



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

Οικονομική Αξιολόγηση Επενδύσεων σε Έργα Αιολικής Ενέργειας υπό Συνθήκες Αβεβαιότητας

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Γεώργιος Θεοχάρης

Επιβλέπων : Ιωάννης Ψαρράς
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Ιούλιος 2016



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

Οικονομική Αξιολόγηση Επενδύσεων σε Έργα Αιολικής Ενέργειας υπό Συνθήκες Αβεβαιότητας

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Γεώργιος Θεοχάρης

Επιβλέπων : **Ιωάννης Ψαρράς**
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την 13^η Ιουλίου 2016.

.....
Ιωάννης Ψαρράς
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....
Δημήτριος Ασκούνης
Αν. Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....
Χρυσόστομος Δούκας
Επ. Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Ιούλιος 2016

.....
Γεώργιος Θεοχάρης

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

Copyright © Γεώργιος Θεοχάρης, 2016

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.

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Κατά τη διάρκεια της τελευταίας δεκαετίας, η ανάπτυξη των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) έχει παρουσιάσει ραγδαία εξέλιξη. Ενιαίοι στόχοι ενεργειακής πολιτικής έχουν τεθεί ώστε μέχρι το 2020 το 20% της κατανάλωσης ενέργειας της ΕΕ να προέρχεται από ανανεώσιμες πηγές, με στόχο την καταπολέμηση της αλλαγής του κλίματος και την μετατροπή της ενεργειακής οικονομίας σε μια ιδιαίτερα αποδοτική οικονομία χαμηλών εκπομπών άνθρακα.

Η αιολική ενέργεια είναι η ταχύτερα αναπτυσσόμενη και πιο ελπιδοφόρα ανανεώσιμη πηγή ενέργειας από άποψη αποδοτικότητας τα τελευταία χρόνια. Εντούτοις, ένα σημαντικό μειονέκτημα της αιολικής ενέργειας είναι ότι είναι άρρηκτα συνδεδεμένη με τη μεταβλητότητα της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας κυρίως λόγω της πιθανολογικής φύσης του αέρα, γεγονός που ενδέχεται να θέσει τις επενδύσεις σε κίνδυνο.

Σκοπός της παρούσας εργασίας είναι καταρχάς η βιβλιογραφική έρευνα σχετικά με την διείσδυση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο μίγμα τεχνολογιών ηλεκτροπαραγωγής τόσο σε ευρωπαϊκό όσο και σε εθνικό επίπεδο καθώς και μία επισκόπηση των μηχανισμών στήριξης που εφαρμόζονται. Ακόμα, παρουσιάζονται αναλυτικά οι κίνδυνοι που συνδέονται με τα έργα αιολικής ενέργειας.

Επίσης, αντικείμενο της εργασίας αποτελεί η εξέταση της οικονομικής αποδοτικότητας των επενδύσεων σε έργα αιολικής ενέργειας με βάση τους μηχανισμούς στήριξης που εφαρμόζονται στη Γερμανία καθώς και η διερεύνηση της αβεβαιότητας των παραμέτρων που υπεισέρχονται στην ανάλυση αυτή. Ως παράμετρος αβεβαιότητας χρησιμοποιήθηκε ο συντελεστής χρησιμοποίησης του Α/Π.

Για την προσέγγιση των οικονομικών δεικτών με ενσωμάτωση της αβεβαιότητας εφαρμόζουμε στατιστικές μεθόδους και χρησιμοποιούμε τη VaR, ως αξιόπιστο μέτρο κινδύνου.

Λέξεις κλειδιά: Αιολική Ενέργεια, Ενεργειακή Πολιτική, Μηχανισμοί Στήριξης, Κίνδυνοι, Αξιολόγηση Επένδυσης, Καθαρή Παρούσα Αξία, Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης, Αξία σε Κίνδυνο,

ABSTRACT

During the last decade, the development of Renewable Energy Sources (RES) has noted a significant growth. European Union has set common energy policy goals in order to substitute 20% of the total energy consumption by renewable sources with a vision of combating climate change and transforming the energy economy to a highly efficient, low carbon economy.

During the last years, wind energy has been defined as the fastest growing and the most promising renewable energy source in terms of financial profitability. Nevertheless, an important disadvantage is the fact that is characterized with a high variability of the electric energy produced mainly due to the probabilistic nature of wind and its subsequent investment risk.

Purpose of this study is to firstly present a thorough literature research on the penetration of renewable energy sources to the technology production mix in both national and international level and secondly to describe the support mechanisms that have already been implemented.

What is more, this study aims to present in detail the risks which are associated to the wind energy projects. It will examine the financial profitability of wind energy projects and it will explore the uncertainty levels involved. Key factor to measure uncertainty levels is the Capacity Factor.

In order to integrate uncertainty levels to the key financial indicators, statistical methods and VaR, as a reliable measure of risk, have been used. .

Keywords: Wind Energy, Energy Policy, Support Mechanisms, Risk, Investment Analysis, Net Present Value, Internal Rate of Return, Value at Risk..

ΠΡΟΛΟΓΟΣ

Αντικείμενο της διπλωματικής εργασίας είναι η Οικονομική Αξιολόγηση Επενδύσεων σε Έργα Αιολικής Ενέργειας υπό Συνθήκες Αβεβαιότητας. Στο πλαίσιο αυτό, πραγματοποιείται η αξιολόγηση επένδυση ενός Α/Π στη Γερμανία σύμφωνα με τους ισχύοντες μηχανισμούς στήριξης και λαμβάνοντας υπόψη την μεταβλητότητα του συντελεστή χρησιμοποίησης.

Η διπλωματική εκπονήθηκε κατά το ακαδημαϊκό έτος 2015-2016 υπό την επίβλεψη του κ. Ιωάννη Ψαρρά, καθηγητή του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου (Ε.Μ.Π.) της σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών, στον οποίο και οφείλω ιδιαίτερες ευχαριστίες.

Θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά τον Δημήτριο Αγγελόπουλο, υποψήφιο Διδάκτορα του Ε.Μ.Π, ο οποίος με την άριστη καθοδήγησή του και τις πολύτιμες συμβουλές του βοήθησε στην επιτυχή εκπόνηση της διπλωματικής μου εργασίας.

Τέλος, θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά την οικογένειά μου για την στήριξή τους καθ' όλη τη διάρκεια των σπουδών μου στο Ε.Μ.Π., καθώς και τους πολύτιμους φίλους μου και συμφοιτητές μου για το ενδιαφέρον και την βοήθεια που μου προσέφεραν.

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

ΠΕΡΙΛΗΨΗ.....	7
ABSTRACT.....	9
ΠΡΟΛΟΓΟΣ.....	11
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1.....	17
ΕΙΣΑΓΩΓΗ.....	17
1.1 Αντικείμενο Διπλωματικής Εργασίας.....	19
1.2 Στάδια Υλοποίησης.....	20
1.3 Δομή της εργασίας	21
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2.....	23
Η ΑΝΑΠΤΥΞΗ ΤΩΝ ΑΠΕ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ ΚΑΙ ΟΙ ΚΙΝΔΥΝΟΙ	23
2.1 Εισαγωγή	25
2.1.1 Η ηλεκτροπαραγωγή από συμβατικά καύσιμα.....	25
2.1.2 Η ηλεκτροπαραγωγή από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας	25
2.2 Η αγορά ηλεκτρισμού της Ελλάδας - Ενεργειακός χάρτης της χώρας	26
2.2.1 Η ιστορική ανασκόπηση των ΑΠΕ στην Ελλάδα.....	26
2.2.2 Στόχοι διείσδυσης των ΑΠΕ	28
2.2.3 Το Ευρωπαϊκό πλαίσιο	28
2.2.4 Εθνικοί στόχοι ΑΠΕ.....	29
2.2.5 Εθνικό Σχέδιο Δράσης	30
2.2.6 Σχέδιο Οδικού Χάρτη Πορείας της Ελλάδας με ορίζοντα το 2050	30
2.2.7 Σύστημα Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών.....	31
2.3 Οι κίνδυνοι στα προγράμματα ΑΠΕ και ο μετριασμός του ρίσκου	32
2.3.1 Ο κίνδυνος ανάπτυξης του έργου	32
2.3.2 Οι κίνδυνοι κατασκευής	36

2.3.3	Οι κίνδυνοι φυσικών πόρων	36
2.3.4	Οι τεχνικοί κίνδυνοι	38
2.3.5	Οι κίνδυνοι αγοράς καυσίμου.....	38
2.3.6	Οι κίνδυνοι της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας	40
2.3.7	Οι κίνδυνοι ρυθμιστικού πλαισίου	41
2.3.8	Οι λειτουργικοί κίνδυνοι.....	42
2.3.9	Οι κίνδυνοι φυσικών καταστροφών	43
2.3.10	Διαχείριση κινδύνου.....	43
2.3.11	Προσδιορισμός κινδύνου	44
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3.....		45
ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ.....		45
3.1	Εισαγωγή.....	47
3.2	Βασικές Αρχές.....	48
3.2.1	Η προοπτική του επενδυτή.....	48
3.2.2	Τύποι προγραμμάτων και αποφάσεων	49
3.2.3	Ταμειακές ροές.....	51
3.2.4	Οι πραγματικές και ονομαστικές τιμές.....	53
3.2.5	Παρούσα αξία.....	54
3.2.6	Επιτόκια προεξόφλησης	55
3.2.7	Η φορολογία και η υποτίμηση.....	57
3.2.8	Άνιση διάρκεια ζωής	57
3.3	Οικονομικοί Δείκτες.....	58
3.3.1	Η περίοδος αποπληρωμής και η έντοκη περίοδος αποπληρωμής	59
3.3.2	Απόδοση της Επένδυσης (RoI)	60
3.3.3	Δείκτης κερδοφορίας και δείκτης αποταμιεύσεων-επένδυσης.....	60
3.3.4	Καθαρή Παρούσα Αξία	61

3.3.5	Εσωτερικός βαθμός απόδοσης	63
3.3.6	Το κόστος του κύκλου ζωής.....	64
3.3.7	Σταθμισμένο κόστος ενέργειας	65
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4.....		67
ΤΟ ΜΕΤΡΟ ΤΗΣ ΑΞΙΑΣ ΣΕ ΚΙΝΔΥΝΟ (VaR)		67
4.1	Το μέτρο της αξίας σε κίνδυνο (Value at Risk)	69
4.1.1	Εννοιολογική προσέγγιση	69
4.1.2	Μαθηματική διατύπωση της VaR	71
4.1.3	Παράμετροι υπολογισμού της VaR.....	73
4.1.4	Πλεονεκτήματα και Μειονεκτήματα της VaR	74
4.1.5	Δεσμευμένη ή υπό συνθήκη VaR (Conditional VaR ή CVaR)	76
4.1.6	Εμπειρικές εφαρμογές της μεθοδολογίας VaR.....	78
4.2	Μεθοδολογικό Πλαίσιο Υπολογισμού της VaR	81
4.2.1	Επιλογή των Παραγόντων Κινδύνου.....	81
4.2.2	Μέθοδοι Υπολογισμού της VaR	82
4.2.3	Μέθοδος Διακύμανσης-Συνδιακύμανσης (Variance-Covariance)	83
4.2.4	Μέθοδος Ιστορικής Προσομοίωσης (Historical Simulation Method).....	85
4.2.5	Μέθοδος Προσομοίωσης Monte Carlo (Monte Carlo Simulation Method)	87
4.3	Cash Flow at Risk	88
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5.....		89
ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ ΑΙΟΛΙΚΟΥ ΠΑΡΚΟΥ ΣΤΗ ΓΕΡΜΑΝΙΑ		89
5.1	Αξιολόγηση Επένδυσης Α/Π στη Γερμανία	91
5.1.1	Οικονομικά και Τεχνικά Δεδομένα	91
5.1.2	Υπολογισμός Capacity Factor του Αιολικού Πάρκου.....	92
5.1.3	Ανάλυση δομής Feed-in-Tariff στη Γερμανία.....	93
5.1.4	Ανάλυση προεξοφλημένων ταμειακών ροών επένδυσης	94

Πίνακας 5.4: Ανάλυση ταμειακών ροών της επένδυσης.....	95
5.1.5 Υπολογισμός οικονομικών δεικτών αξιολόγησης του Α/Π	96
5.1.6 Υπολογισμός περιόδου αποπληρωμής και έντοκης περιόδου αποπληρωμής.....	97
5.1.7 Υπολογισμός του σταθμισμένου κόστους ηλεκτρικής ενέργειας.....	98
5.2 Αξιολόγηση της επένδυσης με ενσωμάτωση της αβεβαιότητας	100
5.2.1 Μεταβλητότητα του Capacity Factor	101
5.2.2 Υπολογισμός οικονομικών δεικτών για διαφορετικές τιμές του Capacity Factor	101
5.2.3 Ενσωμάτωση πιθανότητας εμφάνισης αποτελεσμάτων	103
5.2.4 Προσέγγιση των δεικτών με την κανονική κατανομή	106
5.2.5 Υπολογισμός Value at Risk 95%	108
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6.....	111
ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ ΚΑΙ ΠΡΟΟΠΤΙΚΕΣ.....	111
6.1 Συμπεράσματα	113
6.2 Προοπτικές	113
Βιβλιογραφία	115

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1

ΕΙΣΑΓΩΓΗ

1.1 Αντικείμενο Διπλωματικής Εργασίας

Τα τελευταία χρόνια, το φαινόμενο της κλιματικής αλλαγής, η περιβαλλοντική ρύπανση και η συνεχής εξάντληση των φυσικών πόρων της γης, είναι θέματα προς συζήτηση πρώτης προτεραιότητας διεθνώς. Ο τομέας της παραγωγής και της κατανάλωσης ενέργειας, εν γένει δηλαδή ο ενεργειακός τομέας, σχετίζεται άμεσα με τις παραπάνω αλλαγές, αφού είναι αυτός που αντλεί τα ορυκτά καύσιμα ως φυσικούς πόρους προς παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και ταυτόχρονα εκπέμπει αέριους ρύπους, όπως αυτοί του CO₂, κατά την ίδια παραγωγική διαδικασία. Ο σύγχρονος τρόπος ζωής επίσης, συνοδεύεται από μεγάλες αλλαγές στην ενεργειακή και καταναλωτική συμπεριφορά των ανθρώπων, με αποτέλεσμα την ραγδαία αύξηση της ενεργειακής κατανάλωσης τις τελευταίες δεκαετίες. Έτσι, η ανάγκη για την περαιτέρω διείσδυση των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή και η εξεύρεση λύσεων προς είναι πρωτεύουσας σημασίας.

Η παγκόσμια επιστημονική κοινότητα, έχει στρέψει την προσοχή της σε αυτό το θέμα και έτσι έννοιες όπως «αιφόρα ανάπτυξη», «πράσινη ενέργεια» και «ανανεώσιμες πηγές ενέργειας» αναφέρονται όλο και πιο συχνά στην επιστημονική αλλά και καθημερινή ζωή. Πολλά κράτη, διεθνείς οργανισμοί και επιχειρήσεις έχουν σχηματίσει δίκτυα αλλά και πρωτοβουλίες σχετικά με τα έργα ανανεώσιμης ενέργειας. Με πρώτο το πρωτόκολλο του Κιότο που υπογράφηκε το 2005 από ένα μεγάλο σύνολο κρατών, θέτονται νομικά οι βασικοί κανόνες γύρω από τους οποίους πρέπει να δεσμευτούν τα υπογράφοντα κράτη ώστε να επιτύχουν στόχους διείσδυσης των ανανεώσιμων πηγών. Η Ευρωπαϊκή Ένωση (Ε.Ε) ταυτόχρονα έχοντας ως βάση το πρωτόκολλο του Κιότο, έχει θέσει τους δικούς της ενεργειακούς στόχους. Συγκεκριμένα, με το πακέτο μέτρων που είναι ευρύτερα γνωστό ως 20-20-20 και ορίζεται στην Οδηγία 2009/29/ΕΚ, απαιτεί από τις χώρες μέλη το έτος 2020 να μειώσουν τις εκπομπές των αερίων ρύπων του θερμοκηπίου κατά 20% από τα επίπεδα του 1990, να βελτιώσουν την ενεργειακή τους απόδοση κατά 20% στο ίδιο διάστημα και τέλος να δεσμευτούν ότι το 20% της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειάς τους θα προέρχεται από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας.

Σκοπός της παρούσας εργασίας είναι καταρχάς η μελέτη της διείσδυσης των ανανεώσιμων τεχνολογιών στο μίγμα τεχνολογιών ηλεκτροπαραγωγής σε παγκόσμιο, ευρωπαϊκό και εθνικό επίπεδο καθώς και μία επισκόπηση των μηχανισμών στήριξης που εφαρμόζονται.

Επίσης, αντικείμενο της εργασίας αποτελεί η εξέταση της οικονομικής αποδοτικότητας των επενδύσεων σε έργα αιολικής ενέργειας με βάση τους μηχανισμούς στήριξης που εφαρμόζονται στη Γερμανία καθώς και η διερεύνηση της αβεβαιότητας των παραμέτρων που υφίστανται στην ανάλυση αυτή.

1.2 Στάδια Υλοποίησης

Το χρονικό διάστημα κατά το οποίο εκπονήθηκε η εργασία ξεκινά από τον Οκτώβριο του 2015 και φτάνει μέχρι και τις αρχές Ιουλίου του 2016. Υπήρξαν διάφορα στάδια υλοποίησης, τα οποία περιγράφονται παρακάτω:

1. Αντληση πληροφοριών σχετικών με την διείσδυση των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή και των στόχων που έχουν τεθεί από την Ευρωπαϊκή Ένωση για το 2020 και το 2050.
2. Μελέτη της ενεργειακής πολιτικής και σύγκριση των μηχανισμών στήριξης για τα έργα αιολικής ενέργειας στην Ευρωπαϊκή Ένωση. Αναζήτηση των μελλοντικών προοπτικών και τα σενάρια εξέλιξης των μηχανισμών στήριξης.
3. Μελέτη των κλασικών μεθόδων που έχουν χρησιμοποιηθεί στην βιβλιογραφία για την αξιολόγηση ενεργειακών επενδύσεων σε ασφαλές περιβάλλον.
4. Αναζήτηση μεθόδων αξιολόγησης επένδυσης με ενσωμάτωση του κινδύνου. Εντοπισμός των παραγόντων κινδύνου που χαρακτηρίζουν τα έργα αιολικής ενέργειας.
5. Αναζήτηση κατάλληλης χώρας, με σαφές θεσμοθετημένο πλαίσιο για τους μηχανισμούς υποστήριξης των ΑΠΕ και αυξημένη ανάπτυξη της αιολικής ενέργειας. Γι' αυτό το λόγο επιλέχθηκε η Γερμανία ως πρότυπος χώρας ανάπτυξης της αιολικής ανάμεσα στην Ευρωπαϊκή Ένωση.
6. Προσδιορισμός όλων των οικονομικών μεγεθών που απαιτούνται για την αξιολόγηση της επένδυσης σε ένα αιολικό πάρκο, σύμφωνα με επίσημα καταγεγραμμένα στοιχεία σε αναφορές για την Γερμανία.
7. Ανάπτυξη μεθόδου υπολογισμού των οικονομικών μεγεθών στο Excel, σύμφωνα με την ανάλυση των προεξοφλημένων ταμειακών ροών και τους κλασικούς δείκτες αξιολόγησης επενδύσεων.

8. Εφαρμογή στατιστικών μεθόδων αποτίμησης των οικονομικών αποτελεσμάτων της επένδυσης, με ενσωμάτωση της αβεβαιότητας του συντελεστή χρησιμοποίησης.
9. Εξαγωγή συμπερασμάτων και ανάλυση δεδομένων και προοπτικών για τις επενδύσεις στην αιολική ενέργεια.

1.3 Δομή της εργασίας

Η εργασία περιλαμβάνει έξι κεφάλαια.

- Στο πρώτο κεφάλαιο γίνεται μία πολύ σύντομη αναφορά στις εξελίξεις για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και εν συνεχεία παρουσιάζονται τα στάδια υλοποίησης της εργασίας και η δομή της.
- Στο δεύτερο κεφάλαιο γίνεται ανάλυση της ενεργειακής κατάστασης σήμερα και περιγράφονται οι κίνδυνοι που συνδέονται με τα έργα ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.
- Στο τρίτο κεφάλαιο γίνεται μία θεωρητική επισκόπηση των μεθοδολογιών με τις οποίες μπορεί να αξιολογηθεί μια ενεργειακή επένδυση σε ασφαλές περιβάλλον.
- Στο τέταρτο κεφάλαιο γίνεται θεωρητικά ανάλυση του μέτρου της Αξίας σε Κίνδυνο, και παρουσιάζονται οι κυριότεροι τρόποι υπολογισμού.
- Στο πέμπτο κεφάλαιο παρουσιάζεται η τεχνοοικονομική μελέτη μιας επένδυσης σε Α/Π της Γερμανίας, αφενός με τις κλασσικές μεθόδους και αφετέρου με ενσωμάτωση της αβεβαιότητας.
- Στο έκτο και τελευταίο κεφάλαιο αναλύονται τα συμπεράσματα που προέκυψαν, προκύπτει μία γενική εικόνα των επενδύσεων σε αιολική ενέργεια και εκτιμώνται οι προοπτικές που υπάρχουν για την οικονομική βιωσιμότητα επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2

Η ΑΝΑΠΤΥΞΗ ΤΩΝ ΑΠΕ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ ΚΑΙ ΟΙ ΚΙΝΔΥΝΟΙ

2.1 Εισαγωγή

Σκοπός του κεφαλαίου είναι μία σύντομη επισκόπηση του ενεργειακού χάρτη της χώρας μας, όπως έχει διαμορφωθεί κατά τα τελευταία έτη. Κρίσιμο μέγεθος που ενδιαφέρει σε αυτό το κεφάλαιο είναι τα ποσοστά διείσδυσης των ΑΠΕ στην παραγωγή και την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας. Επίσης γίνεται μία πλήρης περιγραφή της παραγωγής, αγοράς και πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας καθώς και η παρουσίαση των στόχων που έχουν τεθεί όσον αφορά τις ΑΠΕ για τη διείσδυσή τους στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας με χρονικό ορίζοντα το έτος 2020 και πιο μακροπρόθεσμα το έτος 2050.

2.1.1 Η ηλεκτροπαραγωγή από συμβατικά καύσιμα

Η ηλεκτροπαραγωγή από συμβατικά καύσιμα χρησιμοποιεί ως πηγή ενέργειας ορυκτά καύσιμα (στερεά, υγρά ή αέρια):

- στερεά: ο λιγνίτης, ο λιθάνθρακας, ο οπτάνθρακας, οι μπρικέττες/ξηρός λιγνίτης κ.α.
- υγρά: η βενζίνη, το ντίζελ, το μαζούτ, η νάφθα, η κηροζίνη κ.α.
- αέρια καύσιμα: το φυσικό αέριο, το αέριο πόλης κ.α.

Τα καύσιμα αυτά, που έχουν σχηματιστεί σε παλαιότερες γεωλογικές περιόδους, βρίσκονται αποθηκευμένα στο υπέδαφος, σε μικρότερα ή μεγαλύτερα βάθη. Τα συμβατικά, ορυκτά καύσιμα βρίσκονται σε πεπερασμένες, μη ανανεώσιμες ποσότητες, χρειάζονται εκατομμύρια χρόνια για να σχηματιστούν και έτσι εξαντλούνται με πολύ ταχύτερο ρυθμό από τον ρυθμό με τον οποίο σχηματίζονται. Η καύση των ορυκτών καυσίμων, η οποία αποτελεί βασικό στάδιο της διαδικασίας ηλεκτροπαραγωγής, οδηγεί στην παραγωγή ρυπογόνων εκπομπών (αιωρούμενα σωματίδια, διοξείδιο του θείου (SO₂), οξείδια του αζώτου (NO_x), διοξείδιο του άνθρακα (CO₂), στερεά απόβλητα) κάτι το οποίο αποτελεί και το βασικό μειονέκτημα των εν λόγω καυσίμων.

Οι επιδράσεις των ρυπογόνων αυτών εκπομπών συνδέονται άμεσα με σημαντικά περιβαλλοντικά προβλήματα. Η κύρια επιβλαβής επίδραση της χρήσης των ορυκτών καυσίμων είναι η αύξηση του διοξειδίου του άνθρακα στην ατμόσφαιρα που έχει ως αποτέλεσμα την υπερθέρμανση του πλανήτη. Άλλες επιβλαβείς ουσίες που απελευθερώνονται στην ατμόσφαιρα (όπως νιτρικά, θειικά ή ανθρακικά οξέα) είναι υπεύθυνα για τον σχηματισμό όξινης βροχής. Αυτά καθώς και άλλα περιβαλλοντικά προβλήματα που συνδέονται με την εξόρυξη και καύση των συμβατικών καυσίμων επιτάσσουν τον περιορισμό τους από την ηλεκτροπαραγωγή.

2.1.2 Η ηλεκτροπαραγωγή από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

Η ηλεκτροπαραγωγή από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, σε αντίθεση με την ηλεκτροπαραγωγή από συμβατικά καύσιμα, χρησιμοποιεί πηγές διαχρονικές, που δεν εξαντλούν περιορισμένα ενεργειακά αποθέματα. Οι κυριότερες πηγές είναι:

- η αιολική ενέργεια,
- η ηλιακή ενέργεια,
- η ενέργεια κυμάτων,
- η παλιρροϊκή ενέργεια,
- η βιομάζα,
- τα αέρια που εκλύονται από χώρους υγειονομικής ταφής και από εγκαταστάσεις βιολογικού καθαρισμού,
- τα βιοαέρια,
- η γεωθερμική ενέργεια,
- η υδραυλική ενέργεια που αξιοποιείται από υδροηλεκτρικούς σταθμούς

Η ηλεκτροπαραγωγή από ΑΠΕ δεν παράγει ρυπογόνες εκπομπές καθώς δεν προϋποθέτει την καύση ορυκτών καυσίμων. Είναι άμεσα συνδεδεμένη με τον ήλιο και τα φυσικά φαινόμενα και κατά συνέπεια εξαρτάται από την περιοδικότητα ή την στοχαστικότητα αυτών των φαινομένων. Βασικό ζητούμενο που αφορά τις ΑΠΕ είναι η αύξηση του ποσοστού διείσδυσής τους στην ηλεκτροπαραγωγή, κάτι που παρουσιάζει ορισμένες δυσκολίες και προαπαιτούμενα: ενδεχόμενη ανάγκη αναβάθμισης του δικτύου, ύπαρξη συστημάτων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, υψηλά χρηματικά ποσά για τη δημιουργία μονάδων παραγωγής που εκμεταλλεύονται τις διάφορες ανανεώσιμες μορφές ενέργειας.

Το δυναμικό των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας είναι ιδιαίτερα σημαντικό, πολύ μεγαλύτερο από την συνολική παγκόσμια ενεργειακή κατανάλωση. Η χρήση των ανανεώσιμων ή εναλλακτικών πηγών ενέργειας είναι ακόμη πολύ περιορισμένη σε παγκόσμια κλίμακα (σύμφωνα με εκτιμήσεις του Παγκόσμιου Συμβουλίου Ενέργειας (WEC) το 2010 οι ΑΠΕ αντιστοιχούσαν στο 18% του παγκόσμιου ενεργειακού μείγματος) αλλά η αξιοποίησή τους και η συνεχώς αυξανόμενη διείσδυσή τους στην παγκόσμια ηλεκτροπαραγωγή είναι μέρος του σχεδιασμού των περισσότερων ανεπτυγμένων κρατών.

Πέρα από τη διείσδυση των ΑΠΕ, η εξοικονόμηση ενέργειας αποτελεί έναν ακόμα άξονα για τον περιορισμό της κατανάλωσης των ορυκτών καυσίμων, μέσα από την μείωση της κατανάλωσης ενέργειας και κατ' επέκταση και της παραγωγής

2.2 Η αγορά ηλεκτρισμού της Ελλάδας - Ενεργειακός χάρτης της χώρας

2.2.1 Η ιστορική ανασκόπηση των ΑΠΕ στην Ελλάδα

Η πρώτη προσπάθεια για εισαγωγή τεχνολογιών ΑΠΕ και δημιουργία αντίστοιχου θεσμικού πλαισίου στην Ελλάδα γίνεται με τον Ν. 1559/1985, «Ρύθμιση θεμάτων εναλλακτικών μορφών ενέργειας και ειδικών θεμάτων ηλεκτροπαραγωγής από συμβατικά καύσιμα και άλλες διατάξεις», όταν δόθηκε η δυνατότητα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Δήμους ή άλλους εκτός ΔΕΗ Δημόσιους Οργανισμούς, με υποχρέωση την πώλησή της στην ΔΕΗ ή την ιδιοκατανάλωσή της από τον παραγωγό. Η προσπάθεια αυτή δεν απέδωσε, διότι, εκτός των άλλων, η τιμή πώλησης της ενέργειας προς την ΔΕΗ ήταν χαμηλή.

Με τον Ν. 2244/94, «Ρύθμιση θεμάτων ηλεκτροπαραγωγής από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και από συμβατικά καύσιμα και άλλες διατάξεις», γίνεται η αρχή για παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ και από ιδιώτες, ορίζονται ικανοποιητικές τιμές πώλησης και θεσπίζεται η υποχρέωση αγοράς της παραγόμενης ενέργειας από την ΔΕΗ ενώ παράλληλα το κράτος, εφαρμόζοντας σχετικές αποφάσεις της Ευρωπαϊκής Ένωσης, προχώρησε στην επιδότηση του κόστους εγκατάστασης έργων ΑΠΕ ώστε να καθίστανται οικονομικά βιώσιμα.

Οι ευνοϊκές ρυθμίσεις του Ν. 2244/94 διατηρήθηκαν στον Ν. 2773/99, στον οποίο γίνεται μία πρώτη προσπάθεια απελευθέρωσης της αγοράς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, δηλαδή τη λειτουργία της σχετικής αγοράς βάσει κανόνων ελεύθερης αγοράς και ανταγωνισμού. Με τον Ν. 2773/99 διαχωρίζεται το ανταγωνιστικό σκέλος της αγοράς (παραγωγή και προμήθεια ηλεκτρικής ενέργειας) από το μονοπωλιακό σκέλος (μεταφορά και διανομή). Δημιουργούνται δύο νέα αρμόδια όργανα: η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ) και ο Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΣΜΗΕ) ενώ ως διαχειριστής του δικτύου διανομής παραμένει η ΔΕΗ.

Με τις νέες ρυθμίσεις, η τιμή αγοράς της ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ είναι ρυθμιζόμενη, δηλαδή δεν τίθεται σε βάση ανταγωνισμού με την προερχόμενη από συμβατικές πηγές. Προβλέπεται για πρώτη φορά η επιβολή τέλους υπέρ των Οργανισμών Τοπικής Αυτοδιοίκησης, το οποίο έχει οριστεί στο 2% των ακαθαρίστων εσόδων από την πώληση της ηλεκτρικής ενέργειας.

Κατά την τελευταία 20ετία, η αγορά ηλεκτρισμού της χώρας έχει εξελιχθεί και μεταβληθεί αισθητά: οικονομική ανάπτυξη και νέες καταναλωτικές συνήθειες που υιοθετήθηκαν έχουν επηρεάσει τον ενεργειακό χάρτη της χώρας. Επισημαίνονται κάποια βασικά χαρακτηριστικά αυτού:

- μια τάση για διαρκή αύξηση της ζήτησης ενέργειας σε όλους τους τομείς κατανάλωσης (με εξαίρεση τα τελευταία έτη της οικονομικής ύφεσης), η οποία επηρέασε την ανάπτυξη του ενεργειακού συστήματος.
- το υψηλό επίπεδο χρήσης συμβατικών καυσίμων τόσο για την παραγωγή ηλεκτρισμού όσο και για την κατανάλωση σε όλους ανεξαιρέτως τους τομείς αποτελεί το κύριο χαρακτηριστικό του ελληνικού ενεργειακού μείγματος. Βασικό εγχώριο καύσιμο είναι ο λιγνίτης. Το ενεργειακό ισοζύγιο της χώρας κυριαρχείται επίσης, από εισαγόμενους υδρογονάνθρακες και κυρίως πετρελαϊκά προϊόντα και λιγότερο φυσικό αέριο.
- Η μεγάλη εξάρτηση της χώρας από τις εισαγωγές καυσίμων και οι μη προβλέψιμες και κυρίως μη ελεγχόμενες μεταβολές στην τιμή τους, αποτελούν ένα σημαντικό παράγοντα αβεβαιότητας κατά τον σχεδιασμό ενεργειακών πολιτικών αλλά και στην ασφάλεια ενεργειακού εφοδιασμού.
- Η υιοθέτηση κοινών ευρωπαϊκών πολιτικών στον τομέα της ενέργειας και κυρίως σε σχέση με τις απαιτήσεις για περιορισμό των εκπομπών αέριων ρύπων του θερμοκηπίου έχει ήδη επηρεάσει το εθνικό ενεργειακό σύστημα. Τα τελευταία χρόνια παρατηρείται μια ολοένα και αυξανόμενη διείσδυση των ΑΠΕ τόσο στην ηλεκτροπαραγωγή, όσο και στην τελική χρήση ενέργειας. [3]

2.2.2 Στόχοι διείσδυσης των ΑΠΕ

Το ενδιαφέρον για τις ΑΠΕ σε παγκόσμιο επίπεδο πρωτοεμφανίστηκε τη δεκαετία του 1970, ως αποτέλεσμα κυρίως των διαδοχικών πετρελαϊκών κρίσεων της εποχής, αλλά και των επιπτώσεων στο περιβάλλον και την ποιότητα ζωής των ανθρώπων από τη χρήση συμβατικών πηγών ενέργειας. Λόγω του ιδιαίτερα υψηλού κόστους τους στην αρχή, ξεκίνησαν ως πειραματικές εφαρμογές. Άρχισαν να περιλαμβάνονται στα ερευνητικά προγράμματα για την ενέργεια των ανεπτυγμένων κρατών.

Λόγω του αυξημένου ενδιαφέροντος, της ευρέως διαδεδομένης έρευνας των τεχνολογιών ΑΠΕ και της εξάπλωσής τους, τις τελευταίες δύο δεκαετίες, το κόστος των ΑΠΕ μειώνεται συνεχώς καθιστώντας κάποιες τεχνολογίες, ειδικά την αιολική και την υδροηλεκτρική ενέργεια, αλλά και τη βιομάζα, πλέον ανταγωνιστικές μπροστά στις παραδοσιακές πηγές ενέργειας (όπως τον άνθρακα και την πυρηνική ενέργεια).

Πλέον λαμβάνονται σοβαρά υπόψη στη χάραξη της ενεργειακής πολιτικής και στην ενίσχυση της περαιτέρω αξιοποίησής τους, ώστε να αυξηθεί το μικρό ποσοστό που κατέχουν στη συνολική ενεργειακή παραγωγή: σήμερα οι κυβερνήσεις παγκοσμίως θεσπίζουν εθνικούς στόχους για αύξηση της διείσδυσης της παραγόμενης ενέργειας από ΑΠΕ, την μείωση των αερίων θερμοκηπίου και την εξοικονόμηση ενέργειας.

2.2.3 Το Ευρωπαϊκό πλαίσιο

Η κοινή ενεργειακή πολιτική και στρατηγική που προωθείται στο πλαίσιο της Ευρωπαϊκής Ένωσης προτείνει την κατάρτιση Εθνικού Σχεδίου Δράσης για τις ΑΠΕ για κάθε κράτος-μέλος. Τα Εθνικά Σχέδια Δράσης για την ανανεώσιμη ενέργεια ορίζουν τους εθνικούς συνολικούς στόχους των κρατών-μελών το 2020 για τα μερίδια της ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές που καταναλίσκονται στις μεταφορές, στους τομείς της ηλεκτρικής ενέργειας, της θέρμανσης και ψύξης. Για το σύνολο των Κρατών Μελών της Ευρωπαϊκής Ένωσης, μέχρι το 2020, προβλέπεται:

- α) 20% μείωση των εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου σε σχέση με τα επίπεδα του 1990 σύμφωνα με την Οδηγία 2009/29/ΕΚ,
- β) 20% διείσδυση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας σύμφωνα με την Οδηγία 2009/28/ΕΚ και
- γ) 20% εξοικονόμηση πρωτογενούς ενέργειας.

Σύμφωνα με τον «Ευρωπαϊκό Οδικό Χάρτη για το 2050» [8] που έχει καταρτιστεί από την Ε.Ε, έχουν προσδιοριστεί ορισμένες προϋποθέσεις που οφείλουν να ικανοποιούνται από τα κράτη-μέλη με στόχο τη μετάβαση σε έναν Ενεργειακό Τομέα Χαμηλών Εκπομπών. Σύμφωνα με τα μακροπρόθεσμα αυτά σχέδια, τα κράτη μέλη πρέπει να κινηθούν στο εξής προς τις παρακάτω κατευθύνσεις:

1. Άμεση προτεραιότητα στην επίτευξη των στόχων του 2020, με εφαρμογή όλων των μέτρων που έχουν σχεδιαστεί γι' αυτό.
2. Το ενεργειακό σύστημα και η κοινωνία συνολικά θα πρέπει να γίνουν δραστικά περισσότερο ενεργειακά αποδοτικοί.
3. Θα πρέπει να δοθεί ιδιαίτερη έμφαση στη διείσδυση των ΑΠΕ.
4. Η προώθηση της τεχνολογικής καινοτομίας αποτελεί κρίσιμο παράγοντα για να γίνει δυνατή η εμπορική αξιοποίηση νέων τεχνολογιών.

5. Η δέσμευση της Ευρωπαϊκής Ένωσης για μια πλήρως ολοκληρωμένη εσωτερική αγορά μέχρι το 2014.
6. Το τελικό κόστος ενέργειας να αντανακλά τα πραγματικά κόστη του ενεργειακού συστήματος. Οι ευάλωτοι καταναλωτές πρέπει σε κάθε περίπτωση να προστατεύονται και να αποφευχθεί η ενεργειακή φτώχεια.
7. Η κρισιμότητα της ανάγκης ανάπτυξης νέων ενεργειακών υποδομών και δυνατοτήτων αποθήκευσης να γίνει ευρέως αντιληπτή.
8. Η ασφάλεια παραδοσιακών ή νέων μορφών πηγών ενέργειας είναι αδιαπραγμάτευτη και η ΕΕ θα συνεχίσει να αναλαμβάνει διεθνώς πρωτοβουλίες προς την κατεύθυνση αυτή.
9. Η συντονισμένη Ευρωπαϊκή δράση στις διεθνείς σχέσεις να αποτελεί κανόνα με ενίσχυση των προσπαθειών για διεθνείς δράσεις για το κλίμα.
10. Οι χώρες μέλη και οι επενδυτές χρειάζονται ορόσημα, γι' αυτό είναι απαραίτητη η θέσπιση πολιτικού πλαισίου προς το 2030.

2.2.4 Εθνικοί στόχοι ΑΠΕ

Ειδικά στην Ελλάδα, τον Ιούνιο του 2010, με τον Ν.3851 καθορίστηκαν εθνικοί στόχοι για την διείσδυση των ΑΠΕ ως το 2020 (αναθεωρήσιμοι ανά διετία):

1. Συμμετοχή της ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ **στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας** σε ποσοστό 20%.
2. Συμμετοχή της ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ στην τελική κατανάλωση ενέργειας για **θέρμανση και ψύξη** σε ποσοστό τουλάχιστον 20%.
3. Συμμετοχή της ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ στην τελική κατανάλωση ενέργειας στις **μεταφορές** σε ποσοστό τουλάχιστον 10%.
4. Συμμετοχή της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ **στην ακαθάριστη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας** σε ποσοστό τουλάχιστον 40%.

Επιπλέον, με τον ίδιο νόμο, γίνεται προσπάθεια περαιτέρω απλούστευσης και συντόμευσης της διαδικασίας αδειοδότησης νέων έργων ΑΠΕ με τον παραλληλισμό ορισμένων χρονοβόρων επιμέρους βημάτων και την κατάργηση άλλων. Ιδιαίτερη σημασία στο πλαίσιο αυτό έχει το γεγονός ότι δεν απαιτείται πλέον Άδεια Παραγωγής ή Εξαίρεση από την ΡΑΕ για φωτοβολταϊκούς και ηλιοθερμικούς σταθμούς ισχύος έως και 1 MW.

Ο στόχος για τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου είναι μείωση κατά 4% στους τομείς εκτός εμπορίας σε σχέση με τα επίπεδα του 2005.

Σε σχέση με την εξοικονόμηση ενέργειας η Ελλάδα έχει ήδη καταρτίσει το 1ο Σχέδιο Δράσης Ενεργειακής Αποδοτικότητας όπου προβλέπεται 9% εξοικονόμηση ενέργειας στην τελική κατανάλωση μέχρι το έτος 2016 σύμφωνα με την Οδηγία 2006/32/ΕΚ, ενώ ο στόχος του 20% που έχει τεθεί συνολικά για την Ευρωπαϊκή Ένωση δεν έχει εξειδικευθεί ανά κράτος-μέλος.

2.2.5 Εθνικό Σχέδιο Δράσης

Σύμφωνα με τις οδηγίες της Ε.Ε, για την επίτευξη των εθνικών ενεργειακών στόχων, τα αρμόδια όργανα και φορείς της Πολιτείας προχώρησαν τον Ιούνιο του 2010 στην κατάρτιση και υποβολή στην Ευρωπαϊκή Επιτροπή της «Έκθεσης του Εθνικού Σχεδίου Δράσης». Η Έκθεση αυτή περιλαμβάνει εκτιμήσεις για την εξέλιξη του ενεργειακού τομέα και τη διείσδυση των τεχνολογιών των ΑΠΕ έως το 2020 και προβλέπει χρονικά τακτικό (ανά διετία) επαναπροσδιορισμό του σχεδίου και έλεγχο της προόδου εφαρμογής του. Η επικαιροποίηση απαιτείται ώστε να λαμβάνονται υπόψη οι εξελίξεις της αγοράς και της βελτίωσης των τεχνολογιών, αλλά και η ζήτηση της ενέργειας έτσι ώστε οι στρατηγικές που ορίζονται στο Εθνικό Σχέδιο Δράσης να είναι βέλτιστες.

Σύμφωνα με το Εθνικό Σχέδιο Δράσης, οι εθνικοί στόχοι για την ηλεκτροπαραγωγή θα ικανοποιηθούν με την ανάπτυξη περίπου 14.950 MW (από περίπου 4.000 MW σήμερα) μονάδων ΑΠΕ όλων των τεχνολογιών. Στον Πίνακα 1.2 παρουσιάζονται οι εθνικοί στόχοι που έχουν τεθεί για τα έτη 2014 και 2020 ανά τεχνολογία.

2.2.6 Σχέδιο Οδικού Χάρτη Πορείας της Ελλάδας με ορίζοντα το 2050

Με το πρώτο Σχέδιο Δράσης για τις ΑΠΕ, για το διάστημα έως το 2020, υιοθετούνται οι πρώτες κατευθυντήριες γραμμές του ενεργειακού μέλλοντος της χώρας. Στη συνέχεια του Εθνικού Ενεργειακού Σχεδιασμού, την άνοιξη του 2012, η αρμόδια επιτροπή του ΥΠΕΚΑ συνέταξε το «Σχέδιο Οδικού Χάρτη Πορείας της Ελλάδας στο Τομέα της Ενέργειας με ορίζοντα το 2050», που προβλέπει πλήρη εκμετάλλευση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας έως το 2050. Στόχος είναι η πλήρης ενεργειακή ανεξαρτησία της χώρας σε δύο δεκαετίες, δηλαδή να υπάρχει κάλυψη έως και 100% των αναγκών σε ηλεκτρική ενέργεια. Τα σενάρια που παρουσιάζονται στον Οδικό Χάρτη για την Ενέργεια είναι τρία:

- Το Σενάριο «Υφιστάμενων πολιτικών» (ΥΦ) υποθέτει συντηρητική υλοποίηση των πολιτικών για την ενέργεια και το περιβάλλον, προβλέποντας αφενός μέτριο επίπεδο περιορισμού των εκπομπών CO₂ μέχρι το 2050 (40% σε σχέση με το 2005), αφετέρου μέτρια διείσδυση ΑΠΕ και εξοικονόμησης ενέργειας.
- Το Σενάριο «Μέτρων Μεγιστοποίησης ΑΠΕ» (ΜΕΑΠ) υποθέτει τη μεγιστοποίηση της διείσδυσης των ΑΠΕ (στο επίπεδο του 100% στην ηλεκτροπαραγωγή), με στόχο τη μείωση των εκπομπών CO₂ κατά 60% - 70% και ταυτόχρονη εξοικονόμηση ενέργειας στα κτίρια και τις μεταφορές.
- Το Σενάριο «Περιβαλλοντικών Μέτρων Ελαχίστου Κόστους» (ΠΕΚ) έχει τις ίδιες παραδοχές με το Σενάριο ΜΕΑΠ όσον αφορά τις εκπομπές CO₂ αλλά υπολογίζει το ποσοστό των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή ώστε να εξασφαλιστεί το ελάχιστο κόστος.

