



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ
ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ

ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΔΙΑΤΑΞΕΩΝ
ΚΑΙ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΑΠΟΦΑΣΕΩΝ

**Εφαρμογή της Σύγχρονης Θεωρίας Χαρτοφυλακίου στην
Αξιολόγηση Αιολικών Επενδύσεων σε Χώρες της
Ευρωπαϊκής Ένωσης**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Κωνσταντίνος Σ. Μήλιος

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

Αθήνα, Μάιος 2014



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ
ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ

ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΔΙΑΤΑΞΕΩΝ
ΚΑΙ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΑΠΟΦΑΣΕΩΝ

**Εφαρμογή της Σύγχρονης Θεωρίας Χαρτοφυλακίου στην
Αξιολόγηση Αιολικών Επενδύσεων σε Χώρες της
Ευρωπαϊκής Ένωσης**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Κωνσταντίνος Σ. Μήλιος

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

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την Μαΐου 2014.

.....
Ιωάννης Ψαρράς
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

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

.....
Βασίλειος Ασημακόπουλος
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Μάιος 2014

.....
Κωνσταντίνος Σ. Μήλιος

Διπλωματούχος Ηλεκτρολόγος Μηχανικός και Μηχανικός Υπολογιστών Ε.Μ.Π

Copyright © Κωνσταντίνος Σ. Μήλιος , 2014

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

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

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

ΠΡΟΛΟΓΟΣ

Η παρούσα διπλωματική εργασία εκπονήθηκε το ακαδημαϊκό έτος 2013-2014 στον τομέα Ηλεκτρικών και Βιομηχανικών Διατάξεων και Συστημάτων Αποφάσεων της Σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου (ΕΜΠ), στα πλαίσια των ερευνητικών δραστηριοτήτων του Εργαστηρίου Συστημάτων Αποφάσεων και Διοίκησης.

Αντικείμενο της παρούσας διπλωματικής εργασίας είναι ο προσδιορισμός και η αξιολόγηση αιολικών επενδύσεων σε χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης, με χρήση της σύγχρονης θεωρίας χαρτοφυλακίου.

Αρχικά, θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά τον επιβλέποντα καθηγητή μου κ. Ιωάννη Ψαρρά, για την ανάθεση αυτής της διπλωματικής εργασίας, καθώς μου έδωσε τη δυνατότητα να ασχοληθώ σε βάθος με ένα εξαιρετικά χρήσιμο και ενδιαφέρον θέμα.

Θερμές ευχαριστίες οφείλω και στον επιβλέποντα της διπλωματικής μου εργασίας, Δημήτριο Αγγελόπουλο, υποψήφιο διδάκτορα ΕΜΠ, για τη συνεχή υποστήριξη και τις πολύτιμες συμβουλές καθ' όλη τη διάρκεια εκπόνησής της.

Τέλος, θα ήθελα να ευχαριστήσω τους ανθρώπους εκείνους που με έμαθαν να θέτω στόχους και να εργάζομαι επίμονα για την επίτευξή τους. Τους ανθρώπους που με δίδαξαν την χαρά της γνώσης και μου ενέπνευσαν δημιουργικότητα, με έμαθαν να αντλώ δύναμη από τις αποτυχίες μου και με την εμπειρία τους με καθοδήγησαν να εκτιμήσω την αξία του Ανθρώπου και της Ζωής.

Αθήνα, Μάιος 2014

Μήλιος Κωνσταντίνος

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Η αιολική ενέργεια θεωρείται μια από τις πιο οικονομικά ανταγωνιστικές τεχνολογίες ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και σε περιοχές με υψηλό αιολικό δυναμικό, η αιολική ενέργεια είναι σε θέση να αντικαταστήσει τις συμβατικές τεχνολογίες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Παρά το γεγονός ότι η αιολική ενέργεια είναι μια τεχνολογία χαμηλού ενεργειακού κόστους, η οποία δεν επηρεάζεται από τις απρόβλεπτες και ασταθείς τιμές των ορυκτών καυσίμων, εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από την διαθεσιμότητα των αιολικών πόρων και παρουσιάζει μεγάλες διακυμάνσεις στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας λόγω της μεταβαλλόμενης φύσης του ανέμου.

Κύριος στόχος της μελέτης είναι η αξιολόγηση, από την οπτική γωνία ενός επενδυτή, των πλεονεκτημάτων που προκύπτουν από την γεωγραφική διαφοροποίηση των επενδύσεων στην αιολική ενέργεια, μεταξύ διαφορετικών χωρών της Ευρωπαϊκής Ένωσης. Στο πλαίσιο της εργασίας, εφαρμόζεται η θεωρία χαρτοφυλακίου για τον προσδιορισμό της βέλτιστης κατανομής νέων χερσαίων αιολικών πάρκων σε διακρατικό επίπεδο.

Η εργασία αυτή εστιάζει στις τεχνικές και οικονομικές παραμέτρους των διαφορετικών χωρών της Ευρωπαϊκής Ένωσης για τον προσδιορισμό των βέλτιστων χαρτοφυλακίων που μεγιστοποιούν τον αντίστροφο του σταθμισμένου κόστους της ηλεκτρικής ενέργειας και παράλληλα ελαχιστοποιούν τη μεταβλητότητά του. Παρουσιάζεται ένα αντιπροσωπευτικό παράδειγμα για την αξιολόγηση αυτής της μεθοδολογίας και πραγματοποιείται ανάλυση ευαισθησίας των βασικών παραμέτρων εισόδου του μοντέλου.

Λέξεις Κλειδιά:

Επενδύσεις σε αιολική ενέργεια, Θεωρία χαρτοφυλακίου, Γεωγραφική διαφοροποίηση, Ανάλυση κόστους

ABSTRACT

Wind energy is considered to be one of the most cost-competitive renewable energy technologies and, in specific regions with high wind potential, onshore wind power plants are close to reach parity with traditional power generation units. Although this low marginal cost energy technology is independent from unpredictable and volatile fossil fuel prices, it is highly based on the availability of wind resources and shows fluctuations in energy production due to the variable nature of wind.

The main aim of this study is to evaluate, from an investor's perspective, the benefits that derive from the geographical diversification of wind energy investments between different EU countries. In this context, the mean-variance portfolio theory is performed to define the optimal allocation of new onshore wind power plants at a cross-country level.

This study focuses on the technical and economical parameters of different EU countries to extract the efficient portfolios that maximize the inverse levelized cost of electricity generation and minimize its volatility. An illustrative example is provided to evaluate this methodology and a sensitivity analysis of the key input variables of the model is performed.

Keywords:

Wind energy investments, Portfolio theory, Geographical diversification, Cost assessment

ΠΙΝΑΚΑΣ ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΩΝ

ΠΡΟΛΟΓΟΣ.....	5
ΠΕΡΙΛΗΨΗ.....	6
ABSTRACT	7
Κεφάλαιο 1 - Εισαγωγή.....	13
1.1 Αντικείμενο και Σκοπός.....	13
1.2 Φάσεις Υλοποίησης	15
1.3 Δομή Διπλωματικής Εργασίας.....	17
Κεφάλαιο 2 – Σύγχρονη Θεωρία Χαρτοφυλακίου και Ενεργειακός Τομέας.....	19
2.1 Εισαγωγή	20
2.1.1 Μαθηματικό Μοντέλο Θεωρίας Χαρτοφυλακίου	21
2.1.2 Φαινόμενο Χαρτοφυλακίου – Αποδοτικό Σύνορο	22
2.1.3 Θεωρία Χαρτοφυλακίου και Ενεργειακός Τομέας.....	24
2.1.4 Ακίνδυνο Χρεόγραφο	25
2.1.5 Επιλογή Χαρτοφυλακίου	27
2.2 Μέτρα Απόδοσης και Κινδύνου	28
2.2.1 Μέτρα Απόδοσης (Performance Measures)	29
2.2.1.1 Καθαρή Παρούσα Αξία-ΚΠΑ (Net Present Value - NPV).....	29
2.2.1.2 Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (Internal Rate of Return - IRR).....	30
2.2.1.3 Δείκτης Αποδοτικότητας (Profitability Index - PI).....	32
2.2.1.4 Απόδοση Επένδυσης (Return On Investment - ROI).....	33
2.2.1.5 Απόδοση Περιόδου Διακράτησης (Holding Period Return - HPR)..	33
2.2.2 Μέτρα Κινδύνου (Risk Measures)	35
2.2.2.1 Διακύμανση – Τυπική Απόκλιση	36
2.2.2.2 Συντελεστής Alpha (Alpha Coefficient)	38
2.2.2.3 Συντελεστής Βήτα (Beta Coefficient)	40
2.2.2.4 R-Τετράγωνο (R-Squared) - R^2	43
2.2.2.5 Δείκτης Sharpe (Sharpe Ratio).....	44
2.2.2.6 Αξία στον Κίνδυνο (Value at Risk - VaR).....	46
2.2.2.7 Άλλοι Δείκτες Μέτρησης Κινδύνου.....	50
2.3 Χρήση Θεωρίας Χαρτοφυλακίου στον Ενεργειακό Τομέα.....	59
2.4 Σταθμισμένο Κόστος Ηλεκτρικής Ενέργειας (LCOE)	82
2.5 Κόστος Αιολικής Ενέργειας	107
2.6 Γεωγραφική Διαφοροποίηση	112