Διαπιστώνεται ότι η προοπτική των υφιστάμενων πολιτικών (Σενάριο ΥΦ) οδηγεί σε περιορισμένη μείωση των εκπομπών CO₂ έως το 2050, που δεν συνάδει με τους ευρωπαϊκούς στόχους για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής ούτε αποτελεί την οικονομικότερη εξέλιξη του ενεργειακού τομέα. Τα σενάρια νέας ενεργειακής πολιτικής (Σενάρια ΜΕΑΠ και ΠΕΚ), στα οποία κυριαρχεί η υψηλή διείσδυση των

ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας, επιτυγχάνουν μεγάλη μείωση των εκπομπών CO₂ (κατά 60% με 70% σε σχέση με το 2005) με ταυτόχρονη μείωση της εισαγόμενης ενέργειας καθώς και της ενεργειακής εξάρτησης της χώρας από εισαγωγές ορυκτών καυσίμων.

Η μελλοντική εικόνα του ενεργειακού συστήματος όπως προκύπτει από τα δύο βασικά σενάρια ενεργειακής πολιτικής μπορεί να συνοψισθεί στα παρακάτω 10 σημεία:

1. Μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου κατά 60 - 70% έως το 2050 ως προς το 2005.
2. Ποσοστό 85 - 100% ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ, με την αξιοποίηση όλων των εμπορικά ώριμων τεχνολογιών.
3. Συνολική διείσδυση ΑΠΕ σε ποσοστό 60 - 70% στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας μέχρι το 2050.
4. Σταθεροποίηση της ενεργειακής κατανάλωσης λόγω των μέτρων εξοικονόμησης ενέργειας.
5. Σχετική αύξηση της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας λόγω εξηλεκτρισμού των μεταφορών και μεγαλύτερης χρήσης αντλιών θερμότητας στον οικιακό και τριτογενή τομέα.
6. Σημαντική μείωση της κατανάλωσης πετρελαιοειδών.
7. Αύξηση της χρήσης βιοκαυσίμων στο σύνολο των μεταφορών στο επίπεδο του 31%-34% μέχρι το 2050.
8. Το μερίδιο του ηλεκτρισμού είναι κυρίαρχο στις επιβατικές μεταφορές μικρής απόστασης (45%) και σημαντική αύξηση του μεριδίου των μέσων σταθερής τροχιάς.
9. Σημαντικά βελτιωμένη ενεργειακή απόδοση για το σύνολο του κτιριακού αποθέματος και μεγάλη διείσδυση των εφαρμογών ΑΠΕ στον κτιριακό τομέα.
10. Ανάπτυξη μονάδων αποκεντρωμένης παραγωγής και έξυπνων δικτύων.

2.2.7 Σύστημα Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών

Το Πρωτόκολλο του Κιότο προβλέπει τρεις μηχανισμούς μέσω των οποίων οι χώρες δύνανται να επιτύχουν μείωση των εκπομπών ρύπων τους. Οι μηχανισμοί αυτοί είναι η εμπορία δικαιωμάτων εκπομπών, τα προγράμματα Κοινής Εφαρμογής και οι Μηχανισμοί Καθαρής Ανάπτυξης. Το πρωτόκολλο ορίζει τη λειτουργία του μηχανισμού της εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπών σε διεθνές επίπεδο από το 2008.

Σε Κοινοτικό επίπεδο η εμπορία εκπομπών ξεκίνησε το 2005. Με την Οδηγία 2003/87/ΕΚ είχε θεσπιστεί ένα Κοινοτικό σύστημα εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπής αερίων θερμοκηπίου, με στόχο την αποτελεσματικότερη εκπλήρωση των δεσμεύσεων της Ευρωπαϊκής Κοινότητας και των κρατών-μελών της για μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου. Το κοινοτικό σύστημα εμπορίας τέθηκε σε λειτουργία την 1η Ιανουαρίου 2005 και κάλυπτε εκπομπές μόνο διοξειδίου του άνθρακα από μεγάλες σταθερές πηγές. Η πρώτη φάση ολοκληρώθηκε το 2007 ενώ η δεύτερη αφορά την περίοδο 2008-2012. Η τρίτη φάση αφορά τα έτη 2013-2020 και περιλαμβάνει, εκτός από τις σταθερές εγκαταστάσεις, και κάποιες αεροπορικές εταιρείες (που πληρούν ορισμένα κριτήρια).

Κάθε κράτος - μέλος έχει την υποχρέωση υποβολής στην Ευρωπαϊκή Επιτροπή ενός Εθνικού Σχεδίου κατανομής με τη συνολική ποσότητα δικαιωμάτων που θα κατανείμει

για κάθε περίοδο, και τη κατανομή των δικαιωμάτων αυτών στο φορέα εκμετάλλευσης κάθε εγκατάστασης.

Στην Ελλάδα έχουν κατατεθεί «Εθνικό Σχέδιο Κατανομής Δικαιωμάτων εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου για την περίοδο 2005-2007» (εγκρίθηκε με την ΚΥΑ 36028/1604/2006 (ΦΕΚ 1216Β') και το «Εθνικό Σχέδιο Κατανομής Δικαιωμάτων εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου για την περίοδο 2008-2012».

2.3 Οι κίνδυνοι στα προγράμματα ΑΠΕ και ο μετριασμός του ρίσκου

Οι επενδύσεις σε ανανεώσιμες πηγές ενέργειας θεωρούνται γενικά επενδύσεις χαμηλού ρίσκου, αλλά όπως οποιαδήποτε επένδυση, μια λεπτομερής αξιολόγηση του κινδύνου είναι απαραίτητη προτού να ληφθεί μια απόφαση επένδυσης. Όλες οι επιχειρήσεις πρέπει να αντιμετωπίσουν τους στρατηγικούς και επιχειρησιακούς κινδύνους που συνδέονται με το πρόγραμμα. Χαρακτηριστικά παραδείγματα είναι η ανεπαρκής διοικητική τεχνογνωσία, η ανεπαρκής ικανότητα χρηματοδότησης, καθώς επίσης και η εκμετάλλευση οικονομικών κλίμακας για να μειωθούν τα κόστη. Οι σύνθετες και μακροχρόνιες διαδικασίες έγκρισης είναι ένας συνηθισμένος κίνδυνος. Στη Γερμανία, για παράδειγμα, η περίοδος έγκρισης μπορεί να πάρει περισσότερο από δύο έτη λόγω μιας αξιολόγησης της περιβαλλοντικής επίπτωσης από τις αρμόδιες αρχές. Οι τεχνικές μετριασμού του κινδύνου περιλαμβάνουν την αποτελεσματική διαχείριση του προγράμματος και την προσεκτική εργολαβία, την εμπιστοσύνη σε αξιόπιστη τεχνολογία και προμηθευτές για την μείωση του κινδύνου των τεχνολογικών ανεπαρκειών ή των ελλείψεων στην αλυσίδα ανεφοδιασμού. [16]

2.3.1 Ο κίνδυνος ανάπτυξης του έργου

Η ανάπτυξη του προγράμματος είναι βεβαίως το πιο επικίνδυνο μέρος της αλυσίδας ενός προγράμματος ανανεώσιμης ενέργειας. Ο βασικός κίνδυνος είναι ότι το πρόγραμμα δεν φθάνει ποτέ σε μια κατάσταση στην οποία να μπορεί να πωληθεί, ή ότι η τιμή στην οποία μπορεί να πωληθεί δεν καλύπτει τις δαπάνες της ανάπτυξης του προγράμματος, συμπεριλαμβανομένης μιας επαρκούς απόδοσης της επένδυσης. Οι δαπάνες ανάπτυξης ενός προγράμματος εξαρτώνται έντονα από την τεχνολογία, τη χώρα και κάποια συγκεκριμένα χαρακτηριστικά του προγράμματος. Για παράδειγμα, για μικρής κλίμακας φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις στις στέγες, δεν απαιτείται κάποια άδεια, η πρόσβαση στο δίκτυο είναι εγγυημένη και ο εξοπλισμός είναι εντελώς τυποποιημένος. Σε αυτήν την περίπτωση, η ανάπτυξη του προγράμματος μπορεί να ολοκληρωθεί μέσα σε μερικές ημέρες με μικρό κόστος. Οι κίνδυνοι για την αποτυχία ενός τέτοιου προγράμματος είναι μικροί. Αντίθετα, η ανάπτυξη ενός μεγάλου υδροηλεκτρικού προγράμματος ισχύς 1000 MW, για παράδειγμα, μπορεί να διαρκέσει 10 έτη μέχρι να ολοκληρωθεί και το κόστος μπορεί να είναι υπέρογκο. Και μέσα σε 10 έτη, οι συνθήκες στην αγορά και τα ρυθμιστικά σχέδια είναι πιθανό να αλλάξουν, το οποίο εκθέτει την οικονομική βιωσιμότητα ενός τέτοιου προγράμματος σε σημαντικό κίνδυνο.

Οι τυπικές δαπάνες ανάπτυξης ενός προγράμματος μεσαίου μεγέθους ανεμογεννητριών ισχύς 10 έως 50 MW είναι από 200.000€ έως 1.000.000€. Οι δαπάνες

ανάπτυξης του προγράμματος εξαρτώνται σε έναν μικρό βαθμό από το μέγεθος του έργου. Επομένως, οι συγκεκριμένες δαπάνες ανάπτυξης ανά ισχύ (MW) είναι σημαντικά χαμηλότερες για τα μεγαλύτερα προγράμματα. Τα φωτοβολταϊκά έργα απαιτούν γενικά λιγότερες άδειες, μελέτες περιβαλλοντικής επίδρασης, προγραμματισμό και γεωτεχνική έρευνα. Αυτό μειώνει σημαντικά το κόστος από 100.000€ έως 500.000€. Οι υδροηλεκτρικοί σταθμοί είναι πιο σύνθετοι, επομένως, οι χαρακτηριστικές δαπάνες ανάπτυξης ενός προγράμματος μικρού υδροηλεκτρικού σταθμού με ισχύ από 10 MW έως 100 MW κυμαίνεται από 1 έως 5 εκατομμύρια ευρώ. Τα έργα βιομάζας είναι λιγότερο τυποποιημένα από τα αιολικά, αλλά όχι τόσο σύνθετα όσο οι υδροηλεκτρικοί σταθμοί ενέργειας. Επομένως, το κόστος ανάπτυξης έργων βιομάζας είναι μεταξύ του κόστους της αιολικής ενέργειας και της υδροηλεκτρικής. Για παράκτια αιολικά ενεργειακά έργα ισχύος 300 MW ή περισσότερο το κόστος ανάπτυξης του προγράμματος ανέρχεται από 10 έως 30 εκατομμύρια ευρώ.

Υπάρχουν πολλοί λόγοι για τους οποίους η ανάπτυξη ενός προγράμματος αποτυγχάνει. Δεδομένου ότι τα νομοθετικά πλαίσια υποστήριξης της ανανεώσιμης ενέργειας, που διαμορφώνουν όλες τις διαδικασίες καθώς επίσης και τους κανόνες για την πρόσβαση στο δίκτυο διαφοροποιούνται έντονα από χώρα σε χώρα, και μερικές φορές ακόμη και από περιοχή σε περιοχή, δεν είναι δυνατό να γενικευτούν οι λόγοι για την αποτυχία. Εντούτοις, οι χαρακτηριστικοί λόγοι είναι:

- Αποτυχία να εξασφαλιστούν τα δικαιώματα εδάφους.
- Οι φυσικοί πόροι (π.χ., αέρας, ηλιακή ακτινοβολία ή βιομάζα) αποδεικνύονται ανεπαρκείς.
- Αποτυχία να ληφθούν όλες οι απαραίτητες άδειες και οι εγκρίσεις.
- Διαμαρτυρία των τοπικών επηρεαζόμενων κοινωνικών ομάδων.
- Αποτυχία να ληφθεί η πρόσβαση στο δίκτυο.
- Περιβαλλοντικοί περιορισμοί (π.χ., λόγω της ανακάλυψης των απειλούμενων υπό εξαφάνιση ειδών).
- Το πρόγραμμα αποδεικνύεται τεχνικά ή οικονομικά ανέφικτο.
- Το πρόγραμμα χάνει την επιλεξιμότητα για τα σχέδια υποστήριξης λόγω των ρυθμιστικών αλλαγών.
- Η συμμετοχή στις δημοπρασίες της ανανεώσιμης ενέργειας γίνεται χωρίς επιτυχία.

Για να μετριαστεί ο κίνδυνος ανάπτυξης ενός προγράμματος, μια συστηματική διοικητική προσέγγιση κινδύνου που εφαρμόζεται σε οποιοδήποτε πρόγραμμα είναι ουσιαστική. Αυτή η προσέγγιση περιλαμβάνει τα ακόλουθα στοιχεία:

- Αρχική διαδικασία διαλογής: Ένας υπεύθυνος για την ανάπτυξη προγράμματος αναπτύσσει έναν μεγάλο αριθμό ιδεών για το πρόγραμμα, και συχνά συλλέγει τέτοιες ιδέες. Σε αυτήν την κατάσταση, είναι απαραίτητο να υπάρξει μια γρήγορη και αποδοτική αρχική διαδικασία διαλογής που επιλέγει μεταξύ των ελκυστικών και μη ελκυστικών ιδεών για το πρόγραμμα. Η αρχική διαδικασία διαλογής πρέπει να εξετάσει τουλάχιστον τα ακόλουθα στοιχεία: διαθεσιμότητα των πόρων, πρόσβαση στο δίκτυο, δυνατότητα εφαρμογής των σχεδίων υποστήριξης, οικονομική δυνατότητα πραγματοποίησης, τεχνική δυνατότητα πραγματοποίησης, ύπαρξη τεχνογνωσίας μέσα στην επιχείρηση ή εξωτερικά, περιβαλλοντικοί

περιορισμοί και το αναμενόμενο επίπεδο αντίθεσης των τοπικών κοινωνικών ομάδων. Η αρχική διαδικασία διαλογής μπορεί να βασιστεί σε ένα σύστημα αξιολόγησης. Πρέπει να έχει ως σκοπό να μην πάρει πολύ καιρό και ιδανικά, η αρχική διαλογή εκτελείται από δύο έμπειρα άτομα ανεξάρτητα. Για πολλά προγράμματα που δεν φθάνουν ποτέ στο στάδιο χρηματοδότησης, οι λόγοι για την αποτυχία θα μπορούσαν να έχουν προσδιοριστεί σε μια απλή αρχική διαδικασία διαλογής.

- Αξιολόγηση των κινδύνων και των ευκαιριών: Μόλις περάσει ένα πρόγραμμα μια αρχική διαδικασία διαλογής και οι πιο σχετικές πληροφορίες έχουν συγκεντρωθεί, μια αξιολόγηση των κινδύνων και των ευκαιριών πρέπει να εκτελεσθεί. Τουλάχιστον όλοι οι πιθανοί κίνδυνοι που απαριθμούνται παραπάνω πρέπει να εξεταστούν. Οι βασικοί κίνδυνοι και οι ευκαιρίες πρέπει να προσδιοριστούν και οι πιθανότητες εμφάνισης τους πρέπει να υπολογιστούν. Επιπλέον, πρέπει να γίνει μια εκτίμηση για τις λεπτομερείς δαπάνες ανάπτυξης του προγράμματος και για την τιμή στην οποία το πρόγραμμα μπορεί να πωληθεί. Με αυτή την προσέγγιση, καλό είναι να αναπτυχθεί ένα δέντρο σεναρίων με 10 έως 20 σενάρια. Το επόμενο βήμα είναι ο υπολογισμός και η εκτίμηση των προπαρασκευαστικών δαπανών, των εισοδημάτων από τις πωλήσεις του προγράμματος και των πιθανοτήτων για κάθε σενάριο. Με βάση αυτές τις πληροφορίες, μια αναμενόμενη απόδοση της επένδυσης ενός προγράμματος μπορεί να υπολογιστεί. Εάν αυτή η απόδοση δεν ικανοποιεί τις προσδοκίες και εάν δεν υπάρχει καμία δυνατότητα για μείωση του κινδύνου, το πρόγραμμα πρέπει να απορριφθεί σε αυτή τη φάση. Στην περίπτωση όπου υπάρχει περιορισμός των οικονομικών πόρων, πρέπει να δοθεί προτεραιότητα ανάμεσα σε διαφορετικά ελκυστικά προγράμματα.
- Καθορισμός του προϋπολογισμού και των κύριων σημείων: Με βάση την αξιολόγηση των κινδύνων και των ευκαιριών, ένα χρονοδιάγραμμα του έργου για όλους τους στόχους και τα κυριότερα σημεία πρέπει να καθοριστεί. Επιπλέον, πρέπει να δοθούν οι ευθύνες για τους ενιαίους στόχους και για τη διαχείριση του προγράμματος.
- Κανονικές και μη κανονικές επαναξιολογήσεις: Με βάση το σχέδιο προγράμματος, μια επαναξιολόγηση των κινδύνων και των ευκαιριών πρέπει να εκτελείται σε τακτά χρονικά διαστήματα, για παράδειγμα κάθε έξι μήνες, και ελέγχεται εάν ένα από τα ακόλουθα γεγονότα εμφανίζεται:
 - Ένα κύριο σημείο δεν πραγματοποιήθηκε.
 - Ο προϋπολογισμός για έναν στόχο έχει ξεπεραστεί παραπάνω από ένα καθορισμένο ανώτατο όριο, π.χ. 10%.
 - Ένα εξωτερικό γεγονός που αυξάνει τον κίνδυνο του προγράμματος έχει εμφανιστεί, για παράδειγμα μια αλλαγή στη τιμή πώλησης της παραγόμενης ενέργειας (feed-in tariff) ή μια απόφαση σχετικά με τις πρόσθετες περιβαλλοντικές απαιτήσεις.
- Καθορισμός προτεραιοτήτων των στόχων με εκτίμηση του κινδύνου: Το χρονοδιάγραμμα του προγράμματος πρέπει να σχεδιαστεί λαμβάνοντας υπόψη

τους πιθανούς κινδύνους και τον κίνδυνο εφάπαξ εξόδων. Για παράδειγμα, εάν η λήψη μιας απαραίτητης περιβαλλοντικής άδειας έχει προσδιοριστεί ως βασικός κίνδυνος, τότε εάν είναι δυνατόν, όλοι οι άλλοι στόχοι πρέπει να υπολογίζονται μόνο μετά από την λήψη αυτής της περιβαλλοντικής άδειας. Αυτή η προσέγγιση είναι πιθανό να απαιτεί περισσότερο χρόνο καθώς και να είναι ακριβότερη, αλλά δεδομένου ότι μειώνει τις δαπάνες σε περίπτωση αποτυχίας του προγράμματος, μπορεί να αποδειχθεί η οικονομικότερη προσέγγιση. Φυσικά, η υψηλότερη πιθανότητα των αλλαγών στο ρυθμιστικό πλαίσιο στην περίπτωση ανάπτυξης ενός πιο μακροχρόνιου προγράμματος πρέπει να ληφθεί υπόψη. Επειδή συχνά είναι δύσκολο να ισορροπηθούν τα πλεονεκτήματα και τα μειονεκτήματα των δύο διαφορετικών προσεγγίσεων, είναι ενδεδειγμένο να υπολογιστεί μια αναμενόμενη επιστροφή για αυτές τις προσεγγίσεις που χρησιμοποιούν τις κατ' εκτίμηση πιθανότητες για τις αβέβαιες παραμέτρους

Εκτός από μια συστηματική διοικητική προσέγγιση κινδύνου, τα στρατηγικά μέσα για το μετριασμό κινδύνου είναι τα ακόλουθα:

- Αποδοτικότητα κόστους: Είναι πάντα σημαντικό η ανάπτυξη ενός προγράμματος να είναι χαμηλού κόστους και υψηλής απόδοσης. Αυτό αυξάνει την ανταγωνιστικότητα και μειώνει τις πιθανές απώλειες στην περίπτωση ενός αποτυχημένου προγράμματος. Εκτός από τις άμεσες δαπάνες ανάπτυξης του προγράμματος, τα γενικά έξοδα πρέπει να ελέγχονται συνεχώς όσον αφορά την αποδοτικότητα.
- Οι στρατηγικές συνεργασίες και ο κίνδυνος των συμφωνιών: Ειδικά στις νέες αγορές, προτείνεται να σχηματίζονται στρατηγικές συνεργασίες με τις τοπικές επιχειρήσεις που έχουν εμπειρία σχετικά με τις διαδικασίες αδειοδότησης. Επίσης, οι συνεργασίες με τους επενδυτές που είναι πρόθυμοι να συμμετέχουν στην ανάπτυξη του προγράμματος μπορούν να είναι στρατηγικής αξίας. Επιπλέον, μερικοί υπεύθυνοι για την ανάπτυξη προγράμματος διατηρούν στρατηγικές συνεργασίες με τους κατασκευαστές εξοπλισμού, οι οποίες μπορούν να αυξήσουν την ανταγωνιστικότητά τους στην αγορά. Σε μερικές περιπτώσεις, τα όργανα χρηματοδότησης είναι πρόθυμα να χρηματοδοτήσουν την ανάπτυξη προγράμματος στις αναδυόμενες αγορές. Επίσης, μερικές φορές είναι διαθέσιμη και η κυβερνητική υποστήριξη για την ανάπτυξη ενός προγράμματος. Εάν οι κίνδυνοι του προγράμματος υπερβαίνουν την δυνατότητα μιας επιχείρησης να διαχειριστεί τόσο μεγάλο ρίσκο, για παράδειγμα στην περίπτωση των παράκτιων αιολικών πάρκων μεγάλης κλίμακας, μια επιλογή είναι να εξετάσουν συμφωνίες με άλλες επιχειρήσεις για συμμετοχή στον κίνδυνο.
- Διαφοροποίηση: Η αύξηση του αριθμού διαφορετικών προγραμμάτων δημιουργεί αυτόματα ένα χαρτοφυλάκιο, το οποίο αποτελεί μια καλή στρατηγική. Αυτή η διαφοροποίηση μπορεί να έχει τις ακόλουθες διαστάσεις:
 - γεωγραφική
 - τεχνολογική
 - σχετική με την αξία.

Ενώ η διαφοροποίηση είναι θετική από μια μεριά, οι προκλήσεις της διαφοροποίησης πρέπει να ληφθούν υπόψη. Οι κυριότερες προκλήσεις είναι η πολυπλοκότητα και η περιορισμένη εμπειρία σε καινούργια προγράμματα.

- **Ευελιξία:** Στον τομέα των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, τα ρυθμιστικά πλαίσια και οι συνθήκες στην αγορά αλλάζουν με μεγάλη ταχύτητα. Επομένως, η ευελιξία είναι ένας από τους βασικούς παράγοντες επιτυχίας ενός προγράμματος. Οι υπεύθυνοι για την ανάπτυξη του προγράμματος πρέπει να είναι εύκαμπτοι ώστε να μπορούν να εργαστούν σε διαφορετικά προγράμματα και σε διαφορετικές περιοχές. Επιπλέον, εάν μια ευκαιρία προκύψει, μπορεί να είναι προτιμότερο να πωληθεί ένα πρόγραμμα σε ένα αρχικό στάδιο από το να το αναπτύξει περαιτέρω. Το ίδιο ισχύει και για την είσοδο στα προγράμματα. Εκτός από την έναρξη της ανάπτυξης από μηδενική βάση, πρέπει να εξεταστούν επίσης οι ευκαιρίες να αγοραστούν τα προγράμματα σε ένα αρχικό στάδιο.

Μια συστηματική προσέγγιση για τον καθορισμό των κινδύνων είναι βεβαίως ένα σημαντικό στοιχείο της επιτυχούς ανάπτυξης του προγράμματος. Είναι σημαντικό να συνειδητοποιηθεί ότι εκτός από τις συστηματικές εκτιμήσεις, η επιτυχής ανάπτυξη του προγράμματος απαιτεί επίσης καλή εμπειρία, αντοχή, διαίσθηση και καλή τύχη.

2.3.2 Οι κίνδυνοι κατασκευής

Κάθε πρόγραμμα ΑΠΕ περιλαμβάνει τον κίνδυνο στο στάδιο κατασκευής, ωστόσο ο βαθμός του κινδύνου διαφοροποιείται έντονα ανάλογα με την τεχνολογία. Εξαρτάται κυρίως από την πολυπλοκότητα του προγράμματος, την έκταση των εργασιών θεμελίωσης κάτω από το έδαφος και το βαθμό χρήσης μη τυποποιημένου εξοπλισμού. Από οικονομική άποψη, οι κίνδυνοι κατασκευής μπορούν να οδηγήσουν σε υπερβάσεις κόστους και σε καθυστερήσεις μέχρι να ξεκινήσει η εμπορική λειτουργία. Τα προγράμματα με αυξημένους κινδύνους κατασκευής είναι τα παράκτια αιολικά πάρκα, οι υδροηλεκτρικοί σταθμοί ενέργειας και τα γεωθερμικά έργα. Χαμηλότερο κίνδυνο παρουσιάζουν τα φωτοβολταϊκά και τα χερσαία αιολικά πάρκα.

Οι κίνδυνοι κατασκευής μπορούν να μειωθούν με την επιλογή των πεπειραμένων εργολάβων και την εφαρμογή κατάλληλων μέτρων κατά την εμφάνιση απρόβλεπτων γεγονότων σχετικά με το προϋπολογισμό και το χρόνο κατασκευής. Είναι πάντα δυνατό να μεταφερθεί ο κίνδυνος κατασκευής, τουλάχιστον εν μέρει, σε μια άλλη επιχείρηση, στην οποία γενικά πρέπει να πληρωθεί ένα ασφάλιστρο κινδύνου. Η μεταφορά κινδύνου στην περίπτωση μιας σύμβασης είναι απλή. Ο ανάδοχος εγγυάται την ολοκλήρωση του προγράμματος μέχρι μία καθορισμένη ημερομηνία σε ένα σταθερό κόστος.

2.3.3 Οι κίνδυνοι φυσικών πόρων

Η ταχύτητα του αέρα, η ηλιακή ακτινοβολία και η ροή του νερού στους ποταμούς είναι παράμετροι που εξαρτώνται από τον καιρό και παρουσιάζουν φυσικές διακυμάνσεις. Επομένως, είναι κρίσιμο να αξιολογηθεί λεπτομερώς η διαθεσιμότητα των πόρων για οποιοδήποτε πρόγραμμα. Συνήθως μισθώνονται εξωτερικοί σύμβουλοι για τις αξιολογήσεις των πόρων. Εάν δεν υπάρχουν αρκετά στοιχεία διαθέσιμα, απαιτούνται μετρήσεις της ταχύτητας του αέρα, της ηλιακής ακτινοβολίας ή της ροής του νερού. Κάθε επενδυτής πρέπει να γνωρίζει ότι οι αξιολογήσεις των πόρων

περιέχουν πάντα ένα βαθμό αβεβαιότητας. Συνεπώς, περισσότερες αξιολογήσεις από μία μπορεί να είναι ενδεδειγμένη. Οι αξιολογήσεις αυτές περιλαμβάνουν τις εκτιμήσεις της αβεβαιότητας υπό μορφή διαστημάτων εμπιστοσύνης. Για παράδειγμα, η αναμενόμενη αξία της παραγωγής αιολικής ενέργειας καλείται P50. Αυτή η παραγωγή ξεπερνιέται με μια πιθανότητα 50%. Η παραγωγή που ξεπερνιέται με την πιθανότητα 75% καλείται P75. Εκτός από αυτές τις δύο τιμές, ο υπολογισμός μιας P90 αξίας είναι συνηθισμένος. Οι τράπεζες χρησιμοποιούν συχνά P75, P90 ή ακόμα και P95 στα οικονομικά πρότυπά τους. Είναι σημαντικό να αναφερθεί ότι αυτές οι τιμές δεν υπολογίζονται βασισμένες στις κατάλληλες στατιστικές μεθόδους, αλλά μάλλον περιέχουν πολλές κατά προσέγγιση υποθέσεις και εκτιμήσεις. Αυτό εξηγεί, επίσης, γιατί η αναμενόμενη παραγωγή και η αβεβαιότητα μπορούν να διαφέρουν σημαντικά μεταξύ των διαφορετικών αξιολογήσεων των πόρων για ένα πρόγραμμα. Παρατηρείται ότι μερικοί σύμβουλοι τείνουν να είναι συστηματικά πιο αισιόδοξοι από άλλους.

Για την αιολική ενέργεια σύμφωνα με ιστορικά στοιχεία παραγωγής προκύπτει ότι η μέση παραγωγή ενέργειας είναι κατά μέσον όρο κάτω από την αναμενόμενη παραγωγή. Επίσης, παρουσιάζονται σημαντικές διαφορές στην παραγωγή ενέργειας από χρόνο σε χρόνο, μέχρι και 30%. Ενώ οι αξιολογήσεις της παραγωγής αιολικής ενέργειας έχουν βελτιωθεί σε μεγάλο βαθμό από τη δεκαετία του '90, ωστόσο, η αιολική ενέργεια θα έχει πάντα μια έμφυτη αβεβαιότητα και δεν υπάρχει καμία εγγύηση ότι τα διαστήματα εμπιστοσύνης σε μια αξιολόγηση είναι σωστά. Συχνά δεν υπάρχουν αρκετά στατιστικά στοιχεία διαθέσιμα, ούτε μακροχρόνια ιστορική χρονική σειρά μετρήσεων της ταχύτητας του αέρα. Επιπλέον, η ποιότητα αυτών των μετρήσεων είναι αβέβαιη, αφού η τραχύτητα επιφάνειας στην περιοχή που περιβάλλει τους μετεωρολογικούς σταθμούς μπορεί να αλλάξει κατά τη διάρκεια αρκετών δεκαετιών, το οποίο επηρεάζει τις μετρήσεις. Επίσης, επηρεάζονται μακροπρόθεσμα από την αλλαγή κλίματος.

Οι αξιολογήσεις της παραγωγής για τα φωτοβολταϊκά συστήματα (PV) είναι, επίσης, περιορισμένης ακρίβειας. Επιπλέον, οι μακροπρόθεσμες αλλαγές ηλιοφάνειας προκαλούνται από την αλλαγή του κλίματος ή από τις αλλαγές στη χρήση του εδάφους. Επομένως, εκτός από τα καθαρώς στατιστικά αποτελέσματα, οι συστηματικές αλλαγές έχουν αντίκτυπο στη παραγωγή.

Για την υδροηλεκτρική ενέργεια, υπάρχουν περισσότερες μακροχρόνιες ιστορικές μετρήσεις διαθέσιμες, σε αντίθεση με τα αιολικά και τα φωτοβολταϊκά. Μία παράμετρος που επηρεάζει την ετήσια παραγωγή υδροηλεκτρικής ενέργειας είναι η ετήσια μεταβολή της ροής ενός ποταμού. Παρατηρούνται αποκλίσεις κοντά στο 20% σε μακροπρόθεσμα ετήσια παραγωγή. Σε πολλούς ποταμούς, τα μακροπρόθεσμα ιστορικά στοιχεία μεταβολής είναι διαθέσιμα αλλά συχνά η ποιότητα αυτών των στοιχείων πρέπει να εξεταστεί, καθώς ο εξοπλισμός μέτρησης και η θέση των σταθμών μπορεί να έχει αλλάξει. Σε περιπτώσεις όπου κανένα στοιχείο μεταβολής δεν είναι διαθέσιμο, απαιτούνται υδρολογικές μελέτες βασισμένες στα στοιχεία πτώσης στην περιοχή συλλογής του ποταμού. Η αβεβαιότητα αυτών των αποτελεσμάτων είναι προφανώς υψηλότερη από τις περιπτώσεις όπου τα στοιχεία μεταβολής είναι διαθέσιμα.

Η δυνατότητα μετριασμού του ρίσκου είναι περιορισμένη όσον αφορά τον κίνδυνο των φυσικών πόρων. Ένας επενδυτής θα πρέπει να ζήσει με το έμφυτο ρίσκο της εξάρτησης της παραγωγής ενέργειας από την τυχαία μεταβλητότητα των φυσικών πόρων. Ένας υποψήφιος επενδυτής πρέπει να γνωρίζει αυτούς τους κινδύνους και να μην στηριχθεί σε μια ενιαία αξιολόγηση των πόρων, αλλά σε περισσότερες, για να

μελετήσει την ευρωστία ενός προγράμματος όσον αφορά τους κινδύνους των πόρων. Επιπλέον, η διαφοροποίηση των επενδύσεων στις διαφορετικές περιοχές και τις τεχνολογίες μειώνει τον κίνδυνο χαρτοφυλακίου επενδύσεων στις ανανεώσιμες μορφές ενέργειας.

2.3.4 Οι τεχνικοί κίνδυνοι

Οι τεχνικοί κίνδυνοι μπορεί να οδηγήσουν σε υψηλότερες δαπάνες λειτουργίας και συντήρησης, τη χαμηλότερη διαθεσιμότητα και τη πιο σύντομη τεχνική διάρκεια ζωής μιας εγκατάστασης παραγωγής ανανεώσιμης ενέργειας. Ενώ για τις παλαιότερες τεχνολογίες, όπως την υδροηλεκτρική ενέργεια και τα χερσαία αιολικά πάρκα, η μακροπρόθεσμη εμπειρία υπάρχει, για τις πιο πρόσφατες τεχνολογίες όπως τα παράκτια αιολικά πάρκα ή τα φωτοβολταϊκά (PV), η ιστορική εμπειρία είναι περιορισμένη. Γενικά, η αποδοτικότητα μιας εγκατάστασης παραγωγής ανανεώσιμης ενέργειας μειώνεται ελαφρώς κατά τη διάρκεια των ετών, και αυξάνονται οι δαπάνες συντήρησης. Στην περίπτωση των φωτοβολταϊκών (PV), ακόμα πραγματοποιείται μια υποβάθμιση των κρυστάλλων PV με την πάροδο των ετών. Κατά μέσον όρο, το ποσοστό υποβάθμισης είναι 0.5% το χρόνο. Αυτά τα αποτελέσματα πρέπει να ληφθούν υπόψη κατά την αξιολόγηση των προγραμμάτων και τη διαμόρφωση των προβλεπόμενων ταμειακών ροών από τα έσοδα της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας.

Οι τεχνικοί κίνδυνοι μπορούν να μετριαστούν με την επιλογή των αποδεδειγμένων τεχνολογιών και των αξιόπιστων προμηθευτών. Είναι σύνηθες ότι οι κατασκευαστές εξοπλισμού δίνουν τις εγγυήσεις απόδοσης για δύο έτη. Μερικές φορές οι πιο μακροχρόνιες εγγυήσεις είναι προτιμητέες, στην περίπτωση των φωτοβολταϊκών (PV) ακόμη και μέχρι 20 έτη για τα πάνελ PV. Μερικοί προμηθευτές εξοπλισμού προσφέρουν επίσης μακροπρόθεσμες συμβάσεις λειτουργίας και συντήρησης σε σταθερές τιμές και με εγγυημένο επίπεδο διαθεσιμότητας της εγκατάστασης. Η ασφάλεια για περιπτώσεις βλάβης των μηχανημάτων μπορεί να καλύψει όχι μόνο την επισκευή και τις δαπάνες αντικατάστασης σε περίπτωση ζημίας, αλλά και την απώλεια εισοδήματος από τις πωλήσεις ηλεκτρικής ενέργειας λόγω των διακοπών λειτουργίας που προκαλούνται από τις τεχνικές βλάβες.

2.3.5 Οι κίνδυνοι αγοράς καυσίμου

Οι σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικού ρεύματος βιομάζας ή βιοαερίου στηρίζονται στην παραγωγή της βιομάζας. Η διαθεσιμότητα και η τιμή της βιομάζας, επομένως είναι κρίσιμες για οποιοδήποτε επένδυση. Εξ αιτίας της χαμηλής θερμαντικής αξίας της βιομάζας σε σύγκριση με άλλα καύσιμα, η μεταφορά της βιομάζας στο σταθμό παραγωγής ηλεκτρικού ρεύματος είναι ένα σημαντικό στοιχείο κόστους. Επίσης η δυνατότητα αποθήκευσης της βιομάζας στο σταθμό παραγωγής ηλεκτρικού ρεύματος πρέπει να αξιολογηθεί, δεδομένου ότι μπορεί να έχει επιπτώσεις στη διαθεσιμότητα και το κόστος καυσίμων. Δεδομένου ότι οι πηγές βιομάζας ποικίλλουν έντονα από πρόγραμμα σε πρόγραμμα, μπορούμε να καλύψουμε μόνο τις γενικές πτυχές. Η ιδέα για ένα πρόγραμμα βιομάζας αναπτύσσεται βασισμένο στη ζήτηση για ηλεκτρική ενέργεια ή θερμότητα, ή στη διαθεσιμότητα των καυσίμων σε μια συγκεκριμένη περιοχή. Στην πρώτη περίπτωση, οι κατάλληλες πηγές βιομάζας πρέπει να προσδιοριστούν, ενώ στη δεύτερη περίπτωση, πρέπει να προσδιοριστεί η απαίτηση για την ηλεκτρική ενέργεια και τη θερμότητα, καθώς και η δυνατότητα σύνδεσης στο δίκτυο.

Όσον αφορά τον ανεφοδιασμό της βιομάζας, είναι πολύ σημαντικό να προσδιοριστεί η σχετική αγορά καυσίμων. Ενώ ένας μεγάλος σταθμός παραγωγής ηλεκτρικού ρεύματος βιομάζας με ικανότητα 100 MW ή περισσότερο, τοποθετημένος κοντά στη θάλασσα και κοντά σε ένα λιμάνι έχει πρόσβαση στις διεθνείς αγορές βιομάζας, ένας μικρός σταθμός παραγωγής ηλεκτρικού ρεύματος βιομάζας τοποθετημένος εσωτερικά με μόνο οδική πρόσβαση περιορίζεται στις τοπικές αγορές. Η προσφορά και η ζήτηση για τη βιομάζα πρέπει να μελετηθούν λεπτομερώς σε αυτές τις αγορές, στην πρώτη περίπτωση, παγκοσμίως και στη δεύτερη περίπτωση, στις κοντινές περιοχές. Είναι σημαντικό να παρατηρηθεί ότι απαίτηση για βιομάζα δεν υπάρχει μόνο από τον τομέα της ενέργειας. Τα ξύλινα απόβλητα χρησιμοποιούνται επίσης στη βιομηχανία πολτού και χαρτιού, καθώς επίσης και στη βιομηχανία χαρτονιού. Στην περίπτωση του καλαμποκιού ως βιοαέριο για τις εγκαταστάσεις βιοαερίων, οι εναλλακτικές χρήσεις της συγκομιδής στη βιομηχανία τροφίμων πρέπει να εξεταστούν. Γενικά, υπάρχει ανταγωνισμός για το γεωργικό έδαφος και επομένως οι αυξανόμενες αξίες των γεωργικών προϊόντων όπως τα σιτηρά θα επηρεάσουν τη διαθεσιμότητα και την αξία της βιομάζας.

Είναι κρίσιμο όχι μόνο να εξεταστεί η τρέχουσα κατάσταση σε μια αγορά καυσίμων, αλλά και να μελετηθούν οι προσδοκώμενες αλλαγές. Για παράδειγμα, στη Γερμανία πολλοί σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικού ρεύματος βιομάζας έχουν χτιστεί από το 2000 με τα ξύλινα απόβλητα ως κύρια καύσιμα. Στην αρχή, οι διαχειριστές αυτών των σταθμών πληρωνόντουσαν για τη διάθεση των ξύλινων αποβλήτων. Ωστόσο, με τον αυξανόμενο αριθμό λειτουργίας σταθμών παραγωγής ηλεκτρικού ρεύματος βιομάζας, αυτή η κατάσταση άλλαξε γρήγορα και τα ξύλινα απόβλητα έχουν γίνει ένας περιζήτητος πόρος που οι διαχειριστές πρέπει να πληρώσουν σε υψηλή τιμή.

Τα μέσα για το μετριασμό του ρίσκου της αγοράς καυσίμων είναι τα ακόλουθα.

- *Επιλογή περιοχής*: Εκτός από την πρόσβαση στο δίκτυο και την απαίτηση ενέργειας, η ανατροφοδότηση καυσίμων και η τοπική αγορά καυσίμων είναι σημαντικές παράμετροι κατά την επιλογή μιας περιοχής για εγκαταστάσεις βιομάζας ή βιοαερίων. Είναι σημαντικό να εξασφαλιστεί μια αξιόπιστη τροφοδοσία καυσίμων στο σταθμό παραγωγής ηλεκτρικού ρεύματος. Για να έχει πρόσβαση στις διεθνείς αγορές καυσίμων, μια θέση στη θάλασσα κοντά σε ένα λιμάνι είναι ενδεδειγμένη. Για τις εσωτερικές περιοχές, είναι απαραίτητο να αναλυθεί και η προσφορά και η ζήτηση για τα καύσιμα προσεκτικά. Όλες οι παρούσες και μελλοντικές εναλλακτικές χρήσεις για τα καύσιμα πρέπει να εξεταστούν. Ο ανεφοδιασμός στη σχετική περιοχή πρέπει να υπερβαίνει την απαίτηση κατά τουλάχιστον 50%. Ο κίνδυνος αυξανόμενου ανταγωνισμού για τα καύσιμα λόγω των πρόσθετων σταθμών παραγωγής ηλεκτρικού ρεύματος βιομαζών που κατασκευάζονται στη σχετική περιοχή πρέπει να αξιολογηθεί σοβαρά. Γενικά, τα όρια υπάρχουν λόγω των περιβαλλοντικών περιορισμών, της ικανότητας του δικτύου ή της τροφοδοσίας καυσίμου.
- *Ευελιξία καυσίμων*: Οι εγκαταστάσεις παραγωγής ενέργειας βιομάζας σχεδιάζονται για ένα συγκεκριμένο φάσμα καυσίμων. Προκειμένου να μειωθούν οι δαπάνες κατασκευής ή για να αυξήσουν την αποδοτικότητα, συχνά οι εγκαταστάσεις παραγωγής ενέργειας βιομαζών σχεδιάζονται για ένα σχετικά στενό φάσμα καυσίμων. Δεδομένου ότι τα σχέδια απαίτησης για τη βιομάζα αλλάζουν με την πάροδο του χρόνου, είναι ενδεδειγμένο να σχεδιαστεί ένας σταθμός παραγωγής

ηλεκτρικού ρεύματος βιομαζών αρκετά εύκαμπτος να χειριστεί μια ευρεία σειρά καυσίμων διαθέσιμων στην περιοχή. Φυσικά, το σχέδιο εγκαταστάσεων παραγωγής ενέργειας πρέπει να προσαρμοστεί και οι δαπάνες κατασκευής να αυξηθούν, αλλά η μειωμένη εξάρτηση από ένα καύσιμο είναι πιθανό να αποσβέσει με την πάροδο του χρόνου δεδομένου ότι επιτρέπει στο χειριστή εγκαταστάσεων παραγωγής ενέργειας βιομάζας να αντιδράσει στις αλλαγές στην αγορά καυσίμων.

- Μακροπρόθεσμες συμβάσεις ανεφοδιασμού καυσίμων: Εάν είναι δυνατόν, ο κίνδυνος της τιμής καυσίμων και της ποσότητας μπορεί να μετριαστεί με τις μακροπρόθεσμες συμβάσεις ανεφοδιασμού καυσίμων. Γενικά, δεν είναι δυνατό να συναφθούν συμβάσεις για την πλήρη τεχνική διάρκεια ζωής, δηλαδή περίπου 20 έτη. Επιπλέον, οι συχνά μακροπρόθεσμες συμβάσεις μπορούν να ακυρωθούν ή να επαναδιαπραγματευθούν όταν αλλάζουν οι συνθήκες στην αγορά. Επομένως, είναι καλό να γίνουν μακροπρόθεσμες συμβάσεις ανεφοδιασμού καυσίμων, δεν γίνεται να στηριχθούν μόνο σε αυτές.
- Αποθήκευση καυσίμων: Για την αύξηση της ευελιξίας, μια δυνατότητα αποθήκευσης καυσίμων πρέπει να δημιουργηθεί στον σταθμό παραγωγής ηλεκτρικού ρεύματος με μια ικανότητα τουλάχιστον από 2 έως 4 εβδομάδων χρήσης. Αυτό δίνει την ευελιξία στον ανεφοδιασμό καυσίμων καθώς επίσης και τη δυνατότητα να χρησιμοποιηθούν οι βραχυπρόθεσμες ευκαιρίες αγοράς και να γεφυρωθούν οι διακοπές στην αλυσίδα ανεφοδιασμού. Εντούτοις, είναι σημαντικό να παρατηρηθεί ότι η βιομάζα μπορεί μόνο να αποθηκευτεί για ένα περιορισμένο χρονικό διάστημα χωρίς δυσμενή αποτελέσματα στην ποιότητά του. Για παράδειγμα, η θερμαντική αξία της βιομάζας στην αποθήκευση μπορεί να μειωθεί με την πάροδο του χρόνου.