Κεφάλαιο 3 - Μεθοδολογία.....	119
3.1 Εισαγωγή	120
3.2 Παρουσίαση Χωρών	121
3.2.1 Αυστρία	121
3.2.2 Γαλλία.....	129
3.2.3 Γερμανία.....	138
3.2.4 Δανία.....	148
3.2.5 Ιρλανδία.....	161
3.2.6 Ρουμανία.....	171
3.2.7 Ισπανία.....	178
3.2.8 Σουηδία.....	190
3.2.9 Ηνωμένο Βασίλειο.....	197
3.3 Μοντέλα Υπολογισμού LCOE	206
3.3.1 Απλοποιημένο Μοντέλο	207
3.3.2 Σύνθετο Μοντέλο	208
3.4 Εύρεση Βέλτιστων Χαρτοφυλακίων και Αποδοτικών Συνόρων.....	210
3.5 Ανάλυση Ευαισθησίας.....	212
Κεφάλαιο 4 - Εφαρμογή Μοντέλου και Παρουσίαση Αποτελεσμάτων	213
4.1 Αποτελέσματα.....	214
4.1.1 Απλοποιημένο Μοντέλο	215
4.1.1.1 Ημερήσια Βάση Δεδομένων (Daily Data)	216
4.1.1.2 Ωριαία Βάση Δεδομένων (Hourly Data).....	218
4.1.2 Σύνθετο μοντέλο.....	219
4.1.2.1 Ημερήσια Βάση Δεδομένων (Daily Data)	221
4.1.2.2 Ωριαία Βάση Δεδομένων (Hourly Data).....	223
4.2 Ανάλυση Ευαισθησίας.....	225
4.2.1 Απλοποιημένο Μοντέλο	225
4.2.2 Σύνθετο Μοντέλο	226
Κεφάλαιο 5 – Συμπεράσματα Μελέτης και Προοπτικές.....	227
5.1 Συμπεράσματα Μελέτης	228
5.1.1 Μέση Απόδοση και Τυπική Απόκλιση της Κάθε Χώρας.....	228
5.1.2 Συντελεστές Συσχέτισης Μεταξύ των Χωρών	229
5.1.3 Αποδοτικά Σύνορα – Βέλτιστα Χαρτοφυλάκια	230
5.1.4 Ανάλυση Ευαισθησίας.....	231
5.2 Προοπτικές.....	233

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ.....235

Κεφάλαιο 1 - Εισαγωγή

1.1 Αντικείμενο και Σκοπός

Η αιολική ενέργεια θεωρείται μια από τις πιο οικονομικά ανταγωνιστικές τεχνολογίες ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και σε περιοχές με υψηλό αιολικό δυναμικό, η αιολική ενέργεια είναι σε θέση να αντικαταστήσει τις συμβατικές τεχνολογίες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, όπως η καύση άνθρακα και το πετρέλαιο. Παρά το γεγονός ότι η αιολική ενέργεια είναι μια τεχνολογία χαμηλού ενεργειακού κόστους, η οποία δεν επηρεάζεται από τις απρόβλεπτες και ασταθείς τιμές των ορυκτών καυσίμων, εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από την διαθεσιμότητα των αιολικών πόρων και παρουσιάζει μεγάλες διακυμάνσεις στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας λόγω της μεταβαλλόμενης φύσης του ανέμου.

Αντικείμενο της παρούσας διπλωματικής εργασίας είναι η εφαρμογή της σύγχρονης θεωρίας χαρτοφυλακίου, όπως αυτή διατυπώθηκε από τον Markowitz το 1952, για τον προσδιορισμό των βέλτιστων χαρτοφυλακίων αιολικής ενέργειας που μεγιστοποιούν την απόδοση για κάθε δεδομένο επίπεδο κινδύνου. Ως μέτρο απόδοσης των χαρτοφυλακίων χρησιμοποιήθηκε ο αντίστροφος του σταθμισμένου κόστους της ηλεκτρικής ενέργειας $\left(\frac{1}{LCOE} \sim \frac{\text{€}}{\text{kWh}}\right)$ και ως μέτρο κινδύνου των χαρτοφυλακίων, η τυπική απόκλιση του δείκτη απόδοσης. Σκοπός της εργασίας είναι η εύρεση των χαρτοφυλακίων που παράγουν τον μεγαλύτερο αριθμό kWh για κάθε ευρώ που επενδύεται, ελαχιστοποιώντας παράλληλα τον κίνδυνο.

Ένα από τα κύρια χαρακτηριστικά της μελέτης, είναι η αξιοποίηση της γεωγραφικής διαφοροποίησης για την μείωση της επίδρασης της μεταβλητότητας που χαρακτηρίζει την αιολική παραγωγή και την σταθεροποίηση της απόδοσης γύρω από μια μέση τιμή. Η γεωγραφική διαφοροποίηση του χαρτοφυλακίου επιτεύχθηκε με την κατανομή των διαθέσιμων οικονομικών πόρων, όχι σε μια χώρα, αλλά σε εννέα διαφορετικές Ευρωπαϊκές χώρες. Την Αυστρία, Δανία, Γαλλία, Γερμανία, Ιρλανδία, Ρουμανία, Ισπανία, Σουηδία και Ηνωμένο Βασίλειο. Με τον τρόπο αυτό, αξιοποιήθηκαν οι συντελεστές συσχέτισης μεταξύ των εννέα χωρών και επομένως, με την προσθήκη στο χαρτοφυλάκιο χωρών που έχουν χαμηλό συντελεστή συσχέτισης μεταξύ τους, μειώθηκε ο συνολικός κίνδυνος του τελικού χαρτοφυλακίου, με τον τρόπο που θα περιγραφεί στα επόμενα κεφάλαια.

Ακόμη, η μελέτη αντιμετώπισε το πρόβλημα της βέλτιστης κατανομής των οικονομικών πόρων κατασκευάζοντας δύο διαφορετικά μοντέλα για τον υπολογισμό του σταθμισμένου κόστους της ηλεκτρικής ενέργειας. Αρχικά, ένα απλοποιημένο, στο οποίο λαμβάνεται υπόψη το κόστος επένδυσης και το κόστος λειτουργίας και συντήρησης των ανεμογεννητριών σε κάθε χώρα, καθώς και ο δείκτης πληθωρισμού και το προεξοφλητικό επιτόκιο. Στη συνέχεια, κατασκευάστηκε ένα σύνθετο μοντέλο, στο οποίο λαμβάνονται υπόψη περισσότερες χρηματοοικονομικές παράμετροι, όπως το ποσοστό χρηματοδότησης από ίδια κεφάλαια και δανεισμό, ο φορολογικός συντελεστής

και η διάρκεια του δανείου που απαιτείται για την χρηματοδότηση της επένδυσης. Δηλαδή, παράμετροι που θα ενδιέφεραν έναν επενδυτή που θέλει να επενδύσει σε χαρτοφυλάκια αιολικής ενέργειας.

1.2 Φάσεις Υλοποίησης

Η παρούσα διπλωματική εργασία υλοποιήθηκε την περίοδο Οκτώβριος – Μάιος του έτους 2014 και διακρίνεται σε 5 φάσεις:

1^η Φάση: Παρουσίαση της υπάρχουσας βιβλιογραφίας για τα θέματα που απασχολούν την παρούσα διπλωματική εργασία

Κατά τη διάρκεια της 1^{ης} φάσης, παρουσιάζεται και αναλύεται η υπάρχουσα βιβλιογραφία για την θεωρία χαρτοφυλακίου και τον τρόπο εφαρμογής στον ενεργειακό τομέα. Ακόμη, παρουσιάζεται η υπάρχουσα βιβλιογραφία σχετικά με τον τρόπο χρήσης και υπολογισμό του δείκτη του σταθμισμένου κόστους της ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς και επίσης η υπάρχουσα βιβλιογραφία για τον τρόπο αξιοποίησης της γεωγραφικής διαφοροποίησης στον αιολικό τομέα. Τέλος, αναλύονται οι διαφορετικές παράμετροι του κόστους της αιολικής ενέργειας.

2^η Φάση: Προσδιορισμός των χωρών που θα διαμορφώσουν τα βέλτιστα χαρτοφυλάκια και συλλογή στοιχείων για την κάθε μία

Κατά τη διάρκεια της 2^{ης} φάσης, προσδιορίζονται οι χώρες που θα σχηματίσουν τα βέλτιστα χαρτοφυλάκια και συλλέγονται τα στοιχεία της αιολικής παραγωγής και εγκατεστημένης αιολικής ισχύς για κάθε μία από αυτές. Η συλλογή των στοιχείων της αιολικής παραγωγής πραγματοποιείται σε ημερήσια και ωριαία βάση.