Πολλά προγράμματα βιομάζας και βιοαερίων είναι εγκαταστάσεις συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας (CHP). Η αξία της θερμότητας εξαρτάται στις περισσότερες περιπτώσεις από την τιμή των εναλλακτικών καυσίμων, όπως το φυσικό αέριο, ο άνθρακας ή το πετρέλαιο. Κατά συνέπεια, πολλά προγράμματα βιομάζας εκτίθενται επίσης στους κινδύνους τιμών άλλων ορυκτών καυσίμων.

2.3.6 Οι κίνδυνοι της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας

Οι κίνδυνοι πωλήσεων αναφέρονται στη μεταβλητότητα του οικονομικού εισοδήματος λόγω, π.χ., των αποκλίσεων των τιμών ενέργειας, ή την αδυναμία πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας λόγω υπερφόρτωσης του δικτύου. Ενώ αυτοί οι κίνδυνοι δεν είναι σχετικοί στις χώρες όπου οι χειριστές του δικτύου είναι υποχρεωμένοι να αγοράσουν την ηλεκτρική ενέργεια από τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (π.χ., στην περίπτωση των feed-in-tariffs στη Γερμανία), η προεπιλογή των χειριστών μπορεί να εμφανιστεί, οδηγώντας στις απώλειες από τις συμφωνίες αγορών ενέργειας. Επιπλέον, οι κίνδυνοι καιρού και των φυσικών πόρων είναι υψηλής σχετικότητας λόγω των διακυμάνσεων στον αέρα κατά τη διάρκεια του έτους, το οποίο επίσης επηρεάζει ουσιαστικά την αποδοτικότητα των αιολικών πάρκων.

Η μεταβλητότητα του εισοδήματος λόγω του κινδύνου των καιρικών και των φυσικών πόρων

Τα εισοδήματα των αιολικών πάρκων μπορεί να ποικίλουν αρκετά λόγω των διαφορετικών ταχυτήτων αέρα με μια ετήσια μεταβλητότητα της τάξης του 15-20% (στις ΗΠΑ) ανάλογα με την περιοχή (5% μόνο στην περίπτωση φωτοβολταϊκών), όπου τα χερσαία αιολικά πάρκα παρουσιάζουν υψηλότερη ετήσια μεταβλητότητα από τα παράκτια αιολικά πάρκα. Επειδή το χρέος πρέπει να πληρώνεται τακτικά, ένα ελάχιστο ποσοστό εξυπηρέτησης χρέους απαιτείται σε περίπτωση που η χρηματοδότηση περιλαμβάνει το δανεισμό. Αυτό οφείλεται ιδιαίτερα σχετικός στην υψηλή ένταση κεφαλαίου των ανανεώσιμων ενεργειακών προγραμμάτων και της συχνά υψηλής αναλογίας δύναμης (μέχρι 70-80%). Ένας περαιτέρω κίνδυνος προκύπτει εάν η πραγματική ικανότητα πάρκων αέρα (παραγωγή) διαφέρει από αυτήν προβλεφθείσα βασισμένη στις αξιολογήσεις του αέρα προκατασκευών, που υπονοούν μια σύντομη πτώση στην παραγωγή και έτσι το εισόδημα, ένας κίνδυνος που μπορεί στο μέλλον ακόμη και να αυξηθεί λόγω της αλλαγής κλίματος. Όσον αφορά τα διοικητικά όργανα κινδύνου, η ασφάλεια μπορεί να χρησιμοποιηθεί για να καλύψει ένα ελάχιστο εισόδημα σε περίπτωση που η παραγωγή δύναμης μειώνεται κάτω από ένα κρίσιμο κατώτατο όριο λόγω του ανεπαρκούς αέρα όπως προβλέπεται από τη «έλλειψη κάλυψης αέρα» από το Μόναχο σχετικά με. Εναλλακτικά, οι συμβάσεις όπως την πολιτική KLIMARISK από HDI-Gerling στη Γερμανία, για παράδειγμα, μπορούν να αγοραστούν για να λάβουν ένα σταθερό ποσό που ασφαρίζεται σε περίπτωση συγκεκριμένων καιρικών συνθηκών (δείτε την παράγραφο 3.3.2). Ομοίως, τα ενεργειακά παράγωγα μπορούν να χρησιμοποιηθούν για να μειώσουν την αστάθεια διακινδυνεύουν από την καιρική μεταβλητότητα

Στις περιπτώσεις όπου δεν υπάρχει σταθερό κοστολόγιο της παραγόμενης ενέργειας ή μακροπρόθεσμη εγγυημένη από το κράτος σύμβαση για την ανανεώσιμη ηλεκτρική ενέργεια, ένα ανανεώσιμο ενεργειακό πρόγραμμα εκτίθενται στους κινδύνους της αγοράς ηλεκτρισμού όπως οποιοδήποτε άλλη εγκατάσταση παραγωγής.

Για να μετριαστούν οι κίνδυνοι της αγοράς, οι ακόλουθες εναλλακτικές λύσεις πρέπει να μελετηθούν οι μακροπρόθεσμες συμβάσεις πώλησης ενέργειας σε καθορισμένη τιμή με μια επιχείρηση κοινής ωφέλειας, μια εμπορική επιχείρηση ηλεκτρικής ενέργειας ή έναν καταναλωτή, ιδανικά με ένα premium για την ποιότητα της ανανεώσιμης ηλεκτρικής ενέργειας.

2.3.7 Οι κίνδυνοι ρυθμιστικού πλαισίου

Κάθε επιχείρηση εκτίθενται στους ρυθμιστικούς κινδύνους ως ένα βαθμό. Η φορολογία μπορεί να αλλάξει, νέοι φόροι μπορεί να εισαχθούν, τα περιβαλλοντικά πρότυπα μπορούν να αυξηθούν, οι επιχορηγήσεις μπορούν να επηρεάσουν τις τιμές αγοράς, η μεταβολή των βασικών μισθών μπορεί να αυξήσει τις δαπάνες εργασίας, κ.λπ. Από αυτή την άποψη, ο τομέας των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας δεν αποτελεί κάποια εξαίρεση. Εντούτοις, οι κύριες και σημαντικές διαφορές από άλλους τομείς είναι οι μεγάλες περίοδοι απόσβεσης των ανανεώσιμων ενεργειακών προγραμμάτων και η περιορισμένη δυνατότητα για την αποζημίωση των ρυθμιστικών αλλαγών. Με την απόφαση επένδυσης σε ένα πρόγραμμα ΑΠΕ, οι περισσότερες δαπάνες του κύκλου ζωής είναι προκαθορισμένες. Επιπλέον, δεν υπάρχει γενικά η δυνατότητα για βελτίωση της απόδοσης. Επομένως, προγράμματα ΑΠΕ εξαρτώνται σε μεγάλο βαθμό από τις ρυθμιστικές αλλαγές.

Μπορεί να γίνει διαφοροποίηση μεταξύ των αναδρομικών και ενδεχόμενων ρυθμιστικών αλλαγών.

- Αναδρομικές ρυθμιστικές αλλαγές: Οι αναδρομικές αλλαγές έχουν επιπτώσεις στην απόδοση των υπαρχουσών ανανεώσιμων ενεργειακών επενδύσεων. Ένα παράδειγμα είναι η μείωση ενός σταθερού τιμολογίου πώλησης που είναι εγγυημένο για τα πρώτα 20 έτη λειτουργίας, όχι μόνο για τις νέες εγκαταστάσεις παραγωγής ενέργειας αλλά και για τις εγκαταστάσεις που είναι ήδη σε λειτουργία. Ένα άλλο παράδειγμα είναι η εισαγωγή ενός συγκεκριμένου φόρου για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκά (PV). Η Ισπανία είναι πιθανώς το πιο απτό παράδειγμα εισαγωγής διάφορων αναδρομικών αλλαγών για την ανανεώσιμη ενέργεια. Από το 2010 ένα όριο στον αριθμό ωρών πλήρους φορτίου έχει εισαχθεί, ο οποίος περιορίζει την ποσότητα ετήσιας παραγωγής υπό σταθερό τιμολόγιο. Επίσης, ένας φόρος ηλεκτρικής παραγωγής έχει εισαχθεί και η τιμή πώλησης έχει μειωθεί. Η αποδοτικότητα, ειδικά των επενδύσεων PV, έχει επηρεαστεί σοβαρά, και πολλά προγράμματα δεν θα είναι σε θέση να ξεπληρώσουν τα δάνειά τους. Τα ισπανικά και τα διεθνή δικαστήρια θα πρέπει να αποφασίσουν εάν αυτές οι αλλαγές είναι νόμιμες σύμφωνα με το εθνικό και διεθνές δίκαιο.
- Ενδεχόμενες ρυθμιστικές αλλαγές: Οι ενδεχόμενες αλλαγές έχουν επιπτώσεις κυρίως στην αποδοτικότητα των προγραμμάτων που βρίσκονται υπό ανάπτυξη. Ένα παράδειγμα είναι η απόφαση στη Γερμανία το 2011 και το 2012 να μειωθεί η τιμή πώλησης για τις εγκαταστάσεις PV που αρχίζουν τη λειτουργία στο μέλλον. Ο χρόνος ειδοποίησης ήταν αρκετός για να εξασφαλιστεί ότι δεν θα πρόσβαλλε τα προγράμματα για τα οποία είχε ήδη ληφθεί απόφαση επένδυσης, όταν αναγγέλθηκε η αλλαγή. Μόνο τα προγράμματα υπό ανάπτυξη επηρεάστηκαν. Επίσης η εισαγωγή πρόσθετων προτύπων ασφάλειας, για παράδειγμα στη λειτουργία των υπαρχόντων και νέων αιολικών πάρκων, θα θεωρούταν μάλλον ενδεχόμενη αλλαγή δεδομένου ότι αυτές οι αλλαγές είναι κοινές σε οποιαδήποτε βιομηχανία και μπορούν επομένως να αναμένονται όταν λαμβάνεται μια απόφαση επένδυσης.

Τόσο ο κίνδυνος των αναδρομικών αλλαγών όσο και ο κίνδυνος των ενδεχόμενων αλλαγών πρέπει να μελετηθούν σοβαρά κατά την λήψη των αποφάσεων επένδυσης.

Οι πολιτικοί κίνδυνοι είναι δύσκολο να μετρηστούν. Επομένως, είναι σημαντικό να αναλυθούν οι ιστορικές ρυθμιστικές αλλαγές σε μια χώρα, όχι μόνο στον τομέα της ανανεώσιμης ενέργειας αλλά γενικότερα. Εάν αυτές οι αλλαγές σε μια χώρα είχαν σημαντικά δυσμενή οικονομικά αποτελέσματα σε έναν συγκεκριμένο βιομηχανικό τομέα, οι ρυθμιστικοί κίνδυνοι πρέπει να μελετηθούν πολύ σοβαρά. Οι επενδυτές μπορεί να απαιτήσουν πρόσθετες κυβερνητικές εγγυήσεις ή πρέπει να αναμένουν τα κατάλληλα ασφαλιστήρια κινδύνου σε αυτές τις περιπτώσεις.

2.3.8 Οι λειτουργικοί κίνδυνοι

Εκτός από τους κινδύνους που αναφέραμε προηγουμένως, ένας μεγάλος αριθμός άλλων λειτουργικών κινδύνων μπορούν να έχουν επιπτώσεις στα προγράμματα ΑΠΕ. Αυτοί οι κίνδυνοι περιλαμβάνουν τα λειτουργικά λάθη, τη διαθεσιμότητα ενός επαρκούς εργατικού δυναμικού, την κλοπή του εξοπλισμού (π.χ., ηλιακά πάνελ ή μετασχηματιστές) ή τη διακοπή λειτουργίας του δικτύου. Μερικοί από αυτούς τους κινδύνους μπορούν να καλυφθούν από τα ασφαλιστήρια συμβόλαια. Περαιτέρω

μέθοδοι μετριασμού του κινδύνου για τη φάση λειτουργίας περιλαμβάνουν την εφαρμογή ενός συστήματος ελέγχου για να μετρείται συνεχώς η κατάσταση της εγκατάστασης, καθώς επίσης και τα αποτελέσματα φθοράς λόγω χρήσης.

2.3.9 Οι κίνδυνοι φυσικών καταστροφών

Οι φυσικοί κίνδυνοι αντιπροσωπεύουν έναν πρόσθετο κίνδυνο για τα έργα ΑΠΕ και μπορούν να προκαλέσουν σημαντικές απώλειες λόγω της ζημίας που θα προκαλέσουν. Για παράδειγμα στην περίπτωση των αιολικών πάρκων, και κυρίως για τα παράκτια αιολικά πάρκα, όπου οι ισχυροί άνεμοι, τα κύματα και οι παλίρροιες μπορούν να προκαλέσουν καταστροφές. Επιπλέον, μπορεί να εμφανιστεί πάγος και να έχει επιπτώσεις στη λειτουργία των ανεμογεννητριών. Δεδομένου ότι μία ανεμογεννήτρια φτάνει σε πολύ μεγάλο ύψος μπορεί να χτυπηθεί από κεραυνούς. Επιπλέον, οι σεισμοί και τα πιθανά τσουνάμι μπορούν να είναι ένας ουσιαστικός παράγοντας κινδύνου για τα αιολικά πάρκα. Κατάλληλα ασφάλιστρα μπορούν να προσφέρουν κάλυψη από τις φυσικές καταστροφές.

2.3.10 Διαχείριση κινδύνου

Ο κίνδυνος ορίζεται ως η επίδραση της αβεβαιότητας στους στόχους. Μια επίδραση είναι μια θετική ή αρνητική απόκλιση από το αναμενόμενο αποτέλεσμα, έτσι σύμφωνα με αυτόν τον ορισμό ο κίνδυνος περιλαμβάνει επίσης τις αβέβαιες θετικές εκβάσεις. Οι στόχοι μπορούν να έχουν διαφορετικές πτυχές, όπως οικονομικός στόχος, η υγεία και η ασφάλεια, και οι περιβαλλοντικοί στόχοι. Βεβαίως, μελετούμε κυρίως τις χρηματοοικονομικές πλευρές.

Η διαχείριση κινδύνου ορίζεται ως το σύνολο δραστηριοτήτων που εφαρμόζει η διοίκηση με σκοπό να κατευθύνει και να ελέγξει τον κίνδυνο.

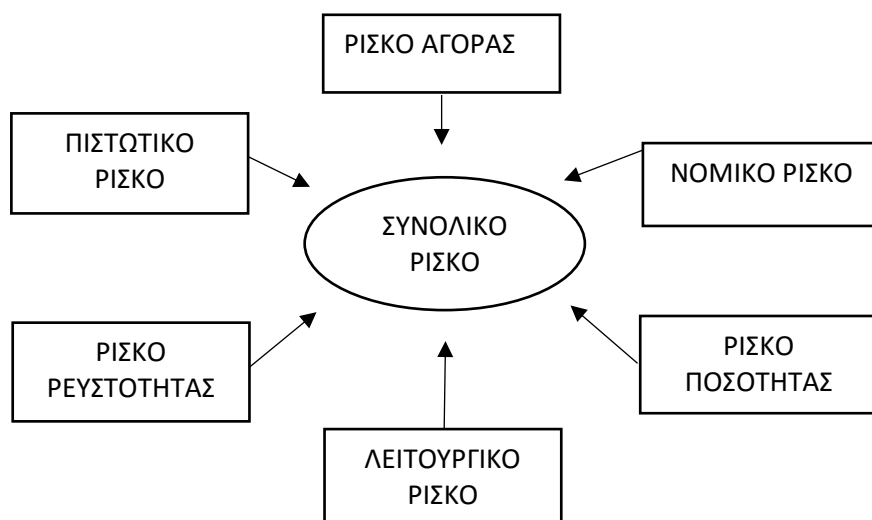
Η διαχείριση κινδύνου περιλαμβάνει το συστηματικό προσδιορισμό, την αξιολόγηση και τον καθορισμό προτεραιοτήτων των κινδύνων για να ελαχιστοποιηθεί, να επιτηρηθεί και να ελεγχθεί η πιθανότητα εμφάνισης και ο αντίκτυπος των ανεπιτυχών γεγονότων. Η κύρια λειτουργία είναι η οικονομική διοικητική διαδικασία κινδύνου μιας ενεργειακής επιχείρησης. Άλλες διοικητικές διαδικασίες κινδύνου μπορούν να είναι διοικητικές διαδικασίες κινδύνου των προγραμμάτων, των φυσικών καταστροφών ή των τεχνικών διαδικασιών.

Οι στρατηγικές για να διαχειριστούν τον κίνδυνο περιλαμβάνουν χαρακτηριστικά την αποφυγή, τη μείωση, τη μεταφορά ή ακόμα και την αποδοχή του κινδύνου. Η αποφυγή του κινδύνου σημαίνει μια εναλλακτική λύση, απαλλαγμένη από το συγκεκριμένο κίνδυνο. Η μείωση του κινδύνου μπορεί να επιτευχθεί είτε με την ελαχιστοποίηση της πιθανότητας του περιστατικού της ανεπιθύμητης έκβασης είτε με τη μείωση του αρνητικού αντίκτυπου. Η μεταφορά του κινδύνου σε κάποιο άλλο συμβαλλόμενο μέρος μπορεί να επιτευχθεί, για παράδειγμα χρησιμοποιώντας μια ασφαλιστική σύμβαση.

Η βάση μιας αποτελεσματικής διαχείρισης κινδύνου είναι η επιχειρησιακή στρατηγική και η αντίστοιχη στρατηγική κινδύνου. Η εξασφάλιση της επάρκειας του κεφαλαίου κινδύνου είναι ένας κεντρικός στόχος της διοικητικής διαδικασίας κινδύνου.

2.3.11 Προσδιορισμός κινδύνου

Η διοικητική διαδικασία κινδύνου αρχίζει με το συστηματικό προσδιορισμό των κινδύνων. Η συνηθισμένη μέθοδος είναι μια κανονική διαδικασία καταγραφής και αξιολόγησης κινδύνου. Το αποτέλεσμα μπορεί να διευκρινιστεί σε έναν χάρτη κινδύνου. Αυτός ο χάρτης κινδύνου πρέπει να περιέχει τους κύριους κινδύνους επιχείρησης. Το σχήμα που ακολουθεί επεξηγεί έναν τέτοιο χάρτη κινδύνου.



Σχήμα 2.1: Οι κίνδυνοι μιας επιχείρησης

Ο προσδιορισμός κινδύνου είναι ένας βασικός αλλά ουσιαστικός στόχος και απαιτεί μια βαθιά γνώση των επιχειρησιακών διαδικασιών της επιχείρησης. Τα επόμενα βήματα της διοικητικής διαδικασίας κινδύνου είναι αξιολόγηση του κινδύνου, ο έλεγχος του κινδύνου και η αξιολόγηση των μέτρων μετριασμού του κινδύνου.

Εξετάζοντας την οικονομική διαχείριση κινδύνου μιας ενεργειακής επιχείρησης, ο κύριος επιχειρησιακός κίνδυνος είναι η έκθεση ενάντια στις τιμές αγοράς της παραγόμενης ενέργειας. Ο κίνδυνος αγοράς προκύπτει πάντα εάν ένα χαρτοφυλάκιο από ενεργειακές επενδύσεις δεν είναι ισορροπημένο μεταξύ των αγορασμένων και πωλημένων συμβάσεων.

Μια πρώτη φυσική προσέγγιση για τον καθορισμό της θέσης χαρτοφυλακίων δίνεται από το ενεργειακό καθαρό σύνολο. Η συνολική ποσότητα φυσικών αγορών, παραγωγής και όγκων πωλήσεων οδηγεί στην ενεργητική θέση χαρτοφυλακίων. Για λογιστικούς και τεχνικούς λόγους η ενεργητική θέση χαρτοφυλακίων είναι ουσιαστική, αλλά για τα περισσότερα χαρτοφυλάκια δεν είναι αρκετό για τον προσδιορισμό του κινδύνου αγοράς.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3

ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ

3.1 Εισαγωγή

Η Οικονομική ανάλυση, επίσης ονομαζόμενη ως αξιολόγηση επενδύσεων (Investment appraisal) ή προϋπολογισμός κεφαλαίου (Capital Budgeting), είναι η διαδικασία καθιέρωσης της οικονομικής αξίας των επενδύσεων, οι οποίες χαρακτηρίζονται από υψηλό αρχικό κόστος, μεγάλη διάρκεια και είναι στρατηγικής σημασίας για τους επενδυτές τους. Πολλά ενεργειακά έργα είναι υψηλής έντασης κεφαλαίου και μακροπρόθεσμα, και η απόφαση για επένδυση απαιτεί την δέσμευση περιορισμένων πόρων, οι οποίοι θα μπορούσαν να χρησιμοποιηθούν αλλού. Δεδομένου ότι, συνήθως είναι πολύ δαπανηρό ή αδύνατο να αντιστραφούν τέτοιες αποφάσεις επενδύσεων, μια ενδελεχής και πλήρης αρχική οικονομική ανάλυση είναι, επομένως, ουσιαστική.

Η αξία ενός προγράμματος καθορίζεται από την ποσότητα και το χρονοδιάγραμμα των ταμειακών ροών που παράγει κατά τη διάρκεια της ζωής του. Οι ταμειακές ροές υπολογίζονται όσο το δυνατόν ακριβέστερα χρησιμοποιώντας τεχνοοικονομικά πρότυπα. Ωστόσο, είναι δύσκολο να καθοριστεί η αξία ενός προγράμματος ή να συγκριθούν οι αξίες διαφορετικών προγραμμάτων μελετώντας μόνο τις προβλέψεις ταμειακών ροών. Η οικονομική ανάλυση είναι η διαδικασία παραμετροποίησης αυτών των ταμειακών ροών σε δείκτες που ποσοτικοποιούν την αξία ενός προγράμματος. Αυτοί μπορούν να συγκριθούν μεταξύ τους, έτσι ώστε να μπορέσουν να προσδιοριστούν τα επιθυμητά προγράμματα. Για το λόγο αυτό, η εγκυρότητα των προβλεπόμενων ταμειακών ροών είναι σημαντική στην οικονομική αξιολόγηση και στην ορθή λήψη αποφάσεων. Μια οικονομική παράμετρος, επομένως, εξαρτάται από τις ταμειακές ροές που χρησιμοποιούνται στον υπολογισμό της.

Αυτό το κεφάλαιο χωρίζεται σε δύο κύρια τμήματα: τις βασικές αρχές και τους οικονομικούς δείκτες. Οι βασικές αρχές καλύπτουν τις κύριες έννοιες που απαιτούνται για τον υπολογισμό και την κατανόηση των οικονομικών δεικτών. Τονίζεται, ακόμη, η σημασία της κατανόησης της προοπτικής του επενδυτή στην επιλογή των σχετικών δαπανών, οφελών και των οικονομικών παραμέτρων. Ορισμένες έννοιες που είναι σημαντικές για την οικονομική αξιολόγηση των ταμειακών ροών είναι ο πληθωρισμός, η εκτίμηση της παρούσας αξίας των μελλοντικών ταμειακών ροών με κατάλληλα επιτόκια αναγωγής, η φορολογία και η υποτίμηση. Ακόμη, πρέπει να εξεταστούν το ρίσκο του προγράμματος και η αβεβαιότητα. Ορισμένοι οικονομικοί δείκτες, όπως το

μέσο κόστος ενέργειας (LCOE) και ο λόγος αποταμιεύσεων επενδύσεων (SIR), ταιριάζουν, συγκεκριμένα, στην αξιολόγηση ενεργειακών προγραμμάτων.

Άλλοι δείκτες, όπως η περίοδος αποπληρωμής (Payback Period), η απόδοση της επένδυσης (Return on Investment), ο δείκτης κερδοφορίας (Profitability Index), η καθαρή παρούσα αξία (Net Present Value), ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης (Internal Rate of Return) και το κόστος κύκλου ζωής (Life Cycle Cost), χρησιμοποιείται ευρέως σε όλους τους τομείς της βιομηχανίας. Η καταλληλότητα των δεικτών για διαφορετικά προγράμματα και τύπους αποφάσεων παρουσιάζονται στο τέλος του κεφαλαίου.

3.2 Βασικές Αρχές

3.2.1 Η προοπτική του επενδυτή

Έχουμε ήδη αναφερθεί στη σημασία της «προοπτικής του επενδυτή», που είναι η άποψη του ατόμου, της ομάδας, της επιχείρησης ή της κοινωνίας για τους οποίους προορίζεται η αξιολόγηση, λόγω της θεμελιώδους σημασίας απόκτησης αποτελεσμάτων που να ανταποκρίνονται στις ανάγκες και τις επιθυμίες εκείνης της ομάδας. Το ίδιο ενεργειακό πρόγραμμα θα αντιμετωπιστεί διαφορετικά από διαφορετικές προοπτικές επενδυτών. Για παράδειγμα, ένα σύστημα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας εναέριων καλωδίων θα έχει διαφορετικά κόστη και οφέλη:

- Στο διαχειριστή του δικτύου, ο οποίος θα επιθυμήσει να καλύψει τα κόστη κεφαλαίου του με χρέωση της χρήσης των συστημάτων μεταφοράς
- Στις κοινότητες που χρησιμοποιούν την ηλεκτρική ενέργεια, η οποία θα ωφελήσει την οικιακή και βιομηχανική πρόσβαση σε ασφαλή προμήθεια ενέργειας, και
- Στους ιδιοκτήτες γης και τα νοικοκυριά κατά μήκος της γραμμής μεταφοράς, οι οποίοι θα υποστούν το αρνητικό αντίκτυπο στο τοπίο, τις γεωργικές εκτάσεις και την απώλεια ιδιοκτησίας.

Δεδομένου ότι διαφορετικό αποτέλεσμα θα επιτευχθεί για κάθε μια από αυτές τις πλευρές, είναι σημαντικό να γίνει σαφές, εξ αρχής, ποια προοπτική αντιπροσωπεύεται. Αν και οποιοδήποτε πρόγραμμα μπορεί να μελετηθεί από πολλές διαφορετικές σκοπιές, είναι χρήσιμο να γίνει διάκριση μεταξύ ιδιωτικών και δημόσιων προοπτικών. Μια ιδιωτική προοπτική δίνει έμφαση στη μεγιστοποίηση της αξίας της εταιρίας προς όφελος των μετόχων, επομένως, μόνο οι επιπρόσθετες δαπάνες και τα κέρδη που αποδίδουν άμεσα στην επιχείρηση ως αποτέλεσμα του προγράμματος εξετάζονται. Δαπάνες και οφέλη του προγράμματος που είναι «ξένα» για την επιχείρηση αγνοούνται κατά την εξέταση μιας ιδιωτικής προοπτικής. Αυτά μπορεί να περιλαμβάνουν τις επιπτώσεις μόλυνσης ή τα οφέλη παραγωγικότητας στην ευρύτερη κοινωνία και αναφέρονται ως «εξωτερικότητες» (επειδή είναι εκτός της αξιολόγησης).

Μια δημόσια προοπτική, από την άλλη, δίνει έμφαση στον αντίκτυπο στη γενική ευημερία της κοινωνίας που μελετάται και εκφράζεται συνήθως σε νομισματικούς όρους. Δεδομένου ότι η ευημερία είναι μια ευρεία μέτρηση της κοινωνικής ευημερίας και περιλαμβάνει πολλούς παράγοντες όπως το εισόδημα, η υγεία, η εκπαίδευση και το περιβάλλον. Μια δημόσια προοπτική, επομένως, προσπαθεί να εξετάσει όλα τα κόστη και τα οφέλη, συμπεριλαμβανομένων εκείνων που είναι έξω από μια προοπτική ιδιωτικής επένδυσης. Μια αξιολόγηση των προγραμμάτων υποστήριξης ανανεώσιμης ενέργειας και των πολιτικών που έχουν σημαντικές κοινωνικές επιδράσεις πρέπει να αναλογιστούν τα κοινωνικά (δημόσια και ιδιωτικά) κόστη και οφέλη προκειμένου να αποδειχθεί εάν επιτυγχάνονται κοινωνικά οφέλη. Όπου η αναλογία των οφελών προς τα κόστη μεγιστοποιείται, κρίνεται ότι είναι οικονομικά «αποδοτικό». Ωστόσο, η δικαιοσύνη καθώς επίσης και η αποδοτικότητα πρέπει να λαμβάνεται υπόψη σε τέτοια προγράμματα. Η δικαιοσύνη πλήττεται όταν μερικά άτομα υποστούν αρνητικές συνέπειες ως αποτέλεσμα του προγράμματος ή της πολιτικής. Σε τέτοιες καταστάσεις, οι ηττημένοι πρέπει να αποζημιωθούν. Επομένως, ένα πιο ευρύ πεδίο κριτηρίων πρέπει να λαμβάνεται υπόψη για τα προγράμματα και τις πολιτικές που έχουν σημαντικές κοινωνικές επιδράσεις. Για πολύ σημαντικά προγράμματα περισσότερες προοπτικές, ιδιωτική και δημόσια, πρέπει να εξεταστεί.

Σε αυτό το κεφάλαιο, εξετάζουμε μόνο την προοπτική του ιδιώτη επενδυτή. Ωστόσο, οι ιδιωτικές εταιρίες πρέπει μερικές φορές να εξετάζουν τις ευρύτερες κοινωνικές επιδράσεις των προγραμμάτων τους όπου υπάρχουν σημαντικές κοινωνικές επιπτώσεις. Για παράδειγμα, ένας μεγάλος σταθμός παραγωγής ηλεκτρικού ρεύματος από βιομάζα απαιτεί την τοπική παραγωγή βιομάζας και επιβαρύνει την περιβαλλοντική ρύπανση. Κατά συνέπεια, οι αλλαγές στις πρακτικές καλλιέργειας και η ατμοσφαιρική ποιότητα θα έχουν σημαντικές επιδράσεις κοινωνικής ευημερίας. Επομένως, κάθε ανάλυση πρέπει να αντιπροσωπεύει τις ανάγκες του επενδυτή του προγράμματος, της τοπικής κοινότητας και της ευρύτερης κοινωνίας.

3.2.2 Τύποι προγραμμάτων και αποφάσεων

Είναι σημαντικό για τον αξιολογητή να γνωρίζει το τύπο αλληλεξάρτησης των προγραμμάτων και της απόφασης που λαμβάνεται επειδή αυτή θα επηρεάσει την επιλογή της πιο κατάλληλης οικονομικής παραμέτρου που χρησιμοποιείται. Τα προγράμματα μπορούν να ταξινομηθούν ως ανεξάρτητα ή αλληλοεξαρτώμενα. Τα ανεξάρτητα προγράμματα είναι αυτά που η απόφαση να προχωρήσουν δεν έχουν επιπτώσεις στις χρηματοοικονομικές αποδόσεις άλλων προγραμμάτων. Οποιοσδήποτε αριθμός προγραμμάτων, που εξετάζονται, μπορεί να επιλεγεί για την επένδυση εφόσον τα απαραίτητα κονδύλια είναι διαθέσιμα. Τα αλληλοεξαρτώμενα προγράμματα είναι εκείνα όπου η απόφαση αποδοχής/απόρριψης έχει επιπτώσεις στις ταμειακές ροές και τις χρηματοοικονομικές αποδόσεις άλλων προγραμμάτων. Τρεις τύποι αλληλοεξαρτώμενων προγραμμάτων περιγράφονται ως εξής:

- Τα *αμοιβαία αποκλειόμενα προγράμματα*: είναι εκείνα όπου η αποδοχή ενός προγράμματος αποκλείει την αποδοχή των άλλων. Ένας λόγος για αυτήν την αποκλειστικότητα είναι όταν υπάρχουν φυσικοί περιορισμοί. Για παράδειγμα, μόνο ένα εργοστάσιο παραγωγής ενέργειας φυσικού αερίου ή λιγνίτη μπορεί να επιλεγεί για μια συγκεκριμένη περιοχή. Άλλη περίπτωση είναι όταν το αποτέλεσμα των προγραμμάτων οδηγεί στο ίδιο αποτέλεσμα. Για παράδειγμα,

μια επιχείρηση σκέφτεται να επενδύσει ανάμεσα σε ένα λέβητα αερίου, ένα λέβητα πετρελαίου ή ένα λέβητα βιομάζας, όπου ο κάθε ένας είναι ικανός για την παραγωγή της απαραίτητης θερμότητας για το χώρο.

- Τα *συμπληρωματικά προγράμματα*: είναι εκείνα όπου η αποδοχή του ενός αυξάνει τις καθαρές ταμειακές ροές ενός άλλου. Για παράδειγμα, η κατασκευή μιας μεγάλης εγκατάστασης αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί να μειώσει την περικοπή αιολικών πάρκων, αυξάνοντας κατά συνέπεια τις ταμειακές ροές για τις επενδύσεις αιολικής ενέργειας από τις αυξανόμενες πωλήσεις ενέργειας.
- Τα *προαπαιτούμενα ή εξαρτώμενα προγράμματα*: είναι εκείνα όπου η αποδοχή ενός προγράμματος εξαρτάται από την αποδοχή κάποιου άλλου. Για παράδειγμα, η κατασκευή ενός παράκτιου αιολικού πάρκου μπορεί να εξαρτάται από την αναβάθμιση ενός κοντινού λιμανιού.

Τα συμπληρωματικά και τα προαπαιτούμενα προγράμματα πρέπει να αξιολογηθούν μαζί έτσι ώστε όλα τα κόστη και τα κέρδη που συνδέονται με τα προγράμματα να λαμβάνονται υπόψη και να μπορούν να ληφθούν εμπειριστατωμένες αποφάσεις. Μόλις συγχωνευθούν τα προγράμματα, μπορούν να αξιολογηθούν ως ανεξάρτητα ή αμοιβαία αποκλειόμενα προγράμματα.

Οι τύποι των αποφάσεων που εξετάζονται κανονικά κατά τη διάρκεια της αξιολόγησης ενός προγράμματος περιλαμβάνει:

- Αποδοχή/Απόρριψη: Όπου ένα ή συγκεκριμένα ανεξάρτητα προγράμματα εξετάζονται και αποφασίζεται εάν πρέπει να προχωρήσει κάθε μεμονωμένο πρόγραμμα. Για παράδειγμα, μια επιχείρηση ενεργειακών υπηρεσιών εξετάζει εάν θα αναβαθμίσει τις μηχανές αντλιών στα 15 εμπορικά κτήρια της. Σε 10 κτήρια, το πρόγραμμα έχει οικονομικά οφέλη, και αυτά τα έργα γίνονται αποδεκτά για την επένδυση. Τα υπόλοιπα 5 απορρίπτονται.
- Επιλογή ανάμεσα σε αμοιβαία αποκλειόμενες εναλλακτικές: Όπου ένα πρόγραμμα επιλέγεται από διάφορες ανταγωνιστικές εναλλακτικές λύσεις, ο επενδυτής πρέπει να επιλέξει το πρόγραμμα που να μεγιστοποιεί τα οφέλη του. Για παράδειγμα, όταν εξετάζονται τρεις διαφορετικοί σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για την ίδια περιοχή, κάθε ένα με διαφορετική κλίμακα και παραγωγή, τότε το πρόγραμμα με τη μέγιστη αξία πρέπει να επιλεγεί.
- Κατάταξη: Όπου το καλύτερο υποσύνολο επιλέγεται από ένα σύνολο ανεξάρτητων προγραμμάτων. Για παράδειγμα, λόγω των περιορισμών κεφαλαίου, ένας υπεύθυνος για την ανάπτυξη αιολικών πάρκων επιθυμεί να προσδιορίσει το χαρτοφυλάκιο των περιοχών για να αναπτυχθούν από περιορισμένα επενδυτικά κεφάλαια, τα οποία θα μεγιστοποιήσουν την αξία της εταιρίας. Προσδιορίζονται, επομένως, τα πολυτιμότερα προγράμματα με ένα συνολικό κόστος μέχρι το ανώτατο όριο επένδυσης.

3.2.3 Ταμειακές ροές

Έχουμε ήδη τονίσει ότι οι ταμειακές ροές είναι οι πιο σημαντικές παράμετροι που χρησιμοποιούνται στην οικονομική αξιολόγηση των ενεργειακών προγραμμάτων. Οι ταμειακές ροές που εξετάζονται στις οικονομικές αξιολογήσεις είναι οι εισροές και οι εκροές που εμφανίζονται όσο το πρόγραμμα προχωρά, γνωστές και ως «σταδιακές» ταμειακές ροές. Κατά τον προσδιορισμό των σταδιακών ταμειακών ροών, πρέπει να εξεταστούν τα ακόλουθα σημεία.

- Αγνόηση εφάπαξ εξόδων: Αυτές είναι δαπάνες που έχουν ήδη επιβληθεί ή δεσμευτεί επομένως δεν μπορούν να ανακτηθούν. Οι επενδυτές είναι εκτεθειμένοι για αυτές τις δαπάνες είτε το πρόγραμμα προχωρά είτε όχι. Επομένως, δεν είναι σταδιακές δαπάνες και δεν περιλαμβάνονται στην οικονομική αξιολόγηση του προγράμματος. Για παράδειγμα, εάν μια μελέτη αξιολόγησης έχει, ήδη, εκπονηθεί για ένα πρόγραμμα, τότε αυτό το κόστος δεν πρέπει να εμφανιστεί στις ταμειακές ροές επειδή έχει πραγματοποιηθεί. Η απόφαση επένδυσης πρέπει να είναι προνοητική και να εξετάζει μόνο τις αναπόφευκτες μελλοντικές δαπάνες.
- Συνυπολογισμός κόστων ευκαιρίας: Αυτό είναι το κόστος της καλύτερης εναλλακτικής λύσης που έχει προαποφασιστεί. Για παράδειγμα, μια επιχείρηση ανάπτυξης λογισμικού που επενδύει σε φωτοβολταϊκά (PV) πάνελ για το κτήριο των γραφείων τους μπορεί να εξετάσει επίσης το όφελος από την επένδυση σε ένα νέο προϊόν λογισμικού. Έτσι, το κόστος ευκαιρίας είναι το όφελος που θα μπορούσε να έχει επιτευχθεί με την επένδυση σε ένα προϊόν λογισμικού αντί του ενεργειακού προγράμματος. Ωστόσο, εάν υπάρχει δέσμευση για επένδυση σε πράσινες τεχνολογίες (ίσως για λόγους εταιρικής και κοινωνικής ευθύνης), τότε πρέπει να συγκριθεί το πρόγραμμα με τις ρεαλιστικές εναλλακτικές ενεργειακές επενδύσεις σε άλλες τεχνολογίες, όπως οι ανεμογεννήτριες ή οι ηλιακοί θερμοσίφωνες.
- Εξέταση αντικατάστασης: Το αποτέλεσμα ενός προγράμματος μπορεί να οδηγήσει στην απώλεια άλλων εισοδημάτων στην επιχείρηση λόγω της αντικατάστασης μιας ενεργειακής μορφής. Για παράδειγμα, μια επιχείρηση αερίου που επενδύει σε ένα σύστημα θέρμανσης μιας περιοχής μπορεί να χάσει τις πωλήσεις αερίου σε εκείνους τους πελάτες που επιθυμούν να αγοράσουν θερμότητα αντί για αέριο.
- Επιπλέον των δαπανών: Οι καθαρές δαπάνες πρέπει να χρησιμοποιηθούν όπου απαιτείται. Για παράδειγμα, εάν ένας αρχιτέκτονας θεωρεί ότι πρέπει να επενδύσει σε ένα περισσότερο ενεργειακά αποδοτικό σύστημα πρόσοψης για ένα κτήριο γραφείων, τότε το καθαρό κόστος κεφαλαίου του συστήματος πρόσοψης πρέπει να χρησιμοποιηθεί κατά τον υπολογισμό της αποπληρωμής ως αποτέλεσμα της εξοικονόμησης ενέργειας.

Οι ταμειακές ροές συσσωρεύονται, χαρακτηριστικά, σε χρονικές περιόδους ενός έτους. Οι ροές μπορεί να εμφανιστούν στην αρχή, τη μέση ή το τέλος της περιόδου, αλλά σύμφωνα με την κοινή πρακτική υιοθετείται μια πρακτική στο τέλος της περιόδου. Μια άλλη σύμβαση αφορά τις δαπάνες επένδυσης που εμφανίζονται στο έτος 0, αντιπροσωπεύοντας μια θεωρητική προσέγγιση της ενεργειακής επένδυσης. Αυτή η υπόθεση είναι αποδεκτή για τα μικρά, απλά προγράμματα (όπως η εγκατάσταση ενός λέβητα αερίου), αλλά για τα μεγάλα, σύνθετα προγράμματα αυτή είναι μια γενικευμένη απλοποίηση που θα μπορούσε να οδηγήσει σε λανθασμένα αποτελέσματα επειδή το

κόστος επένδυσης μπορεί να παρουσιαστεί κατά τη διάρκεια των ετών ή ακόμα και των δεκαετιών. Ωστόσο, ο συγχρονισμός των κύριων δαπανών και των πηγών εσόδων μπορεί να ασκήσει σημαντική επίδραση στη βιωσιμότητα του προγράμματος και, επομένως, πρέπει να εξεταστεί σε οποιαδήποτε λεπτομερή ανάλυση της χρηματοοικονομικής εκτέλεσης των μεγάλων και σύνθετων προγραμμάτων.

Οι ταμειακές ροές μπορούν να ταξινομηθούν σε τρεις ευρείες κατηγορίες βασισμένες στις κύριες δραστηριότητες που περιλαμβάνονται σε ένα ενεργειακό πρόγραμμα:

- ταμειακές ροές επένδυσης
- ταμειακές εισροές
- ταμειακές εκροές.

Το πρώτο καλείται συχνά το «κόστος κεφαλαίου» του προγράμματος, ενώ οι εισροές και οι εκροές αναφέρονται συχνά ως έσοδα και λειτουργικά έξοδα ή «κόστη λειτουργίας και συντήρησης» (O&M), αντίστοιχα. Οι ταμειακές εισροές ενός προγράμματος παροχής ενέργειας και ενεργειακής αποδοτικότητας προκύπτουν χαρακτηριστικά είτε από την πώληση της ενέργειας είτε των ενεργειακών κοστών που αποφεύγονται είτε την εξοικονόμηση στις λειτουργικές δαπάνες. Οι εισροές ενεργειακών ταμειακών ροών είναι τα προϊόντα της παραχθείσας ενέργειας (ή της ενέργειας που αποφεύγεται) και του σχετικού δασμολογίου, που αθροίζονται για κάθε ενεργειακό τύπο (π.χ. θερμότητα, ηλεκτρική ενέργεια και ψύξη). Για παράδειγμα, οι εισροές ταμειακών ροών για μια μονάδα συμπαραγωγής θερμότητας και ηλεκτρισμού (CHP) θα περιελάμβαναν την αξία του αερίου ή της ηλεκτρικής ενέργειας που αντικαθίσταται, καθώς επίσης και την αξία της ηλεκτρικής ενέργειας που εξάγεται στο δίκτυο. Επίσης, τα θετικά αποτελέσματα της μείωσης φορολογίας συμπεριλαμβάνονται ως ταμειακές εισροές.

Οι ταμειακές εκροές στα ενεργειακά προγράμματα είναι συνήθως καύσιμα και έξοδα λειτουργίας και συντήρησης (O&M). Για προγράμματα ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και ενεργειακής αποδοτικότητας, ωστόσο, οι δαπάνες καυσίμων είναι κανονικά απύσες επειδή ο αέρας και η ηλιακή ενέργεια είναι ελεύθερα αγαθά. Τα προγράμματα που χρησιμοποιούν τα βιολογικά καύσιμα, όμως, έχουν κόστη καυσίμων. Τα κόστη της εργασίας, των υλικών αντικατάστασης, του μισθώματος και των ασφαλειών είναι, επίσης, σημαντικές ταμειακές εκροές για όλα τα προγράμματα παραγωγής ενέργειας, αλλά, είναι συχνά αμελητέες για τις παθητικές ενεργειακές επενδύσεις, όπως η μόνωση κτιρίων.