3^η Φάση: Παρουσίαση Μεθοδολογίας

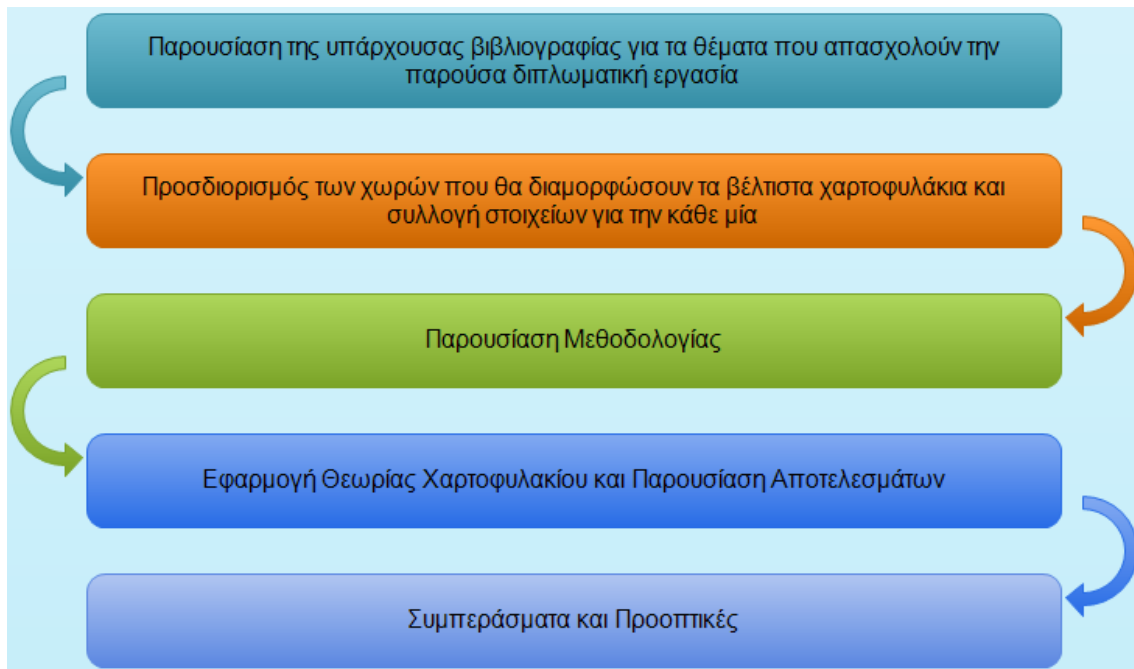
Στη 3^η φάση, παρουσιάζεται η μεθοδολογία που θα ακολουθήσουμε για την πραγματοποίηση της παρούσας διπλωματικής εργασίας. Παρουσιάζονται οι μαθηματικοί τύποι που θα χρησιμοποιηθούν για τον προσδιορισμό των συντελεστών λειτουργίας (capacity factors) και κατασκευάζονται τα δύο διαφορετικά μοντέλα που θα χρησιμοποιηθούν για τον υπολογισμό των δεικτών του σταθμισμένου κόστους της ηλεκτρικής ενέργειας.

4^η Φάση: Εφαρμογή Θεωρίας Χαρτοφυλακίου και Ανάλυση Αποτελεσμάτων

Στη φάση αυτή, υλοποιείται η θεωρία χαρτοφυλακίου σύμφωνα με τα όσα παρουσιάστηκαν στο κομμάτι της μεθοδολογίας. Προσδιορίζονται τα βέλτιστα χαρτοφυλάκια και κατασκευάζονται τα αποδοτικά σύνορα (efficient frontiers). Ακόμη, πραγματοποιείται ανάλυση ευαισθησίας των βασικών παραμέτρων εισόδου των δύο μοντέλων και κατασκευάζονται τα διαγράμματα με τα αποτελέσματα.

5^η Φάση: Συμπεράσματα και Προοπτικές

Στη τελευταία φάση της παρούσας διπλωματικής εργασίας, παρουσιάζονται τα συμπεράσματα που προκύπτουν σύμφωνα με τα αποτελέσματα και οι προοπτικές εξέλιξης της παρούσας εργασίας.



Σχήμα 1.1 – Παρουσίαση φάσεων υλοποίησης της παρούσας διπλωματικής εργασίας

1.3 Δομή Διπλωματικής Εργασίας

Το περιεχόμενο της παρούσας διπλωματικής εργασίας διακρίνεται σε τρία κύρια μέρη:

- 1^ο Μέρος – Παρουσίαση του θεωρητικού υποβάθρου της παρούσας διπλωματικής εργασίας
- 2^ο Μέρος – Κύριο μέρος της εργασίας. Εφαρμογή της θεωρίας χαρτοφυλακίου και εξαγωγή αποτελεσμάτων
- 3^ο Μέρος – Σχολιασμός επί των αποτελεσμάτων και προτάσεις για μελλοντική εξέλιξη της εργασίας

Πιο συγκεκριμένα:

Αρχικά, έχουμε τον πρόλογο, την ελληνική και αγγλική περίληψη της εργασίας. Στη συνέχεια, έχουμε τον πίνακα περιεχομένων και αμέσως μετά ακολουθούν τα παρακάτω κεφάλαια:

Το **Κεφάλαιο 1** αποτελεί την εισαγωγή της εργασίας. Παρουσιάζεται το αντικείμενο και ο σκοπός της εργασίας, τα στάδια υλοποίησής της και η οργάνωση του τόμου.

Στο **Κεφάλαιο 2** θα παρουσιαστεί η θεωρία της σύγχρονης θεωρίας χαρτοφυλακίου και ο τρόπος με τον οποίο έχει αξιοποιηθεί στον ενεργειακό τομέα. Ακόμη, θα αναλυθεί ένας από τους πιο βασικούς δείκτες απόδοσης ενεργειακών χαρτοφυλακίων, το σταθμισμένο κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας (levelized cost of energy – LCOE) και στη συνέχεια θα προσδιοριστούν οι βασικές παράμετροι που συνθέτουν το κόστος της αιολικής ενέργειας. Τέλος, θα παρουσιαστεί η έννοια της γεωγραφικής διαφοροποίησης και τα πλεονεκτήματα που προκύπτουν από αυτήν, σε χαρτοφυλάκια που αποτελούνται από αιολικά πάρκα.

Στο **Κεφάλαιο 3** θα παρουσιαστεί ο σκοπός της παρούσας εργασίας και ο τρόπος αξιοποίησης της σύγχρονης θεωρίας χαρτοφυλακίου για την επίτευξη του σκοπού αυτού. Ακόμη, θα παρουσιαστούν και αναλυθούν οι χώρες που θα σχηματίσουν τα βέλτιστα χαρτοφυλάκια και στη συνέχεια, θα παρουσιαστούν τα δύο μοντέλα υπολογισμού του σταθμισμένου κόστους ηλεκτρικής ενέργειας, που θα χρησιμοποιηθούν στην εργασία αυτή. Τέλος, θα παρουσιαστεί η μεθοδολογία που χρησιμοποιήθηκε για την εύρεση των χαρτοφυλακίων μέγιστης απόδοσης (αποδοτικά) και των αποδοτικών συνόρων (efficient frontiers) και θα περιγραφεί η μεθοδολογία που χρησιμοποιήθηκε για την πραγματοποίηση ανάλυσης ευαισθησίας επί των αποτελεσμάτων.

Στο **Κεφάλαιο 4** εφαρμόζεται η μεθοδολογία που παρουσιάστηκε στο προηγούμενο κεφάλαιο και προσδιορίζονται τα βέλτιστα χαρτοφυλάκια που προσφέρουν την μεγαλύτερη απόδοση για κάθε δεδομένο επίπεδο κινδύνου. Με βάση αυτά τα χαρτοφυλάκια, θα κατασκευαστούν τα αποδοτικά σύνορα που προκύπτουν σύμφωνα με

κάθε μοντέλο. Στη συνέχεια, θα πραγματοποιηθεί η ανάλυση ευαισθησίας σύμφωνα με τη μεθοδολογία που παρουσιάστηκε προηγουμένως.

Στο **Κεφάλαιο 5** θα παρουσιαστούν τα συμπεράσματα της μελέτης μας και θα διατυπωθούν κάποιες προτάσεις για την εξέλιξη της παρούσας εργασίας.

Τέλος, παρουσιάζεται η βιβλιογραφία στην οποία στηρίχθηκε η υλοποίηση της εργασίας.

Κεφάλαιο 2 – Σύγχρονη Θεωρία Χαρτοφυλακίου και Ενεργειακός Τομέας

Στο **Κεφάλαιο 2** θα παρουσιαστεί η θεωρία της σύγχρονης θεωρίας χαρτοφυλακίου και ο τρόπος με τον οποίο έχει αξιοποιηθεί στον ενεργειακό τομέα. Ακόμη, θα αναλυθεί ένας από τους πιο κοινούς δείκτες απόδοσης ενεργειακών χαρτοφυλακίων, το σταθμισμένο κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας (levelized cost of energy – LCOE) και στη συνέχεια θα προσδιοριστούν οι βασικές παράμετροι που συνθέτουν το κόστος της αιολικής ενέργειας. Τέλος, θα παρουσιαστεί η έννοια της γεωγραφικής διαφοροποίησης και τα πλεονεκτήματα που προκύπτουν από αυτήν σε χαρτοφυλάκια που αποτελούνται από αιολικά πάρκα.

Πιο συγκεκριμένα, το κεφάλαιο 2 περιλαμβάνει τις παρακάτω παραγράφους:

- Παράγραφος 2.1* – Παρουσίαση της σύγχρονης θεωρίας χαρτοφυλακίου
- Παράγραφος 2.2* – Ορισμός μέτρων απόδοσης και κινδύνου των χαρτοφυλακίων
- Παράγραφος 2.3* – Μελέτη υπάρχουσας βιβλιογραφίας, της χρήσης της θεωρίας χαρτοφυλακίου στον ενεργειακό τομέα
- Παράγραφος 2.4* – Παρουσίαση του σταθμισμένου κόστους της ηλεκτρικής ενέργειας (LCOE) και μελέτη της υπάρχουσας βιβλιογραφίας, που χρησιμοποιεί το δείκτη LCOE ως μέτρο απόδοσης χαρτοφυλακίων
- Παράγραφος 2.5* – Ανάλυση κόστους αιολικής ενέργειας
- Παράγραφος 2.6* – Παρουσίαση της έννοιας της γεωγραφικής διαφοροποίησης και μελέτη της υπάρχουσας βιβλιογραφίας, που την αξιοποιεί στο πεδίο της αιολικής ενέργειας

2.1 Εισαγωγή

Η θεωρία χαρτοφυλακίου, είναι μια χρηματοοικονομική τεχνική, που χρησιμοποιείται ευρέως από επενδυτές για τη διαχείριση του κινδύνου και τη μεγιστοποίηση της απόδοσης των χαρτοφυλακίων, μέσα σε ένα περιβάλλον αβεβαιότητας και απρόβλεπτων οικονομικών αποτελεσμάτων. Η θεωρία χαρτοφυλακίου, προσπαθεί να μεγιστοποιήσει την αναμενόμενη απόδοση ενός χαρτοφυλακίου για ένα καθορισμένο βαθμό κινδύνου ή ισοδύναμα να ελαχιστοποιήσει το βαθμό κινδύνου για ένα καθορισμένο επίπεδο αναμενόμενης απόδοσης.

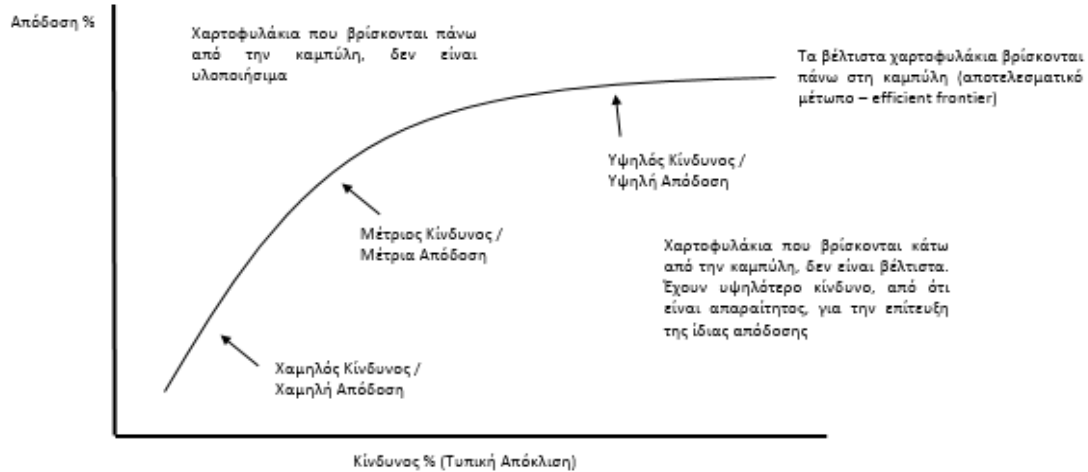
Ο Harry Markowitz, θεωρείται ο πατέρας της σύγχρονης θεωρίας χαρτοφυλακίου. Με την δημοσίευση του, “Portfolio Selection” το 1952 (Journal of Finance), ο Markowitz διατύπωσε για πρώτη φορά την σύγχρονη θεωρία χαρτοφυλακίου. Για την διατύπωση της θεωρίας, ο Markowitz, βασίστηκε στον κανόνα ότι ο κάθε επενδυτής θεωρεί την αναμενόμενη απόδοση ενός χαρτοφυλακίου ως κάτι το επιθυμητό και την διακύμανση της απόδοσης ως κάτι το ανεπιθύμητο. Με βάση τον κανόνα αυτό, εάν ένας επενδυτής έχει τη δυνατότητα να επιλέξει μεταξύ δύο χαρτοφυλακίων ίδιας αναμενόμενης απόδοσης, τότε θα προτιμήσει το χαρτοφυλάκιο με τον χαμηλότερο κίνδυνο. Επομένως, ένας επενδυτής είναι διατεθειμένος να αναλάβει επιπρόσθετο ρίσκο, μόνο όταν ο επιπρόσθετος κίνδυνος αντισταθμίζεται από υψηλότερες αναμενόμενες αποδόσεις.

Ο Markowitz, υποστήριξε ότι το χαρτοφυλάκιο με την υψηλότερη αναμενόμενη απόδοση, δεν είναι απαραίτητα και το χαρτοφυλάκιο με την ελάχιστη διακύμανση. Ακόμα, υποστήριξε ότι ένα χαρτοφυλάκιο το οποίο χαρακτηρίζεται από διαφοροποίηση (diversification) στα χρεόγραφα του, επιτυγχάνει μείωση του συνολικού κινδύνου του χαρτοφυλακίου, σε σχέση με κάθε μεμονωμένο περιουσιακό στοιχείο. Η ιδέα είναι ότι αν και οι επενδύσεις είναι απρόβλεπτες και επικίνδυνες, η συνδιακύμανση των αποδόσεων μεταξύ ανεξάρτητων περιουσιακών στοιχείων μπορεί να βοηθήσει στην μόνωση του χαρτοφυλακίου, δημιουργώντας έτσι υψηλότερες αποδόσεις με μικρό ή μηδενικό πρόσθετο κίνδυνο.

Όμως, η διαφοροποίηση θα πρέπει να πραγματοποιηθεί και με τον “σωστό” τρόπο. Θα πρέπει να αποφευχθεί η επένδυση σε στοιχεία, με υψηλό δείκτη συνδιακύμανσης μεταξύ τους. Για παράδειγμα, ένα χαρτοφυλάκιο με 60 διαφορετικά σιδηροδρομικά χρεόγραφα, δεν έχει διαφοροποιηθεί το ίδιο αποτελεσματικά με ένα χαρτοφυλάκιο ίδιου μεγέθους που αποτελείται από χρεόγραφα σιδηροδρομικά, κοινής ωφέλειας, ορυχείων και διάφορων ειδών κατασκευής. Αυτό οφείλεται στο γεγονός, ότι επιχειρήσεις εντός του ίδιου κλάδου είναι πιο πιθανό να μην πηγαίνουν καλά την ίδια χρονική στιγμή, από ότι επιχειρήσεις σε ανόμοιες βιομηχανίες. Επομένως, ο κάθε επενδυτής θα πρέπει να επιδιώκει την διαφοροποίηση των χρεογράφων του μεταξύ διάφορων βιομηχανιών, καθώς επιχειρήσεις που ανήκουν σε διαφορετικούς κλάδους και ιδίως σε κλάδους που χαρακτηρίζονται από διαφορετικά οικονομικά χαρακτηριστικά, έχουν χαμηλότερους δείκτες συνδιακύμανσης από τις επιχειρήσεις που ανήκουν στην ίδια βιομηχανία.

Τέλος, σύμφωνα με την θεωρία χαρτοφυλακίου, υπάρχει ένα σύνολο βέλτιστων (efficient) χαρτοφυλακίων που προσφέρουν την υψηλότερη αναμενόμενη απόδοση για

ένα καθορισμένο επίπεδο κινδύνου ή το μικρότερο κίνδυνο για ένα καθορισμένο επίπεδο αναμενόμενης απόδοσης. Το σύνολο των βέλτιστων χαρτοφυλακίων, σχηματίζει το αποδοτικό σύνορο (Efficient Frontier). Οποιοσδήποτε συνδυασμός χαρτοφυλακίων που βρίσκεται κάτω από το αποδοτικό σύνορο, μπορεί να αντικατασταθεί από κάποιο άλλο βέλτιστο συνδυασμό που είναι μέρος του αποδοτικού συνόρου.



Σχήμα 2.1 - Αποδοτικό Σύνορο (Efficient Frontier)

2.1.1 Μαθηματικό Μοντέλο Θεωρίας Χαρτοφυλακίου

Ο Markowitz, περιέγραψε την διαδικασία επιλογής ενός βέλτιστου χαρτοφυλακίου :

Εξετάζουμε ένα χαρτοφυλάκιο (r_p) που αποτελείται από N χρεόγραφα (r_i) με ποσοστό συμμετοχής (w_i) το καθένα. Υποθέτοντας ότι οι αποδόσεις των χρεογράφων ακολουθούν κανονική κατανομή, κάθε χρεόγραφο χαρακτηρίζεται από την αναμενόμενη απόδοση του ($E(r_i)$) και την διακύμανση του (σ_i^2) ή τυπική απόκλιση (σ_i).

Τότε, η αναμενόμενη απόδοση του χαρτοφυλακίου, είναι το σταθμισμένο άθροισμα των αναμενόμενων αποδόσεων των επιμέρους χρεογράφων:

$$E(r_p) = \sum_{i=1}^N w_i * E(r_i) \quad (1.1)$$

Στη συνέχεια, ορίζουμε ως (σ_{ij}) την συνδιακύμανση των χρεογράφων i και j και ως συντελεστή συσχέτισης (ρ_{ij}) μεταξύ των αποδόσεων των χρεογράφων i και j το λόγο:

$$\rho_{ij} = \frac{\sigma_{ij}}{\sigma_i * \sigma_j} \quad (\rho_{ij} = 1 \text{ για } i = j).$$

Τότε η διακύμανση του χαρτοφυλακίου είναι:

$$\sigma_p^2 = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N w_i * w_j * \sigma_i * \sigma_j * \rho_{ij} \quad (1.2)$$

Και η τυπική απόκλιση του χαρτοφυλακίου:

$$\sigma_p = \sqrt{\sigma_p^2}$$

Η θεωρία χαρτοφυλακίου, καλείται να επιλύσει τα παρακάτω προβλήματα βελτιστοποίησης:

Για δεδομένο σ_p	ή	Για δεδομένο $E(r_p)$
$\max E(r_p)$		$\min \sigma_p$

υπό τους περιορισμούς : $\sum_{i=1}^N w_i = 1$ και $w_i \geq 0$ για $i = 1 \dots N$

Σκοπός του προβλήματος βελτιστοποίησης, είναι ο προσδιορισμός των συντελεστών w_i .