Στα προγράμματα παραγωγής ενέργειας και ενεργειακής αποδοτικότητας, οι ταμειακές ροές επένδυσης απαιτούν μεγάλο αρχικό κεφάλαιο και προκύπτουν από την αρχική αγορά των εγκαταστάσεων και του εξοπλισμού. Ωστόσο, ουσιαστικές επενδύσεις μπορούν να γίνουν και μετέπειτα στο πρόγραμμα, για παράδειγμα όταν η παραγωγική δυνατότητα αυξάνεται. Οι επενδύσεις μπορούν να διαρκέσουν πάνω από 1 έτος έως αρκετά έτη, αναλόγως τα στάδια του προγράμματος, και πρέπει να αυξάνουν την αξία της επιχείρησης. Για παράδειγμα, ένα σύστημα συμπαραγωγής θερμότητας και ηλεκτρισμού (CHP) μπορεί να αντικαταστήσει την ανάγκη για εφεδρική παραγωγή και να επιτρέψει την δυνατότητα να εκπονηθούν μερικοί υπάρχοντες λέβητες. Οι επιχορηγήσεις κεφαλαίου και η υπολειπόμενη αξία στο τέλος του κύκλου ζωής πρέπει να περιληφθούν ως αρνητικές ταμειακές ροές επένδυσης (δηλ. θετικές ταμειακές ροές) στα κατάλληλα χρονικά διαστήματα. Πολλά ενεργειακά προγράμματα έχουν

υπολειπόμενες τιμές στο τέλος της διάρκειας ζωής επένδυσης λόγω των εδαφικών εγκαταστάσεων (που μπορούν να έχουν πολύτιμες άδειες παραγωγής και πρόσβαση στα συστήματα μεταφοράς) καθώς και την αξία απόσυρσης των εγκαταστάσεων και του εξοπλισμού.

Η διαφορά μεταξύ των ταμειακών εισροών και εκροών είναι τα καθαρά λειτουργικά κέρδη (εξίσωση 1). Το σύνολο των ταμειακών εισροών, εκροών και ροών επένδυσης καλούνται καθαρές ταμειακές ροές και δίνονται από την εξίσωση 2

$$F_{no,n} = F_{i,n} - F_{o,n} \quad (\text{εξίσωση 1})$$

$$F_{n,n} = F_{i,n} - F_{o,n} - F_{c,n} = F_{no,n} - F_c \quad (\text{εξίσωση 2})$$

όπου $F_{no,n}$ είναι οι καθαρές λειτουργικές ταμειακές ροές στο έτος επένδυσης n , $F_{i,n}$ και $F_{o,n}$ είναι τα ποσά των ταμειακών εισροών και εκροών, αντίστοιχα, στο έτος n , $F_{n,n}$ είναι οι καθαρές ταμειακές ροές στο έτος n επένδυσης και $F_{c,n}$ είναι οι ταμειακές ροές επένδυσης στο έτος n .

Η διάρκεια ζωής ενός προγράμματος καθορίζει τη λειτουργική περίοδο, κατά τη διάρκεια της οποίας θα συνεχίσει να παράγει εισοδήματα και είναι επομένως, μια σημαντική παράμετρος σε οποιαδήποτε αξιολόγηση επένδυσης. Η διάρκεια ζωής επιλέγεται συνήθως βάσει άλλων, παρόμοιων προγραμμάτων. Το κόστος χρηματοδότησης του προγράμματος λαμβάνεται υπόψη χρησιμοποιώντας το κατάλληλο κόστος κεφαλαίου ή το κατάλληλο επιτόκιο αναγωγής. Ο χρηματοδοτικός μηχανισμός είναι, επομένως, ξεχωριστός από την απόφαση επένδυσης, το οποίο δεν εξετάζεται στη διαδικασία αξιολόγησης επένδυσης.

3.2.4 Οι πραγματικές και ονομαστικές τιμές

Οι ταμειακές ροές μπορούν να αναφερθούν είτε ως «πραγματικές» τιμές είτε ως «ονομαστικές». Οι ονομαστικές τιμές είναι εκείνες που χρησιμοποιούμε στην καθημερινή μας ζωή. Είναι οι νομισματικές τιμές που εκφράζονται σε μονάδες νομίσματος, και αυξάνεται (συνήθως) κάθε χρόνο λόγω του πληθωρισμού. Οι πραγματικές τιμές εξαλείφουν τα αποτελέσματα του πληθωρισμού από τις ονομαστικές τιμές με την αναγωγή τους σε ένα «έτος αναφοράς», το οποίο επιλέγεται για να ανταποκριθεί στις ανάγκες της μελέτης που πραγματοποιείται. Χαρακτηριστικά, το έτος αναφοράς είναι το πρώτο έτος του προγράμματος ή το έτος όπου η οικονομική ανάλυση πραγματοποιείται ή οποιοδήποτε άλλο κατάλληλο έτος. Οι πραγματικές και ονομαστικές ροές μετρητών σχετίζονται με την παρακάτω σχέση:

$$F_{r,j} = \frac{F_{n,i}}{(1 + e)^{(i-j)}}$$

Όπου, $F_{r,j}$ είναι οι πραγματικές ταμειακές ροές ισοδύναμες για το έτος αναφοράς j , $F_{n,i}$ είναι οι ονομαστικές ταμειακές ροές στο έτος i και το e είναι το ποσοστό πληθωρισμού.

Ο πληθωρισμός είναι το ποσοστό αλλαγής στο επίπεδο τιμών, όπου με την πάροδο των χρόνων οδηγεί σε μια μείωση της αγοραστικής δύναμης και αναφέρεται συνήθως

σε ετήσιες περιόδους. Οι κεντρικές τράπεζες πολλών αναπτυγμένων οικονομιών όπως το Ηνωμένο Βασίλειο, η Ευρωζώνη και οι Ηνωμένες Πολιτείες στοχεύουν σε ποσοστά πληθωρισμού κοντά στο 2% κατά την επιλογή των οικονομικών πολιτικών, αν και ο πραγματικός πληθωρισμός ποικίλλει γύρω από αυτόν τον στόχο ανάλογα με παράγοντες όπως η φορολογία και η νομισματική πολιτική. Τα ποσοστά πληθωρισμού παρουσιάζονται κανονικά υπό μορφή δεικτών που κανονικοποιούνται σε ένα έτος αναφοράς, καθιστώντας κατά συνέπεια τις μετατροπές μεταξύ των ονομαστικών και πραγματικών τιμών καταλληλότερες.

3.2.5 Παρούσα αξία

Γενικά, οι άνθρωποι (επομένως και οι επιχειρήσεις) προτιμούν να λαμβάνουν χρήματα σήμερα παρά στο μέλλον. Για παράδειγμα, ένας άνθρωπος θα προτιμούσε να λάβει €100 σήμερα παρά σε ένα χρόνο. Προκειμένου να γίνει ελκυστικό να αναβάλει την παραλαβή αυτών των χρημάτων, κάποιος πρέπει να δώσει στο άτομο €120 ή περισσότερα το προσεχές έτος αντί €100 σήμερα. Επομένως, η παραλαβή €100 σε ένα χρόνο έχουν μικρότερη αξία αν τα συγκρίνουμε με τα €100 σήμερα, αφού τα €100 σε ένα χρόνο σήμερα αξίζουν €83.33 ($€100 \times 100/120$). Αυτή είναι η παρούσα αξία των μελλοντικών ταμειακών ροών, οι οποίες είναι μια συνάρτηση των μελλοντικών ταμειακών ροών και ενός ετήσιου ποσοστού αναγωγής. Γενικά, η παρούσα αξία των μελλοντικών ταμειακών ροών δίνεται από τη σχέση:

$$F_{pv,n} = \frac{F_{fv,n}}{(1+r)^n}$$

όπου $F_{pv,n}$ είναι η παρούσα αξία των μελλοντικών ταμειακών ροών $F_{fv,n}$ σε n χρόνια και το r είναι το επιτόκιο αναγωγής.

Χρησιμοποιώντας αυτή τη σχέση, οι μελλοντικές ταμειακές ροές μπορούν να αναχθούν ώστε να δώσουν την παρούσα αξία, για κάθε έτος κατά τη διάρκεια της διάρκειας ζωής του προγράμματος. Αντί για τον υπολογισμό του παρονομαστή της εξίσωσης για κάθε παρούσα αξία, μπορούμε να υπολογίσουμε ένα παράγοντα αναγωγής (Discount Factor). Οι μελλοντικές ταμειακές ροές πρέπει να πολλαπλασιαστούν με το παράγοντα αναγωγής για να δώσουν την παρούσα αξία. Είναι μια συνάρτηση του ποσοστού αναγωγής και του χρονικού διαστήματος στο οποίο οι ταμειακές ροές εμφανίζονται. Δίνεται από τη σχέση:

$$DF_{n,r} = \frac{1}{(1+r)^n}$$

Έτσι ώστε,

$$F_{pv,n} = F_{fv,n} \times DF_{n,r}$$

όπου $DF_{n,r}$ είναι ο παράγοντας έκπτωσης στο έτος n για το ποσοστό έκπτωσης r και $F_{pv,n}$

είναι η παρούσα αξία των μελλοντικών ταμειακών ροών $F_{fv,n}$ σε n έτη.

Είναι σημαντικό να σημειωθεί ότι η παρούσα αξία και ο πληθωρισμός δεν πρέπει να συγχέονται. Ο πληθωρισμός αφορά την μείωση στην αγοραστική δύναμη ενός ποσού χρημάτων λόγω των αυξανόμενων επιπέδων τιμών σε μια οικονομία. Αντίθετα, η παρούσα αξία πραγματικών μελλοντικών ταμειακών ροών είναι χαμηλότερη από αυτή που λαμβάνεται σήμερα, επειδή η ευκαιρία να επενδυθεί σε ένα άλλο πρόγραμμα έχει χαθεί. Η διαφορά μεταξύ των παρούσων και μελλοντικών τιμών ταμειακών ροών αντιπροσωπεύει το κόστος να σταματήσει μια εναλλακτική επένδυση κατά τη διάρκεια του χρονικού διαστήματος που εξετάζεται και αναφέρεται ως χρονική αξία των χρημάτων. Οι μελλοντικές ροές μετρητών μπορούν να είναι πραγματικές ή ονομαστικές και πρέπει να γίνει αναγωγή σε σημερινή αξία, χρησιμοποιώντας τους πραγματικούς και ονομαστικούς παράγοντες αναγωγής.

3.2.6 Επιτόκια προεξόφλησης

Οι μελλοντικές ροές μετρητών μπορούν να μετατραπούν στις παρούσες τιμές χρησιμοποιώντας ένα επιτόκιο προεξόφλησης. Αυτό το επιτόκιο είναι ένα μέτρο της χρονικής αξίας του χρήματος - το ποσό επιστροφής που θα μπορούσε να έχει γίνει στην επόμενη καλύτερη ευκαιρία επένδυσης. Το επιτόκιο προεξόφλησης περιλαμβάνει ένα επιτόκιο «risk free» και ένα «risk premium». Το πρώτο αναφέρεται στο τι μπορούσε να κερδηθεί σε μια επένδυση χωρίς ρίσκο, ενώ το δεύτερο είναι το πρόσθετο επιτόκιο που απαιτείται για να αντισταθμίσει το κίνδυνο του συγκεκριμένου προγράμματος. Για παράδειγμα, ένας επενδυτής μπορεί να απαιτεί μια υψηλότερη απόδοση για μια ωκεάνια ενεργειακή επένδυση από ότι για έναν σταθμό παραγωγής ηλεκτρικού ρεύματος με φυσικό αέριο, δεδομένου ότι το πρώτο είναι μια λιγότερο χρησιμοποιούμενη τεχνολογία και επομένως είναι μια πιο επικίνδυνη επένδυση. Εντούτοις, εάν ο επενδυτής επένδυσε τα χρήματα του σε ένα κυβερνητικό ομόλογο μπορεί να δέχτηκε μια πολύ χαμηλή απόδοση, η οποία θα ήταν κοντά στο «risk free» ποσοστό. Η πρόσθετη επιστροφή που απαιτείται πέρα από αυτό το ποσοστό είναι το «risk premium».

Τα επιτόκια προεξόφλησης μπορούν να είναι ονομαστικά ή πραγματικά, που περιλαμβάνουν ή αποκλείουν, αντίστοιχα, τα αποτελέσματα του πληθωρισμού. Τα πραγματικά ποσοστά έκπτωσης χρησιμοποιούνται όταν υπολογιστούν οι πραγματικές ταμειακές ροές, ομοίως, τα ονομαστικά ποσοστά έκπτωσης χρησιμοποιούνται με τις ονομαστικές ροές μετρητών. Είναι εξαιρετικά σημαντικό ότι ο αναλυτής γνωρίζει εάν χρησιμοποιούνται οι πραγματικές ή οι ονομαστικές ροές μετρητών, και ότι το κατάλληλο επιτόκιο προεξόφλησης εφαρμόζεται με συνέπεια. Δεν πρέπει ποτέ να αναμειχθούν τα πραγματικά επιτόκια προεξόφλησης και οι ονομαστικές ταμειακές ροές και αντίστροφα. Τα πραγματικά και ονομαστικά ποσοστά δίνονται από την σχέση:

$$(1 + d_n) = (1 + d_r)(1 + e)$$

Όπου d_n και d_r είναι τα ονομαστικά και πραγματικά επιτόκια προεξόφλησης, αντίστοιχα, και το e είναι το ποσοστό πληθωρισμού.

Η ερώτηση που προκύπτει είναι ποιο επιτόκιο προεξόφλησης πρέπει να ισχύσει κατά την αξιολόγηση της οικονομικής επίδοσης ενός ενεργειακού προγράμματος. Η απάντηση είναι: εξαρτάται, επειδή τα επιτόκια προεξόφλησης κυμαίνονται μεταξύ των τομέων της βιομηχανίας, των επιχειρήσεων, των προγραμμάτων και των ατόμων. Για παράδειγμα, μια μελέτη στον Καναδά βρήκε τα ελάχιστα αποδεκτά ποσοστά

επιστροφής για μια σειρά επιχειρήσεων να είναι από 5% έως 40%, ανάλογα με τον τομέα της βιομηχανίας, τη δραστηριότητα της επιχείρησης και το μέγεθος. Οι επιχειρήσεις μπορούν να χρησιμοποιήσουν ένα επιτόκιο προεξόφλησης αποκαλούμενο **σταθμισμένο μέσο κόστος κεφαλαίου** (WACC), το οποίο είναι ισοδύναμο με την ελάχιστη επιστροφή που πρέπει να επιτευχθεί για να πληρώσει όλους τους χρηματοδότες της, όπως οι μέτοχοι, οι τράπεζες και οι κάτοχοι ομολόγων (που εξαρτώνται από τη δομή χρηματοδότησης της επιχείρησης). Αυτό είναι το κόστος ευκαιρίας του κεφαλαίου στην επιχείρηση και πρέπει να χρησιμοποιηθεί όπου το σχεδιάγραμμα κινδύνου του προγράμματος είναι παρόμοιο με αυτό του χαρτοφυλακίου των προγραμμάτων της επιχείρησης. Μερικές φορές, η επιχείρηση θα θέσει το WACC ως «ελάχιστο ποσοστό απόδοσης», το οποίο πρέπει να είναι τουλάχιστον ίσο από το προτεινόμενο πρόγραμμα για να χρηματοδοτηθεί από την επιχείρηση. Το WACC χρησιμοποιείται ευρέως από τους ενεργειακούς φορείς για την αξιολόγηση μιας επένδυσης.

Υπάρχουν διάφορες μέθοδοι για τον υπολογισμό του WACC, αλλά για μια επιχείρηση με μια απλή δομή χρηματοδότησης που περιλαμβάνει το χρέος (π.χ. υπό μορφή δανείων τραπεζών) και το μετοχικό κεφάλαιο (ως μετοχές) μόνο και αγνοώντας τα φορολογικά αποτελέσματα, δίνεται από το σταθμισμένο μέσο όρο της επιστροφής του μετοχικού κεφαλαίου και του κόστους του χρέους:

$$WACC = r_e \left[\frac{E}{(D + E)} \right] + r_d \left[\frac{D}{(D + E)} \right]$$

όπου r_e και r_d είναι οι επιστροφές στα επιτόκια μετοχικού κεφαλαίου και χρέους, αντίστοιχα το E είναι το ποσό μετοχικού κεφαλαίου (€) και το D είναι το ποσό χρέους (€).

Στην περίπτωση όπου η εξυπηρέτηση χρέους είναι εκπίπτουσα φορολογίας και η επιχείρηση χρηματοδοτείται με ένα μίγμα κανονικών και προνομιούχων μετοχών, η εξίσωση μπορεί να γραφτεί ως εξής:

$$WACC = r_{eo} \left[\frac{E_0}{(D + E_0 + E_p)} \right] + r_{ep} \left[\frac{E_p}{(D + E_0 + E_p)} \right] + (1 - T)r_d \left[\frac{D}{(D + E_0 + E_p)} \right]$$

όπου το r_{eo} και το r_{ep} είναι οι επιστροφές στις κανονικές και προνομιούχες μετοχές, αντίστοιχα το E_0 και το E_p είναι τα ποσά κανονικού και προνομιούχου μετοχικού κεφαλαίου (€) και το T είναι ο εταιρικός φορολογικός συντελεστής.

Ο υπολογισμός του WACC για μια επιχείρηση μπορεί να είναι ένας σύνθετος στόχος απαιτώντας την συλλογή δεδομένων από πολλές πηγές συμπεριλαμβανομένων των ετήσιων στοιχείων της επιχείρησης (για στοιχεία όπως το χρέος και οι μετοχές), των τραπεζών (επιτόκια) και των στοιχείων των οικονομικών προμηθευτών (κίνδυνος μετοχικού κεφαλαίου και αγοράς). Όταν για ένα πρόγραμμα δεν είναι διαθέσιμο κανένα στοιχείο για να εκτιμηθεί το WACC, το επιτόκιο προεξόφλησης πρέπει τεθεί στο κόστος ευκαιρίας του κεφαλαίου, το οποίο είναι η αναμενόμενη επιστροφή στην αμέσως καλύτερη εναλλακτική χρήση των διαθέσιμων κεφαλαίων. Η επιλογή αυτής της εναλλακτικής λύσης εξαρτάται από τον επενδυτή και το ρίσκο των εναλλακτικών λύσεων που πρέπει να είναι παρόμοιες για μια δίκαιη σύγκριση. Για μια επιχείρηση

που ειδικεύεται στην εγκατάσταση των αιολικών πάρκων, για παράδειγμα, θα ήταν ένα άλλο πρόγραμμα αιολικών πάρκων. Ωστόσο, μια κατασκευαστική επιχείρηση μπορεί να πρέπει να επιλέξει μεταξύ της εγκατάστασης ενός νέου ενεργειακά αποδοτικού λέβητα και ενός μη ενεργειακού προγράμματος όπως η αναβάθμιση μιας γραμμής παραγωγής. Για μερικές επιχειρήσεις, ωστόσο, που επενδύουν σε ενεργειακά αποδοτικά προγράμματα, το οποίο είναι μέρος της περιβαλλοντικής στρατηγικής τους, μπορεί να επιλεγούν προγράμματα με χαμηλότερο επιτόκιο προεξόφλησης από τις δραστηριότητες πυρήνα της επιχείρησης. Μια χαρακτηριστική αξία 20% προτείνεται για επενδύσεις σχετικές με την ενέργεια.

3.2.7 Η φορολογία και η υποτίμηση

Η υποτίμηση είναι μια σημαντική παράμετρος στην οικονομική αξιολόγηση επενδύσεων υψηλής έντασης κεφαλαίου, όπως τα περισσότερα ενεργειακά προγράμματα. Η υποτίμηση είναι η μείωση στην αξία του κεφαλαίου κατά τη διάρκεια της χρήσιμης ζωής του. Μια ανεμογεννήτρια, για παράδειγμα, υπόκειται σε φθορά λόγω χρήσης κατά τη διάρκεια της παραγωγικής διάρκειας ζωής της, και η αξία της θα μικραίνει έως ότου να θεωρηθεί άνευ αξίας στο τέλος του κύκλου ζωής των 20 ετών. Η επεξεργασία της υποτίμησης στη λογιστική δεν απεικονίζει πάντα αληθινά αυτήν την μείωση της αξίας κεφαλαίου. Συγκεκριμένοι κανόνες διέπουν την υποτίμηση στη λογιστική, όπου η αξία κεφαλαίου μπορεί να μειωθεί ετησίως με προκαθορισμένα ποσοστά που ίσως να μην ταιριάζουν με τη διάρκεια ζωής της τεχνολογίας. Αυτοί οι κανόνες ποικίλλουν από χώρα σε χώρα και πρέπει να καθοριστούν ως τμήμα οποιουδήποτε οικονομικού προγράμματος αξιολόγησης και να απεικονιστούν στις μετά φόρων ταμειακές ροές. Στο Ηνωμένο Βασίλειο, για παράδειγμα, τα κεφάλαια αιολικής ενέργειας μπορεί να υποτιμηθούν κατά τη διάρκεια μιας περιόδου πέντε ετών ενώ αυτό δεν ισχύει στις Ηνωμένες Πολιτείες. Ωστόσο, η υποτίμηση σε τεχνολογίες παραγωγής ενέργειας είναι μόνο σημαντική στην οικονομική αξιολόγηση των αποτελεσμάτων των ταμειακών ροών του προγράμματος.

Η φορολογία της εταιρίας επιβάλλεται γενικά στα κέρδη της επιχείρησης σε ένα ποσοστό που κυμαίνεται χαρακτηριστικά από 10% ως 30%. Ο φορολογικός συντελεστής πρέπει να ληφθεί υπόψη κατά το υπολογισμό των μετά φόρων ταμειακών ροών. Ωστόσο, η υποτίμηση μπορεί να αφαιρεθεί από τα κέρδη της επιχείρησης, έτσι ώστε να μειώσει την φορολογία.

3.2.8 Άνιση διάρκεια ζωής

Η αξιολόγηση μιας επένδυσης αμοιβαία αποκλειόμενων προγραμμάτων μπορεί να περιλάβει τη σύγκριση προγραμμάτων που έχουν διαφορετικές διάρκειες ζωής. Αυτό είναι περίπλοκο επειδή το ίδιο μήκος της υπηρεσίας δεν εξετάζεται και στις δύο περιπτώσεις και τα προγράμματα δεν μπορούν, επομένως, να συγκριθούν άμεσα μεταξύ τους. Υπάρχουν δύο κύριες προσεγγίσεις σε αυτό το πρόβλημα: επιλογή του υψηλότερου ισοδύναμου ετήσιου κόστους (EAC) ή υπολογισμός της οικονομικής παραμέτρου χρησιμοποιώντας τη λιγότερη κοινή πολλαπλάσια μέθοδο.

EAC είναι η παρούσα αξία του ετήσιου κόστους της επένδυσης και της λειτουργίας του ενεργειακού προγράμματος κατά τη διάρκεια της ζωής του. Δίνεται από τη σχέση:

$$EAC = \frac{NPV}{A_{N,d}}$$

Όπου NPV είναι η καθαρή παρούσα αξία του προγράμματος, A είναι ο παράγοντας ετήσιου εισοδήματος, N είναι η διάρκεια ζωής του προγράμματος και d είναι το επιτόκιο προεξόφλησης. Το A δίνεται από την σχέση:

$$A_{N,d} = \frac{1 - (1 + d)^{-N}}{d}$$

3.3 Οικονομικοί Δείκτες

Όταν αξιολογούμε επενδύσεις, η διοίκηση χρειάζεται ένα τρόπο να προσδιοριστούν τα αποδεκτά προγράμματα, να απορριφθούν τα μη αποδεκτά ή να αναβληθούν κάποια, τα οποία μπορούν να είναι ελκυστικά στο μέλλον. Επιπλέον, πρέπει να ταξινομηθούν τα αποδεκτά προγράμματα κατά σειρά αξίας για τους μετόχους. Υπάρχει μια ευρεία ποικιλία οικονομικών μέτρων που μπορούν να χρησιμοποιηθούν για να αξιολογηθούν και να συγκρίνουν τα ενεργειακά προγράμματα.

Περιλαμβάνουν

- οικονομικοί δείκτες, όπως ο **SIR**, το **RoI** και το **PI**
- χρονικοί δείκτες, όπως η **PP** (Payback Period) και η **έντοκη PP** (Discounted Payback Period)
- βαθμοί απόδοσης, όπως το **IRR** και το **MIRR**
- δείκτες κόστους, όπως το **LCCs** και το **LCOE**, και
- αθροιστικές ταμειακές ροές, όπως το **NPV**.

Μερικά από αυτά τα μέτρα χρησιμοποιούν τις πραγματικές, μη προεξοφλημένες ταμειακές ροές και, τέτοιες προσεγγίσεις είναι κατώτερες από εκείνες που χρησιμοποιούν προεξοφλημένες ταμειακές ροές. Αν και οι διάφοροι δείκτες έχουν τα πλεονεκτήματα και τα μειονεκτήματά τους, η NPV θεωρείται ευρέως ως ο καλύτερος δείκτης για την μεγιστοποίηση της αξίας των μετόχων, και συστήνεται να εφαρμόζεται όποτε είναι δυνατό. Οι βαθμοί απόδοσης εφαρμόζονται συνήθως επειδή μπορούν να συγκρίνουν άμεσα διαφορετικές επενδύσεις. Οι οικονομικοί δείκτες δείχνουν τον λόγο των διάφορων κερδών ως προς τα κόστη. Οι δείκτες κόστους είναι χρήσιμοι για την σύγκριση προγραμμάτων με τα ίδια αποτελέσματα όπου η επιδιώκεται η επιλογή ελάχιστου κόστους. Οι χρονικοί δείκτες μπορούν να προσδιορίσουν πόσο μια επένδυση είναι σε κίνδυνο μέχρι την αποπληρωμή.

Οι οικονομικοί δείκτες καλό είναι να παρέχουν βοήθεια στη διαδικασία λήψης αποφάσεων και όχι να είναι η μόνη βάση για την απόφαση, δεδομένου ότι τα ενεργειακά προγράμματα είναι συχνά πολύ σύνθετα και περιλαμβάνουν περισσότερες οικονομικές παραμέτρους. Μια ανάλυση κινδύνου πρέπει να αποτελέσει μέρος της ανάλυσης για όλα τα προγράμματα, εκτός από τα απλούστερα. Κανονικά, περισσότεροι

από έναν οικονομικό δείκτη χρησιμοποιούνται στη διαδικασία λήψης αποφάσεων. Στην πράξη, οποιαδήποτε οικονομική παράμετρος υιοθετείται πρέπει να εφαρμοστεί με συνέπεια σε όλες τις εναλλακτικές λύσεις που εξετάζονται.

3.3.1 Η περίοδος αποπληρωμής και η έντοκη περίοδος αποπληρωμής

Η Payback Period (PP) είναι ο χρόνος που απαιτείται για να ανακτηθεί μια επένδυση ενός προγράμματος, και εκφράζεται συνήθως σε έτη. Είναι πιθανώς ο πιο γνωστός και δημοφιλής οικονομικός δείκτης επειδή είναι εύκολο να υπολογιστεί και να κατανοηθεί. Ένα πρόγραμμα αποπληρώνεται στο χρονικό σημείο όπου το άθροισμα των καθαρών ταμειακών ροών ισούται με τις καθарές ταμειακές ροές της επένδυσης. Ο χρόνος από την έναρξη του προγράμματος μέχρι αυτό το σημείο καλείται «περίοδος αποπληρωμής». Για τα προγράμματα που έχουν ίσες ετήσιες καθарές λειτουργικές ταμειακές εισροές, η PP δίνεται από την σχέση:

$$n_p = \frac{F_c}{F_{no}} \quad , \quad \text{για } F_{no} > 0$$

Όπου n_p είναι η περίοδος αποπληρωμής, F_c είναι το αρχικό κεφάλαιο της επένδυσης και F_{no} είναι οι πραγματικές ετήσιες καθарές λειτουργικές ταμειακές ροές.

Ωστόσο, τα περισσότερα προγράμματα δεν έχουν ίσες ετήσιες καθарές λειτουργικές ταμειακές ροές. Σε αυτές τις περιπτώσεις, η PP είναι το χρονικό διάστημα, n , μετά από την έναρξη προγράμματος όπου ισούται το ποσό των καθарών ταμειακών ροών της επένδυσης με τις καθарές ταμειακές εισροές:

$$\sum_n F_{c,n} = \sum_n F_{no,n}$$

Για την PP $F_{c,n}$ είναι οι ταμειακές ροές της επένδυσης στο έτος n και $F_{no,n}$ είναι οι καθарές ταμειακές ροές στο έτος n .

Ένα σημαντικό μειονέκτημα της μεθόδου PP είναι ότι δεν λαμβάνει τη χρονική αξία των χρημάτων υπόψη. Ενώ αυτό δεν ασκεί σημαντική επίδραση στην ακρίβεια των σύντομων PP με χαμηλά επιτόκια αναγωγής, οδηγεί, ωστόσο, σε παραπλανητικές τιμές για τις πιο μακροχρόνιες PP, που είναι χαρακτηριστικές πολλών ενεργειακών προγραμμάτων. Η έντοκη περίοδος αποπληρωμής (DPP) υπερνικά αυτήν την ανεπάρκεια με την αναγωγή των ταμειακών ροών για να συνυπολογίσει τη χρονική αξία των χρημάτων. Αυτό έχει κανονικά ως συνέπεια την αύξηση του χρόνου αποπληρωμής, έτσι ώστε το DPP είναι μεγαλύτερο από το απλό PP.

Και η PP και η DPP παρουσιάζουν μια σημαντική αδυναμία ως προς την αποτύπωση της ελκυστικότητας μιας επένδυσης. Στην πραγματικότητα, καμία μέθοδος δεν παρέχει στοιχεία για την κερδοφορία ή την ελκυστικότητα της επένδυσης επειδή αγνοεί την αξία όλων των ταμειακών ροών αφότου επιτυγχάνεται η αποπληρωμή του αρχικού κεφαλαίου. Ουσιαστικά, είναι δείκτες ρευστότητας, δηλαδή πόσο γρήγορα το κεφάλαιο μπορεί να μετατραπεί σε μετρητά ξεπληρώνοντας την αρχική επένδυση. Επομένως, μπορούν να χρησιμοποιηθούν για να μετρήσουν το χρόνο που μια επένδυση είναι σε κίνδυνο πριν την αποπληρωμή του αρχικού κεφαλαίου. Ωστόσο, επειδή δεν λαβαίνουν υπόψη το μέγεθος του προγράμματος και την οικονομική απόδοση, η PP

ενός πολύ μικρού προγράμματος μπορεί να είναι όμοια με αυτήν ενός πολύ μεγάλου αν και προσφέρουν πολύ διαφορετικές ευκαιρίες επένδυσης. Επομένως, η PP και η DPP χρησιμοποιούνται συνήθως και είναι εύκολο να υπολογιστούν, μπορούν να είναι ένας ελλιπής δείκτης για την αξία ενός προγράμματος και πρέπει να χρησιμοποιούνται μόνο ως δευτερέων κριτήριο.

3.3.2 Απόδοση της Επένδυσης (RoI)

Το **RoI** είναι ο λόγος του ετήσιου μετά φόρων εισοδήματος προς την επένδυση του προγράμματος. Υπάρχουν αρκετές διαφορετικές προσεγγίσεις, αλλά ο απλούστερος είναι ο λόγος των μέσω ετήσιων καθαρών λειτουργικών ταμειακών ροών προς τις συνολικές ταμειακές ροές της επένδυσης:

$$RoI = \left(\frac{F_{no}}{F_i} \right) \times 100$$

όπου RoI είναι η απόδοση της επένδυσης, F_{no} είναι οι μέσες επαναλαμβανόμενες πραγματικές καθαρές λειτουργικές ταμειακές ροές μετά φόρων (€) και το F_i είναι το αρχικό κεφάλαιο της επένδυσης.

Το RoI είναι ένας απλός δείκτης και είναι χρήσιμος για σύγκριση με άλλες ευκαιρίες επένδυσης. Ένα μειονέκτημα του RoI είναι ότι δεν είναι χρήσιμος ως απόλυτος δείκτης της χρηματοοικονομικής απόδοσης και δεν μπορεί να χρησιμοποιηθεί μόνος του. Δεν υπάρχει κανένα απόλυτο κατώτατο RoI, το οποίο να δείχνει ότι ένα πρόγραμμα είναι μια ελκυστική επένδυση (αντίθετα από το NPV ή το PI). Ένα δεύτερο μειονέκτημα της προσέγγισης είναι ότι δεν εξετάζει τη χρονική αξία των χρημάτων, έτσι ένα πρόγραμμα με Τέλος, το RoI μελετά μόνο τη λογιστική αξία του κεφαλαίου, παρά τη αγοραστική αξία του

3.3.3 Δείκτης κερδοφορίας και δείκτης αποταμιεύσεων-επένδυσης

Ο δείκτης κερδοφορίας (PI) είναι ο λόγος των προεξοφλημένων ταμειακών εισροών προς τις εκροές. Αναφέρεται, επίσης, ως αναλογία κόστους-κέρδους. Το PI δίνεται από τη σχέση:

$$PI = \frac{PV(F_{no,n})}{PV(F_{i,n})}$$

$$PI = \frac{\sum_{n=0}^N F_{no,n}/(1+d)^n}{\sum_{n=0}^N F_{i,n}/(1+d)^n}$$

όπου $F_{no,n}$ είναι οι καθαρές λειτουργικές ταμειακές ροές στο έτος n , το $F_{i,n}$ είναι οι ταμειακές ροές επένδυσης στο έτος n , το N είναι η περίοδος ανάλυσης και το d είναι το ετήσιο επιτόκιο αναγωγής.

Ένας δείκτης κερδοφορίας (PI) μεγαλύτερο από την μονάδα δείχνει ένα επιθυμητό πρόγραμμα δεδομένου ότι η παρούσα αξία των καθαρών κερδών είναι μεγαλύτερη από τα κόστη. Όσο μεγαλύτερη είναι η αξία του PI πάνω από 1 τόσο ελκυστικότερο είναι το πρόγραμμα.

Όπου οι καθαρές λειτουργικές ταμειακές ροές είναι το αποτέλεσμα της εξοικονόμησης ενέργειας, ο λόγος αποταμιεύσεων-επενδύσεων (Savings to Investment Ratio) χρησιμοποιείται συχνά αντί του PI. Αντιστοίχως με το PI, όσο υψηλότερος είναι ο SIR, τόσο μεγαλύτερη η καθαρή αποταμίευση ανά μονάδα επένδυσης. Για παράδειγμα, η βελτίωση της μόνωσης οδηγεί στους μειωμένους ενεργειακούς λογαριασμούς και ένα σύστημα CHP, το οποίο παρέχει τη θερμότητα και την ηλεκτρική ενέργεια σε ένα κτήριο θα αντικαταστήσει τα καύσιμα του λέβητα και την ηλεκτρική ενέργεια από το δίκτυο, μειώνοντας κατά συνέπεια τις δαπάνες.

Ο SIR δίνεται από τις παραπάνω εξισώσεις, όπου $F_{no,n}$ είναι οι καθαρές λειτουργικές αποταμιεύσεις στο έτος n . Οι αποταμιεύσεις περιλαμβάνουν τη εξοικονομούμενη ενέργεια και κόστη O&M. Για παράδειγμα, μια κυβέρνηση που αντικαθιστά στο φωτισμό δρόμων τους λαμπτήρες υψηλού νατρίου (HPS) με LED φωτιστικά θα ωφεληθεί από τις χαμηλότερες ενεργειακές δαπάνες αλλά και από τις μειωμένες δαπάνες συντήρησης και αντικατάστασης λόγω της μεγαλύτερης διάρκειας ζωής της νέας τεχνολογίας.

Δεδομένου ότι και το PI και το SIR είναι λόγοι δεν ξεχωρίζουν μεταξύ διαφορετικών μεγεθών επένδυσης και, επομένως, δεν πρέπει να χρησιμοποιηθούν για την επιλογή μεταξύ αμοιβαία αποκλειόμενων προγραμμάτων, αν και μπορούν να χρησιμοποιηθούν για να ταξινομήσουν την ελκυστικότητα σχετικών προγραμμάτων. Ο SIR χρησιμοποιείται όπου εμφανίζεται κυρίως εξοικονόμηση κόστους.

3.3.4 Καθαρή Παρούσα Αξία

Η καθαρή παρούσα αξία (NPV) μετρά την οικονομική αξία μιας επένδυσης ως το άθροισμα όλων των μελλοντικών καθαρών ταμειακών ροών. Όλες οι μελλοντικές ταμειακές εισροές, οι ταμειακές εκροές και οι ροές επένδυσης είναι ανοιγμένες στο έτος αναφοράς χρησιμοποιώντας ένα κατάλληλο επιτόκιο αναγωγής. Όταν η NPV είναι μηδέν ή θετική, τότε το πρόγραμμα θα δώσει μια επιστροφή ίση ή μεγαλύτερη από το επιτόκιο αναγωγής και επομένως, το πρόγραμμα είναι ελκυστικό στον επενδυτή. Όσο μεγαλύτερο το NPV, τόσο ελκυστικότερο το πρόγραμμα. Εάν είναι αρνητικό το NPV, τότε το πρόγραμμα δεν πρέπει να προχωρήσει επειδή δεν παρέχει την ελάχιστη επιστροφή που απαιτείται. Ωστόσο, σε μερικές περιπτώσεις τα προγράμματα με αρνητικό NPV γίνονται αποδεκτά. Αυτά περιλαμβάνουν:

- υποχρεωτικά προγράμματα, όπως αυτά που απαιτούνται από κανονισμό
- προγράμματα που παρέχουν απαραίτητα αποτελέσματα που είναι όμως δύσκολο να αξιολογηθούν, και
- προγράμματα που επιτυγχάνουν τους στρατηγικούς στόχους μιας επιχείρησης, όπως τα «πράσινα προγράμματα» που αποτελούν μέρος της περιβαλλοντικής στρατηγικής μιας επιχείρησης.

Η NPV σχετίζεται με τις καθαρές ταμειακές ροές μετρητών και το επιτόκιο αναγωγής με την σχέση:

$$NPV = \sum_{n=0}^N \frac{F_{n,n}}{(1+d)^n} = F_0 + \frac{F_1}{(1+d)^1} + \frac{F_2}{(1+d)^2} + \dots + \frac{F_N}{(1+d)^N}$$

όπου $F_{n,n}$ είναι οι καθαρές ταμειακές ροές στο έτος n , το N είναι η περίοδος μελέτης (η διάρκεια ζωής του προγράμματος) και το d είναι το επιτόκιο αναγωγής. Εναλλακτικά, μπορούμε να χρησιμοποιήσουμε τους παράγοντες αναγωγής (discount factors), οπότε η σχέση γράφεται:

$$NPV = \sum_{n=0}^N F_n DF_n = F_0 + F_1 DF_1 + F_2 DF_2 + \dots + F_N DF_N$$

όπου DF_n είναι ο παράγοντας αναγωγής για το έτος n . Στην απλή περίπτωση όπου τα προγράμματα έχουν μια αρχική κύρια επένδυση στο έτος 0 και ίσες ετήσιες καθαρές λειτουργικές ταμειακές ροές κατά τη διάρκεια της ζωής επένδυσης και καμία υπολοιπόμενη αξία, η εξίσωση μπορεί να απλοποιηθεί:

$$NPV = F_{c,0} + F_{no} \sum_{n=0}^N DF_n = F_{c,0} + F_{no}(DF_1 + DF_2 + \dots + DF_N)$$

όπου το $F_{c,0}$ είναι οι ταμειακές ροές κεφαλαίου της επένδυσης που εμφανίζονται στο έτος 0 και F_{no} είναι οι καθαρές ετήσιες λειτουργικές ταμειακές ροές που είναι οι ίδιες για όλα τα έτη. Αντί του αθροίσματος όλων των παραγόντων αναγωγής.

Η NPV θεωρείται ευρέως ως ο αντιπροσωπευτικότερος δείκτης της χρηματοοικονομικής αξιολόγησης μιας επένδυσης και χρησιμοποιείται σε όλους τους τομείς της βιομηχανίας για όλα τα είδη προγραμμάτων, δεδομένου ότι εξετάζει και τη χρονική αξία του χρήματος και το μέγεθος της επένδυσης. Επομένως, μπορεί να χρησιμοποιηθεί και για την σύγκριση επενδύσεων διαφορετικού μεγέθους. Καλό είναι να χρησιμοποιείται οπουδήποτε είναι δυνατόν ως αρχικό μέτρο της χρηματοοικονομικής αξιολόγησης.

Η NPV, βέβαια, έχει και κάποιες αδυναμίες. Υποθέτει ότι οι ταμειακές ροές που παράγονται

από το πρόγραμμα επανεπενδύονται στο επιτόκιο αναγωγής κατά τη διάρκεια της διάρκειας ζωής της, το οποίο είναι απίθανο να συμβεί. Ο υπολογισμός της NPV είναι παρόμοιος με τις σύνθετες αποδοχές σε έναν λογαριασμού ταμειευτηρίου, όπου οι πραγματικές αποδοχές από το επιτόκιο διατηρούνται και επανεπενδύονται με το αρχικό ποσό για να κερδίσουν περισσότερες αποδοχές. Ωστόσο, οι ταμειακές ροές που παράγονται από ένα ενεργειακό πρόγραμμα δεν μπορούν να επανεπενδυθούν στο ίδιο πρόγραμμα επειδή έχει ήδη υλοποιηθεί. Επομένως, στην πραγματικότητα, πρέπει να επανεπενδυθεί αλλού και συχνά σε ένα διαφορετικό επιτόκιο αναγωγής. Αυτή η αδυναμία της NPV μπορεί να διορθωθεί χρησιμοποιώντας μία τροποποιημένη NPV, που να επιτρέπει διαφορετικά επιτόκια αναγωγής και επανεπένδυσης.

Μια ακόμα αδυναμία της NPV είναι ότι υποθέτει ένα ενιαίο επιτόκιο αναγωγής καθ' όλη τη διάρκεια ζωής του προγράμματος. Για παράδειγμα, η δομή χρηματοδότησης

μιας επιχείρησης μπορεί να ποικίλει με την πάροδο του χρόνου και ίσως πρέπει να αξιολογηθούν οι επενδύσεις χρησιμοποιώντας διαφορετικό ποσοστό επιτόκιο αναγωγής. Όταν γνωρίζουμε τα διαφορετικά απαραίτητα επιτόκια αναγωγής, τότε η NPV μπορεί να υπολογιστεί ως εξής:

$$NPV = \sum_{n=0}^N \frac{F_n}{\prod_{i=1}^n (1 + d_i)}$$

όπου το d_i είναι το επιτόκιο αναγωγής για την περίοδο i και Π είναι το γινόμενο.

Έχουμε ήδη αναφέρει ότι μπορεί να είναι δύσκολο να επιλεγεί ένα κατάλληλο επιτόκιο αναγωγής που να αντιπροσωπεύει ένα απαραίτητο βαθμό απόδοσης για την επιχείρηση. Ένας τρόπος να ξεπεραστεί αυτή η δυσκολία είναι η παραγωγή ενός σχεδιαγράμματος NPV για τα διαφορετικά επιτόκια αναγωγής, που αντιπροσωπεύει γραφικά την NPV της επένδυσης για τα διαφορετικά επιτόκια αναγωγής.

3.3.5 Εσωτερικός βαθμός απόδοσης

Ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης (IRR) είναι το επιτόκιο αναγωγής, για το οποίο η καθαρή παρούσα αξία (NPV) μιας επένδυσης γίνεται ίση με μηδέν. Δηλαδή, το σύνολο των καθαρών ταμειακών εισροών είναι ίσο με το σύνολο των καθαρών ταμειακών εκροών (συμπεριλαμβανομένου και του κόστους επένδυσης). Αυτό μπορεί να εκφραστεί ως:

$$\sum_{n=0}^N \frac{F_{i,n}}{(1 + irr)^n} = \sum_{n=0}^N \frac{F_{o,n} + F_{c,n}}{(1 + irr)^n}$$

όπου το $F_{i,n}$ και τα $F_{o,n}$ είναι τα σύνολα των εισροών και των εκροών, αντίστοιχα, στο έτος n , $F_{c,n}$ είναι οι ταμειακές ροές επένδυσης στο έτος n , το N είναι η διάρκεια ζωής της επένδυσης και το IRR είναι το επιτόκιο αναγωγής που ικανοποιεί την ισότητα.

Το IRR είναι ένας κατάλληλος τρόπος να συγκρίνουμε την απόδοση του προγράμματος με άλλους τύπους επένδυσης και για αυτόν τον λόγο, είναι ένας δημοφιλής δείκτης για τις επιχειρήσεις. Ωστόσο, παρουσιάζει κάποια σημαντικά μειονεκτήματα. Αρχικά, δεν λαμβάνει υπόψη το μέγεθος της επένδυσης και δεν είναι επομένως, κατάλληλο κριτήριο για την επιλογή μεταξύ των αμοιβαία αποκλειόμενων προγραμμάτων διαφορετικής κλίμακας. Για παράδειγμα, ένα πολύ μικρό πρόγραμμα με ένα υψηλό IRR μπορεί να ευνοηθεί από ένα μεγαλύτερο με χαμηλότερο IRR ακόμα κι αν το δεύτερο αποτελεί τον πολυτιμότερο τρόπο να επενδυθεί το διαθέσιμο κεφάλαιο. Ένα δεύτερο πρόβλημα με το IRR είναι ότι ένα πρόγραμμα με το υψηλότερο IRR μπορεί να μην παρέχει απαραίτητως την υψηλότερη NPV. Το IRR, ομοίως με την NPV, υποθέτει ότι οι πρόσθετες ροές μετρητών που παράγονται από το πρόγραμμα επανεπενδύονται στο IRR κατά τη διάρκεια της ζωής της επένδυσης. Το πρόβλημα διορθώνεται χρησιμοποιώντας το τροποποιημένο εσωτερικό βαθμό απόδοσης (MIRR). Ο αληθινός βαθμός απόδοσης είναι ένας συνδυασμός του ποσοστού IRR και της επανεπένδυσης των ταμειακών ροών που παράγονται. Το MIRR υποθέτει ότι οι θετικές ροές μετρητών επανεπενδύονται σε ένα ποσοστό που είναι επιτεύξιμο από την επιχείρηση (κανονικά το WACC) κατά τη διάρκεια του προγράμματος. Το σύνολο

αυτών των ταμειακών ροών είναι έπειτα ανοιγμένο στην παρούσα αξία του. Το MIRR είναι το επιτόκιο αναγωγής που εξισώνει αυτήν την αξία με την παρούσα αξία όλων των αρνητικών ταμειακών ροών που ανάγονται στη παρούσα αξία χρησιμοποιώντας το ποσοστό χρηματοδότησης του προγράμματος. Το MIRR δίνεται από τη σχέση:

$$\sum_{n=0}^N \frac{Fn_n}{(1 + d_f)^n} = \frac{\sum_{n=0}^N Fp_n(1 + d_r)^{N-n}}{(1 + mirr)^N}$$

$$mirr = \sqrt[N]{\frac{\sum_{n=0}^N Fp_n(1 + d_r)^{N-n}}{\sum_{n=0}^N \frac{Fn_n}{(1 + d_f)^n}}} - 1$$

$$mirr = \sqrt[N]{\frac{\text{Μελλοντική αξία ταμειακών εισροών με επιτόκιο επανεπένδυσης}}{\text{Παρούσα αξία ταμειακών εκροών με επιτόκιο χρηματοδότησης}}} - 1$$

Όπου d_r είναι το επιτόκιο επανεπένδυσης, d_f είναι το επιτόκιο χρηματοδότησης και $mirr$ είναι ο τροποποιημένος εσωτερικός βαθμός απόδοσης.

Ένα ακόμα μειονέκτημα του IRR είναι ότι στα προγράμματα με θετικές καθαρές ταμειακές ροές που ακολουθούνται από αρνητικές (σε αντίθεση με τη συνηθισμένη περίπτωση όπου οι αρνητικές αρχικές δαπάνες επένδυσης ακολουθούνται από τις θετικές καθαρές ταμειακές ροές) μπορούν να έχουν πολλαπλάσιο IRR. Αυτό μπορεί να εμφανιστεί στα ενεργειακά προγράμματα διαφορετικών φάσεων, όπου υπάρχουν σημαντικές συμπληρωματικές δαπάνες επένδυσης μερικά έτη μετά από το ξεκίνημα του προγράμματος. Το MIRR βοηθά στην επίλυση αυτού του προβλήματος.

3.3.6 Το κόστος του κύκλου ζωής

Το κόστος του κύκλου ζωής (Life Cycle Cost) ενός προγράμματος είναι το άθροισμα όλων των δαπανών κατά τη διάρκεια της ζωής της επένδυσης. Οι δαπάνες περιλαμβάνουν τις εκροές μετρητών σχετικά με την επένδυση, τα καύσιμα, τη λειτουργία, τη συντήρηση, τα γενικά έξοδα και άλλες δαπάνες της επιχειρήσεως. Οι επιχορηγήσεις κεφαλαίου και οι υπολειπόμενες αξίες συμπεριλαμβάνονται, αλλά το LCC αγνοεί όλες τις ταμειακές εισροές, όπως τις πωλήσεις ενέργειας και το εξοικονομούμενο κόστος ενέργειας. Δίνεται από τη σχέση:

$$LCC = \frac{\sum_{n=0}^N (F_{c,n} + F_{o,n})}{(1 + d)^n}$$

όπου LCC είναι η παρούσα αξία του κόστους κύκλου ζωής, $F_{c,n}$ είναι το κόστος επένδυσης στην περίοδο n , $F_{o,n}$ είναι οι ταμειακές εκροές στην περίοδο n , το N είναι ο συνολικός αριθμός περιόδων και το d είναι το επιτόκιο αναγωγής.

Το LCC χρησιμοποιείται για να ταξινομήσει προγράμματα, των οποίων τα οφέλη είναι ίδια. Για παράδειγμα, στην περίπτωση όπου μια μπαταρία εκτός δικτύου χρειάζεται συνεχή φόρτιση (π.χ. ένα τηλέφωνο έκτακτης ανάγκης σε έναν

αυτοκινητόδρομο) χρησιμοποιώντας είτε μια μικρή ανεμογεννήτρια είτε ένα μικρό φωτοβολταϊκό. Εδώ, το LCC του PV και της ανεμογεννήτριας μπορούν να συγκριθούν άμεσα δεδομένου ότι τα οφέλη (παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια) είναι ίδια σε κάθε περίπτωση. Ομοίως, το LCC μπορεί να χρησιμοποιηθεί για να αξιολογήσει τα αποτελέσματα των δαπανών μεταξύ των ανταγωνιστικών εναλλακτικών λύσεων. Για παράδειγμα, όπου υπάρχει μια επιλογή να συνδεθεί το ίδιο αιολικό πάρκο στο δίκτυο με δύο διαφορετικούς τρόπους, κάθε ένας με διαφορετικές δαπάνες, το LCC θα μπορούσε να χρησιμοποιηθεί για να συγκρίνει τις εναλλακτικές λύσεις, υποθέτοντας ότι οι ταμειακές εισροές (οφέλη) είναι ίδιες.

3.3.7 Σταθμισμένο κόστος ενέργειας

Το LCOE είναι το κόστος ανά μονάδα ενέργειας που παράγεται (ή που εξοικονομείται) από το σύστημα κατά τη διάρκεια της ζωής του προγράμματος. Θα ισούται με το LCC όταν ανάγεται στο έτος αναφοράς. Αντιπροσωπεύει την τιμή που πρέπει να χρεώνεται η ενέργεια κατά τη διάρκεια της ζωής του προγράμματος για να έχει η επένδυση καθαρή παρούσα αξία (NPV) ίση με 0. Σε αυτή την κατάσταση, οι συνολικές εκροές και οι συνολικές εισροές είναι ίσες. Άρα, ισχύει η σχέση:

$$\frac{\sum_{n=0}^N (F_{c,n} + F_{o,n})}{(1 + d)^n} = \frac{\sum_{n=0}^N (F_{i,n})}{(1 + d)^n}$$

όπου $F_{c,n}$ είναι το κόστος επένδυσης στην περίοδο n , το $F_{o,n}$ είναι οι ταμειακές εκροές στην περίοδο n , $F_{i,n}$ είναι οι ταμειακές εισροές στην περίοδο n , το N είναι ο συνολικός αριθμός περιόδων και το d είναι το επιτόκιο αναγωγής.

Στη περίπτωση που περιγράφεται, η τιμή που πωλείται η ενέργεια είναι το LCOE. Επομένως, διαπιστώνουμε ότι το LCOE είναι το LCC που διαιρείται με την ενεργειακή παραγωγή που ανάγεται στο έτος αναφοράς:

$$LCOE = \frac{LCC}{\sum_{n=1}^N [E_n / (1 + d)^n]}$$

Το LCOE είναι χρήσιμο για να συγκρίνουμε τις ενεργειακές δαπάνες διαφορετικών μονάδων παραγωγής ενέργειας, διαφορετικής τεχνολογίας και διαφορετικής κλίμακας. Με αυτόν τον τρόπο, μπορεί να χρησιμοποιηθεί για να αξιολογήσει την ελκυστικότητα εναλλακτικών επενδύσεων ενέργειας, υποθέτοντας ότι οι ταμειακές εισροές από την ενέργεια που παράγεται από κάθε μια είναι ίδιες. Ωστόσο, μια τεχνολογία που παράγει περισσότερη ηλεκτρική ενέργεια κατά τη διάρκεια εκτός των ωρών αιχμής δεν μπορεί να συγκριθεί χρησιμοποιώντας το LCOE με μια τεχνολογία που παράγει την ίδια ηλεκτρική ενέργεια στις πολυτιμότερες ώρες αιχμής, δεδομένου ότι τα εισοδήματα θα είναι διαφορετικά και στις δύο περιπτώσεις. Ακόμα, το LCOE δεν μπορεί να χρησιμοποιηθεί για να συγκρίνει διαφορετικές μορφές ενέργειας (π.χ. θερμότητα και ηλεκτρική ενέργεια), καθώς έχουν διαφορετικά οφέλη. Τέλος, το LCOE δεν μπορεί να χρησιμοποιηθεί για να γίνει επιλογή μεταξύ των αμοιβαία αποκλειόμενων εναλλακτικών λύσεων επειδή το μέγεθος της επένδυσης δεν εξετάζεται.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4

ΤΟ ΜΕΤΡΟ ΤΗΣ ΑΞΙΑΣ ΣΕ ΚΙΝΔΥΝΟ (VaR)

4.1 Το μέτρο της αξίας σε κίνδυνο (Value at Risk)

4.1.1 Εννοιολογική προσέγγιση

Η πρόσφατη χρηματοπιστωτική κρίση χαρακτηρίζεται από την ουσιαστική αύξηση της μεταβλητότητας των αγορών, κάτι το οποίο σημαίνει ότι είναι αναγκαία όσο ποτέ η ανάπτυξη τεχνικών για την μείωση των τυχόν απωλειών στην αγορά, του καθορισμού περιθωρίου ασφαλείας τόσο για τους επενδυτές όσο και για τις επιχειρήσεις και εξεύρεση αποτελεσματικότερων τεχνικών ποσοτικοποίησης και διαχείρισης του κινδύνου αγοράς (market risk). Ο κίνδυνος αγοράς είναι ο κίνδυνος που πηγάζει από δυσμενείς μεταβολές στις τιμές των χρεογράφων, των συναλλαγματικών ισοτιμιών, των εμπορευμάτων και από μεταβολές στις αποδόσεις των επενδύσεων λόγω της διακύμανσης των επιτοκίων. Συνεπώς, για τη σωστή διαχείριση του κινδύνου αγοράς είναι απαραίτητη η εφαρμογή υποδειγμάτων μέτρησης του. Ως ο καλύτερος τρόπος μέτρησης του κινδύνου αγοράς έχει αναγνωριστεί η προσέγγιση Value at Risk (VaR).

Η προσέγγιση της αξίας σε κίνδυνο (VaR), έχει προσδώσει μια νέα διάσταση και φιλοσοφία σε όλα τα επίπεδα διαχείρισης του χρηματοοικονομικού κινδύνου και έχει γνωρίσει σημαντική αποδοχή κατά τη τελευταία δεκαετία, τόσο μεταξύ των ερευνητών και ακαδημαϊκών, όσο και μεταξύ των χρηματοπιστωτικών ή μη ιδρυμάτων και οργανισμών. Η δημιουργία της VaR ήταν ένα παράπλευρο αποτέλεσμα των απωλειών υψηλών κεφαλαίων, οι οποίες συνέβησαν σε μεγάλες τράπεζες και πολυεθνικές εταιρείες τις τελευταίες δεκαετίες. Για παράδειγμα, το μεγάλο κραχ στην Wall Street τον Οκτώβριο του 1987 καθώς και άλλες μεγάλες οικονομικές κρίσεις, όπως η πτώχευση της αγγλικής τράπεζας Barings 1995 και της επενδυτικής τράπεζας Lehman Brothers, πολλές από τις οποίες οφείλονταν στην έλλειψη πολιτικών διαχείρισης κινδύνου προσέκλυσε πολύ έντονα το ενδιαφέρον μεγάλων τραπεζών, ρυθμιστικών αρχών και της ακαδημαϊκής κοινότητας για την δημιουργία ενός εξελιγμένου μοντέλου πρόβλεψης του κινδύνου αγοράς. Ο κίνδυνος αγοράς αντανακλάται στη μεταβλητότητα της αξίας ενός χαρτοφυλακίου επενδύσεων, η οποία οφείλεται στις αλλαγές των αγοραίων τιμών των στοιχείων του ενεργητικού ενός οργανισμού. Αυτός ο τύπος κινδύνου είναι περισσότερο ορατός στις δραστηριότητες διαπραγμάτευσης μετοχικών και ομολογιακών τίτλων στη δευτερογενή αγορά ή στο άνοιγμα θέσεων σε συνάλλαγμα.

Το μέτρο της αξίας σε κίνδυνο (Value at Risk) ουσιαστικά αποτελεί μια στατιστική εκτίμηση, η οποία υπολογίζει μέσα σε συγκεκριμένο διάστημα εμπιστοσύνης (π.χ. 95% ή 99%), το χρηματικό ποσό σε ένα συγκεκριμένο νόμισμα, το οποίο ένα χαρτοφυλάκιο ή ένα ίδρυμα αντέχει ανώδυνα να χάσει μέσα σε ένα συγκεκριμένο χρονικό ορίζοντα, εξαιτίας των δυνητικών μεταβολών στις αγοραίες τιμές των υποκείμενων τίτλων (Jorion, 2000). Το πιθανό χρονικό διάστημα της ανάλυσης μπορεί να είναι μόνο μία ημέρα για τις περισσότερες θέσεις διαπραγμάτευσης ή ακόμα και ένας μήνας ή περισσότερο για τα χαρτοφυλάκια επενδύσεων. Επιπλέον, η Τράπεζα Διεθνών Διακανονισμών (BIS) καθόρισε ένα επίπεδο εμπιστοσύνης στο 99% και ένα χρονικό ορίζοντα σε 10 ημέρες για λόγους μέτρησης της επάρκειας των κεφαλαίων της κάθε τράπεζας.

Συνεπώς, η VaR αποτελεί μία ένδειξη σχετικά με τις μέγιστες ζημιές που αναμένεται να λάβουν χώρα στο χαρτοφυλάκιο πιστωτικών ιδρυμάτων ή οργανισμών υπό κανονικές συνθήκες αγοράς, για μια συγκεκριμένη χρονική περίοδο, βοηθώντας τα να

κρίνουν τον τρόπο με τον οποίο θα ανακαταναείμουν τα ποσοστά συμμετοχής των περιουσιακών στοιχείων στα χαρτοφυλάκιά τους, με σκοπό την επίτευξη ενός επιθυμητού επιπέδου κινδύνου. Για παράδειγμα, έστω ότι μια τράπεζα υπολογίζει ότι η 99% ημερήσια VaR του επενδυτικού χαρτοφυλακίου της είναι €10 εκατομμύρια. Αυτό σημαίνει ότι κατά τη διάρκεια των επόμενων 100 ημερών, μόνο μια μέρα οι απώλειες θα είναι μεγαλύτερες από €10 εκατομμύρια. Εάν η διοίκηση εκτιμά ότι η δυνητική απώλεια είναι ιδιαίτερα μεγάλη, ο οργανισμός θα πρέπει να προβεί σε αναπροσαρμογή ή κάλυψη (hedging) του συνολικού χαρτοφυλακίου, ώστε να μειώσει τη συνολική VaR.

Η σημαντικότητα της συγκεκριμένης μεθόδου οφείλεται σε μεγάλο βαθμό στο γεγονός ότι αποτελεί την πρώτη συλλογική προσπάθεια των συμμετεχόντων στις αγορές και των ρυθμιστικών αρχών να δημιουργήσουν μια μεθοδολογία μέτρησης του κινδύνου αγοράς είτε πρόκειται για μεμονωμένο τίτλο, είτε για χαρτοφυλάκιο επενδύσεων, είτε για όλα τα στοιχεία του ισολογισμού ενός οργανισμού.

Η διάδοση της VaR ξεκίνησε με την ανάπτυξη του συστήματος Risk Metrics από την αμερικανική επενδυτική τράπεζα J.P. Morgan (J.P. Morgan, 1995). Η ανάπτυξη του συγκεκριμένου συστήματος από την JP Morgan αποσκοπούσε στην ανάπτυξη και εφαρμογή ενός εργαλείου για τη μέτρηση και παρακολούθηση των καθημερινών αναμενόμενων ζημιών της τράπεζας από όλες τις επενδυτικές θέσεις που είχε αναλάβει. Μετά την απόφαση της τράπεζας να εκμεταλλευτεί εμπορικά το σύστημα Risk Metrics σε συνδυασμό με τη δημοσιοποίηση της προσέγγισης στην οποία βασίζεται, όλοι οι χρηματοοικονομικοί οργανισμοί ήταν ελεύθεροι να χρησιμοποιούν το σύστημα αυτό για τον υπολογισμό του κινδύνου του χαρτοφυλακίου τους ή για να αντλήσουν πληροφορίες που θα χρησιμοποιούσαν στα δικά τους συστήματα διαχείρισης κινδύνου.

Επιπλέον, η συνθήκη της Βασιλείας ενθάρρυνε τη χρήση τέτοιων υποδειγμάτων για τον καθορισμό των ελάχιστων εποπτικών κεφαλαιακών απαιτήσεων έναντι του κινδύνου της αγοράς. Πιο συγκεκριμένα, έδωσε το ερέθισμα στα πιστωτικά ιδρύματα να αναπτύξουν εσωτερικά συστήματα για να υπολογίζουν τη VaR. Πραγματοποιώντας κάτι τέτοιο, οι τράπεζες μπορούν να οδηγηθούν σε μείωση στο απαιτούμενο κεφάλαιο κινδύνου που απαιτείται για να υποστηριχθούν εμπορικές τους δραστηριότητες, σε σύγκριση με τράπεζες που ακολουθούν τυποποιημένες μεθόδους παρακινούμενες από τις εποπτικές αρχές για τον καθορισμό των απαιτούμενων κεφαλαίων.

Το πεδίο εφαρμογών της VaR έχει διευρυνθεί σε τέτοιο βαθμό που μπορεί να συμπεριλάβει όχι μόνο χαρτοφυλάκια μετοχών αλλά και χαρτοφυλάκια ομολόγων, παράγωγων χρηματοοικονομικών προϊόντων ή τραπεζικά χαρτοφυλάκια, τα οποία συμπεριλαμβάνουν εν γένει συνδυασμό όλων των προαναφερθέντων χρεογράφων. Η ευρεία εφαρμογή της VaR έχει οδηγήσει σε μια πλήρη αλλαγή του τρόπου που προσεγγίζουν τον χρηματοοικονομικό κίνδυνο οι διάφοροι οργανισμοί.

Παρά τη σπουδαιότητα της VaR ως μέτρου εκτίμησης του κινδύνου της αγοράς, πρέπει να επισημανθεί ότι αποτελεί μόνο μία στατιστική εκτίμηση (πρόβλεψη) η οποία βασίζεται σε μία κατανομή ιστορικών χρονολογικών στοιχείων και δεδομένων και όπως φάνηκε και στην πρόσφατη χρηματοπιστωτική κρίση, τα υποδείγματα αυτά τείνουν να υποεκτιμούν την πιθανότητα εμφάνισης ακραίων φαινομένων.

Ανεξαρτήτως όμως των όποιων μειονεκτημάτων ή αδυναμιών, η προσέγγιση VaR αποτελεί πλέον το πιο διαδεδομένο μέτρο ποσοτικοποίησης, πρόβλεψης και διαχείρισης των χρηματοοικονομικών κινδύνων. Η υιοθέτησή της έχει προσδώσει μια νέα διάσταση και φιλοσοφία σε όλα τα επίπεδα διαχείρισης των χρηματοπιστωτικών και μη ιδρυμάτων και οδήγησε στην ανάπτυξη νέων υπολογιστικών τεχνικών για τη διαχείριση κινδύνων και εισήγαγε νέες διαδικασίες και πρακτικές για την ανάλυση κάθε τύπου χαρτοφυλακίου σε σχέση με τις μεταβολές του εξωτερικού περιβάλλοντος.

4.1.2 Μαθηματική διατύπωση της VaR

Το Value at Risk, είναι η μέγιστη αναμενόμενη ζημία που μπορεί να υποστεί ένας επενδυτής ή ένας χρηματοοικονομικός οργανισμός σε ένα συγκεκριμένο χρονικό διάστημα Δt (π.χ. 1 μέρα, 1 εβδομάδα, 1 μήνας,...) με συγκεκριμένη πιθανότητα α (1%, 5%,...) ή διαφορετικά με επίπεδο εμπιστοσύνης $1-\alpha$. Εναλλακτικά, η VaR είναι το $(1-\alpha)$ εκατοστημόριο της κατανομής ζημιών για συγκεκριμένη χρονική περίοδο. Ο υπολογισμός του μέτρου αυτού αποτελεί ένα από τους πλέον σαφείς τρόπους με τον οποίο ένας επενδυτής είναι σε θέση να εκτιμήσει σε συγκεκριμένους ποσοτικούς όρους τους κινδύνους που αναλαμβάνει σε καθημερινή βάση. Ουσιαστικά, προσδιορίζεται η μέγιστη ζημία που μπορεί να έχει ο επενδυτής σε δεδομένο χρονικό διάστημα και σε ένα καθορισμένο βαθμό βεβαιότητας (βαθμός εμπιστοσύνης).

Έστω μια θέση long σε ένα περιουσιακό στοιχείο, με περίοδο διακράτησης 1 και συνάρτηση ζημιών $L(l)$. Ως αξία σε κίνδυνο (με $VaR(\alpha) < 0$ λόγω θέσης long) ορίζεται το κατώτατο εκείνο όριο το οποίο ικανοποιεί την ακόλουθη σχέση:

$$\alpha = Pr[L(l) > VaR(\alpha)] = 1 - Pr[L(l) < VaR(\alpha)]$$

Από την παραπάνω μαθηματική σχέση προκύπτει ότι η αξία σε κίνδυνο είναι το όριο εκείνο, το οποίο οι ζημιές δεν πρόκειται να ξεπεράσουν παρά μόνο στο $(1 - \alpha)\%$ των περιπτώσεων. Έστω τώρα $F_l(x)$ η συνάρτηση κατανομής των ζημιών (στην πράξη ως ζημιές λαμβάνονται υπ' όψη οι αποδόσεις) και $p = (1 - \alpha)$ με $0 < p < 1$. Από την θεωρία πιθανοτήτων προκύπτει ότι το q ποσοστημόριο της κατανομής των ζημιών (αποδόσεων) ορίζεται ως:

$$Xp = inf(x \setminus F_l(x) > p)$$

Συνεπώς, από τα παραπάνω προκύπτει ότι το $VaR(= xp)$ αποτελεί το $(1 - \alpha)$ ποσοστημόριο της εμπειρικής κατανομής των ζημιών (αποδόσεων), οδηγώντας στο συμπέρασμα ότι η αξία σε κίνδυνο (VaR) αποτελεί την με p πιθανότητα μεγαλύτερη ζημία που θα εμφανιστεί στο διάστημα διακράτησης.

Αναλυτικότερα, έστω ότι ένας επενδυτής έχει στην κατοχή του ένα χαρτοφυλάκιο αξίας P_0 και θέλει να προσδιορίσει τη μέγιστη ζημία $\Delta P^* = P_0 - P_t > 0$ που μπορεί να έχει σε χρονικό διάστημα t , με επίπεδο εμπιστοσύνης $1 - \alpha$. Με άλλα λόγια, το ζητούμενο κατά τον υπολογισμό της VaR για τον επενδυτή είναι ο προσδιορισμός της ζημίας του χαρτοφυλακίου ΔP^* έτσι ώστε η πιθανότητα εμφάνισης ζημίας ΔP υψηλότερης από ΔP^* να είναι α , δηλαδή: $Pr(\Delta P > \Delta P^*) = \alpha$.

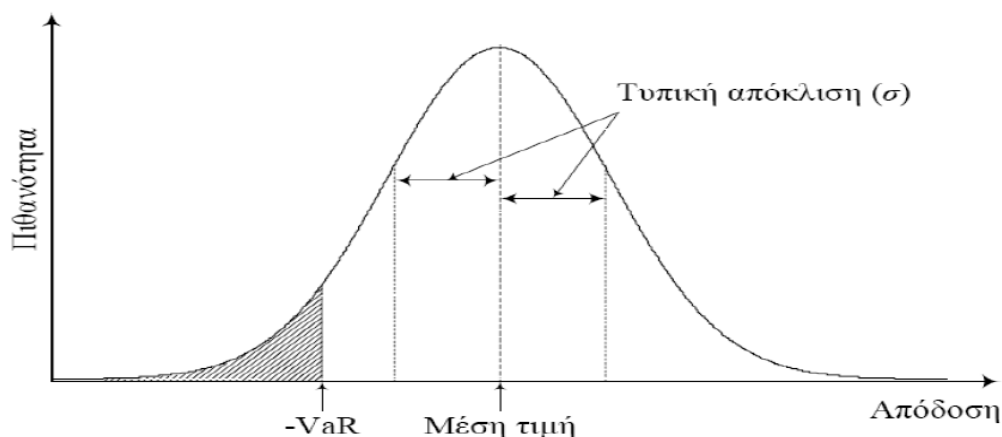
Όμως, κάθε μεταβολή ΔP στην αξία ενός χαρτοφυλακίου σε μία δεδομένη χρονική περίοδο, μπορεί να εκφραστεί σε σχέση με την απόδοση r και την αρχική αξία P_0 του χαρτοφυλακίου ως εξής:

$$r = \frac{P - P_0}{P_0} = -\frac{\Delta P}{P_0} \rightarrow \Delta P = -rP_0$$

Συνεπώς, ο υπολογισμός της VaR ανάγεται στον προσδιορισμό της οριακής απόδοσης r^* , έτσι ώστε:

$$Pr(-rP_0 > -r^*P_0) = Pr(r < r^*) = a$$

Η επίλυση του ανωτέρω προβλήματος απαιτεί τη γνώση της κατανομής πιθανότητας που ακολουθεί η απόδοση. Η ανάλυση μπορεί να απλοποιηθεί σημαντικά θεωρώντας ότι η απόδοση ακολουθεί κανονική κατανομή με μέση τιμή μ και τυπική απόκλιση σ , όπως παρουσιάζεται γραφικά στο Σχήμα 4.1.



Σχήμα 4.1: Γραφική απεικόνιση του μέτρου VaR

Υποθέτοντας λοιπόν ότι η απόδοση ακολουθεί την κανονική κατανομή, η πιθανότητα $Pr(r < r^*)$ μπορεί να προσδιοριστεί ως εξής:

$$Pr(r < r^*) = a \Rightarrow Pr\left(Z < Z^* = \frac{r^* - \mu}{\sigma}\right) = a$$

Από τους πίνακες της τυπικής κανονικής κατανομής μπορεί εύκολα να βρεθεί το Z^* για δεδομένο a . Έχοντας υπολογίσει κατά τον τρόπο αυτό το Z^* , το r^* μπορεί πλέον εύκολα να υπολογιστεί ως $r^* = \mu + Z^*\sigma$. Λαμβάνοντας υπ' όψη όλα τα παραπάνω, το μέτρο της αξίας σε κίνδυνο (VaR) μπορεί να εκφραστεί με μαθηματικό τρόπο ως εξής:

$$VaR = P_0 - P^* = P_0 - (1 + r^*)P_0 = -(\mu + Z^*\sigma)P_0$$

Ο υπολογισμός της VaR σύμφωνα με την παραπάνω διαδικασία συνήθως πραγματοποιείται για χρονική περίοδο μιας ημέρας ή ενός μήνα. Βέβαια, είναι δυνατή η χρήση διαφορετικών χρονικών περιόδων μεγαλύτερων ή μικρότερων. Εάν, για παράδειγμα, ο υπολογισμός της VaR αφορά χρονική περίοδο μιας ημέρας, τότε θα πρέπει να καθοριστεί η τυπική απόκλιση των ημερήσιων αποδόσεων. Έχοντας κάνει τον υπολογισμό αυτό, ο καθορισμός της VaR για ένα άλλο διάστημα, έστω ενός μήνα, δεν απαιτεί τον εκ νέου υπολογισμό της τυπικής απόκλισης των μηνιαίων αποδόσεων. Αντίθετα, υποθέτοντας ότι ο μήνας έχει 20 εργάσιμες ημέρες, η τυπική απόκλιση των μηνιαίων αποδόσεων μπορεί εύκολα να υπολογιστεί από την τυπική απόκλιση των ημερήσιων αποδόσεων: $\sigma_M = \sigma_H \sqrt{20}$ σ. Άρα, η VaR για χρονικό διάστημα ενός μήνα υπολογίζεται πλέον πολύ απλά ως $VaR = -Z^* \sigma_H \sqrt{20} P_0$. Εν κατακλείδι, έχοντας υπολογίσει τη VaR_t για ένα χρονικό διάστημα t άρα και την αντίστοιχη τυπική απόκλιση σ_t , ο υπολογισμός της $VaR_{t'}$ για ένα οποιοδήποτε άλλο χρονικό διάστημα t' πραγματοποιείται ως εξής:

$$VaR_{t'} = -Z^* \sigma_{t'} P_0 = -Z^* \sigma_t \sqrt{\frac{t'}{t}} P_0 = VaR_t \sqrt{\frac{t'}{t}}$$

4.1.3 Παράμετροι υπολογισμού της VaR

Πριν την εφαρμογή κάποιας μεθόδου για τον υπολογισμό της προσέγγισης VaR θα πρέπει να εξετασθούν οι τρεις βασικοί παράμετροι της ήτοι α) ο χρονικός ορίζοντας, β) το διάστημα (ή επίπεδο) εμπιστοσύνης και γ) το «παράθυρο δεδομένων». Η απόφαση για την τιμή των τριών αυτών παραμέτρων είναι καθοριστικής σημασίας για την εκτίμηση της VaR.

Αναλυτικότερα, η επιλογή του χρονικού ορίζοντα εξαρτάται από τη συχνότητα αναπροσαρμογών του χαρτοφυλακίου και τη ταχύτητα με την οποία ο κάθε οργανισμός μπορεί να ρευστοποιεί τις θέσεις του. Συγκεκριμένα, οι τράπεζες υπολογίζουν τη VaR του επενδυτικού χαρτοφυλακίου τους για χρονικό ορίζοντα μιας ημέρας καθώς οι επενδύσεις που περιλαμβάνει είναι συνήθως άμεσα ρευστοποιήσιμες και επιπλέον παρουσιάζουν σημαντικές μεταβολές στην αξία τους σε καθημερινή βάση. Αντίθετα, για τα χαρτοφυλάκια που ρευστοποιούνται πιο δύσκολα χρησιμοποιείται μεγαλύτερος χρονικός ορίζοντας. Τυπικά για ένα εμπορικό χαρτοφυλάκιο η VaR υπολογίζεται για ορίζοντα μιας ημέρας, μιας ή δύο εβδομάδων, ενώ για επενδυτικά χαρτοφυλάκια χρησιμοποιείται μεγαλύτερος ορίζοντας έως και ένα έτος.

Η επιλογή του διαστήματος εμπιστοσύνης είναι ενδεικτική της στάσης κάθε οργανισμού έναντι του κινδύνου και εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από τη χρήση της VaR. Συγκεκριμένα, αν χρησιμοποιείται για τον καθορισμό της κεφαλαιακής επάρκειας τότε η επιλογή του πρέπει να αντανακλά το βαθμό που ένας οργανισμός θέλει να αποφύγει τον κίνδυνο και το κόστος της απώλειας εάν ξεπεραστεί η VaR. Αν ένας οργανισμός θέλει να αποφύγει όσο περισσότερο γίνεται τον κίνδυνο ή αν το κόστος απώλειας είναι εξαιρετικά υψηλό, τότε χρησιμοποιείται μεγαλύτερο διάστημα εμπιστοσύνης. Παρόλο που οι εποπτικές αρχές συστήνουν διάστημα εμπιστοσύνης 99%, η έρευνα δείχνει ότι και ένα διάστημα εμπιστοσύνης 95% συμπεριφέρεται πολύ καλά. Αυτό συμβαίνει διότι η πραγματική κατανομή δεν ταυτίζεται πλήρως με την κανονική η οποία χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό της VaR, με αποτέλεσμα το 99%

των εποπτικών αρχών που αφορά την κανονική κατανομή να συμπίπτει με το 95% της πραγματικής κατανομής, εξαιτίας της συχνότητας εμφάνισης των ακραίων γεγονότων (Minnich, 1998).

Το «παραθύρο δεδομένων» είναι η χρονική περίοδος που καλύπτει το δείγμα των ιστορικών δεδομένων. Η επιλογή του εύρους του παραθύρου δεδομένων θα πρέπει να ικανοποιεί δύο αντικρουόμενες απαιτήσεις. Από τη μια πλευρά, όσο μεγαλύτερος είναι ο αριθμός των παρατηρήσεων, τόσο ακριβέστερη εκτίμηση του κινδύνου μπορεί να επιτευχθεί, αλλά από την άλλη πλευρά, το μοντέλο υπολογισμού της VaR λαμβάνει υπ' όψη τα δεδομένα του δείγματος και όχι τις πραγματικές παραμέτρους, πράγμα που αυξάνει το σφάλμα με την αύξηση του αριθμού των παρατηρήσεων. Συνεπώς, όσο μεγαλύτερο είναι το εύρος των δεδομένων τόσο καλύτερη είναι η πρόβλεψη και λιγότερο καλή η προσαρμογή του υποδείγματος.

4.1.4 Πλεονεκτήματα και Μειονεκτήματα της VaR

Η προσέγγιση VaR χρησιμοποιείται ευρύτατα τα τελευταία χρόνια από χρηματοπιστωτικά ιδρύματα, ασφαλιστικές εταιρείες και χρηματοοικονομικούς οργανισμούς, οι οποίες έχουν στην κατοχή τους χαρτοφυλάκια περιουσιακών στοιχείων που περιλαμβάνουν μετοχές, ομόλογα, νομίσματα και παράγωγα προϊόντα. Η VaR προσφέρει σε κάθε ένα από τα παραπάνω ιδρύματα μια ένδειξη σχετικά με τις μέγιστες ζημιές που αναμένει να λάβουν χώρα στο χαρτοφυλάκιό τους για μια συγκεκριμένη χρονική περίοδο, βοηθώντας τα να κρίνουν τον τρόπο με τον οποίο θα ανακατανεύμουν τα ποσοστά συμμετοχής των περιουσιακών στοιχείων στα χαρτοφυλάκιά τους, με σκοπό την επίτευξη ενός επιθυμητού επιπέδου κινδύνου.

Το μεγάλο πλεονέκτημα του μέτρου της αξίας σε κίνδυνο (VaR) συνίσταται στο ότι συνοψίζει σε έναν και μόνο αριθμό την συνολική έκθεση ενός οργανισμού στον κίνδυνο αγοράς. Οι πληροφορίες που παρέχει η συγκεκριμένη προσέγγιση χαρακτηρίζονται από απλότητα και σαφήνεια και μπορούν να χρησιμοποιηθούν από τις ρυθμιστικές αρχές, τους διαχειριστές κινδύνων εταιρειών και ιδρυμάτων, καθώς και από εσωτερικούς και εξωτερικούς ελεγκτές. Άρα, η απλή και εύκολη κατανόηση αυτού του αριθμού, εξηγεί το λόγο για τον οποίο η VaR έγινε τόσο γρήγορα η πιο δημοφιλής μέθοδος μέτρησης χρηματοοικονομικού κινδύνου.

Επιπλέον, με τη χρήση της VaR είναι δυνατή η σύγκριση θέσεων σε διαφορετικές αγορές και διαφορετικά προϊόντα σε καθημερινή, μηνιαία και ετήσια βάση. Συνεπώς, με βάση την πληροφόρηση που παρέχει η συγκεκριμένη προσέγγιση, οι επενδυτές και οι διαχειριστές κινδύνων είναι σε θέση να λάβουν καλύτερες αποφάσεις σχετικά με τη στρατηγική επένδυσης ή διαχείρισης που ακολουθούν, επιτυγχάνοντας τη βέλτιστη απόδοση για τα χαρτοφυλάκιά τους.

Τέλος, η VaR μπορεί να χρησιμοποιηθεί ως μέτρο σύγκρισης μεταξύ διαφορετικών τύπων κινδύνου. Μπορούμε δηλαδή να συγκρίνουμε το επίπεδο λειτουργικού κινδύνου με τον κίνδυνο αγοράς ή τον πιστωτικό κίνδυνο. Αυτή η δυνατότητα επιτρέπει σε ένα πιστωτικό ίδρυμα ή σε μια επιχείρηση να καθορίζει ποιοι παράγοντες κινδύνου είναι πιο πιθανόν να οδηγήσουν σε μεγάλες ζημιές. Μπορεί επίσης να χρησιμοποιηθεί και για να συγκρίνουμε τον λειτουργικό κίνδυνο διαφορετικών κατηγοριών εργασιών μιας τράπεζας ή μιας επιχείρησης, παρέχοντας έτσι περισσότερες πληροφορίες σχετικά με

το από ποια κατηγορία προέρχεται ο μεγαλύτερος κίνδυνος και ίσως σε ποια κατηγορία θα πρέπει να προβούμε σε αναθεωρήσεις και βελτιώσεις λειτουργίας.

Ωστόσο, η μεθοδολογία VaR χαρακτηρίζεται και από κάποια μειονεκτήματα και η ακατάλληλη χρήση της μπορεί να οδηγήσει ένα πιστωτικό ίδρυμα ή χρηματοοικονομικό οργανισμό σε αναποτελεσματικές αποφάσεις διαχείρισης κινδύνου. Αυτό μπορεί να συμβεί είτε γιατί η VaR έχει υπολογιστεί κατά τρόπο λανθασμένο είτε γιατί, ενώ έχει υπολογιστεί σωστά, δεν σχετίζεται με τους πραγματικούς στόχους του πιστωτικού ιδρύματος ή του χρηματοοικονομικού οργανισμού για τη διαχείριση κινδύνου (Beder, 1995 και Culp et al., 1998).

Η κυριότερη αρνητική κριτική για τη VaR είναι ότι δεν είναι συνεπές ή συνεκτικό μέτρο κινδύνου καθώς δεν ικανοποιεί την ιδιότητα της υποπροσθετικότητας (subadditivity). Η υποπροσθετικότητα για έναν διαχειριστή κινδύνου έχει μεγάλη σημασία καθώς επιτρέπει ένα χαρτοφυλάκιο που είναι σύνολο μικρότερων χαρτοφυλακίων, να έχει κίνδυνο που είναι το πολύ ίσος με το άθροισμα των κινδύνων του κάθε μικρότερου χαρτοφυλακίου. Συνεπώς, η παραβίαση της ιδιότητας της υποπροσθετικότητας έχει ως αποτέλεσμα η VaR ενός συνδυασμένου χαρτοφυλακίου να είναι μεγαλύτερη από το άθροισμα των VaR των συνιστωσών του.

Επίσης, η VaR υπολογίζει τη μέγιστη ζημιά που μπορεί να αναμένει ένας οργανισμός μια δεδομένη χρονική περίοδο, κατά τη διάρκεια ενός συγκεκριμένου χρονικού ορίζοντα και για δεδομένο διάστημα εμπιστοσύνης. Παρότι παρέχει έγκυρες εκτιμήσεις για το δοθέν επίπεδο σημαντικότητας, πέρα από αυτό δεν προσφέρει καμία πληροφορία. Συχνά απαιτείται η ανάλυση των ζημιών που υπερβαίνουν το σημείο που οριοθετείται από τη VaR. Το στοιχείο αυτό είναι ιδιαίτερης σημασίας δεδομένου ότι πολλές φορές οι ζημιές που υπερβαίνουν τη VaR μπορεί να είναι ιδιαίτερα υψηλές, όπως για παράδειγμα σε χαρτοφυλάκια χορηγήσεων. Στις περιπτώσεις αυτές, ο υπολογισμός της VaR συμπληρώνεται από τη CVaR (Conditional Value at Risk), η οποία προσδιορίζει τη μέση τιμή των ζημιών που υπερβαίνουν τη VaR. Στο σημείο αυτό θα πρέπει να επισημανθεί ότι εάν τα δύο αυτά μεγέθη δεν παρουσιάζουν σημαντικές διαφορές, συνάγεται ότι ακόμα και σε ακραίες δυσμενείς συνθήκες οι ζημιές δεν θα υπερβούν κατά πολύ το αναμενόμενο άνω όριο που προσδιορίζεται από τη VaR. Αντίθετα, εάν η CVaR είναι σημαντικά υψηλότερη της VaR, τότε αυτό υποδεικνύει ότι σε ένα ακραίο αρνητικό σενάριο, ο σχεδιασμός που γίνεται μέσω της VaR μπορεί να ανατραπεί.

Επιπρόσθετα, οι ζημιές υπολογίζονται υποθέτοντας ότι τα περιουσιακά στοιχεία μπορούν να πωληθούν στις τρέχουσες αγοραίες τιμές. Ωστόσο, αν η επιχείρηση έχει στην κατοχή της σε μεγάλο βαθμό μη ρευστοποιήσιμα στοιχεία, η VaR μπορεί να υποεκτιμά τις πραγματικές ζημιές, αφού τα στοιχεία ίσως χρειάζεται να πωληθούν με έκπτωση.

Ανεξαρτήτως όμως των παραπάνω μειονεκτημάτων και αδυναμιών, η προσέγγιση VaR αποτελεί πλέον το πιο διαδεδομένο μέτρο ποσοτικοποίησης, πρόβλεψης και διαχείρισης των χρηματοοικονομικών κινδύνων. Η υιοθέτησή της οδήγησε στην ανάπτυξη νέων υπολογιστικών τεχνικών για τη διαχείριση κινδύνων και εισήγαγε νέες διαδικασίες και πρακτικές για την ανάλυση κάθε τύπου χαρτοφυλακίου σε σχέση με τις μεταβολές του εξωτερικού περιβάλλοντος.

4.1.5 Δεσμευμένη ή υπό συνθήκη VaR (Conditional VaR ή CVaR)

Η κυριότερη αρνητική κριτική σε σχέση με την καταλληλότητα του VaR, όπως ήδη αναφέρθηκε στην προηγούμενη ενότητα, είναι ότι δεν αποτελεί συνεπές μέτρο κινδύνου καθώς δεν ικανοποιεί την ιδιότητα της υποπροσθετικότητας (subadditivity) με αποτέλεσμα η VaR ενός συνδυασμένου χαρτοφυλακίου να είναι μεγαλύτερη από το άθροισμα των VaR των συνιστωσών του. Στην πράξη, η χρησιμοποίηση μη υποπροσθετικών μέτρων στην κατασκευή βέλτιστων χαρτοφυλακίων μπορεί να οδηγήσει σε χαρτοφυλάκια με μεγάλη συγκέντρωση, τα οποία μπορούν να αποδειχθούν υψηλού κινδύνου. Επιπρόσθετα, με τη χρήση από μια εποπτική αρχή ενός μη υποπροσθετικού μέτρου για τον καθορισμό του εποπτικού κεφαλαίου, ένας χρηματοπιστωτικός οργανισμός έχει κίνητρο να διασπαστεί σε μικρότερους, προκειμένου να μειώσει τις κεφαλαιακές του ανάγκες.

Ένας δείκτης ρ καλείται συνεπής αν και μόνο αν ικανοποιεί τις παρακάτω τέσσερις προϋποθέσεις (Artzner et al, 1999) :

1. **Translation invariance (μεταφορά σταθερότητας):** Δηλαδή εάν προσθέσουμε (ή αντίστοιχα αφαιρέσουμε) ένα ποσό c σε ένα χαρτοφυλάκιο μειώνεται (αντίστοιχα αυξάνεται) το μέτρο κινδύνου κατά το ίδιο ακριβώς ποσό, δηλαδή :

$$\rho(X + c \cdot r) = \rho(X) - c.$$

2. **Subadditivity (υποπροσθετικότητα):** Η επένδυση σε ένα χαρτοφυλάκιο θα πρέπει να έχει μικρότερο κίνδυνο σε σύγκριση με το άθροισμα των κινδύνων που υφίστανται για κάθε μεμονωμένη θέση, δηλαδή αν X_1, X_2 οι δύο κίνδυνοι, θα πρέπει να ισχύει ότι:

$$\rho(X_1 + X_2) \leq \rho(X_1) + \rho(X_2).$$

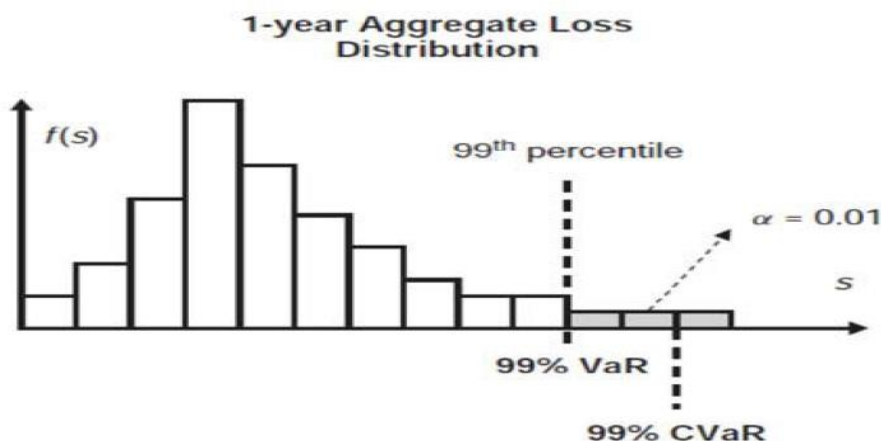
3. **Positive homogeneity (θετική ομοιογένεια):** Η ιδιότητα αυτή διασφαλίζει ότι ο κίνδυνος ενός χαρτοφυλακίου είναι ανάλογος με το μέγεθος του, δηλαδή: $\rho(a \cdot X) = a \cdot \rho(X)$. Επομένως, ακόμα και εάν είχαμε a τέλεια συσχετισμένες κατηγορίες εργασιών ο μέγιστος συνολικός κίνδυνος θα ήταν a φορές τον κίνδυνο της κάθε κατηγορίας εργασιών.