2.1.2 Φαινόμενο Χαρτοφυλακίου – Αποδοτικό Σύνορο

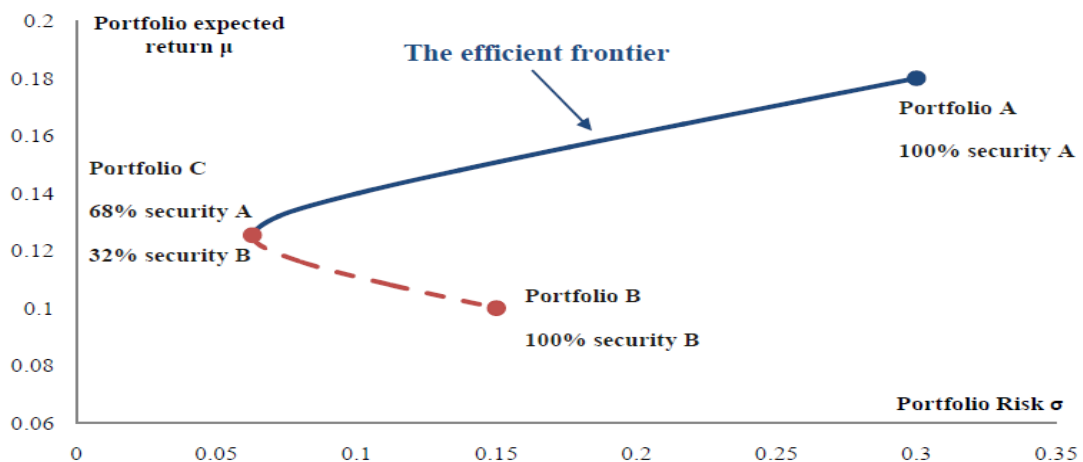
(Κίνδυνος χαρτοφυλακίου που αποτελείται από δύο χρεόγραφα)

Έστω ότι έχουμε την περίπτωση ενός χαρτοφυλακίου που αποτελείται από δύο χρεόγραφα A και B. Τότε οι παραπάνω εξισώσεις μετασχηματίζονται ως εξής :

$$E(r_p) = w_A * E(r_A) + w_B * E(r_B)$$

$$\sigma_p^2 = w_A^2 * \sigma_A^2 + w_B^2 * \sigma_B^2 + 2 * w_A * w_B * \sigma_A * \sigma_B * \rho_{AB}$$

Υποθέτοντας τυχαίες τιμές για τις μεταβλητές $E(r_A)$, $E(r_B)$, σ_A , σ_B και ρ_{AB} , έστω ότι προκύπτει η ακόλουθη καμπύλη από την επίλυση του προβλήματος βελτιστοποίησης:



Σχήμα 2.2 - Φαινόμενο χαρτοφυλακίου – Αναμενόμενη απόδοση και κίνδυνος για ένα χαρτοφυλάκιο δύο χρεογράφων

Πηγή : H.Beltran (2008)

Το σχήμα 2.2, παρουσιάζει το φαινόμενο του χαρτοφυλακίου (portfolio effect) για την περίπτωση ενός χαρτοφυλακίου που αποτελείται από δύο χρεόγραφα. Το χρεόγραφο Α είναι πιο επικίνδυνο από το χρεόγραφο Β. Ένα χαρτοφυλάκιο που αποτελείται αποκλειστικά από Α έχει αναμενόμενη απόδοση 18% και τυπική απόκλιση 30%, ενώ ένα χαρτοφυλάκιο που αποτελείται αποκλειστικά από Β έχει αναμενόμενη απόδοση 10% και τυπική απόκλιση 15%.

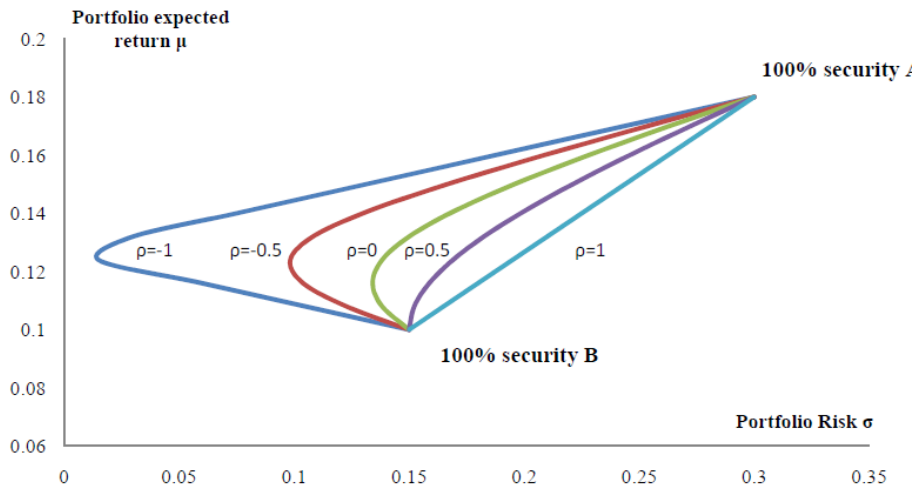
Ξεκινώντας με ένα χαρτοφυλάκιο που αποτελείται από 100% - Β και εισάγοντας αυξανόμενες ποσότητες Α, παρατηρούμε ότι ο συνολικός κίνδυνος του χαρτοφυλακίου μειώνεται, μέχρις ότου φτάσουμε στο χαρτοφυλάκιο ελάχιστης διακύμανσης, C.

Από την οπτική γωνία του ρίσκου-απόδοσης, δεν έχει νόημα να διαθέτουμε ένα χαρτοφυλάκιο το οποίο αποτελείται αποκλειστικά από Β, καθώς υπάρχουν συνδυασμοί Α και Β που παράγουν καλύτερα αποτελέσματα. Γενικά, δεν έχει νόημα να διαθέτουμε οποιοδήποτε συνδυασμό βρίσκεται κάτω από το χαρτοφυλάκιο C, καθώς για το ίδιο επίπεδο κινδύνου, μπορούμε να βρούμε χαρτοφυλάκιο που έχει καλύτερη απόδοση (μπλε γραμμή).

Έχοντας στην ιδιοκτησία μας τα δύο επικίνδυνα χρεόγραφα Α και Β, δεν είναι δυνατόν να προσδιορίσουμε ένα μοναδικό βέλτιστο χαρτοφυλάκιο. Αντίθετα, μπορούμε να επιλέξουμε από ένα εύρος βέλτιστων χαρτοφυλακίων (αποδοτικό σύνορο), μεγιστοποιώντας την αναμενόμενη απόδοση για οποιοδήποτε δεδομένο επίπεδο κινδύνου, ανάλογα με τις προτιμήσεις και το επίπεδο αποστροφής κινδύνου των επενδυτών. Γενικά, επενδυτές που παρουσιάζουν μεγάλη αποστροφή στον κίνδυνο, θα προτιμήσουν συντηρητικούς συνδυασμούς χαρτοφυλακίων, όπως το C, ενώ εκείνοι που παρουσιάζουν μικρή αποστροφή στον κίνδυνο θα επιλέξουν συνδυασμούς κοντά στο Α.

Χαρτοφυλάκια που βρίσκονται εκτός του αποδοτικού συνόρου δεν είναι βέλτιστα, καθώς για οποιοδήποτε χαρτοφυλάκιο, μπορούμε να βρούμε κάποιο καλύτερο πάνω στο αποδοτικό σύνορο που είτε έχει μεγαλύτερη απόδοση για το συγκεκριμένο επίπεδο κινδύνου του χαρτοφυλακίου είτε μικρότερο κίνδυνο για το συγκεκριμένο επίπεδο αναμενόμενης απόδοσης του χαρτοφυλακίου. Τα χαρτοφυλάκια που βρίσκονται στο efficient frontier τείνουν να έχουν υψηλότερο βαθμό διαφοροποίησης από τα υπόλοιπα. Στην περίπτωση μας, το αποδοτικό σύνορο ορίζεται ως το κομμάτι της καμπύλης μεταξύ των σημείων C και A.

Τα βέλτιστα χαρτοφυλάκια, χαρακτηρίζονται από έντονη διαφοροποίηση όταν οι αναμενόμενες αποδόσεις των περιουσιακών στοιχείων από τα οποία αποτελούνται, δεν έχουν μεγάλο βαθμό συσχέτισης μεταξύ τους. Όταν ο συντελεστής συσχέτισης (ρ_{ij}) λαμβάνει αρκετά μεγάλες θετικές τιμές (κοντά στη μονάδα), τότε ο βαθμός διαφοροποίησης των βέλτιστων χαρτοφυλακίων είναι μικρός. Όσο μικρότερος είναι ο συντελεστής συσχέτισης (κοντά στο -1), τόσο πιο έντονο είναι και το φαινόμενο του χαρτοφυλακίου, όπως παρατηρούμε στο σχήμα 3.