4. **Monotonicity (μονοτονικότητα):** Αν για δύο κινδύνους ισχύει ότι $X_1 \leq X_2$, τότε για τον δείκτη ρ ισχύει $\rho(X_1) \leq \rho(X_2)$. Η ιδιότητα αυτή διασφαλίζει ότι η απόδοση του χαρτοφυλακίου X_2 υπερέρχει της αντίστοιχης απόδοσης του χαρτοφυλακίου X_1 , τότε ο κίνδυνος που ενέχει το X_1 πρέπει να είναι μικρότερος ή ίσος με εκείνον του X_2 . Το γεγονός ότι το VaR δεν είναι συνεπές μέτρο κινδύνου σε συνδυασμό με ότι είναι μόνο ένα κάτω όριο για υψηλές ζημιές σύμφωνα με κάποιες προαποφασισμένες συνθήκες το οποίο δεν μπορεί να μας πει τίποτα στην περίπτωση που το ξεπεράσουμε αποτέλεσε το έναυσμα για την αναζήτηση εναλλακτικών μέτρων κινδύνου. Για παράδειγμα, ένα 99% VaR καθορίζει ότι μόνο στο 1% των περιπτώσεων η VaR θα ξεπερνιέται. Ποιο μπορεί όμως να είναι το ύψος της ζημιάς στο 1% των περιπτώσεων; Την απάντηση στο πρόβλημα αυτό προσπαθεί να δώσει το μέτρο Conditional Value at Risk (CVaR) που ισούται με την αναμενόμενη αξία της απώλειας, δεδομένου ότι αυτή συνέβη και ξεπέρασε την τιμή της VaR. Εναλλακτικά, η CVaR αποτελεί το εμβαδό της ουράς της κατανομής και δίνει την τιμή της αναμενόμενης απώλειας δεδομένου ότι αυτή συνέβη και ξεπέρασε την αξία σε κίνδυνο.

Για ένα συγκεκριμένο επίπεδο εμπιστοσύνης και για μια συγκεκριμένη χρονική περίοδο αποδεικνύεται ότι η δεσμευμένη ή υπό συνθήκη VaR υπολογίζεται μέσω της παρακάτω σχέσης:

$$CVaR = E[X | X > VaR]$$

Η μαθηματική αυτή διατύπωση του μέτρου Conditional Value at Risk απεικονίζεται γραφικά ως εξής:



Σχήμα 4.2: Conditional Value at Risk

Σύμφωνα με το ανωτέρω διάγραμμα, μπορεί κανείς να παρατηρήσει ότι πράγματι η CVaR εκφράζει τις αναμενόμενες ζημιές του χαρτοφυλακίου δεδομένου ότι οι ζημιές του χαρτοφυλακίου υπερβαίνουν το μέτρο αξία σε κίνδυνο (VaR). Επομένως, η μέτρηση του CVaR βασίζεται στο VaR αλλά προσπαθεί να εκτιμήσει τον κίνδυνο όταν το VaR έχει ξεπεραστεί. Άρα, αν η VaR δίνει απώλεια που μπορεί να ξεπεραστεί μόνο στο 1% των περιπτώσεων, η CVaR δίνει την αναμενόμενη απώλεια δεδομένου ότι εμφανίζεται πράγματι απώλεια στο 1% της ουράς.

Επίσης, η προοπτική της CVaR στο να περιγράψει καλύτερα τον ακραίο και πραγματικά καταστροφικό κίνδυνο είναι καλύτερη από την προοπτική της VaR. Βέβαια ακόμα οι ρυθμιστικές αρχές δεν έχουν υιοθετήσει την χρήση της CVaR. Η εναλλακτική αυτή προσέγγιση, είναι ωστόσο δύσκολο στο να εφαρμοστεί, καθώς τα αναμενόμενα ελλείμματα τυπικά δεν δημοσιεύονται και δεν αποκαλύπτονται από τις τράπεζες και στις μεθόδους backtesting χρησιμοποιούνται μόνο οι παρατηρήσεις στις οποίες η απώλεια υπερβαίνει την VaR, οι οποίες οδηγούν σε εξαιρετικά μικρά δείγματα (Christoffersen, 2003). Επιπρόσθετα, μια άλλη αδυναμία της CVaR είναι ότι επειδή συνήθως υπάρχουν πολύ λίγες παρατηρήσεις στην ουρά, η CVaR έχει μεγάλη μεταβλητότητα αφού ο υπολογισμός του έχει μεγάλο στατιστικό λάθος. Αυτό είναι ιδιαίτερα σημαντικό όταν έχουμε πραγματικά ακραίες τιμές στο δείγμα μας.

Η ικανότητα των μοντέλων που χρησιμοποιούμε στο να περιγράψουν τον κίνδυνο, έχει να κάνει άμεσα με την κατανομή ζημιών που υποθέτουμε. Για παράδειγμα, εάν υποθέσουμε μια κατανομή με λεπτές ουρές τότε η VaR και η CVaR θα μας δώσουν σχεδόν τα ίδια αποτελέσματα. Για κατανομές όμως με παχιές (βαριές) ουρές τα

αποτελέσματα των δύο μοντέλων διαφοροποιούνται σημαντικά. Εμπειρικά αποτελέσματα έχουν δείξει ότι η κατανομή ζημιών είναι πολύ πιο σημαντική για την μέτρηση του κινδύνου σε σχέση με την κατανομή συχνότητας.

Αναφορικά με το μέτρο Conditional Value at Risk έχουν προταθεί στη διεθνή βιβλιογραφία εναλλακτικά οι εξής ονοματολογίες: Αναμενόμενο έλλειμμα (Expected Shortfall - ES) ή αναμενόμενη ζημιά ουράς (expected tail loss / tail conditional expectation) ή μέση υπερβάλλουσα ζημιά (mean excess loss).

Συνοψίζοντας, το μέτρο κινδύνου VaR δίνει ένα σημείο στην ουρά της κατανομής και πληροφορεί μόνο για το ότι θα πρέπει να αναμένουμε ότι θα υπάρξει απώλεια μεγαλύτερη από τον εαυτό του, χωρίς να μας δίνει πόσο μεγάλη θα είναι αυτή. Στον αντίποδα, η CVaR αναφέρεται στο εμβάδο της ουράς της κατανομής, ενημερώνει για το πόσο μεγάλη θα είναι η απώλεια και αποτελεί συνεπές μέτρο κινδύνου.

4.1.6 Εμπειρικές εφαρμογές της μεθοδολογίας VaR

Η φιλοσοφία των συστημάτων VaR έχει σημαντικές εφαρμογές στη μέτρηση του κινδύνου σε χαρτοφυλάκια μετοχών, ομολόγων και χρηματοοικονομικών παραγώγων. Με την εισαγωγή όμως του εποπτικού πλαισίου της Βασιλείας II, διαδικασίες που βασίζονται στην έννοια της VaR αναπτύσσονται και εφαρμόζονται πλέον και στον χώρο του πιστωτικού κινδύνου.

Η διάδοση της VaR ξεκίνησε με την ανάπτυξη του συστήματος Risk Metrics από την Αμερικανική επενδυτική τράπεζα J.P. Morgan (J.P. Morgan, 1995). Η ανάπτυξη του συγκεκριμένου συστήματος από την JP Morgan αποσκοπούσε στην ανάπτυξη και εφαρμογή ενός εργαλείου για τη μέτρηση και παρακολούθηση των καθημερινών αναμενόμενων ζημιών της τράπεζας από όλες τις επενδυτικές θέσεις που είχε αναλάβει. Μετά την απόφαση της τράπεζας να εκμεταλλευτεί εμπορικά το σύστημα Risk Metrics σε συνδυασμό με τη δημοσιοποίηση της προσέγγισης στην οποία βασίζεται, έδωσαν ώθηση στην περαιτέρω ανάπτυξη του μέτρου της Αξίας σε Κίνδυνο (Value at Risk).

Ο Daryll Hendricks (1996) αξιολόγησε τις επιδόσεις διαφόρων μοντέλων Value at Risk εφαρμόζοντας τα σε 1000 τυχαία χαρτοφυλάκια συναλλαγματικών ισοτιμιών. Τα συμπεράσματα της έρευνάς του ήταν ότι για 5% επίπεδο σημαντικότητας όλα τα μοντέλα ήταν αξιόπιστα, όχι όμως και για 1% επίπεδο σημαντικότητας, με τις μεθόδους ιστορικής προσομοίωσης να υπερεκτιμούν το Value at Risk περισσότερο από τις μεθόδους Διακύμανσης- Συνδιακύμανσης.

Οι Danielsson και de Vries (2000) πρότειναν μια ημι-παραμετρική μέθοδο υπολογισμού του Value at Risk βασισμένη στη Θεωρία ακραίων τιμών. Χρησιμοποιώντας δεδομένα έξι ετών από έξι τυχαίες Αμερικάνικες μετοχές και την τιμή της μετοχής της JP Morgan συνέκριναν τα αποτελέσματα με αυτά της ιστορικής προσομοίωσης και της μεθόδου Risk Metrics. Το αποτέλεσμα της έρευνάς τους ήταν ότι η ανωτέρω ημι-παραμετρική μέθοδος δείχνει να προσαρμόζεται καλύτερα και να αποδίδει πιο ακριβή αποτελέσματα.

Οι Christoffersen, Hahn και Inoue (2001) μελέτησαν τη χρησιμότητα διαφόρων μεθόδων μέτρησης της δεσμευμένης διακύμανσης (GARCH, Risk Metrics, Implied

volatility) για την εκτίμηση του μέτρου Value at Risk. Στη συνέχεια, εφάρμοσαν τις διάφορες αυτές μεθόδους σε δεδομένα του χρηματιστηριακού δείκτη S&P500 για ορίζοντα μιας ημέρας, υπολόγισαν την αξία σε κίνδυνο (VaR) και τέλος συνέκριναν μεταξύ τους ένα προς ένα τα μοντέλα μέτρησης της δεσμευμένης διακύμανσης.

Οι Guermat και Harris (2002) χρησιμοποίησαν ένα Εκθετικά Σταθμισμένο μοντέλο Μεγίστης Πιθανοφάνειας (exponentially weighted maximum likelihood ή EWML) για την εκτίμηση του Value at Risk χωρίς να θεωρούν ότι η διακύμανση των αποδόσεων είναι σταθερή στον χρόνο. Χρησιμοποίησαν δεδομένα από τρία αντιπροσωπευτικά χαρτοφυλάκια μετοχών της Αμερικής, της Ιαπωνίας και του Ηνωμένου Βασιλείου. Το αποτέλεσμα της έρευνάς τους ήταν ότι για υψηλά επίπεδα εμπιστοσύνης παρατηρήθηκε βελτίωση στις μετρήσεις της VaR σε σχέση με τα GARCH και EWMA υποδείγματα.

Οι Duan και Simonato (2002) εφάρμοσαν την προσομοίωση Monte Carlo πάνω στα επιτόκια αποταμιεύσεων και οδηγήθηκαν στο συμπέρασμα ότι το μοντέλο παράγει υψηλότερες τιμές από ότι στην πραγματικότητα.

Οι Berkowitch και O'Brien (2002) αξιολόγησαν τις επιδόσεις των μοντέλων που χρησιμοποιούνταν από τις μεγαλύτερες τράπεζες των Η.Π.Α. για τον υπολογισμό του Value at Risk κατά την διάρκεια της δεκαετίας του 1990. Συγκρίνοντας την εκτίμηση της VaR όπως υπολογίστηκε από τα πολύπλοκα υποδείγματα των χρηματοπιστωτικών αυτών ιδρυμάτων με τη VaR μέσω ενός απλού GARCH υποδείγματος, κατέληξαν στο συμπέρασμα ότι τα οικονομετρικά ARMA - GARCH μοντέλα είχαν καλύτερα αποτελέσματα.

Οι Castellacci και Siclari (2003) εφάρμοσαν την VaR σε μη γραμμικά χαρτοφυλάκια. Οι κυριότερες μεθοδολογίες VaR που χρησιμοποιήθηκαν ήταν η Delta-Gamma, η Delta Gamma Normal, η Delta και η προσομοίωση Delta Gamma Monte Carlo. Το αποτέλεσμα της μελέτης τους ήταν ότι η Delta έδωσε τα πιο απλά και κατανοητά αποτελέσματα και ότι οι παραμετρικές μέθοδοι τείνουν να υπερεκτιμούν την VaR ενώ η Delta Gamma Monte Carlo την υποεκτιμά ελαφρώς.

Οι Angelidis, Benos και Degiannakis (2004) αξιολόγησαν την επίδοση διαφορετικών GARCH υποδειγμάτων στην μοντελοποίηση του ημερήσιου Value at Risk χρησιμοποιώντας διαφορετικά μεγέθη δείγματος και υποθέσεις κατανομών σε χαρτοφυλάκια πέντε διαφορετικών δεικτών (S&P500, NIKKEI 225, FTSE 100, CAC 40 και DAX 30). Κατέληξαν στο συμπέρασμα ότι το μέγεθος του δείγματος παίζει σημαντικό ρόλο και οι λεπτόκυρτες κατανομές έχουν την δυνατότητα για καλύτερες προβλέψεις για ένα βήμα μπροστά (1-step ahead) προβλέψεις της VaR. Επίσης, σύμφωνα με την έρευνά τους, η ARCH διαδικασία που επιτυγχάνει τα βέλτιστα αποτελέσματα ποικίλει ανάλογα με τον υπό εξέταση κάθε φορά χρηματιστηριακό δείκτη.

Οι Pierre Giot και Sebastien Laurent (2004) υπολόγισαν το Value at Risk για χρηματιστηριακούς δείκτες χρησιμοποιώντας ARCH μοντέλα βασισμένα στην ασύμμετρη student κατανομή. Το αποτέλεσμα της μελέτης τους ήταν ότι τα μοντέλα με συμμετρικές κατανομές δεν είναι επαρκή σε σχέση με τα μοντέλα που υποθέτουν ασύμμετρες κατανομές όταν ενδιαφερόμαστε για την ερμηνεία τόσο της αριστερής όσο και της δεξιάς ουράς της κατανομής. Τέλος, πρότειναν τη χρήση APARCH μοντέλου

βασισμένου στην ασύμμετρη t-student κατανομή για τον υπολογισμό της VaR έτσι ώστε να ληφθούν υπ' όψη οι μακριές απολήξεις (βαριές ουρές) της κατανομής των αποδόσεων.

Οι Leon Li και William Lin (2004) εκτίμησαν το Value at Risk για τις αποδόσεις διαφόρων χρηματιστηριακών δεικτών (Dow Jones, Nikkei, Frankfurt Commerzbank index και FTSE) χρησιμοποιώντας Markov Switching ARCH (SWARCH) μοντέλα. Τα αποτελέσματα της έρευνάς τους ήταν ότι υπάρχει βελτίωση στην εκτίμηση της VaR όταν έχουμε περιπτώσεις κύρτωσης και βαριές ουρές στις κατανομές των αποδόσεων σε σχέση με τα ARCH και GARCH υποδείγματα.

Ο Moscadelli (2004) χρησιμοποίησε Θεωρία ακραίων τιμών (EVT) και συγκεκριμένα την Generalized Pareto Distribution (GPD) προκειμένου να εξετάσει εάν μπορούν να χρησιμοποιηθούν στην μοντελοποίηση του λειτουργικού κινδύνου. Επιπλέον, υπολόγισε το OpVaR για διαφορετικές λειτουργίες των τραπεζών (corporate finance, trading and sales, retail banking, commercial banking, payment and settlement, agency services, asset management and retail brokerage). Τα αποτελέσματα έδειξαν ότι συμβατικά μοντέλα αποτυγχάνουν να περιγράψουν ικανοποιητικά τον λειτουργικό κίνδυνο κυρίως λόγω της ύπαρξης παχιών ουρών στις κατανομές των δεδομένων. Η GPD κατανομή όμως βρέθηκε να προσφέρει καλή μοντελοποίηση των ζημιών και να οδηγεί σε επαρκείς μετρήσεις της VaR.

Οι Engle και Manganelli (2004) αξιολόγησαν διάφορα υποδείγματα για τον υπολογισμό του Value at Risk, χρησιμοποιώντας Monte Carlo προσομοίωση. Παρήγαγαν δεδομένα χρησιμοποιώντας GARCH διεργασίες για διάφορες κατανομές και συνέκριναν τα εκτιμώμενα ποσοστημόρια με τα πραγματικά. Το αποτέλεσμα της έρευνάς τους ήταν ότι τα CAViaR μοντέλα επιτυγχάνουν τα βέλτιστα αποτελέσματα για κατανομές με βαριές ουρές. Αναλυτικότερα, τα Conditional Autoregressive Value at Risk (CAViaR) υποδείγματα μελετούν την εξέλιξη των ποσοστημορίων στον χρόνο χρησιμοποιώντας μια αυτοσυσχετιζόμενη διαδικασία και όχι ολόκληρη την κατανομή των αποδόσεων ενός χαρτοφυλακίου. Οι άγνωστες παράμετροι του υποδείγματος εκτιμώνται με την χρήση μη γραμμικής παλινδρόμησης ποσοστημορίων (non-linear quantile regression).

Οι Chiu, Chiang, Hung και Chen (2006), όσον αφορά τον κίνδυνο από την αγορά Συμβολαίων Μελλοντικής Εκπλήρωσης (ΣΜΕ), συμπέραναν ότι η χρήση της VaR δίνει πιο αξιόπιστα αποτελέσματα μόνο όταν χρησιμοποιούνται πραγματικές τιμές αφού πρώτα έχει γίνει η εκκαθάριση των συναλλαγών. Αυτό θα έχει ως αποτέλεσμα την αποτελεσματικότητα της αγοράς και την μεγαλύτερη ρευστότητα των αγορών ΣΜΕ.

Οι Wu και Shieh (2007) προκειμένου να μελετήσουν τον επιτοκιακό κίνδυνο, εφάρμοσαν την VaR μέσω των μοντέλων GARCH (1,1) και FIGARCH (1,d,1) πάνω σε χαρτοφυλάκια ομολόγων και κατέληξαν στο συμπέρασμα ότι το FIGARCH (1,d,1) δεν αποδίδει αξιόπιστα αποτελέσματα όπως το GARCH (1,1).

Οι Fresard, Perignon και Wilhelmsson (2011) επισήμαναν ότι κατά την διάρκεια της παγκόσμιας χρηματοοικονομικής κρίσης, ο αριθμός των παραβιάσεων της VaR αυξήθηκε απότομα, κάτι το οποίο αντικατοπτρίζεται στο γεγονός ότι ορισμένα χρηματοπιστωτικά ιδρύματα ξεπέρασαν τις πενήντα παραβιάσεις της VaR κατά την

διάρκεια εκείνου του έτους, σε διάστημα εμπιστοσύνης 99%. Ωστόσο, οι έρευνες που είχαν καταγραφεί στη βιβλιογραφία παλιότερα δεν ελάμβαναν υπ' όψη το μέγεθος των παραβιάσεων της VaR.

Σε ανάλογη περίπτωση, οι Colletaz, Hurlin και Perignon (2012) χρησιμοποίησαν τα πραγματικά VaR και τις αποδόσεις για τη τρίτη μεγαλύτερη Ισπανική τράπεζα, την LaCaixa. Τα δεδομένα ήταν η VaR (1%) της επόμενης μέρας, καθώς επίσης και οι ημερήσιες αποδόσεις για την συγκεκριμένη τράπεζα για την οικονομική περίοδο 2007-2008. Καθώς η παραπάνω περίοδος περιλαμβάνει και το ξεκίνημα της μεγάλης χρηματοοικονομικής κρίσης, υπάρχει μια σαφής αλλαγή στην μεταβλητότητα των εσόδων σε σύγκριση με το παρελθόν. Τα συμπεράσματα που μπορούν να εξαχθούν είναι ότι η διακύμανση αυξήθηκε μετά το πέρας του πρώτου τετράμηνου του 2007. Κατά τον ίδιο τρόπο, η VaR (1%) μεταπήδησε από δύο εκατομμύρια ευρώ κατά την διάρκεια του 2007 σε τέσσερα εκατομμύρια ευρώ αργότερα.

Η χρήση της VAR στις αγορές ενέργειας, συγκεκριμένα, έχει περιγραφεί από τον Pilipovic το 1997 και Clewlow και Strickland το 2000.

4.2 Μεθοδολογικό Πλαίσιο Υπολογισμού της VaR

4.2.1 Επιλογή των Παραγόντων Κινδύνου

Δεν υπάρχει κάποιο προκαθορισμένο σύνολο παραγόντων κινδύνου και η επιλογή τους εξαρτάται συνήθως από την σύνθεση χαρτοφυλακίων, από τις αγορές και από τα ιδιαίτερα στοιχεία κινδύνου. Συχνά, μια άποψη ειδικού επιδιώκεται για να καθορίσει την αποτελεσματικότερη και κατάλληλη επιλογή. Φυσικά οι παράγοντες κινδύνου πρέπει να είναι σε συμφωνία με τους τύπους και τους αλγόριθμους που χρησιμοποιούνται για να εκτιμήσουν ένα δεδομένο χαρτοφυλάκιο, δεδομένου ότι τελικά απαιτείται η αποτίμηση στην αξία του χαρτοφυλακίου σε σχέση με τους παράγοντες κινδύνου. Για παράδειγμα, εάν μόνο η τιμή και η αστάθεια χρησιμοποιείται για την αξιολόγηση ενός χαρτοφυλακίου, η θερμοκρασία δεν μπορεί να επιλεγεί ως παράγοντας κινδύνου.

Σε αυτή τη φάση η μέγιστη πρόκληση εφαρμογής τίθεται από το εξαιρετικά υψηλό ποσό παραγόντων που καθορίζουν την αξία ενός πραγματικού χαρτοφυλακίου. Για παράδειγμα, ένα χαρτοφυλάκιο μιας ενεργειακής εμπορικής επιχείρησης μπορεί να περιλαμβάνει εμπόριο φυσικού αερίου και ενέργειας. Μπορεί, επομένως, να δραστηριοποιείται σε περισσότερα από 50 τοποθεσίες. Κάθε τοποθεσία χαρακτηρίζεται από μια καμπύλη πρόβλεψης της ζήτησης (ή ακόμα και περισσότερες καμπύλες όπως στην περίπτωση των και των ωρών αιχμής τιμών της ενέργειας), και κάθε καμπύλη καθορίζεται από, για παράδειγμα, 20 έως 30 σημεία. Κατά συνέπεια, στις τιμές μόνο μπορεί να δημιουργήσουμε χίλιες ή περισσότερες καμπύλες αξίας χαρτοφυλακίων. Προσθέτοντας τις καμπύλες αστάθειας σε κάθε τοποθεσία, και έπειτα τιμές για το πετρέλαιο, τον άνθρακα, και τις τιμές εκπομπής και της αστάθειας, μπορεί να πρέπει να αντιμετωπίσουμε δύο χιλιάδες παράγοντες. Ακόμη, εάν πρέπει να εξετάσουμε τη θερμοκρασία ή το φορτίο, αυτό μπορεί να σημαίνει μια προσθήκη ενός άλλου ζεύγους χιλιάδων παραμέτρων. Κάθε τοποθεσία έχει την καμπύλη θερμοκρασίας της, που σημαίνει αν αναφερόμαστε σε μηνιαίο ορίζοντα, άλλους 12

παράγοντες. Επιπλέον, πρέπει να προσθέσουμε σε αυτόν τον αριθμό ένα παρόμοιο ποσό παραγόντων αστάθειας. Εν γένει έχουμε αρκετές χιλιάδες πιθανές μεταβλητές, ειδικά εάν οι χρονοβόρες προσομοιώσεις Μόντε Κάρλο χρησιμοποιούνται για να υπολογίσουν την κοινή κατανομή αυτών των μεταβλητών.

Ομαδοποίηση σε μειωμένο σύνολο κύριων παραγόντων κινδύνου

Αυτή η ομαδοποίηση περιλαμβάνει τη συνάθροιση των παραγόντων «σε ομάδες», τόσο ως προς την τοποθεσία όσο και χρονικές. Για παράδειγμα, μπορούμε να επιλέξουμε να μην διαφοροποιήσουμε τις μηνιαίες τιμές μέσα στα τρίμηνα, δημιουργώντας κατά συνέπεια μια τριμηνιαία ομάδα. Η τριμηνιαία τιμή θα είναι έπειτα ένας παράγοντας κινδύνου

4.2.2 Μέθοδοι Υπολογισμού της VaR

Παρά τη σπουδαιότητα της VaR ως μέτρου εκτίμησης του κινδύνου αγοράς, πρέπει να επισημανθεί ότι αποτελεί μόνο μια στατιστική εκτίμηση, η οποία βασίζεται συνήθως σε μια κατανομή ιστορικών χρονολογικών στοιχείων και δεδομένων. Αποτελεί δηλαδή μια πρόβλεψη, η οποία εκ φύσεως δεν είναι δυνατό να καθοριστεί με ακρίβεια μέσα σε ένα επίπεδο εμπιστοσύνης 100%. Οι μεθοδολογίες οι οποίες χρησιμοποιούνται για τον υπολογισμό της συγκεκριμένης αυτής πρόβλεψης μπορούν να ταξινομηθούν σε τρεις μεγάλες κατηγορίες (Engle - Manganelli, 2001) τις παραμετρικές, τις μη παραμετρικές και τις ημι-παραμετρικές.

Οι μη παραμετρικές σε αντίθεση με τις παραμετρικές υπολογίζουν τη ζητούμενη αξία σε κίνδυνο βασιζόμενες αποκλειστικά στην εμπειρική κατανομή των αποδόσεων. Οι διαδικασίες αυτές είναι απλές, δεν απαιτούν ιδιαίτερους υπολογισμούς και επιπλέον, εφόσον δεν κάνουν υποθέσεις για την κατανομή των αποδόσεων αποτυπώνουν πλήρως τα χαρακτηριστικά της εμπειρικής κατανομής. Χαρακτηριστικό παράδειγμα μη παραμετρικών μεθόδων είναι η ιστορική προσομοίωση (Historical Simulation).

Στη διεθνή βιβλιογραφία, τα πιο συνηθισμένα παραμετρικά μοντέλα για τον υπολογισμό της αξίας σε κίνδυνο είναι η Μέθοδος Variance Covariance, η Μέθοδος του Εκθετικά Σταθμισμένου Κινούμενου Μέσου (Exponentially Weighted Moving Average), η Μέθοδος Προσομοίωσης Monte Carlo, η Μέθοδος Risk Metrics και τα Οικονομετρικά υποδείγματα δεσμευμένης ετεροσκεδαστικότητας (π.χ. GARCH, TGARCH, IGARCH, EGARCH) ενώ το πιο συνηθισμένο ημι-παραμετρικό μοντέλο είναι η Θεωρία Ακραίων Τιμών (Extreme Value Theory).

Από τα παραπάνω είναι σαφές ότι υπάρχουν πολλές διαφορετικές προσεγγίσεις στον υπολογισμό της εκτίμησης της VaR. Η βασική τους διάφορα έγκειται στον τρόπο υπολογισμού της κατανομής των αποδόσεων του χαρτοφυλακίου. Μερικές μέθοδοι υποθέτουν κάποιες δεδομένες κατανομές για τις αποδόσεις (π.χ. κανονική, t - student) ενώ κάποιες άλλες βασίζονται σε μη παραμετρικές μεθόδους και δεν κάνουν κάποια υπόθεση για συγκεκριμένη κατανομή των αποδόσεων.

Στο σημείο αυτό, θα πρέπει να σημειώσουμε ότι δεν υπάρχει βέλτιστη μέθοδος για τον υπολογισμό της VaR παρά μόνο καταλληλότερη. Η κατανομή των απωλειών (ζημιών) είναι αυτή που καθορίζει ποια μέθοδος είναι καλύτερη ώστε να μπορεί να καταλήξει σε πιο αξιόπιστα αποτελέσματα. Αν για παράδειγμα τα δεδομένα

ακολουθούν κανονική κατανομή, η καλύτερη μέθοδος είναι η μέθοδος Variance Covariance. Αν ακολουθούν μια άλλη οποιαδήποτε γνωστή κατανομή, η καλύτερη προσέγγιση είναι αυτή της ιστορικής προσομοίωσης. Αν δεν είναι γνωστή η κατανομή τότε η καλύτερη μέθοδος είναι η προσομοίωση Monte Carlo (MC). Τέλος, αν δεν ακολουθούν γνωστή κατανομή και το ενδιαφέρον επικεντρώνεται σε πραγματικά ακραίες καταστάσεις τότε η καταλληλότερη μέθοδος είναι η Θεωρία Ακραίων Τιμών (EVT).

Εν κατακλείδι, ο υπολογισμός της VaR μπορεί να γίνει, όπως έχουμε ήδη αναφέρει, είτε με τη χρήση παραμετρικών μεθόδων είτε μη παραμετρικών. Τα βήματα που ακολουθούνται σε κάθε περίπτωση, καθώς και η σειρά με την οποία υλοποιούνται, είναι εν γένει διαφορετικά, αλλά υπάρχουν ορισμένες διαδικασίες οι οποίες είναι κοινές. Αυτές οι διαδικασίες είναι οι εξής:

- Υπολογισμός της αγοραίας αξίας του χαρτοφυλακίου.
- Υπολογισμός της διακύμανσης των παραγόντων κινδύνου.
- Καθορισμός του χρονικού ορίζοντα υπολογισμού της VaR.
- Καθορισμός του επιπέδου εμπιστοσύνης της VaR.
- Υπολογισμός της VaR μέσω της επεξεργασίας όλων των προηγούμενων πληροφοριών.

4.2.3 Μέθοδος Διακύμανσης-Συνδιακύμανσης (Variance-Covariance)

Η μέθοδος Variance-Covariance βασίζεται στην υπόθεση ότι τα διάφορα χρηματοοικονομικά εργαλεία του χαρτοφυλακίου εξαρτώνται γραμμικά από τους παράγοντες αγοράς και ότι αυτοί ακολουθούν κανονική κατανομή. Χρησιμοποιώντας την υπόθεση αυτή, μπορούμε να καθορίσουμε την κατανομή των κερδών - ζημιών του χαρτοφυλακίου μας, η οποία θα είναι και αυτή κανονική. Μόλις βρεθεί η κατανομή των πιθανών κερδών - ζημιών του χαρτοφυλακίου, για τη δεδομένη χρονική περίοδο που μας ενδιαφέρει, είναι εύκολο να υπολογιστεί η VaR χρησιμοποιώντας τις ιδιότητες της κανονικής κατανομής. Πιο συγκεκριμένα, η μέθοδος Variance-Covariance απαιτεί τη δημιουργία ενός πίνακα (matrix) που περιλαμβάνει μια σειρά ιστορικών στοιχείων διακύμανσης και συνδιακύμανσης πάνω σε απλουστευμένα χρηματοοικονομικά εργαλεία, και τη μετέπειτα αναγωγή τους στα συστατικά χρεόγραφα που συνθέτουν το χαρτοφυλάκιο. Στη συνέχεια, η μήτρα διακύμανσης - συνδιακύμανσης πρέπει να πολλαπλασιαστεί με το διάνυσμα των συντελεστών ευαισθησίας, οι οποίοι προκύπτουν ως μερικές παράγωγοι της αξίας του χαρτοφυλακίου ως προς τους παράγοντες κινδύνου προκειμένου να υπολογιστεί το μέτρο της Αξίας σε Κίνδυνο (VaR).

Αναλυτικότερα, τα βασικά βήματα που απαιτούνται για τον υπολογισμό της VaR με χρήση της παραμετρικής μεθόδου Διακύμανσης - Συνδιακύμανσης (Variance-Covariance) είναι τα εξής:

- Υπόθεση ότι η αξία του χαρτοφυλακίου, ύστερα από χρόνο ίσο με τον χρονικό ορίζοντα που έχουμε επιλέξει, ακολουθεί κανονική κατανομή.
- Καθορισμός των παραγόντων κινδύνου που απαιτούνται για τον υπολογισμό της αξίας του χαρτοφυλακίου.

- Υπολογισμός των συντελεστών ευαισθησίας των επενδύσεων του χαρτοφυλακίου σε κάθε παράγοντα κινδύνου.
- Εύρεση ιστορικών δεδομένων για τους παράγοντες κινδύνου και υπολογισμός της τυπικής απόκλισης (volatility) του καθενός, καθώς και των συντελεστών συσχέτισης μεταξύ τους.
- Εκτίμηση της τυπικής απόκλισης της αξίας του χαρτοφυλακίου αθροίζοντας τα γινόμενα των συντελεστών ευαισθησίας με τις τυπικές αποκλίσεις των παραγόντων κινδύνου, λαμβάνοντας υπ' όψη τους συντελεστές συσχέτισης.
- Υπολογισμός του μέτρου της Αξίας σε Κίνδυνο (Value-at-Risk).

Η μέθοδος διακύμανσης - συνδιακύμανσης βασίζεται στην υπόθεση ότι οι αποδόσεις των χρεογράφων που συνθέτουν ένα χαρτοφυλάκιο ακολουθούν την κανονική κατανομή. Υπόθεση που στην πραγματικότητα πολλές φορές δε συμβαίνει, καθώς από την μελέτη της στοχαστικής συμπεριφοράς των αποδόσεων των μετοχών οι Mandelbrot (1963) και Fama (1965) κατέληξαν στο συμπέρασμα ότι η εμπειρική κατανομή των αποδόσεων είναι λεπτόκυρτη, δηλαδή υπάρχει μεγαλύτερη πιθανότητα εμφάνισης ακραίων τιμών και συνεπώς, δεν μπορεί να είναι κανονική. Κατά συνέπεια, η χρήση κανονικής κατανομής οδηγεί σε υποεκτίμηση του κινδύνου. Παρατηρείται μάλιστα, ότι οι αποδόσεις δεικτών, μετοχών και συναλλάγματος έχουν βαριές ουρές και ότι η κατανομή των παραγώγων προϊόντων, όπως τα δικαιώματα προαίρεσης (options) παρουσιάζει μεγάλη ασυμμετρία. Αυτό σημαίνει ότι μεγάλες διακυμάνσεις στην αγορά συμβαίνουν πολύ συχνότερα απ' ό,τι προβλέπει η κανονική κατανομή.

Επιπρόσθετα, για τον υπολογισμό του μέτρου της αξίας σε κίνδυνο (VaR) είναι απαραίτητος ο υπολογισμός της τυπικής απόκλισης. Όταν όμως το χαρτοφυλάκιο είναι διαφοροποιημένο και ο αριθμός των δεδομένων τιμών είναι μεγάλος, οι υπολογισμοί γίνονται δύσκολοι και χρονοβόροι. Επιπλέον, αυτή η μέθοδος λαμβάνει ως δεδομένο ότι οι μελλοντικές τιμές συμπεριφέρονται με τον ίδιο τρόπο, όπως και οι ιστορικές, πράγμα που πολλές φορές είναι αυθαίρετο. Τέλος, υπάρχει περίπτωση η μεθοδολογία VaR να προσφέρει υποεκτιμημένα αποτελέσματα, εάν οι αποδόσεις ενός περιουσιακού στοιχείου ενός χαρτοφυλακίου ξαφνικά μεταβληθούν κατά μη προβλέψιμο τρόπο, λόγω μιας δομικής αλλαγής της υποκείμενης οικονομίας μιας χώρας.

Στην πρακτική εφαρμογή της μεθοδολογίας VAR οι πιο συχνά χρησιμοποιημένοι αλγόριθμοι είναι η μέθοδος εκθετικά σταθμισμένων κινούμενων μέσων όρων (EWMA) και η γενικευμένη αυτοανάδρομη υπό όρους μέθοδος (GARCH).

- EWMA. Μια μέθοδος EWMA N περιόδου δίνει την εκτίμηση της μήτρας συνδιακύμανσης στο χρόνο t από τον τύπο:

$$\hat{\Sigma}_t = \frac{\Sigma_t + \lambda \Sigma_{t-1} + \lambda^2 \Sigma_{t-2} + K + \lambda^N \Sigma_{t-N}}{1 + \lambda + \lambda^2 + K + \lambda^N}$$

Όπου:

$$\Sigma_{ij,t} = E[(\Delta f_{i,t} - \mu_i)(\Delta f_{j,t} - \mu_j)],$$

$\lambda = 1$ αντιστοιχεί στον εξίσου σταθμισμένο μέσο όρο.

- **GARCH.** Στη γενική μορφή του το GARCH (p, q) πρότυπο εισήχθη από τον Bollerslev (1986). Στην πράξη, ένα απλό GARCH (1,1) φαίνεται να είναι αρκετό για τις εφαρμογές και χρησιμοποιείται συχνά. Το πρότυπο GARCH (1,1) δίνεται από τον επαναλαμβανόμενο τύπο:

$$\hat{\Sigma}_t = \omega + \alpha \Sigma_t + \beta \Sigma_{t-1}$$

Η χρήση των ιστορικών εκτιμήσεων του τύπου EWMA ή GARCH με σκοπό τον υπολογισμό της VAR είναι λογική υπό τον όρο ότι το μέγεθος N των ιστορικών στοιχείων που χρησιμοποιούνται στην εκτίμηση είναι αρκετά μεγάλο. Τόσο το πρότυπο GARCH όσο και το πρότυπο σταθμισμένου κινούμενου μέσου όρου αποδίδουν καλύτερα από τους εκθετικά σταθμισμένους κινούμενους μέσους όρους.

Πλεονεκτήματα: Η αναλυτική μέθοδος είναι αποδοτική και εύκολο να εφαρμοστεί. Ιδιαίτερη σπουδαιότητα παρουσιάζει η δυνατότητά της να χειριστεί έναν πολύ μεγάλο αριθμό παραγόντων κινδύνου.

Μειονεκτήματα: Το κύριο μειονέκτημα της μεθόδου είναι ότι επιβάλλει μια δομή κοινής κατανομής που πιθανότατα δεν αντιστοιχεί στην πραγματικότητα, ειδικά στις αγορές ενέργειας.

4.2.4 Μέθοδος Ιστορικής Προσομοίωσης (Historical Simulation Method)

Σε αντίθεση με την μέθοδο Variance-Covariance, η ιστορική προσομοίωση (Linsmeier-Pearson, 1999 ; Pritsker, 2006) δεν βασίζεται σε κάποια υπόθεση για τη κατανομή των αποδόσεων και είναι άμεσα εφαρμόσιμη σε κάθε χρεόγραφο ή χαρτοφυλάκιο χρεογράφων. Σ' αυτή τη μέθοδο υποθέτουμε ότι το παρελθόν θα αναπαραχθεί στο μέλλον. Άρα, με τη χρήση των αποδόσεων που παρατηρήθηκαν σε συγκεκριμένη περίοδο στο παρελθόν δημιουργούμε μια εμπειρική κατανομή συχνοτήτων του κέρδους / ζημιάς που θα προκύψει στο σημερινό μας χαρτοφυλάκιο. Από τη κατανομή αυτή μπορούμε να υπολογίσουμε το χειρότερο ενδεχόμενο, όσον αφορά την αξία της θέσης μας με χρονικό ορίζοντα τη μία ημέρα, σε επίπεδο σημαντικότητας π.χ. $\alpha=5\%$ ή 1% .

Συνεπώς, από τα παραπάνω προκύπτει ότι η ιστορική προσομοίωση βασίζεται στην ιδέα της επανάληψης των ιστορικών ζημιών, γεγονός το οποίο περιορίζει εξορισμού τη μέθοδο αυτή. Συγκεκριμένα δεν μπορούν να αποτυπωθούν ζημίες που δεν έχουν συμβεί στο παρελθόν, ενώ για να παραχθούν ακριβείς προβλέψεις πρέπει να υπάρξει επαρκής αριθμός ιστορικών παρατηρήσεων. Βέβαια, πρέπει να επισημανθεί ότι όσο μεγαλώνει το δείγμα ιστορικών παρατηρήσεων, ενδέχεται να δημιουργηθεί υστέρηση στην αποτύπωση δομικών αλλαγών της κατανομής των αποδόσεων. Πράγματι, έστω ότι ο υπό μελέτη δείκτης παρουσιάζει για μεγάλο χρονικό διάστημα χαμηλή μεταβλητότητα, με τις ζημίες να κυμαίνονται σε χαμηλά επίπεδα. Σε περίπτωση εμφάνισης ακραίων ζημιών, αυτές θα οριοθετήσουν το μικρότερο δυνατό ποσοστημόριο της εμπειρικής κατανομής (την άκρη της αριστερής ουράς της κατανομής) οδηγώντας έτσι σε υποεκτίμηση του κινδύνου. Αντίθετα, εάν ο δείκτης παρουσιάζει περιόδους με μεγάλες ζημίες, οποιαδήποτε δομική μετάβαση σε περιόδους

μικρών ζημιών θα τοποθετήσει τις ζημίες αυτές μακριά από την ουρά της κατανομής οδηγώντας έτσι σε υπερεκτίμηση του κινδύνου.

Το παραπάνω μειονέκτημα αντιμετωπίζεται μέσω της τροποποίηση του ορίζοντα άντλησης δεδομένων. Με τον περιορισμό του ορίζοντα άντλησης δεδομένων, δημιουργείται μια πλασματική εμπειρική κατανομή, με λιγότερες παρατηρήσεις, η οποία δύναται να αποτυπώσει γρηγορότερα οποιαδήποτε δομική αλλαγή. Συμπεραίνουμε λοιπόν, ότι για την υλοποίηση της συγκεκριμένης μεθόδου, σημαντικό ρόλο παίζουν η επιλογή της χρονικής περιόδου που θα συλλέξουμε τα δεδομένα μας, το μέγεθος του δείγματος, το μέγεθος του παραθύρου εκτίμησης, αλλά και το εύρος του χρονικού ορίζοντα για τον οποίο επιθυμούμε να κάνουμε προβλέψεις.

Για παράδειγμα, έστω ότι η περίοδος εκμετάλλευσης είναι μια ημέρα. Κατόπιν τα δείγματα της κοινής κατανομής των παραγόντων κινδύνου υπολογίζονται σύμφωνα με την ακόλουθη διαδικασία.

1. Εξετάζουμε την ιστορία των παραγόντων κινδύνου που σε περίοδο ημερών L . Για κάθε ημέρα στην ιστορία υπολογίζουμε τις καθημερινές αλλαγές στους παράγοντες κινδύνου

$$\Delta f_1^l, \Delta f_2^l, \dots, \Delta f_m^l, \quad l = 1, 2, \dots, L$$

2. Λαμβάνοντας υπόψη τους σημερινούς παράγοντες κινδύνου $f_1^0, f_2^0, \dots, f_m^0$ υπολογίζουμε τις L τιμές των παραγόντων κινδύνου της επόμενης ημέρας.

$$(f_1^l, f_2^l, \dots, f_m^l) = (f_1^0 + \Delta f_1^l, f_2^0 + \Delta f_2^l, \dots, f_m^0 + \Delta f_m^l), \quad l = 1, 2, \dots, L$$

Προφανώς, αυτή η προσέγγιση είναι βασισμένη στην υπόθεση ότι το ιστορικά στοιχεία είναι αρκετά ώστε να παρέχουν μια λογική αντιπροσώπευση των πιθανών αλλαγών στις τιμές των παραγόντων. Επιπρόσθετα, απαιτείται ορισμένη σταθερότητα της εξέλιξης των παραγόντων, για την αιτιολόγηση της μεθόδου της ιστορικής προσομοίωσης.