Σχήμα 2.3 - Φαινόμενο χαρτοφυλακίου – Αναμενόμενη απόδοση και κίνδυνος για ένα χαρτοφυλάκιο δύο χρεογράφων, για διαφορετικές τιμές του συντελεστή συσχέτισης

Πηγή : H.Beltran (2008)

2.1.3 Θεωρία Χαρτοφυλακίου και Ενεργειακός Τομέας

Συνήθως, όταν εφαρμόζουμε τη θεωρία χαρτοφυλακίου στον ενεργειακό τομέα, απαιτείται να γίνουν οι ακόλουθες παραδοχές :

- Οι διάφορες τεχνολογίες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (πχ. φωτοβολταϊκά, αιολικά πάρκα, εργοστάσια με καύσιμο άνθρακα, εργοστάσια με καύσιμο φυσικό αέριο, πυρηνικά εργοστάσια), αποτελούν τα χρεόγραφα του χαρτοφυλακίου.
- Αντί να λαμβάνουμε υπόψη μας την αναμενόμενη απόδοση του χαρτοφυλακίου, λαμβάνουμε υπόψη μας το αναμενόμενο κόστος $E(C)$ του χαρτοφυλακίου. Σαν κόστος της εκάστοτε μονάδας παραγωγής, μπορούμε να θεωρήσουμε το άθροισμα του επενδυτικού κόστους, του κόστους των ορυκτών καυσίμων, του κόστους συντήρησης και λειτουργίας, καθώς και επίσης του κόστους εκπομπής CO_2 .
- Οι συντελεστές συμμετοχής, αντιπροσωπεύουν το ποσοστό της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από την εκάστοτε τεχνολογία παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

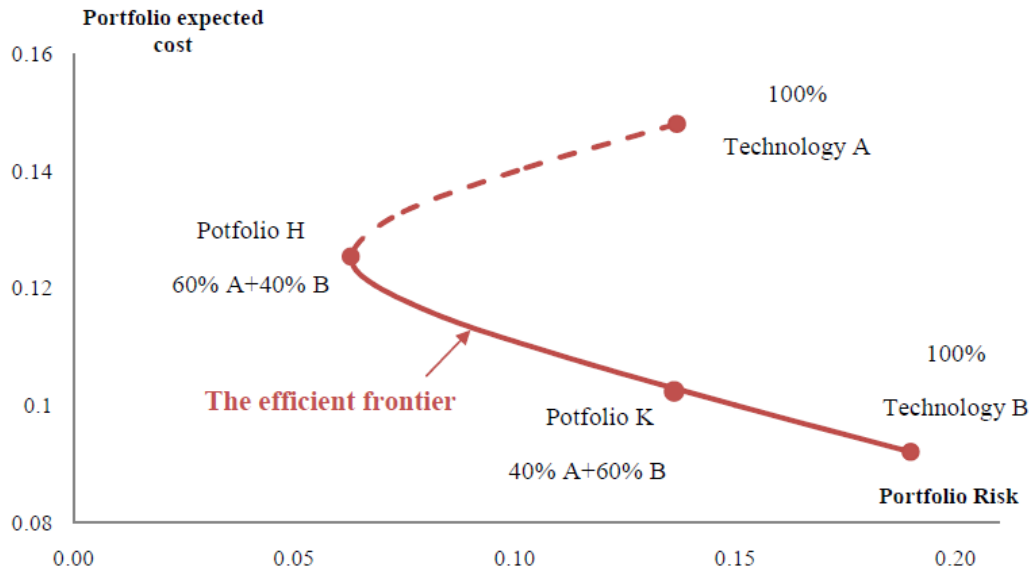
Επομένως το πρόβλημα βελτιστοποίησης μετασχηματίζεται σε:

$$\begin{array}{ccc} \text{Για δεδομένο } \sigma_p & \text{ή} & \text{Για δεδομένο } E(C) \\ \min E(C) & & \min \sigma_p \end{array}$$

$$\text{υπό τους περιορισμούς : } \sum_{i=1}^N w_i = 1 \text{ και } w_i \geq 0 \text{ για } i = 1 \dots N$$

Όπως και προηγουμένως, σκοπός του προβλήματος βελτιστοποίησης, είναι ο προσδιορισμός των συντελεστών w_i .

Σε αυτή την περίπτωση, η μορφή του αποδοτικού συνόρου, έχει τη μορφή του σχήματος 2.4.



Σχήμα 2.4 - Φαινόμενο χαρτοφυλακίου – Αναμενόμενο κόστος και κίνδυνος για χαρτοφυλάκιο δύο χρεογράφων

Πηγή : H.Beltran (2008)

Τα βέλτιστα χαρτοφυλάκια ηλεκτροπαραγωγής, εκθέτουν την κοινωνία στο ελάχιστο επίπεδο κινδύνου που απαιτείται για την επίτευξη δεδομένου επιπέδου κόστους και περιβαλλοντικών στόχων.

2.1.4 Ακίνδυνο Χρεόγραφο

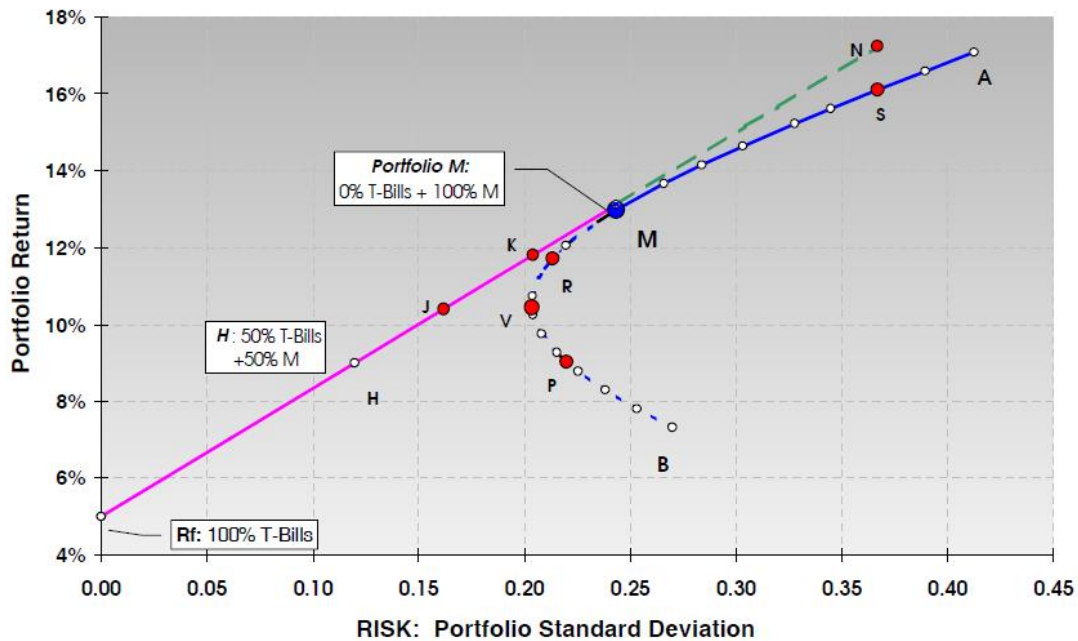
Ακίνδυνο χρεόγραφο (όπως δηλώνει και το όνομά του) είναι το χρεόγραφο του οποίου η απόδοση δεν εμπεριέχει καμιά αβεβαιότητα. Ακίνδυνα χρεόγραφα θεωρούνται τα έντοκα γραμμάτια του δημοσίου. Τα ακίνδυνα χρεόγραφα έχουν μηδενική συσχέτιση με άλλα περιουσιακά στοιχεία και επομένως όταν συνδυαστούν με οποιοδήποτε άλλο περιουσιακό στοιχείο ή χαρτοφυλάκιο περιουσιακών στοιχείων, η αλλαγή στην απόδοση είναι γραμμική σε σχέση με την αλλαγή στο ρίσκο, καθώς οι αναλογίες σε ακίνδυνα και επικίνδυνα χρεόγραφα του χαρτοφυλακίου μεταβάλλονται.

Όταν επιτρέπεται η χρήση ακίνδυνων χρεογράφων στη διαμόρφωση του χαρτοφυλακίου, έχουμε τη δημιουργία του Capital Allocation Line (CAL) του οποίου η εξίσωση είναι :

$$CAL : E(r_c) = r_f + \sigma_c * \frac{E(r_p) - r_f}{\sigma_p}$$

Όπου:

- $E(r_c)$: Αναμενόμενη απόδοση συνολικού χαρτοφυλακίου
- r_f : Απόδοση ακίνδυνου χρεογράφου
- $E(r_p)$: Αναμενόμενη απόδοση υπο-χαρτοφυλακίου (αποτελείται μόνο από επικίνδυνα χρεόγραφα)
- σ_c : Τυπική απόκλιση συνολικού χαρτοφυλακίου
- σ_p : Τυπική απόκλιση υπο-χαρτοφυλακίου



Σχήμα 2.5 - Αποδοτικά χαρτοφυλάκια υπό την παρουσία ακίνδυνων περιουσιακών στοιχείων

Πηγή : S.Awerbuch (2000)

Όταν δεν επιτρέπεται η χρήση ακίνδυνων χρεογράφων στο χαρτοφυλάκιο, το αποδοτικό σύνορο είναι αυτό που παρουσιάζεται στο σχήμα 2.5 (σημεία μεταξύ V και A). Όταν επιτρέπεται η χρήση ακίνδυνων χρεογράφων, η CAL (ροζ γραμμή) αποτελεί το νέο αποδοτικό σύνορο, σε συνδυασμό με τη μπλε γραμμή (σημεία M έως A) καθώς επιτρέπει τη δημιουργία συνδυασμών όπου πετυχαίνουμε την ίδια απόδοση με πριν αλλά με μικρότερο επίπεδο κινδύνου. Η τομή της ευθείας με τον κάθετο άξονα, αντιπροσωπεύει χαρτοφυλάκιο που αποτελείται μόνο από ακίνδυνα χρεόγραφα, ενώ το σημείο επαφής της ευθείας με την καμπύλη (σημείο M) αντιπροσωπεύει το νέο βέλτιστο χαρτοφυλάκιο που αποτελείται μόνο από επικίνδυνα χρεόγραφα (σε αντίθεση με πριν που ήταν ο συνδυασμός V). Όλα τα σημεία μεταξύ των δύο άκρων (κάθετος άξονας και M), αντιπροσωπεύουν συνδυασμούς χαρτοφυλακίων που αποτελούνται από ακίνδυνα και επικίνδυνα χρεόγραφα.

Επομένως, η χρήση ακίνδυνων χρεογράφων σε ένα χαρτοφυλάκιο, βελτιώνει το εύρος των βέλτιστων χαρτοφυλακίων (μέγιστη απόδοση – μικρότερος κίνδυνος), καθώς έχουμε τη δημιουργία συνδυασμών όπου μπορούμε να πετύχουμε την ίδια απόδοση με πριν, αλλά με μικρότερο ρίσκο. Για παράδειγμα, επενδυτές που επιθυμούν συνδυασμούς απόδοσης-κινδύνου πιο κάτω από το συνδυασμό M, μπορούν να κατασκευάσουν

χαρτοφυλάκια όπως το K και J (συνδυασμός με ακίνδυνα και επικίνδυνα χρεόγραφα), που είναι ανώτερα από συνδυασμούς όπως το V, που αποτελείται μόνο από επικίνδυνα χρεόγραφα.

2.1.5 Επιλογή Χαρτοφυλακίου

Σύμφωνα με τη θεωρία χαρτοφυλακίου, μια απόφαση που οδηγεί σε υψηλότερη απόδοση και χαμηλότερο κίνδυνο θα πρέπει να προτιμάται. Με άλλα λόγια, στόχος του κάθε επενδυτή είναι η μεγιστοποίηση της αναμενόμενης απόδοσης και η ελαχιστοποίηση της διακύμανσης της απόδοσης. Συνδυάζοντας αυτούς τους δύο στόχους, μπορούμε να ορίσουμε τη συνάρτηση χρησιμότητας (utility function) του επενδυτή ως προς την αναμενόμενη απόδοση $E(r)$ και τη διακύμανση της απόδοσης $\sigma^2(r)$, ως εξής :

$$U = E(r) - \frac{1}{2} * A * \sigma^2(r)$$

Όπου:

- U : Η συνάρτηση χρησιμότητας
- A : Ο συντελεστής στάθμισης που αντανακλά το βαθμό αποστροφής του επενδυτή προς τον κίνδυνο.

Θετικές τιμές του A, δείχνουν ότι ο επενδυτής παρουσιάζει αποστροφή προς τον κίνδυνο. Αρνητικές τιμές το A, δείχνουν ότι ο επενδυτής προτιμά τον κίνδυνο και μηδενική τιμή του A, δείχνει ότι ο επενδυτής είναι ουδέτερος ως προς τον κίνδυνο. Όσο μεγαλύτερη η τιμή του A, τόσο μεγαλύτερος ο βαθμός αποστροφής προς τον κίνδυνο. Ο προσδιορισμός της ακριβούς τιμής του συντελεστή στάθμισης A, είναι συνήθως το πιο δύσκολο κομμάτι οποιασδήποτε θεωρίας που προσπαθεί να συνδυάσει δύο στόχους.

Ένα ευρύ φάσμα μελετών, λαμβάνοντας υπόψη το πλήρες φάσμα των διαθέσιμων περιουσιακών στοιχείων, θέτει τον βαθμό αποστροφής κινδύνου του επενδυτή στην περιοχή του 2.0 – 4.0. Στα οικονομικά βιβλία, η τιμή $A = 3$ χρησιμοποιείται ως μια μέση τιμή αποστροφής κινδύνου και επομένως $A > 3$ δείχνει μεγαλύτερη αποστροφή κινδύνου και $A < 3$ δείχνει μικρότερη αποστροφή κινδύνου.

Με βάση την παραπάνω συνάρτηση χρησιμότητας, το βέλτιστο χαρτοφυλάκιο προσδιορίζεται μέσω της μεγιστοποίησης της συνάρτησης χρησιμότητας σε σχέση με τα βάρη των στοιχείων:

$$Max U = E(r_c) - \frac{1}{2} * A * \sigma^2(r_c)$$

$$s. t. \quad \sum_{i=1}^N w_i = 1$$

$$w_i \geq 0$$

Όπου τα $E(r_c)$ και $\sigma^2(r_c)$, δίνονται από τις σχέσεις (1.1) και (1.2) αντίστοιχα.

2.2 Μέτρα Απόδοσης και Κινδύνου

Στα χρηματοοικονομικά, χαρτοφυλάκιο ονομάζουμε τη συλλογή περιουσιακών στοιχείων (μετοχές, ομόλογα, τίτλοι ιδιοκτησίας) που βρίσκονται στην κυριότητα μιας οικονομικής μονάδας. Ένα χαρτοφυλάκιο συνήθως αποτελείται από τοποθετήσεις σε πολλά διαφορετικά στοιχεία με διαφορετικές αποδόσεις. Οι επενδυτές, τοποθετούν τον πλούτο τους σε πολλά διαφορετικά περιουσιακά στοιχεία με σκοπό τη μεγιστοποίηση της απόδοσης του χαρτοφυλακίου και την ελαχιστοποίηση του κινδύνου, ή την επίτευξη ενός συνδυασμού απόδοσης-κινδύνου κατάλληλου για της ανάγκες τους. Η απόφαση για το ποια περιουσιακά στοιχεία θα απαρτίσουν το χαρτοφυλάκιο και σε τι ποσότητα, ονομάζεται επιλογή χαρτοφυλακίου και μπορεί να είναι περίπλοκη. Τα θεμελιώδη χαρακτηριστικά των περιουσιακών στοιχείων που βαραίνουν στην επιλογή χαρτοφυλακίου, είναι τρία:

- Η προσδοκώμενη απόδοση

Η ποσοστιαία απόδοση ενός περιουσιακού στοιχείου, είναι η ποσοστιαία αύξηση της τιμής του στο χρόνο. Είναι φανερό ότι η υψηλή απόδοση είναι ένα επιθυμητό χαρακτηριστικό για οποιοδήποτε περιουσιακό στοιχείο γιατί όσο υψηλότερη είναι η απόδοση ενός χαρτοφυλακίου, τόσο μεγαλύτερη κατανάλωση θα μπορεί να απολαμβάνει στο μέλλον ο κάτοχος του.

- Ο κίνδυνος

Ο κίνδυνος σχετίζεται με την αβεβαιότητα της απόδοσης που θα αποφέρει ένα περιουσιακό στοιχείο. Ένα χαρτοφυλάκιο έχει υψηλό κίνδυνο όταν υπάρχει μεγάλη πιθανότητα η πραγματική του απόδοση να διαφέρει κατά πολύ από την προσδοκώμενη. Επειδή στους περισσότερους ανθρώπους δεν αρέσει ο κίνδυνος, κρατούν περιουσιακά στοιχεία με υψηλό κίνδυνο μόνον όταν η προσδοκώμενη απόδοση τους είναι μεγαλύτερη από την προσδοκώμενη απόδοση ενός σχετικά ασφαλούς περιουσιακού στοιχείου, όπως τα κρατικά ομόλογα.

- Η ρευστότητα

Η ρευστότητα ενός περιουσιακού στοιχείου είναι η εύκολη κι άμεση ανταλλαγή του με αγαθά, υπηρεσίες ή άλλα περιουσιακά στοιχεία. Επειδή είναι αποδεκτό άμεσα ως μέσο συναλλαγών, το χρήμα διακρίνεται από υψηλή ρευστότητα. Η ρευστότητα κάνει τις συναλλαγές ευκολότερες και φθηνότερες, παρέχοντας ευελιξία στον κάτοχο του χαρτοφυλακίου, γιατί ένα περιουσιακό στοιχείο που ρευστοποιείται εύκολα μπορεί να μετατραπεί σε χρήμα γρήγορα αν υπάρχει άμεση ανάγκη κεφαλαίων ή προκύψει μια καλή επενδυτική ευκαιρία.

2.2.1 Μέτρα Απόδοσης (Performance Measures)

Στη θεωρία χαρτοφυλακίου, διακρίνουμε τα παρακάτω κύρια μέτρα της απόδοσης ενός χαρτοφυλακίου :

- Καθαρή Παρούσα Αξία – ΚΠΑ (Net Present Value – NPV)
- Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης – ΕΒΑ (Internal Rate Of Return – IRR)
- Σταθμισμένο Κόστος της Ενέργειας (Levelised Cost of Energy – LCOE)
- Δείκτης Αποδοτικότητας (Profitability Index - PI)
- Απόδοση Επένδυσης (Return on Investment – ROI)
- Απόδοση Περιόδου Κατοχής (Holding Period Return - HPR)

Επίσης, ως μέτρα επίδοσης μπορούν να χρησιμοποιηθούν και ορισμένοι δείκτες οι οποίοι είναι προσαρμοσμένοι στον κίνδυνο. Συγκεκριμένα :

- Δείκτης Treynor (Treynor Ratio)
- Δείκτης Sharpe (Sharpe Ratio)
- Δείκτης Πληροφορίας (Information Ratio)
- Jensen's Alpha

Οι παραπάνω τέσσερις δείκτες (δείκτες προσαρμοσμένοι στον κίνδυνο), θα αναλυθούν στη συνέχεια (Μέτρα Κινδύνου).