Πλεονεκτήματα. Υπό την συνθήκη ότι ισχύουν οι απαραίτητοι όροι για τη δυνατότητα εφαρμογής της μεθόδου, τα οφέλη των ιστορικών προσομοιώσεων είναι εύκολο να προσδιοριστούν. Κατ' αρχάς, είναι η απλότητα της εφαρμογής. Πράγματι, αντίθετα από τη μέθοδο Μόντε Κάρλο, οι ιστορικές προσομοιώσεις δεν απαιτούν σύνθετες διαδικασίες. Στο στάδιο προσομοίωσης η ιστορική μέθοδος είναι αποδοτικότερη υπολογιστικά. Δεύτερον, οι ιστορικές προσομοιώσεις δεν απαιτούν και μια δομή συσχετισμού των παραγόντων κινδύνου, η οποία είναι ένα πολύ πολύτιμο χαρακτηριστικό γνώρισμα, ειδικά εάν η κοινή κατανομή των παραγόντων δεν είναι μια τυποποιημένη κατανομή, όπως η κανονική κατανομή.

Μειονεκτήματα. Το κύριο μειονέκτημα της μεθόδου ιστορικών προσομοιώσεων είναι ότι οι όροι για τη δυνατότητα εφαρμογής του, δηλαδή, το πλήθος των στοιχείων είναι δύσκολο να βρεθούν στις περισσότερες αγορές. Και στις αγορές ενέργειας, συγκεκριμένα, είναι πολύ δύσκολο. Μια άλλη γενική αδυναμία των ιστορικών προσομοιώσεων προέρχεται από το γεγονός ότι τα ιστορικά στοιχεία είναι πάντα εξαρτώμενα από τις συνθήκες που επικρατούν γενικότερα. Στις χρηματιστηριακές

αγορές αυτοί οι όροι μπορούν να είναι πολιτικής ή μακροοικονομικής φύσης. Στις αγορές ενέργειας μας ενδιαφέρει ιδιαίτερα η δομή του υπάρχοντος συστήματος παραγωγής. Εάν η τρέχουσα κατάσταση του κόσμου είναι σημαντικά διαφορετική από το παρελθόν (π.χ. λόγω μιας ουσιαστικής νέας αποδοτικής εγκατάστασης παραγωγής), η χρήση των ιστορικών στοιχείων μπορεί να είναι ακατάλληλη και παραπλανητική.

4.2.5 Μέθοδος Προσομοίωσης Monte Carlo (Monte Carlo Simulation Method)

Η μέθοδος προσομοίωσης Monte Carlo (Glasserman, Heidelberg και Shahabuddin, 2000 ; Moallemi, 2011) έχει αρκετές ομοιότητες με την μέθοδο της Ιστορικής Προσομοίωσης. Η βασική τους διαφορά, έγκειται στο γεγονός ότι η προσομοίωση Monte Carlo δεν βασίζεται στην εξέταση ιστορικών δεδομένων αλλά αντίθετα, βάσει των προκαθοριζόμενων στατιστικών ιδιοτήτων της απόδοσης της επένδυσης προσομοιώνει κατά τυχαίο τρόπο τα πιθανά μελλοντικά αποτελέσματα της επένδυσης μέσω ενός μεγάλου αριθμού σεναρίων.

Συνεπώς, για τη χρησιμοποίηση της συγκεκριμένης μεθόδου, επιλέγεται μια κατανομή, η οποία μοιάζει με την κατανομή των πραγματικών αποδόσεων του χαρτοφυλακίου. Στη συνέχεια, μέσω αριθμητικών μεθόδων (γεννήτρια αριθμών), δημιουργούνται N πιθανές αλλαγές στους παράγοντες της αγοράς. Αυτοί οι υποθετικοί παράγοντες, στη συνέχεια χρησιμοποιούνται για την παραγωγή N υποθετικών τιμών του χαρτοφυλακίου. Από τις προκύπτουσες τιμές, υπολογίζεται μια νέα κατανομή, από την οποία υπολογίζεται το VaR, με τον ίδιο τρόπο που υπολογίζεται με τη μέθοδο ιστορικής προσομοίωσης.

Αναλυτικότερα, το πρώτο βασικό βήμα για την χρησιμοποίηση της προσομοίωσης Monte Carlo είναι ο καθορισμός του κατάλληλου μοντέλου που περιγράφει τη μεταβολή στην αξία του εξεταζόμενου χρεογράφου. Η επιλογή του κατάλληλου μοντέλου είναι ιδιαίτερα σημαντική καθώς η μορφή του μοντέλου είναι εκείνη που θα καθορίσει τον τρόπο με τον οποίο θα πραγματοποιηθεί η προσομοίωση. Για παράδειγμα, μια προσέγγιση που συχνά χρησιμοποιείται για την αναπαράσταση της μεταβολής στην αξία μιας μετοχής είναι να μοντελοποιηθεί ως μια διαδικασία Wiener, δηλαδή $dS = \mu S dt + \sigma S dW$, όπου το dW είναι ένας τυχαίος παράγοντας που ακολουθεί την τυπική κανονική κατανομή.

Μετά τον καθορισμό του μοντέλου, για κάθε μία αβέβια παράμετρο του μοντέλου παράγονται διάφορα τυχαία σενάρια, βάσει της στατιστικής κατανομής που ακολουθεί η κάθε παράμετρος. Για παράδειγμα, στην περίπτωση ενός χαρτοφυλακίου μετοχών, η αβέβια παράμετρος του μοντέλου $dS = \mu S dt + \sigma S dW$ είναι το dW το οποίο θεωρείται ότι ακολουθεί την τυπική κανονική κατανομή. Παράγονται λοιπόν διάφορες τυχαίες τιμές για το dW βάσει αυτής της συγκεκριμένης κατανομής. Κάθε τυχαία τιμή του dW αντιστοιχεί σε ένα σενάριο για τη μεταβολή της αξίας της μετοχής.

Ο αριθμός των σεναρίων που αναπτύσσονται στο παραπάνω στάδιο θα πρέπει να είναι αρκετά μεγάλος ώστε να περιοριστεί το στατιστικό σφάλμα στην εκτίμηση της VaR. Ένας γενικά αποδεκτός κανόνας είναι ότι περίπου 10.000 επαρκούν για την πραγματοποίηση ασφαλών εκτιμήσεων. Έχοντας αναπτύξει τον απαραίτητο αριθμό σεναρίων, το VaR ενός χαρτοφυλακίου μπορεί πλέον εύκολα να υπολογιστεί μέσω της ιστορικής προσομοίωσης, θεωρώντας ως ιστορικά δεδομένα τα σενάρια όπως αυτά προέκυψαν από την προσομοίωση Monte Carlo.

Το θετικό της συγκεκριμένης μεθόδου, έναντι των προηγούμενων, είναι ότι λόγω του ότι τα δεδομένα είναι προσομοιωμένα, είναι απαλλαγμένα από ακραίες τιμές, οι οποίες μπορεί να μας οδηγήσουν σε εσφαλμένα αποτελέσματα. Επιπλέον, η προσομοίωση Monte Carlo υπερτερεί έναντι της Μεθόδου Variance - Covariance στην ικανότητα αποτύπωσης μη γραμμικών σχέσεων μεταξύ των παραγόντων κινδύνου και της αξίας του χαρτοφυλακίου, και υπερέχει έναντι της Ιστορικής Προσομοίωσης στο γεγονός ότι δίνει τη δυνατότητα παραγωγής οσοδήποτε μεγάλου αριθμού σεναρίων. Τέλος, το βασικότερο πλεονέκτημα της προσομοίωσης Monte Carlo έγκειται στην υψηλή ακρίβεια που προσφέρει κατά τον υπολογισμό της VaR ανεξαρτήτως της πολυπλοκότητας και των ιδιαιτεροτήτων του χρεογράφου ή του χαρτοφυλακίου που εξετάζεται.

Στον αντίποδα, τα δύο σημαντικά μειονεκτήματά της είναι ότι απαιτεί περισσότερο χρόνο υλοποίησης καθώς και την ανάγκη επιλογής της κατάλληλης προσέγγισης για τη μοντελοποίηση των μεταβολών στην αξία των χρεογράφων. Επιπρόσθετα, εν αντιθέσει με την Ιστορική Προσομοίωση, υποθέτει ότι η τιμή των παραγόντων κινδύνου ακολουθεί κανονική κατανομή.

4.3 Cash Flow at Risk

Αυτό το μέτρο κινδύνου έχει κερδίσει τη δημοτικότητα, ιδιαίτερα μεταξύ των μη οικονομικών οργανισμών για τις οποίες η προσέγγιση VAR στην αξιολόγηση του κινδύνου μπορεί να είναι αρκετά περιοριστική. Η κύρια διαφορά της μεθοδολογίας cash flow at risk είναι ότι εξετάζει τον αντίκτυπο των παραγόντων κινδύνου στις ταμειακές ροές (δηλ., τριμηνιαία, ετήσια κ.τ.λ.) και τις κατανομές τους και όχι στην αξία του χαρτοφυλακίου. Επομένως, η περίοδος κατά τη διάρκεια της οποίας ο αντίκτυπος εξετάζεται είναι σημαντικά μεγαλύτερη από την περίοδο εκμετάλλευσης υπολογισμού για την VAR. Επιπλέον, το σύνολο παραγόντων που χρησιμοποιούνται σε αυτήν την μεθοδολογία είναι πολύ ευρύτερο από αυτή που χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό της VaR. Μπορεί ενδεχομένως να περιλάβει όλους τους παράγοντες που έχουν επιπτώσεις στις λειτουργικές ταμειακές ροές, και όχι μόνο τους παράγοντες αγοράς που χρησιμοποιούνται στη μεθοδολογία VAR. Για παράδειγμα, στην περίπτωση εγκαταστάσεων παραγωγής ενέργειας μπορεί να περιλάβουν, εκτός από τους παράγοντες τιμών και αστάθειας, τους παράγοντες που αντιστοιχούν στην αύξηση παραγωγής, αλλαγές στην ζήτηση, τεχνολογικούς παράγοντες, δημογραφικά στοιχεία, μακροοικονομικούς όρους και τα λοιπά.

Το κύριο μειονέκτημα αυτής της μεθόδου είναι ότι στηρίζεται σε πολύ μεγάλο ποσοστό στην καθοδήγηση ειδικών. Η επιλογή των παραγόντων, του αντίκτυπού τους στις λειτουργικές ταμειακές ροές, και των προτύπων ταμειακών ροών είναι βασισμένα στην κρίση και τη γνώση του υπεύθυνου για την ανάπτυξη. Παρά τα μειονεκτήματα, η μεθοδολογία Cash Flow at Risk μπορεί να παρέχει χρήσιμα αποτελέσματα στους μακροπρόθεσμους κινδύνους εταιρίας.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5

ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ ΑΙΟΛΙΚΟΥ ΠΑΡΚΟΥ ΣΤΗ ΓΕΡΜΑΝΙΑ

5.1 Αξιολόγηση Επένδυσης Α/Π στη Γερμανία

Προηγουμένως αναλύσαμε το θεωρητικό υπόβαθρο σχετικά με τις μεθόδους που εφαρμόζονται στις αξιολογήσεις των επενδύσεων. Καλούμαστε τώρα να δομήσουμε ένα Case Study για την πρακτική προσέγγιση των μεθόδων. Η επένδυση που θα αξιολογηθεί είναι ένα χερσαίο αιολικό πάρκο.

Το ζητούμενο ήταν να αντιμετωπίσουμε μια περίπτωση για την οποία θα γνωρίζουμε όλες τις τιμές των μεγεθών που απαιτούνται κατά το στάδιο υπολογισμού των οικονομικών δεικτών, καθώς και να υπάρχει ένα σαφές θεσμοθετημένο πλαίσιο για τα προσεχή χρόνια. Για το λόγο αυτό επιλέξαμε να μελετήσουμε την περίπτωση ενός αιολικού πάρκου που βρίσκεται στη Γερμανία. Είναι μια χώρα με σαφή νομοθεσία για τις ΑΠΕ, παράγοντας που έχει ενισχύσει την ανάπτυξη ανεμογεννητριών για ηλεκτροπαραγωγή.

Θέλοντας να κάνουμε μια μελέτη που αφορά το μέσο όρο των αιολικών πάρκων που λειτουργούν στην χώρα, επιλέξαμε να αντλήσουμε δεδομένα από έρευνες που έχουν αποτυπώσει την κατάσταση στην αγορά της Γερμανίας [18]. Αντιθέτως, αν είχαμε επιλέξει μια συγκεκριμένη περίπτωση αιολικού πάρκου ενδεχομένως να υπήρχαν σημαντικές διαφορές λόγω τεχνολογίας, τοποθεσίας και ηλικίας του εξοπλισμού. Συμπερασματικά, λαμβάνοντας υπόψη τις μέσες τιμές που έχουν επίσημα καταγραφεί σε αναφορές για την γερμανική αγορά, θεωρούμε ότι κάνουμε μια συνολική και πιο ασφαλή προσέγγιση στο τοπίο των επενδύσεων στην αιολική ενέργεια στην Γερμανία.

5.1.1 Οικονομικά και Τεχνικά Δεδομένα

Το έργο Αιολικής Ενέργειας που μελετάμε είναι ένα χερσαίο αιολικό πάρκο και βρίσκεται στην Γερμανία. Αποτελείται από 10 ανεμογεννήτριες οριζοντίου άξονα ισχύος 2 MW η κάθε μία. Επομένως, η συνολική εγκατεστημένη ισχύς του πάρκου ανέρχεται στα 20 MW. Το σύνολο της χρηματοδότησης του έργου προήλθε από ίδια κεφάλαια. Όλες οι τιμές που χαρακτηρίζουν το Α/Π και χρησιμοποιήθηκαν στην μελέτη μας παρουσιάζονται στον παρακάτω πίνακα.

Πίνακας 5.1: Χαρακτηριστικά του Α/Π

Εγκατεστημένη Ισχύς	20 MW
Ισχύς κάθε Α/Γ	2 MW
Χρόνος ζωής του έργου	25 χρόνια
Κόστος Επένδυσης	1.167 €/kW
Συνολικό Κόστος Επένδυσης	23.340.000,00 €
Λειτουργικό Κόστος	46,7 €/kW/έτος
Συνολικό Λειτουργικό Κόστος	934.000,00 €/έτος
Ετήσια Παραγόμενη Ενέργεια	29.912,41 MWh
Ετήσιο Εισόδημα	2.662.204,74 €
Capacity Factor	18,1%

5.1.2 Υπολογισμός Capacity Factor του Αιολικού Πάρκου

Ένα χαρακτηριστικό μέγεθος μιας ανεμογεννήτριας που εξαρτάται από την κατανομή της ταχύτητας του ανέμου κατά την διάρκεια του έτους, τον τόπο εγκατάστασής της και τα τεχνικά χαρακτηριστικά της, είναι ο συντελεστής χρησιμοποίησης της (Capacity Factor). Ο συντελεστής αυτός εκφράζει το λόγο της ετήσιας παραγόμενης ενέργειας προς αυτήν που θα παράγονταν αν η ανεμογεννήτρια λειτουργούσε στην ονομαστική ισχύ της συνεχώς κατά την διάρκεια του έτους. Ο συντελεστής χρησιμοποίησης έχει ιδιαίτερη σημασία, αφού σχετίζεται άμεσα με τη βιωσιμότητα μίας ενεργειακής επένδυσης και εκφράζει πόσο αξιοποιείται η ανεμογεννήτρια στον τόπο εγκατάστασής της. Συνήθεις τιμές του είναι το διάστημα 25-35%, δίχως να αποκλείονται χαμηλότερες τιμές. Είναι προφανές, ότι εάν προκύπτουν χαμηλές τιμές, τότε η επένδυση αποτυγχάνει και δύσκολα αποπληρώνεται το αρχικό κεφάλαιο επένδυσης. Επιπλέον, οι μεγαλύτερες τιμές προκύπτουν, όπως γίνεται αντιληπτό για περιοχές με μεγάλη ετήσια ταχύτητα ανέμου, αλλά εξαρτάται επίσης από τη μορφή της καμπύλης ισχύος της Α/Γ και από τη διαθεσιμότητα της.

$$CF = \frac{E}{8760 * P_n}$$

Όπου,

- CF ο συντελεστής χρησιμοποίησης
- E η ετήσια αναμενόμενη ενεργειακή παραγωγή (kWh)
- P_n η ονομαστική ηλεκτρική ισχύς του Α/Π (kW)

Στο πρώτο στάδιο της μελέτης μας, τα δεδομένα που επεξεργαστήκαμε είναι οι ιστορικές τιμές για το Capacity Factor. Οι τιμές αφορούν το μέσο όρο της τιμής του Capacity Factor για το σύνολο των χερσαίων αιολικών πάρκων για κάθε μήνα για 2 χρόνια από τον Ιανουάριο του 2011 μέχρι τον Δεκέμβριο του 2012. Αξιοποιώντας τις τιμές αυτές μπορέσαμε να υπολογίσουμε την ενέργεια που παρήγαγε το αιολικό πάρκο για κάθε μήνα της περιόδου που προαναφέραμε. Στο επόμενο βήμα μπορούμε να υπολογίσουμε την ενέργεια που παρήγαγε αθροιστικά για κάθε έτος.

Πίνακας 5.2: Ιστορικά στοιχεία για το CF

Μήνας	CF	Παραγόμενη Ενέργεια (MWh)	Μήνας	CF	Παραγόμενη Ενέργεια (MWh)
1/2011	17,9%	2.580,88	1/2012	32,8%	4.717,73
2/2011	25,1%	3.617,26	2/2012	22,7%	3.263,42
3/2011	15,2%	2.188,39	3/2012	18,5%	2.662,94
4/2011	17,8%	2.567,81	4/2012	16,0%	2.306,21
5/2011	14,8%	2.137,40	5/2012	13,1%	1.892,44
6/2011	12,5%	1.799,49	6/2012	13,5%	1.942,77
7/2011	17,6%	2.529,62	7/2012	11,8%	1.704,58
8/2011	13,7%	1.975,54	8/2012	9,7%	1.391,66
9/2011	14,8%	2.126,22	9/2012	13,8%	1.993,34
10/2011	19,7%	2.839,89	10/2012	16,4%	2.368,62
11/2011	14,8%	2.133,75	11/2012	17,6%	2.537,16
12/2011	39,3%	5.654,17	12/2012	24,3%	3.499,99
Έτος 1	18,6%	32.150,43			
Έτος 2	17,5%	30.280,87			
Συνολική Παραγόμενη Ενέργεια		29.912,41			
Μέσος Όρος CF		18,1%			
Τυπική Απόκλιση		6,1%			

Από τις τιμές του πίνακα γίνεται αντιληπτό αρχικά ότι η μέση τιμή του CF είναι χαμηλότερη από το διάστημα (25-30%) που αναμέναμε. Είναι όντως πραγματικότητα ότι Γερμανία παρουσιάζει χαμηλότερη μέση τιμή για το CF από άλλες χώρες της ευρωπαϊκής ένωσης. Ακόμα, γίνεται αντιληπτή η μεγάλη διακύμανση για τις τιμές του CF. Ενδεικτικά, επισημαίνουμε ότι η μικρότερη τιμή είναι 7,1% και η μεγαλύτερη είναι 39,3%. Για την συνέχεια της οικονομικής αξιολόγησης θα χρησιμοποιήσουμε την μέση τιμή που υπολογίσαμε, το 18,1%.

5.1.3 Ανάλυση δομής Feed-in-Tariff στη Γερμανία

Όλα τα χερσαία αιολικά πάρκα δεσμεύονται με την ίδια Feed in Tariff για τα πρώτα πέντε έτη («initial payment»). Μετά από την αρχική πληρωμή, οι περιοχές με τους ισχυρότερους φυσικούς πόρους πληρώνονται σε χαμηλότερο επίπεδο για τα υπόλοιπα 20 έτη της FIT σύμβασης («base payment»). Οι περιοχές με τους λιγότερους φυσικούς πόρους συνεχίζουν να πληρώνονται με την αρχική πληρωμή για μια μακρύτερη χρονική περίοδο. Το χρονικό διάστημα για το οποίο τα αιολικά πάρκα πληρώνονται λιγότερο από την αρχική πληρωμή υπολογίζεται χρησιμοποιώντας έναν τύπο που συγκρίνει τους φυσικούς πόρους κάθε προγράμματος συγκριτικά με μια μέτρηση αναφοράς επιδόσεων για την ετήσια παραγωγή, αποκαλούμενη «παραγωγή αναφοράς».

Το αρχικά ποσοστά FIT για τα χερσαία αιολικά πάρκα αέρα μειώθηκαν ετησίως κάτω από ένα πρόγραμμα προοδευτικής μείωσης στη φορολογία εισοδήματος μεταξύ 2004

και 2008. Κατά τη διάρκεια της σύνταξης του EEG 2009, οι νομοθέτες κατέληξαν στο συμπέρασμα ότι το αρχικό ποσοστό πρέπει να αυξηθεί για να καλυφθούν οι υψηλότερες δαπάνες εγκατάστασης που είχαν προκύψει από τις αυξήσεις στις τιμές χάλυβα και χαλκού. Ξεκινώντας το 2009, το αρχικό ποσοστό FIT αυξήθηκε σε 9.2 € cent/kWh και το κατώτατο ποσοστό τέθηκε σε 5.02 € cent/kWh με ένα ετήσιο πρόγραμμα προοδευτικής μείωσης 1% το χρόνο. Τα Repowered έργα, δηλαδή τα έργα που αντικαθιστούν την παλιά τεχνολογία με σύγχρονη για λόγους υψηλότερης απόδοσης, δικαιούνται πρόσθετα 0.5 € cent/kWh κατά τη διάρκεια της περιόδου της αρχικής πληρωμής.

Το EEG 2012 τροποποιεί τον προηγούμενο νόμο με τον καθορισμό της αρχικής πληρωμής σε 8.93 € cent/kWh και το κατώτατο όριο σε 4.87 € cent/kWh. Το ετήσιο ποσοστό προοδευτικής μείωσης έχει αυξηθεί σε 1.5%. Το EEG 2012 αύξησε την «repowering tariff», αλλά η εγκατεστημένη ισχύς πρέπει τώρα να είναι τουλάχιστον δύο φορές μεγαλύτερη από την ισχύ πριν από τη βελτίωση, και οι εγκαταστάσεις που αντικαθίστανται πρέπει να είχαν εγκατασταθεί πριν από το 2002. Στον πίνακα παρακάτω μπορούμε να δούμε συγκριτικά τα Feed in Tariffs για τα χερσαία αιολικά από το EEG 2009 και το EEG 2012.

Πίνακας 5.3: Χαρακτηριστικά Feed in Tariff στη Γερμανία

	EEG 2012	EEG 2014
Initial payment (€ cent/kWh)	8,93	8.90
Base payment (€ cent/kWh)	4,87	4.95
Repowering bonus (€ cent/kWh)	0.5	0.5
System services bonus (€ cent/kWh)	0.5 (installed before 1/1/2014)	0.48 (installed before 1/1/2015)
Degression rate (p/a)	1.5%	1.6%

5.1.4 Ανάλυση προεξοφλημένων ταμειακών ροών επένδυσης

Για τις ανάγκες ανάλυσης της επένδυσης του αιολικού πάρκου αναλύουμε τις ταμειακές ροές στο διάστημα του κύκλου ζωής της επένδυσης, δηλαδή τα 25 χρόνια. Υπολογίζουμε τις προεξοφλημένες ταμειακές ροές χρησιμοποιώντας το προεξοφλητικό επιτόκιο 4%. Σύμφωνα με την μελέτη μας το μέσο σταθμικό κόστος κεφαλαίου (WACC) για τα αιολικά πάρκα στη Γερμανία είναι 4%. Για αυτό το λόγο χρησιμοποιήσαμε το ίδιο επιτόκιο προεξόφλησης. Ακόμα, γνωρίζουμε ότι για τον υπολογισμό του WACC εμπεριέχεται και η φορολογία, οπότε δεν χρειάζεται να την ενσωματώσουμε ξεχωριστά. Για λόγους πληρότητας αναφέρουμε ότι στη Γερμανία η φορολογία για τις επιχειρήσεις παραγωγής αιολικής ενέργειας είναι στο 29,72%.

Οι παραδοχές που κάνουμε για τον υπολογισμό των ταμειακών ροών είναι οι εξής:

- **Σταθερή παραγόμενη ενέργεια:** Χρησιμοποιώντας την μέση τιμή για τον συντελεστή απόδοσης του αιολικού πάρκου από τα ιστορικά στοιχεία που αναλύθηκαν, θεωρούμε ότι το αιολικό πάρκο λειτουργεί σταθερά με τον συγκεκριμένο συντελεστή απόδοσης (CF) για όλη τη διάρκεια ζωής του έργου.
- **Feed in Tariff:** Στους υπολογισμούς μας ακολουθήσαμε την ισχύουσα νομοθεσία της Γερμανίας, όπως αναλύθηκε παραπάνω.

- Σταθερά λειτουργικά κόστη: Χρησιμοποιήθηκε η σταθερή τιμή για το λειτουργικό κόστος της παραγόμενης ενέργειας, όπως προέκυψε από την μελέτη μας.

Επομένως, στο πίνακα που ακολουθεί παρουσιάζεται η ανάλυση των προεξοφλημένων ταμειακών ροών του αιολικού πάρκου.

Πίνακας 5.4: Ανάλυση ταμειακών ροών της επένδυσης

Years	Feed in Tariff (€/MWh)	Income Cash Flow (€)	Outcome Cash Flow (€)
0	89,00	0	23.340.000,00
1	89,00	2.816.778,99	934.000,00
2	89,00	2.816.778,99	934.000,00
3	89,00	2.816.778,99	934.000,00
4	89,00	2.816.778,99	934.000,00
5	89,00	2.816.778,99	934.000,00
6	87,67	2.774.527,31	934.000,00
7	86,35	2.732.909,40	934.000,00
8	85,05	2.691.915,75	934.000,00
9	83,78	2.651.537,02	934.000,00
10	82,52	2.611.763,96	934.000,00
11	81,28	2.572.587,50	934.000,00
12	80,07	2.533.998,69	934.000,00
13	78,86	2.495.988,71	934.000,00
14	77,68	2.458.548,88	934.000,00
15	76,52	2.421.670,65	934.000,00
16	75,37	2.385.345,59	934.000,00
17	74,24	2.349.565,40	934.000,00
18	73,12	2.314.321,92	934.000,00
19	72,03	2.279.607,09	934.000,00
20	70,95	2.245.412,99	934.000,00
21	69,88	2.211.731,79	934.000,00
22	68,83	2.178.555,82	934.000,00
23	67,80	2.145.877,48	934.000,00
24	66,78	2.113.689,32	934.000,00
25	65,78	2.081.983,98	934.000,00

Years	Net Cash Flow (€)	Discounted Cash Flow (€)	Salvage Value (€)	Discounted Salvage Value (€)
0	-23.340.000,00	-23.340.000,00	23.340.000,00	23.340.000,00
1	1.882.778,99	1.810.364,41	22.406.400,00	21.544.615,38
2	1.882.778,99	1.740.735,01	21.472.800,00	19.852.810,65
3	1.882.778,99	1.673.783,67	20.539.200,00	18.259.274,01
4	1.882.778,99	1.609.407,37	19.605.600,00	16.758.949,05
5	1.882.778,99	1.547.507,09	18.672.000,00	15.347.022,94
6	1.840.527,31	1.454.595,46	17.738.400,00	14.018.915,18
7	1.798.909,40	1.367.023,29	16.804.800,00	12.770.266,87
8	1.757.915,75	1.284.491,82	15.871.200,00	11.596.930,38
9	1.717.537,02	1.206.718,73	14.937.600,00	10.494.959,62
10	1.677.763,96	1.133.437,22	14.004.000,00	9.460.600,62
11	1.638.587,50	1.064.395,20	13.070.400,00	8.490.282,61
12	1.599.998,69	999.354,46	12.136.800,00	7.580.609,47
13	1.561.988,71	938.089,94	11.203.200,00	6.728.351,60
14	1.524.548,88	880.388,99	10.269.600,00	5.930.438,11
15	1.487.670,65	826.050,70	9.336.000,00	5.183.949,40
16	1.451.345,59	774.885,27	8.402.400,00	4.486.110,06
17	1.415.565,40	726.713,41	7.468.800,00	3.834.282,10
18	1.380.321,92	681.365,72	6.535.200,00	3.225.958,50
19	1.345.607,09	638.682,21	5.601.600,00	2.658.757,00
20	1.311.412,99	598.511,77	4.668.000,00	2.130.414,26
21	1.277.731,79	560.711,65	3.734.400,00	1.638.780,20
22	1.244.555,82	525.147,03	2.800.800,00	1.181.812,65
23	1.211.877,48	491.690,61	1.867.200,00	757.572,21
24	1.179.689,32	460.222,14	933.600,00	364.217,41
25	1.147.983,98	430.628,08	0,00	0,00

5.1.5 Υπολογισμός οικονομικών δεικτών αξιολόγησης του Α/Π

Το επόμενο βήμα είναι ο υπολογισμός των οικονομικών δεικτών που θα μας βοηθήσουν στην αξιολόγηση της επένδυσης. Ο τρόπος υπολογισμού για κάθε δείκτη έχει αναλυθεί εκτενώς στο 3^ο κεφάλαιο του τόμου.

Πίνακας 5.5: Οικονομικοί δείκτες της επένδυσης

ΚΑΘΑΡΗ ΠΑΡΟΥΣΑ ΑΞΙΑ	NPV	€ 2.084.901,25
ΕΣΩΤΕΡΙΚΟΣ ΒΑΘΜΟΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ	IRR	4,91%
ΔΕΙΚΤΗΣ ΚΕΡΛΟΦΟΡΙΑΣ	PI	1,09
ΑΠΟΔΟΣΗ ΤΗΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ	RoI	8%

Συμπερασματικά, γίνεται αντιληπτό από τους δείκτες που υπολογίστηκαν ότι το έργο αποτελεί μια συμφέρουσα επιλογή για τον επενδυτή. Ο εσωτερικός βαθμός της

επένδυσης είναι μεγαλύτερος από το μέσο σταθμικό κόστος κεφαλαίου της επιχείρησης (WACC). Η ΚΠΑ βγήκε θετική που είναι το ζητούμενο για κάθε αποδεκτή επένδυση, ο δείκτης κερδοφορίας είναι θετικός μεγαλύτερος της μονάδας και η απόδοση επένδυσης δηλώνει ότι η επένδυση παράγει κέρδος σε ένα καλό ποσοστό ως προς το κόστος της επένδυσης.

Είναι σημαντικό να θυμόμαστε ότι η χαμηλή τιμή για το CF επηρεάζει σε πολύ μεγάλο βαθμό τα οικονομικά αποτελέσματα του αιολικού έργου. Σε περίπτωση έστω και οριακά μεγαλύτερου CF η επένδυση παρουσιάζεται πολύ ελκυστικότερη.

5.1.6 Υπολογισμός περιόδου αποπληρωμής και έντοκης περιόδου αποπληρωμής

Ένα ακόμη πολύ σημαντικό οικονομικό μέγεθος για την αξιολόγηση της επένδυσης είναι η περίοδος αποπληρωμής. Ορίζεται ως ο αναμενόμενος αριθμός ετών που απαιτούνται προκειμένου οι ταμειακές ροές που θα προκύψουν από την επένδυση να εξισωθούν με το κόστος της, δηλαδή είναι το χρονικό διάστημα μέσα στο οποίο ένα επενδυτικό έργο θα αποδώσει την αρχική του επένδυση.

Αποτελεί την πρώτη επίσημη μέθοδο που χρησιμοποιήθηκε για την αξιολόγηση επενδυτικών σχεδίων. Η γενικότερη αρχή που τη διέπει είναι ότι όσο μικρότερη είναι η περίοδος αποπληρωμής της επένδυσης, τόσο το καλύτερο για την επιχείρηση. Η μέθοδος δίνει μία ένδειξη του κινδύνου και της ρευστότητας της επένδυσης, όμως δεν λαμβάνει υπόψη τις καθαρές ταμειακές ροές μετά την περίοδο επανείσπραξης, καθώς επίσης και το μέγεθος και τη διαχρονική αξία του χρήματος (δηλαδή, τον χρόνο πραγματοποίησης των καθαρών ταμειακών ροών).

Αρκετές επιχειρήσεις χρησιμοποιούν τη μέθοδο αυτή προεξοφλώντας τις ταμειακές εισροές προκειμένου να έχουν μια πιο ρεαλιστική εικόνα της επένδυσης. Με αυτό το τρόπο λαμβάνεται υπόψη η μελλοντική υποτίμηση του χρήματος.

Στον πίνακα που ακολουθεί έχουμε υπολογίσει για την περίπτωση μας και τις δύο μεθόδους αποπληρωμής του κεφαλαίου. Λόγω του υψηλού κόστους αρχικού κεφαλαίου που απαιτεί μια επένδυση στην αιολική ενέργεια, η περίοδος αποπληρωμής είναι μεγαλύτερη συγκριτικά με άλλα επενδυτικά σχέδια. Όπως, φυσικά, ήταν αναμενόμενο η έντοκη περίοδος αποπληρωμής είναι μεγαλύτερη.

Πίνακας 5.6: Περίοδος αποπληρωμής και έντοκη περίοδος αποπληρωμής

PAYBACK PERIOD		DISCOUNTED PAYBACK PERIOD	
YEAR	Amount left to Pay Back	YEAR	Amount left to Pay back
1	21.457.221,01	1	21.529.635,59
2	19.574.442,02	2	19.788.900,57
3	17.691.663,03	3	18.115.116,91
4	15.808.884,04	4	16.505.709,53
5	13.926.105,05	5	14.958.202,45
6	12.085.577,74	6	13.503.606,98
7	10.286.668,35	7	12.136.583,69
8	8.528.752,59	8	10.852.091,86
9	6.811.215,57	9	9.645.373,14
10	5.133.451,61	10	8.511.935,92
11	3.494.864,11	11	7.447.540,72
12	1.894.865,41	12	6.448.186,26
13	332.876,70	13	5.510.096,32
14	-1.191.672,18	14	4.629.707,33
15	-2.679.342,82	15	3.803.656,62
16	-4.130.688,41	16	3.028.771,35
17	-5.546.253,81	17	2.302.057,94
18	-6.926.575,74	18	1.620.692,23
19	-8.272.182,83	19	982.010,01
20	-9.583.595,82	20	383.498,25
21	-10.861.327,61	21	-177.213,40
22	-12.105.883,43	22	-702.360,43
23	-13.317.760,90	23	-1.194.051,04
24	-14.497.450,22	24	-1.654.273,17
25	-15.645.434,20	25	-2.084.901,25
Payback in Years	13,24	Payback in Years	20,64

5.1.7 Υπολογισμός του σταθμισμένου κόστους ηλεκτρικής ενέργειας

Ο δείκτης του σταθμισμένου κόστους ηλεκτρικής ενέργειας αποτυπώνει μία εκτίμηση για το κόστος της παραγωγής μιας μεγαβατώρας σε σύγκριση με την παραγωγή της από μία άλλη τεχνολογία. Έτσι αποδίδεται άμεσα η πληροφορία για το ποιος είναι ο οικονομικότερος τρόπος παραγωγής της ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ εναλλακτικών επενδύσεων (που διαφέρουν σε κόστος, διάρκεια ζωής, εγκατεστημένη ισχύ, και λοιπά χαρακτηριστικά).

Ο τρόπος υπολογισμού του δείκτη, οι παραδοχές που θα γίνουν για τα οικονομικά μεγέθη και τα κόστη που θα συνυπολογιστούν επηρεάζουν το τελικό αποτέλεσμα του δείκτη LCOE. Η εξίσωση που περιγράφει τον υπολογισμό του LCOE είναι η εξής:

$$LCOE = \frac{IC + O\&M * \sum_{t=1}^{25} \left(\frac{1 + IR}{1 + DR}\right)^t}{8760 * CF * \sum_{t=1}^{25} \left(\frac{1}{1 + DR}\right)^t}$$

Όπου:

- LCOE: Σταθμισμένο κόστος ενέργειας (€/kWh)
- IC: Επενδυτικό κόστος (€/kW)
- O&M: Κόστος λειτουργίας και συντήρησης (€/kW)
- IR: Πληθωρισμός (%)
- DR: Επιτόκιο προεξόφλησης (%)
- CF: Συντελεστής απόδοσης (%)
- i: Έτος λειτουργίας (year)

Στον παρακάτω πίνακα παρουσιάζονται οι τιμές που χρησιμοποιήσαμε για τον υπολογισμό στην περίπτωση μας και το αποτέλεσμα για το LCOE.

Πίνακας 5.7: Υπολογισμός LCOE του Α/Π

LCOE:	0,096467 (€/kWh)
IC	1167 €/kW
O&M	46,7 €/kW
IR	2,5%
DR	5%
CF	0,181

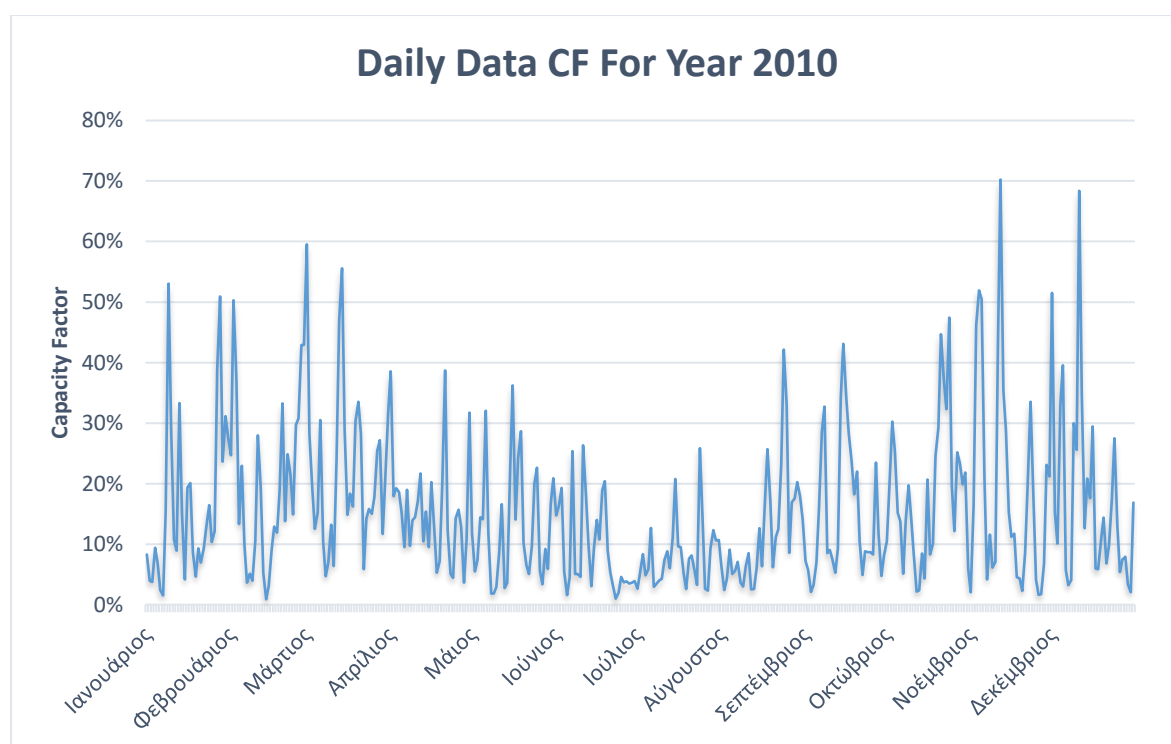
Σύμφωνα με τα επίσημα στοιχεία από αναφορές που μελετήθηκαν το LCOE στην περίπτωση της Γερμανίας κυμαίνεται στο διάστημα 0.078 και 0.142 €/kWh. Επομένως, διαπιστώνεται ότι το αποτέλεσμα του υπολογισμού μας είναι εντός ορίων.

5.2 Αξιολόγηση της επένδυσης με ενσωμάτωση της αβεβαιότητας

Στην προηγούμενη περίπτωση στην οικονομική αξιολόγηση που έγινε χρησιμοποιήσαμε για τους υπολογισμούς των ταμειακών ροών ένα σταθερό συντελεστή χρησιμοποίησης (CF), ίσο με τη μέση τιμή των στοιχείων που καταγράφηκαν για το σύνολο δύο ετών. Το αποτέλεσμα της οικονομικής αξιολόγησης αποτυπώνει τις αναμενόμενες τιμές των οικονομικών μεγεθών, στοιχεία πολύ χρήσιμα στην διαδικασία λήψης αποφάσεων για τους επενδυτές.

Η προσπάθεια μας πλέον επικεντρώνεται στην αξιολόγηση της επένδυσης υπό συνθήκες αβεβαιότητας. Το ζητούμενο είναι να μελετήσουμε την αλλαγή των οικονομικών δεικτών για διαφορετικές τιμές του CF. Επιλέξαμε το CF ως παράμετρο αβεβαιότητας γιατί ενσωματώνει πολλούς επιμέρους παράγοντες κινδύνου. Οι κυριότεροι είναι οι φυσικοί πόροι, η ικανότητα απορρόφησης της παραγόμενης ενέργειας από το δίκτυο, ο συντελεστής απόδοσης της τεχνολογίας που χρησιμοποιείται.

Για να γίνει αντιληπτή η μεταβλητότητα που παρουσιάζει η χρονοσειρά του CF, στο παρακάτω διάγραμμα παρουσιάζεται για παράδειγμα σε ημερήσια βάση για το έτος 2010 η μέση τιμή του συντελεστή χρησιμοποίησης που καταγράφηκε στη Γερμανία.



Διάγραμμα 5.8: Ημερήσια στοιχεία για το CF του 2010

Αντιλαμβανόμαστε ότι η υψηλή μεταβλητότητα συνεπάγεται και υψηλό κίνδυνο για την επένδυση. Αλλωστε η ηλεκτροπαραγωγή από ΑΠΕ που εκμεταλλεύονται φυσικούς πόρους είναι άρρηκτα συνδεδεμένη με την τυχαιότητα των φυσικών πόρων.

5.2.1 Μεταβλητότητα του Capacity Factor

Στην διαθεσιμότητα μας μετά από συλλογή των επίσημων στοιχείων επεξεργαστήκαμε τα ημερήσια δεδομένα για το Capacity Factor για 4 χρόνια από το 2010 έως το 2013. Υπολογίσαμε το μέσο όρο για κάθε μήνα στο διάστημα των 4 ετών.

Οι τιμές παρουσιάζονται στο πίνακα που ακολουθεί:

Πίνακας 5.9: Μηνιαία δεδομένα για διάστημα 4 ετών

2010	CF	2011	CF	2012	CF	2013	CF
1/2010	16,4%	1/2011	17,9%	1/2012	32,8%	1/2013	21,7%
2/2010	19,5%	2/2011	25,1%	2/2012	22,7%	2/2013	15,3%
3/2010	22,2%	3/2011	15,2%	3/2012	18,5%	3/2013	20,0%
4/2010	15,5%	4/2011	17,8%	4/2012	16,0%	4/2013	14,5%
5/2010	12,8%	5/2011	14,8%	5/2012	13,1%	5/2013	12,0%
6/2010	9,2%	6/2011	12,5%	6/2012	13,5%	6/2013	14,8%
7/2010	8,0%	7/2011	17,6%	7/2012	11,8%	7/2013	7,1%
8/2010	12,1%	8/2011	13,7%	8/2012	9,7%	8/2013	9,7%
9/2010	14,8%	9/2011	14,8%	9/2012	13,8%	9/2013	14,4%
10/2010	18,6%	10/2011	19,7%	10/2012	16,4%	10/2013	22,2%
11/2010	19,4%	11/2011	14,8%	11/2012	17,6%	11/2013	18,0%
12/2010	17,9%	12/2011	39,3%	12/2012	24,3%	12/2013	29,9%
AVERAGE	15,5%	AVERAGE	18,6%	AVERAGE	17,5%	AVERAGE	16,6%

5.2.2 Υπολογισμός οικονομικών δεικτών για διαφορετικές τιμές του Capacity Factor

Εκμεταλλεζόμενοι το πλήθος των στοιχείων που έχουμε για τις τιμές του CF που είναι πιθανό να επικρατήσουν στο Α/Π, θα υπολογίσουμε τους τρεις βασικούς οικονομικούς δείκτες της διαδικασίας αξιολόγησης μιας επένδυσης, την καθαρή παρούσα αξία, τον εσωτερικό βαθμό απόδοσης και τον δείκτη κερδοφορίας. Η βασική παραδοχή που κάνουμε στο σημείο αυτό είναι ότι θεωρούμε ότι για κάθε τιμή του CF θεωρούμε ότι είναι η τιμή καθ' όλη την διάρκεια της επένδυσης.

Το σύνολο των αποτελεσμάτων που υπολογίστηκαν παρουσιάζονται ταξινομημένα από τη μικρότερη παρατήρηση για το CF (9,1%) μέχρι την μεγαλύτερη (39,3%) στο παρακάτω πίνακα:

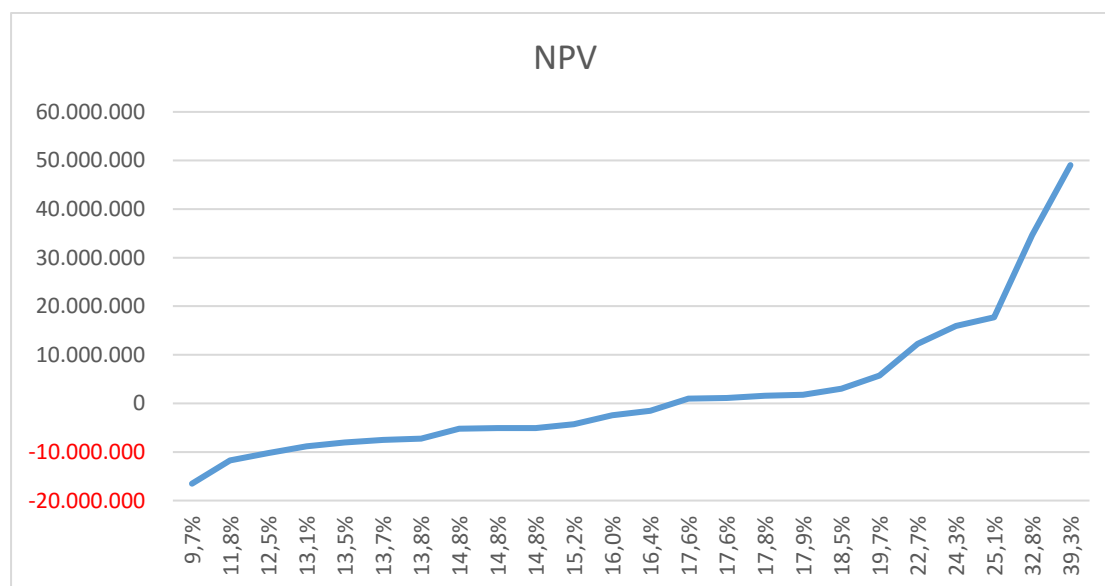
Πίνακας 5.10: Υπολογισμός NPV, IRR, PI συναρτήσει του CF

CF	NPV (€)	IRR	PI
9,7%	-16.523.050	-6,68%	0,29
11,8%	-11.709.481	-2,39%	0,50
12,5%	-10.249.382	-1,40%	0,56
13,1%	-8.819.574	-0,51%	0,62
13,5%	-8.045.333	-0,05%	0,66

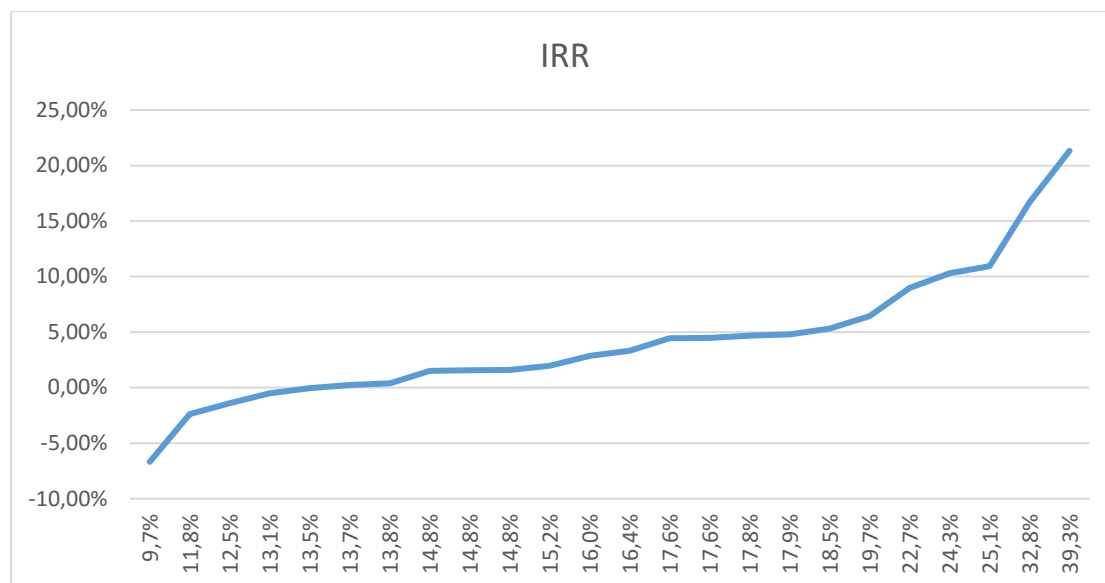
13,7%	-7.541.223	0,24%	0,68
13,8%	-7.267.364	0,39%	0,69
14,8%	-5.223.277	1,49%	0,78
14,8%	-5.107.573	1,55%	0,78
14,8%	-5.051.421	1,58%	0,78
15,2%	-4.266.905	1,98%	0,82
16,0%	-2.454.572	2,87%	0,89
16,4%	-1.494.495	3,32%	0,94
17,6%	982.206	4,44%	1,04
17,6%	1.098.200	4,49%	1,05
17,8%	1.569.615	4,69%	1,07
17,9%	1.770.730	4,78%	1,08
18,5%	3.033.105	5,32%	1,13
19,7%	5.755.137	6,44%	1,25
22,7%	12.270.298	8,96%	1,53
24,3%	15.909.469	10,30%	1,68
25,1%	17.713.438	10,94%	1,76
32,8%	34.641.876	16,69%	2,48
39,3%	49.047.205	21,32%	3,10

Ο πίνακας μας βοηθάει να αντιληφθούμε το σημαντικό αποτέλεσμα που έχει η τιμή του CF και στους τρεις οικονομικούς δείκτες. Αξίζει επίσης να παρατηρηθεί και το μεγάλο εύρος των οικονομικών δεικτών.

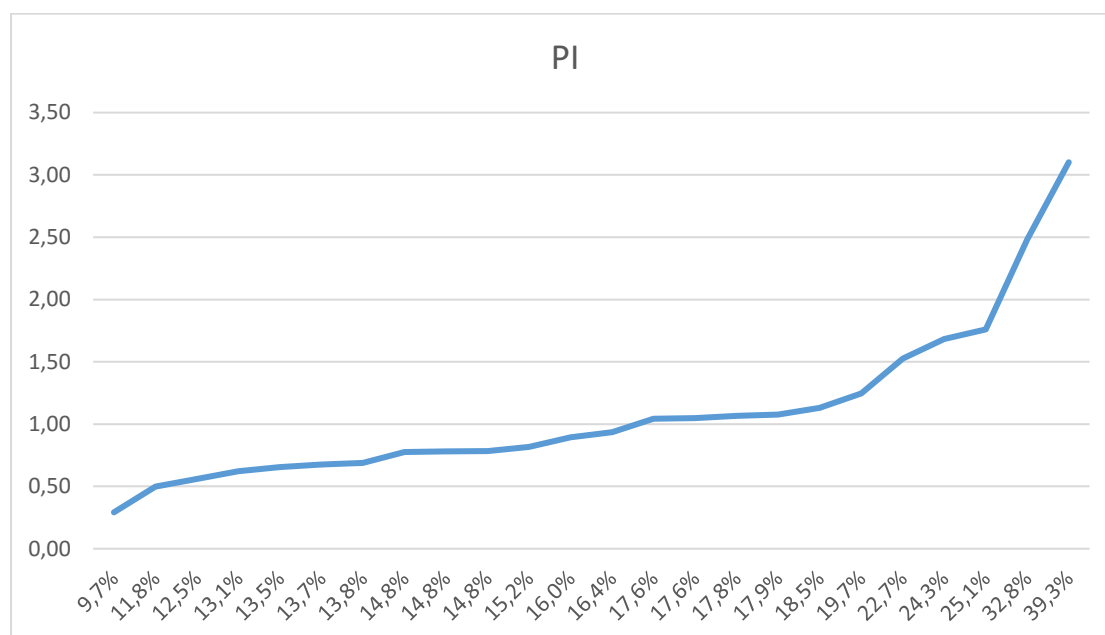
Για καλύτερη εποπτεία των αποτελεσμάτων παρουσιάζουμε παρακάτω το διάγραμμα για κάθε ένα οικονομικό δείκτη συναρτήσει του CF.



Διάγραμμα 5.11: NPV συναρτήσει του CF



Διάγραμμα 5.12: IRR συναρτήσει του CF



Διάγραμμα 5.13: PI συναρτήσει του CF

Συνοψίζοντας, έγινε μια προσπάθεια προσέγγισης του οικονομικού αποτελέσματος της επένδυσης για όλες τις πιθανές τιμές του CF. Αυτό που μας ενδιέφερε περισσότερο και αξίζει να τονιστεί είναι τα σημεία για τα οποία ο κάθε οικονομικός δείκτης οριακά γίνεται αποδεκτός σε σχέση με τη τιμή του CF.

5.2.3 Ενσωμάτωση πιθανότητας εμφάνισης αποτελεσμάτων

Γνωρίζοντας πλέον όλες τις πιθανές τιμές που μπορεί να προκύψουν σαν αποτέλεσμα της επένδυσης, το επόμενο βήμα είναι να υπολογίσουμε την πιθανότητα εμφάνισης για κάθε τιμή.

Ο επενδυτής που καλείται να αποφασίσει για την υλοποίηση ενός έργου ή μη λαμβάνει υπόψη εκτός από τις αναμενόμενες τιμές των οικονομικών μεγεθών και τις πιθανότητες εμφάνισης κάποιων πιο ακραίων σεναρίων, τα αποτελέσματα των οποίων μπορεί να είναι πολύ αρνητικά έως πολύ θετικά για την επιχείρηση.

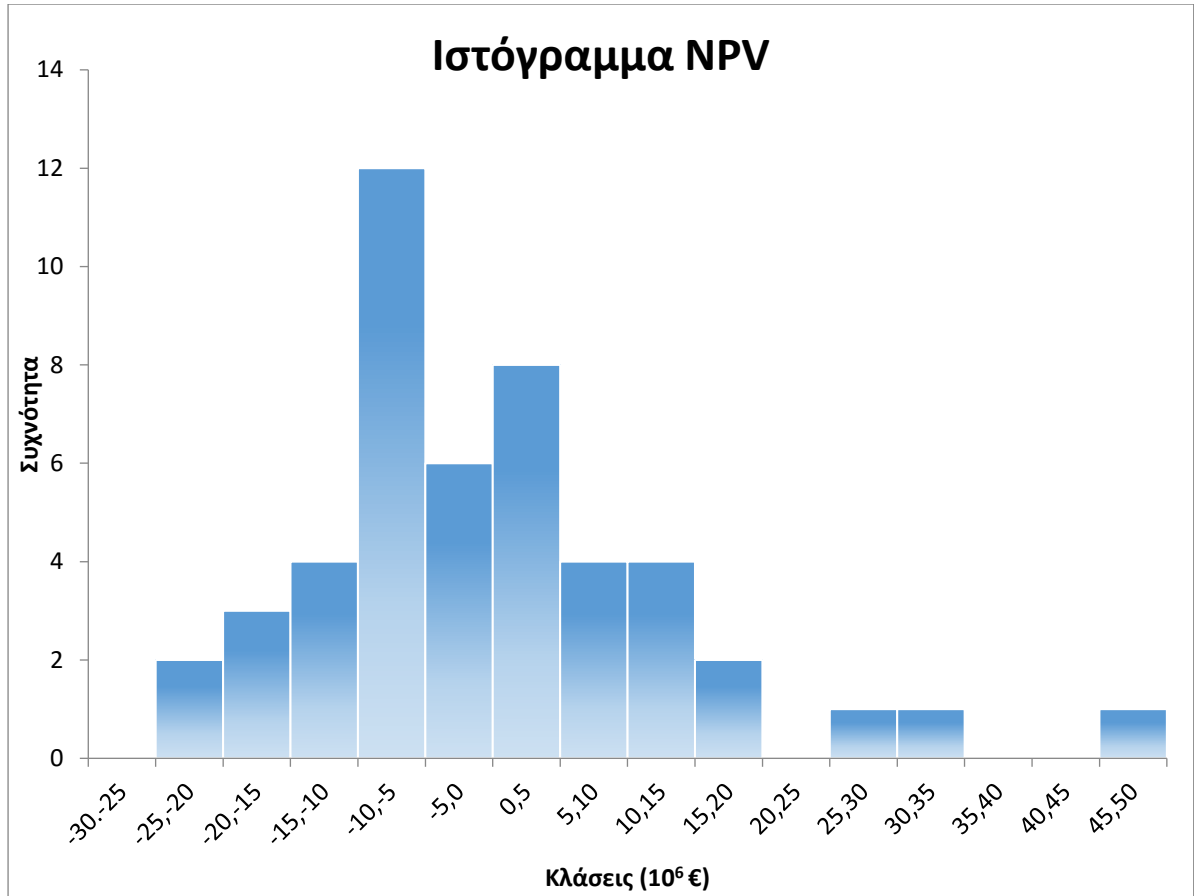
Συγκεκριμένα μετρήσαμε την συχνότητα εμφάνισης κάθε τιμής στο διάστημα των 4 ετών που μελετάμε. Στη συνέχεια κατασκευάζοντας τις κατάλληλες κλάσεις κατασκευάσαμε το ιστογράμμα για τους τρεις δείκτες.

Στον πίνακα που ακολουθεί παρουσιάζεται η συχνότητα εμφάνισης και οι κλάσεις της διαδικασίας που υλοποιήθηκε.

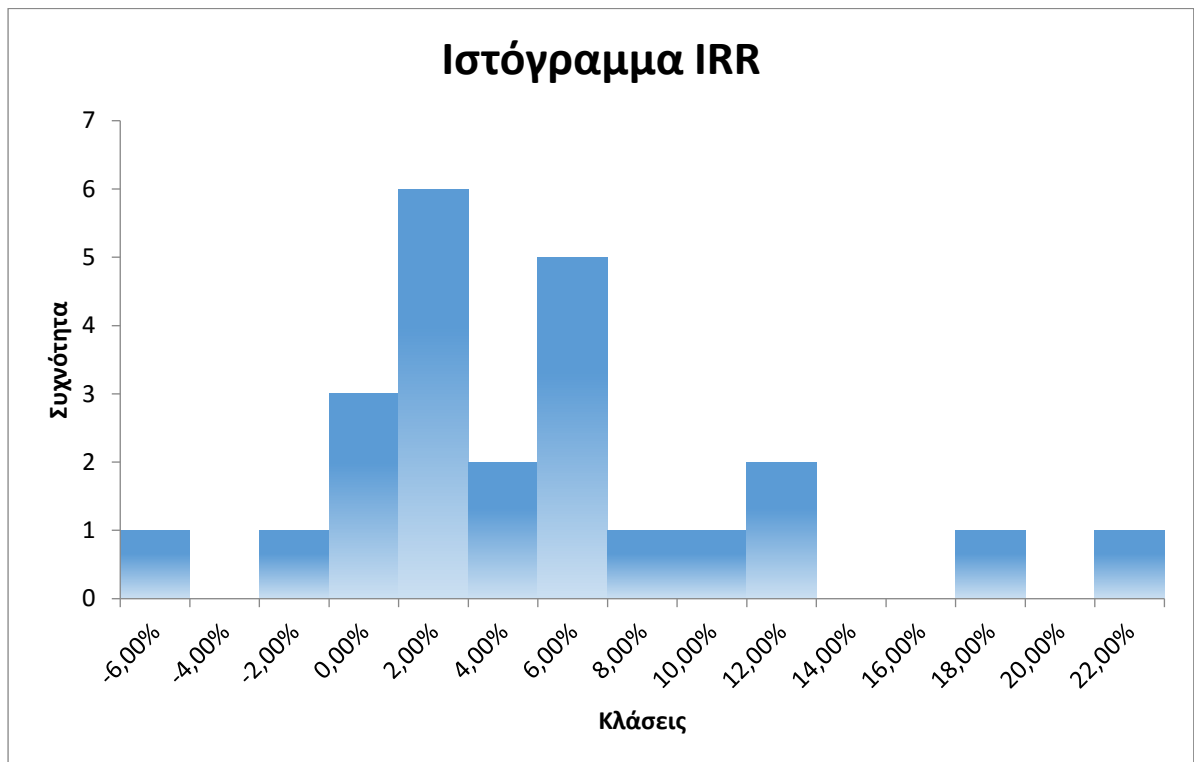
Πίνακας 5.14: Συχνότητα και κλάσεις του ιστογράμματος

NPV		IRR		PI	
Συχνότητα	Κλάσεις (10 ⁶ €)	Συχνότητα	Κλάσεις	Συχνότητα	Κλάσεις
0	-30 , -25	1	-15% , -10%	2	0 - 0,2
2	-25 , -20	3	-10% , -5%	3	0,2 - 0,4
3	-20 , -15	7	-5% , 0%	5	0,4 - 0,6
4	-15 , -10	21	0% , 5%	11	0,6 - 0,8
12	-10 , -5	10	5% , 10%	6	0,8 - 1
6	-5 , 0	3	10% , 15%	8	1 - 1,2
8	0 , 5	1	15% , 20%	4	1,2 - 1,4
4	5 , 10	1	20% , 25%	4	1,4 - 1,6
4	10 , 15			2	1,6 - 1,8
2	15 , 20			0	1,8 - 2
0	20 , 25			0	2 - 2,2
1	25 , 30			1	2,2 - 2,4
1	30 , 35			1	2,4 - 2,6
0	35 , 40			0	2,6 - 2,8
0	40 , 45			0	2,8 - 3
1	45 , 50			1	3 - 3,2

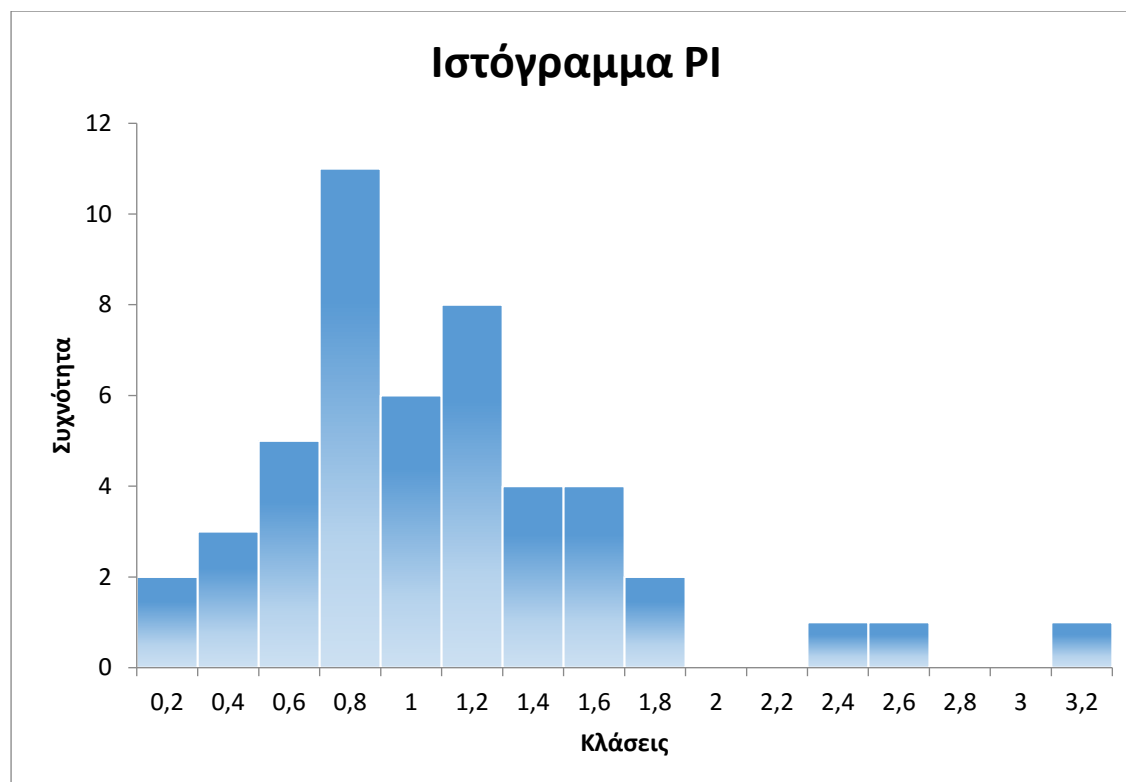
Στα παρακάτω διαγράμματα παρουσιάζονται τα τρία ιστογράμματα που προέκυψαν:



Διάγραμμα 5.15: Ιστόγραμμα NPV



Διάγραμμα 5.16: Ιστόγραμμα IRR



Διάγραμμα 5.17: Ιστόγραμμα ΠΙ

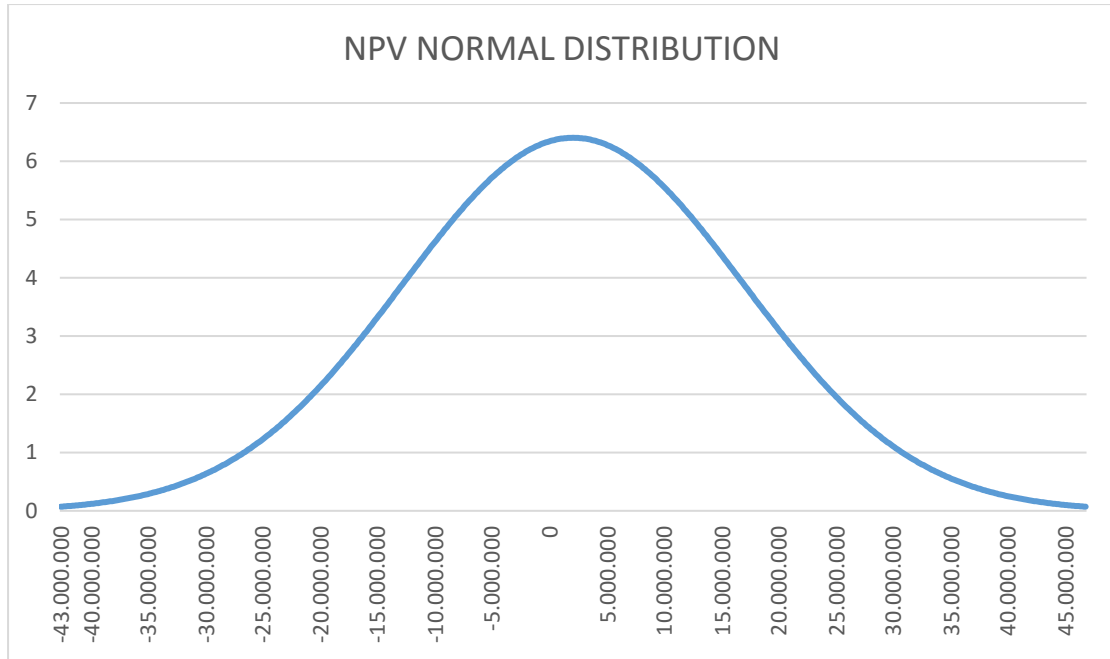
Τα τρία ιστογράμματα που προέκυψαν ως αποτέλεσμα της υπολογιστικής διαδικασίας όπως έχει περιγραφεί, μας βοηθάει να διαμορφώσουμε μια σαφή εικόνα ως προς την πιθανότητα εμφάνισης των διαφορετικών αποτελεσμάτων. Γίνεται αισθητή η αναμενόμενη τιμή για κάθε ένα οικονομικό δείκτη, αλλά και η έκταση που μπορούν τα ακραία θετικά ή αρνητικά σενάρια που μελετήθηκαν.

5.2.4 Προσέγγιση των δεικτών με την κανονική κατανομή

Από την μορφή των ιστογραμμάτων που προέκυψε μπορούμε εύκολα να διαπιστώσουμε ότι μοιάζει σε αρκετά μεγάλο βαθμό με τη καμπύλη της πυκνότητας πιθανότητας της κανονικής κατανομής.

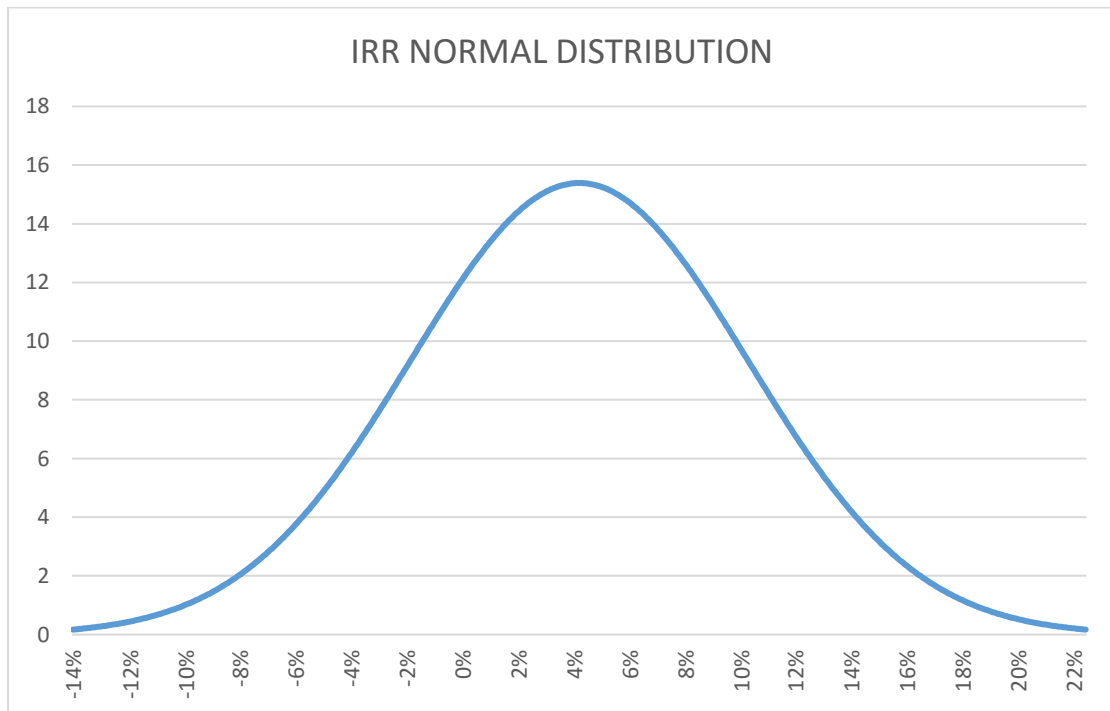
Λόγω του μικρού δείγματος των δεδομένων που επεξεργαστήκαμε, θα προσπαθήσουμε να προσεγγίσουμε την πιθανότητα εμφάνισης τιμών για κάθε ένα οικονομικό δείκτη με την κανονική κατανομή. Στην ουσία θεωρούμε ότι ο παράγοντας κινδύνου που εξετάζουμε, στην περίπτωση μας ο συντελεστής χρησιμοποίησης του αιολικού πάρκου, ακολουθεί την κανονική κατανομή. Γεγονός που αποδείχτηκε εν μέρει από την κατασκευή των ιστογραμμάτων. Αποτελεί μια γενικευμένη παραδοχή που ίσως να επηρεάσει την ακρίβεια των αποτελεσμάτων που θα ακολουθήσουν, ωστόσο κρίνεται αναγκαία για την γενικότερη εποπτεία της συμπεριφοράς της επένδυσης που εξετάζουμε σε καθεστώς αβεβαιότητας.

Στα παρακάτω διαγράμματα παρουσιάζονται οι τρεις καμπύλες της κανονικής κατανομής για τους τρεις οικονομικούς δείκτες.



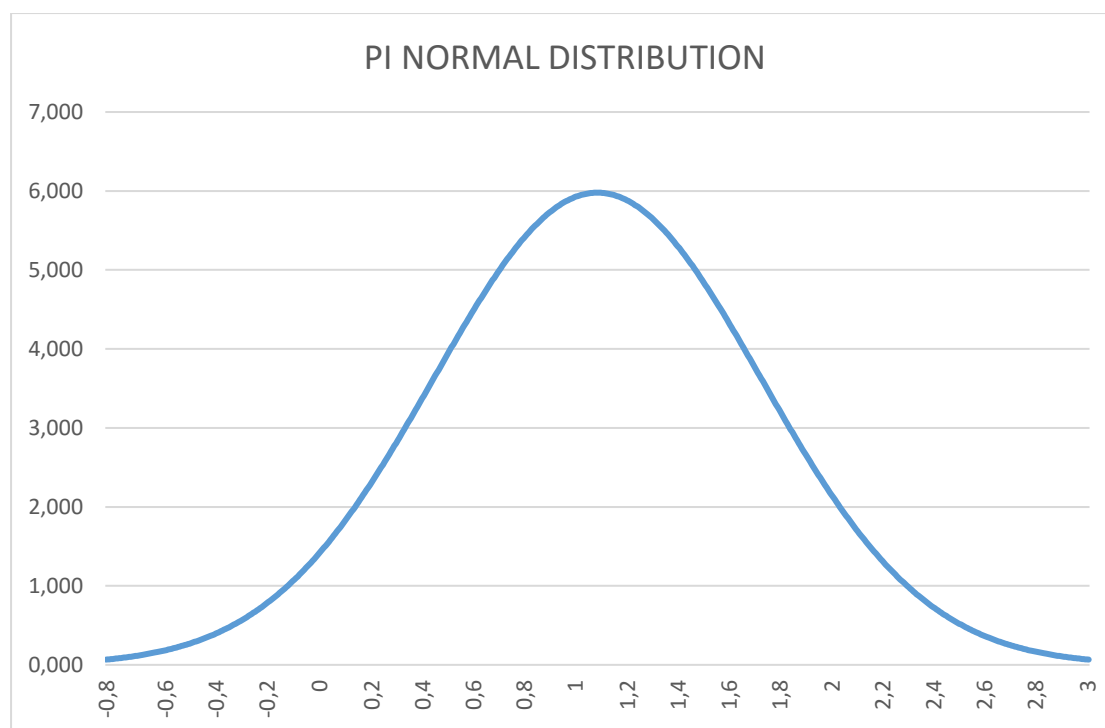
Διάγραμμα 5.18: Κανονική κατανομή NPV

Μέση τιμή	Τυπική απόκλιση
2.084.901 €	14.951.536 €



Διάγραμμα 5.19: Κανονική κατανομή IRR

Μέση τιμή	Τυπική απόκλιση
4,20%	6,09 %



Διάγραμμα 5.20: Κανονική κατανομή PI

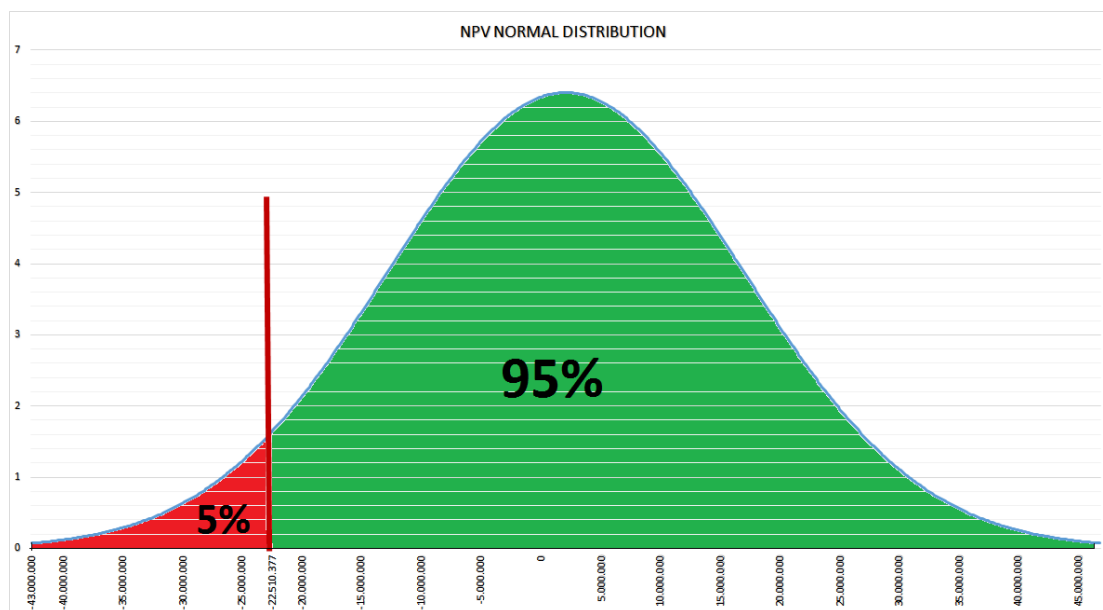
Μέση τιμή	Τυπική απόκλιση
1,09	0,64

5.2.5 Υπολογισμός Value at Risk 95%

Σύμφωνα με την θεωρία για τη Value at Risk, μπορούμε να υπολογίσουμε με βαθμό εμπιστοσύνης 95%, ότι η NPV του αιολικού πάρκου δεν πρόκειται να είναι χαμηλότερη από την τιμή $VaR^{95\%}$. Για να βρούμε το 5% των παρατηρήσεων στην καμπύλη της κανονικής κατανομής πρέπει υπολογίσουμε: *μέση τιμή* – $1.645 * \text{τυπική απόκλιση}$.

Άρα προκύπτει ότι $VaR = -22.510.377 \text{ €}$

Στο διάγραμμα που ακολουθεί φαίνεται γραφικά η σχέση που περιγράψαμε



Διάγραμμα 5.19: Υπολογισμός VaR 95%

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6

ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ ΚΑΙ ΠΡΟΟΠΤΙΚΕΣ

6.1 Συμπεράσματα

Τα συμπεράσματα που προκύπτουν μετά την ολοκλήρωση της Οικονομικής Αξιολόγησης της Επένδυσης του Αιολικού Πάρκου είναι τα εξής:

- Τα έργα αιολικής ενέργειας που λειτουργούν στην Γερμανία με το ισχύον νομοθετικό πλαίσιο μπορούν να χαρακτηριστούν ως οικονομικά αποδοτική επένδυση. Λαμβάνοντας υπόψη τη μέση τιμή για τον συντελεστή χρησιμοποίησης, οι οικονομικοί δείκτες της κλασσικής μεθοδολογίας αξιολόγησης επενδύσεων ήταν θετικοί, χαρακτηρίζοντας την επένδυση ως οικονομικά βιώσιμη.
- Λόγω της γεωγραφικής θέσης της Γερμανίας και τα χαρακτηριστικά ανέμου που επικρατούν παρατηρείται ότι ο συντελεστής χρησιμοποίησης είναι κατά μέσο όρο χαμηλότερος από τον μέσο όρο άλλων χωρών. Επομένως, για σενάρια εμφάνισης χαμηλότερων επιπέδων τιμών του συντελεστή χρησιμοποίησης παρατηρείται ότι το οικονομικό αποτέλεσμα της επένδυσης είναι ζημιολόγο. Ενδιαφέρον παρουσιάζει το νεκρό σημείο, στο οποίο η ΚΠΑ της επένδυσης μηδενίζεται. Σαφώς για σύγχρονες τεχνολογίες με υψηλότερο βαθμό απόδοσης, η επένδυση γίνεται ασφαλέστερη.
- Το οικονομικό αποτέλεσμα της επένδυσης παρουσιάζει μεγάλη ευαισθησία ως προς τον παράγοντα αβεβαιότητας που χρησιμοποιήσαμε, συγκεκριμένα το συντελεστή χρησιμοποίησης. Επιπροσθέτως, ο συντελεστής χρησιμοποίησης χαρακτηρίζεται από υψηλή μεταβλητότητα, καθώς είναι πολύ οι αστάθμητοι παράγοντες από τους οποίους εξαρτάται με σημαντικότερη αιτία την τυχαιότητα του ανέμου. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα την υψηλή αβεβαιότητα της επένδυσης σε έργα αιολικής ενέργειας.

6.2 Προοπτικές

Υπάρχουν δυνατότητες για βελτίωση της οικονομικής αποδοτικότητας των επενδύσεων σε έργα αιολικής ενέργειας, έτσι ώστε να εξασφαλιστεί η βιωσιμότητα της επένδυσης. Οι θεσμοθετημένοι μηχανισμοί στήριξης των ΑΠΕ είναι πολύ σημαντικοί για τον σκοπό αυτό.

Τα μελλοντικά πλαίσια με τα οποία θα πληρώνεται η παραγόμενη ενέργεια από τα ΑΠΕ, πρέπει να διαμορφωθούν με κύριο γνώμονα την οικονομική εξασφάλιση των

επενδύσεων με σκοπό την περαιτέρω διείσδυση των ΑΠΕ σε ένα ασφαλές και σταθερό περιβάλλον. Τα σχέδια που εξετάζονται από την παγκόσμια επιστημονική κοινότητα είναι αρκετά, και ιδιαίτερα ενδιαφέρον παρουσιάζει να εξεταστεί το πλαίσιο με το οποίο θα λειτουργήσει στο μέλλον η αγορά των ΑΠΕ.

Καλύτερα οικονομικά αποτελέσματα μπορούν να επιτευχθούν μελλοντικά, αφενός με την εξέλιξη της τεχνολογίας, που θα χαρακτηρίζεται από υψηλότερη βαθμό απόδοσης και μέγιστη αξιοποίηση των φυσικών πόρων και αφετέρου από την ωρίμανση της τεχνολογίας, η οποία θα οδηγήσει σε μείωση του αρχικού κόστους επένδυσης και του λειτουργικού κόστους. Αυτοί οι παράγοντες θα συντελέσουν στην μείωση του οικονομικού κινδύνου τέτοιων επενδύσεων.

Η εργασία αυτή τέλος, θα μπορούσε να αποτελέσει βάση για μία αναλυτικότερη μελέτη σχετική με την οικονομική αξιολόγηση των επενδύσεων σε ΑΠΕ. Η μεθοδολογία που αναπτύχθηκε στα πλαίσια της εργασίας μπορεί να επεκταθεί και σε περισσότερες τεχνολογίες ΑΠΕ, συγκρίνοντας τα οικονομικά αποτελέσματα καθώς και το βαθμό αβεβαιότητας κάθε τεχνολογίας. Πιθανή επέκταση της εργασίας είναι η εφαρμογή σε διαφορετικές χώρες, όπου ισχύουν διαφορετικοί μηχανισμοί στήριξης για τα ΑΠΕ.

Βιβλιογραφία

1. AWEA, 2016. Ιστοσελίδα www.awea.org
2. Beck, G., Grid Parity The Art of Financing Renewable Energy Projects in the U.S. Published by The Fairmont Press, Inc., USA.
3. Burger, M., Graeber, B., Schindlmayr, G., 2014. Managing Energy Risk. Published by JohnWiley & Sons, Inc., United Kingdom.
4. Capros, P., Mantzos, L., Tasios, N., De Vita, A., Kouvaritakis, N., 2010. EU energy trends to 2030. European Union.
5. Deb Mondol, J., Koumpetsos, N., 2013. Overview of challenges, prospects, environmental impacts and policies for renewable energy and sustainable development in Greece. Renewable and Sustainable Energy Reviews 23, 431–442.
6. Diakoulaki, D., Karangelis, F., 2007. Multi-criteria decision analysis and cost–benefit analysis of alternative scenarios for the power generation sector in Greece. Renewable and Sustainable Energy Reviews 11, 716–727.
7. Duffy, A., Rogers, M., Ayompe L., 2015. Renewable Energy and Energy Efficiency, Assessment of Projects and Policies. Published by JohnWiley & Sons, Inc., United Kingdom.
8. Ecofys, 2013. Renewable Energy a 2030 scenario for EU
9. Eleftheriadis, I. M., Anagnostopoulou, E. G., 2015. Identifying barriers in the diffusion of renewable energy sources. Energy Policy 80,153–164.
10. European Environment Agency, 2015. Trends and projections in Europe 2015, Tracking progress towards Europe's climate and energy targets
11. EWEA, 2016. Ιστοσελίδα www.ewea.org
12. Eydeland, A., Wolyniec, K., 2003. Energy and Power Risk Management. Published by John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey, USA.
13. Flues, F., Löschel, A., Lutz, B. J., Schenker, O., 2014. Designing an EU energy and climate policy portfolio for 2030: Implications of over lapping regulation under different levels of electricity demand. Energy Policy75, 91–99.
14. Gass, V., Strauss. F., Schmidt, J., Schmid, E., 2011. Economic assessment of wind power uncertainty. World Renewable Energy Congress, Sweden.

15. Gatzert, N., Kosub, T., 2016. Risks and risk management of renewable energy projects: The case of onshore and offshore wind parks. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 60, 982–998.
16. Goh, H.H., Lee, S.W., Chua, Q.S., Goh, K.C., Kok, B.C., Teo, K.T., 2014. Renewable energy project: Project management, challenges and risk. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 38, 917–932.
17. Hadjilambrinos, C., 1996. Development of renewable energy resources in Greece, Policy initiatives and systemic constraints. *Energy Policy* 24, 563-573.
18. Hitzeroth, M., Megerle, A., 2013. Renewable Energy Projects: Acceptance Risks and Their Management. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 27, 576–584.
19. IEA, 2016. Ιστοσελίδα www.ieawind.org
20. Investopedia, 2016. Ιστοσελίδα www.investopedia.com
21. Ioakimidis, C., Koukouzas, N., Chatzimichalia, A., Casimiro, S., Macarulla, A., 2012. Energy policy scenarios of CCS implementation in the Greek electricity sector. *Energy Procedia* 23, 354 – 359.
22. IRENA, 2015. Renewable Energy Prospects: Germany
23. IRENA, 2016. Renewable Energy Benefits: Measuring the Economics
24. IRENA, 2016. Ιστοσελίδα www.irena.org
25. Jackson J., 2008. A Risk Management Approach to Energy Purchase and Efficiency Choices. Published by John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey.
26. Kanellakis, M., Martinopoulos, G., Zachariadis, T., 2013. European energy policy A review. *Energy Policy* 62, 1020–1030.
27. KIC InnoEnergy, 2012. Future renewable energy costs: onshore wind
28. Knopf, B., Nahmmacher, P., Schmid, E., 2015. The European renewable energy target for 2030 – An impact assessment of the electricity sector. *Energy Policy* 85, 50–60.
29. Linsmeier, T. J., Pearson, N. D., 1996. Risk Measurement: An Introduction to Value at Risk. University of Illinois.

30. Mirasgedis, S., Sarafidis, Y., Georgopoulou, E., Lalas, D.P., 2002. The role of renewable energy sources within the framework of the Kyoto Protocol: the case of Greece. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 6, 249–272.
31. Montes, G. M., Martín, E. P., 2007. Profitability of wind energy: Short-term risk factors and possible improvements. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 11, 2191–2200
32. Noothout, P., de Jager, D., Tesnière, L., van Rooijen, S., Karypidis, N., (Ecofys), Brückmann, R., Jirouš, F., (eclareon), Breitschopf, B., (Fraunhofer ISI), Angelopoulos, D., Doukas, H., (EPU-NTUA), Konstantinavičiūtė, I., (LEI), Resch, G., (TU Wien), 2016. The impact of risks in renewable energy investments and the role of smart policies. DiaCore, Final Report.
33. Oikonomou, E. K., Kiliyas, V., Goumas, A., Rigopoulos, A., Karakatsani, E., Damasiotis, M., Papastefanakis, D., Marini, N., 2009. Renewable energy sources (RES) projects and their barriers on a regional scale: The case study of wind parks in the Dodecanese islands, Greece. *Energy Policy* 37, 4874–4883.
34. Roiniotti, A., Koroneos, C., Wangensteen, I., 2012. Modeling the Greek energy system: Scenarios of clean energy use and their implications. *Energy Policy* 50, 711–722.
35. Sadeghi, M., Shavvalpour, S., 2006. Energy risk management and value at risk modeling. *Energy Policy* 34, 3367–3373.
36. Simoglou, C.K., Biskas, P. N., Vagropoulos, S. I., Bakirtzis, A. G., 2014. Electricity market models and RES integration: The Greek case. *Energy Policy* 67, 531–542.
37. Tsoutsos, T., Papadopoulou, E., Katsiric, A., Papadopoulos, A. M., 2008. Supporting schemes for renewable energy sources and their impact on reducing the emissions of greenhouse gases in Greece. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 12, 1767–1788.
38. United Nations Development Program, 2013. *Derisking Renewable Energy Investment*. New York.
39. Voumvoulakis, E., Asimakopoulou, G., Danchev, S., Maniatis, G., Tsakanikas, A., 2012. Large scale integration of intermittent renewable energy sources in the Greek power sector. *Energy Policy* 50, 161–173.

40. Wekken, T., 2007. Wind farm Development and Operation: A Case Study. Leonardo Energy.
41. WWF, Ecofys, 2011. The Energy Report, 100% Renewable Energy by 2050
42. www.energia.gr
43. www.energypress.gr
44. www.windpowerengineering.com
45. Zafirakis, D., Chalvatzis, K., Kaldellis, J.K., 2013. “Socially just” support mechanisms for the promotion of renewable energy sources in Greece. Renewable and Sustainable Energy Reviews 21, 478–493.