Ο δείκτης του σταθμισμένου κόστους της Ενέργειας, θα αναλυθεί στη παράγραφο 2.4.

2.2.1.1 Καθαρή Παρούσα Αξία-ΚΠΑ (Net Present Value - NPV)

Ως καθαρή παρούσα αξία μιας χρονοσειράς ταμειακών ορών, εισερχόμενων και εξερχόμενων, ορίζουμε το άθροισμα της παρούσας αξίας (PV) των επιμέρους ταμειακών ορών. Οι εισροές συμβολίζονται με θετικό πρόσημο, ενώ οι εκροές με αρνητικό πρόσημο. Η παρούσα αξία, αποτελεί ένα δείκτη της αξίας που προσθέτει στην επιχείρηση, μια επένδυση ή ένα έργο.

Η καθαρή παρούσα αξία, ορίζεται ως :

$$ΚΠΑ = C_0 + \sum_{t=1}^N \frac{F_t}{(1+i)^t}$$

Όπου:

- C_0 : Αρχικό κόστος επένδυσης (αρνητική τιμή)
- F_t : Η ταμειακή ροή την περίοδο t (θετική για εισροή και αρνητική για εκροή)
- N : Η διάρκεια οικονομικής ζωής της επένδυσης
- i : Επιτόκιο προεξόφλησης
- t : Περίοδος μελέτης

Με βάση τους Garrison και Noreen (2003), οποτεδήποτε η καθαρή παρούσα αξία είναι μηδενική ή θετική, η επένδυση είναι αποδεκτή. Οποτεδήποτε η καθαρή παρούσα αξία είναι αρνητική (δηλαδή η παρούσα αξία των ταμειακών εκροών υπερβαίνει την παρούσα αξία των ταμειακών εισροών), η επένδυση είναι μη αποδεκτή.

Δηλαδή :

- Θετική τιμή ΚΠΑ : Η επένδυση είναι αποδεκτή, αφού υπόσχεται απόδοση μεγαλύτερη από το απαιτούμενο ποσοστό απόδοσης.
- Μηδενική τιμή ΚΠΑ : Η επένδυση είναι αποδεκτή, αφού υπόσχεται απόδοση ίση με το απαιτούμενο ποσοστό απόδοσης.
- Αρνητική τιμή ΚΠΑ : Η επένδυση είναι μη αποδεκτή, καθώς υπόσχεται απόδοση μικρότερη από το απαιτούμενο ποσοστό απόδοσης.

Έστω για παράδειγμα μια επένδυση η οποία έχει τα ακόλουθα στοιχεία :

Επένδυση	Ταμειακές Ροές (€)				i
	C ₀	C ₁	C ₂	C ₃	
A	-2,000	500	500	5,000	10%

Πίνακας 2.1 – Παράδειγμα υπολογισμού ΚΠΑ

Όπου :

- C₀ : Κόστος Επένδυσης
- C₁, C₂, C₃ : Ταμειακές ροές, περιόδων 1,2 και 3
- i : Κόστος ευκαιρίας κεφαλαίου (Opportunity cost of capital)

Τότε :

$$ΚΠΑ(A) = -2,000 + \frac{500}{1.10} + \frac{500}{1.10^2} + \frac{5,000}{1.10^3} = +€2,624$$

Όταν σε δύο αμοιβαία αποκλειόμενα επενδυτικά σχέδια ισχύει: $ΚΠΑ(A) > ΚΠΑ(B)$, επιλέγουμε το επενδυτικό σχέδιο A.

2.2.1.2 Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (Internal Rate of Return - IRR)

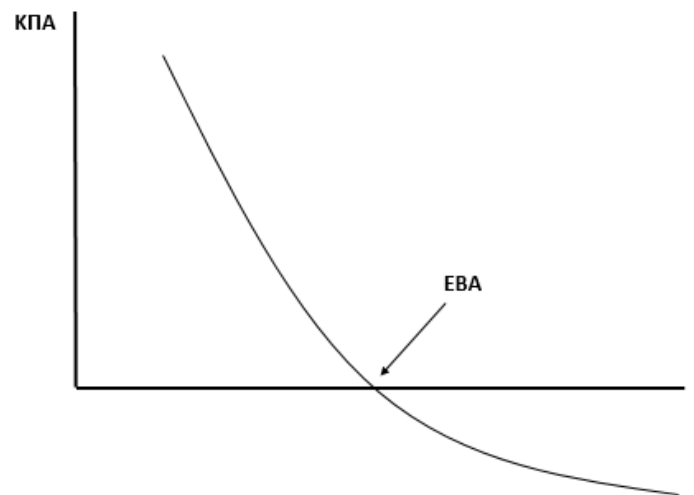
Ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης είναι το προεξοφλητικό επιτόκιο το οποίο εξισώνει την παρούσα αξία των πρόσθετων ετήσιων ταμειακών ροών (θετικών και αρνητικών), με το αρχικό κόστος της επένδυσης. Δηλαδή, ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης είναι το επιτόκιο το οποίο μηδενίζει την καθαρή παρούσα αξία της επένδυσης.

Ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης μιας επένδυσης υπολογίζεται ως εξής:

$$ΚΠΑ = C_0 + \sum_{t=1}^N \frac{F_t}{(1 + EBA)^t} = 0$$

Όπου:

- $ΚΠΑ$: Καθαρή Παρούσα Αξία
- C_0 : Αρχικό κόστος επένδυσης (αρνητική τιμή)
- F_t : Η ταμειακή ροή την περίοδο t
(θετική για εισροή και αρνητική για εκροή)
- N : Η διάρκεια οικονομικής ζωής της επένδυσης
- EBA : Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης
- t : Περίοδος μελέτης



Σχήμα 2.6 - Γραφική Απεικόνιση Εσωτερικού Βαθμού Απόδοσης

Ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης συγκρίνεται με το απαιτούμενο ποσοστό απόδοσης της εταιρείας. Το απαιτούμενο ποσοστό απόδοσης (required rate of return) είναι το ελάχιστο ποσοστό απόδοσης που πρέπει να έχει ένα επενδυτικό πρόγραμμα για να είναι αποδεκτό. Αν ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης είναι ίσος ή μεγαλύτερος από το απαιτούμενο ποσοστό απόδοσης, τότε το πρόγραμμα είναι αποδεκτό. Αν είναι μικρότερος από το απαιτούμενο ποσοστό απόδοσης, τότε το πρόγραμμα απορρίπτεται. Αρκετά συχνά, ως απαιτούμενο ποσοστό απόδοσης χρησιμοποιείται το κόστος κεφαλαίου της εταιρείας. Αυτό στηρίζεται στη λογική ότι αν το πρόγραμμα δεν μπορεί να επιτύχει ποσοστό απόδοσης τουλάχιστον ίσο με το κόστος των κεφαλαίων που επενδύθηκαν σε αυτό, τότε δεν είναι κερδοφόρο.

Έστω i , το απαιτούμενο ποσοστό απόδοσης. Τότε :

- Αν $IRR > i$, τότε η επένδυση είναι αποδεκτή
- Αν $IRR < i$, τότε η επένδυση απορρίπτεται

Μεταξύ δύο εναλλακτικών επενδύσεων A και B, προκρίνεται αυτή με το μεγαλύτερο IRR, δηλαδή: $IRR(A) > IRR(B)$

2.2.1.3 Δείκτης Αποδοτικότητας (Profitability Index - PI)

Ο δείκτης αποδοτικότητας (profitability index – PI), γνωστός και ως δείκτης της αποδοτικότητας των επενδύσεων (profit investment ratio – PIR) και ως δείκτης της αξίας των επενδύσεων (value investment ratio – VIR), είναι ο λόγος της απόδοσης προς την επένδυση ενός προτεινόμενου έργου. Είναι ένα χρήσιμο εργαλείο για την κατάταξη διαφόρων χαρτοφυλακίων, καθώς επιτρέπει τον υπολογισμό της προστιθέμενης αξίας που δημιουργείται ανά μονάδα επένδυσης. Ο δείκτης αποδοτικότητας, επιχειρεί να εντοπίσει τη σχέση μεταξύ του κόστους και του οφέλους ενός χαρτοφυλακίου.

Ισχύει :

$$\text{Δείκτης Αποδοτικότητας (PI)} = \frac{\text{Παρούσα Αξία μελλοντικών ταμειακών ροών}}{\text{Αρχική Επένδυση}}$$

Τιμή του δείκτη αποδοτικότητας ίση με τη μονάδα, αποτελεί τη χαμηλότερη τιμή του δείκτη για την οποία το χαρτοφυλάκιο είναι αποδεκτό. Τιμή του δείκτη μικρότερη της μονάδας σημαίνει ότι η παρούσα αξία του χαρτοφυλακίου είναι μικρότερη της αρχικής επένδυσης και επομένως το χαρτοφυλάκιο πρέπει να απορριφθεί ή να εγκαταλειφθεί (ζημία από την επένδυση). Τιμή του δείκτη μεγαλύτερη της μονάδας, σημαίνει ότι η παρούσα αξία των μελλοντικών ταμειακών ροών είναι μεγαλύτερη από την αρχική επένδυση και επομένως το χαρτοφυλάκιο πρέπει να υλοποιηθεί (αποκόμιση κερδών). Όσο πιο μεγάλη η τιμή του δείκτη κερδοφορίας, τόσο μεγαλύτερη είναι η οικονομική ελκυστικότητα του χαρτοφυλακίου. Επομένως, ο δείκτης αποδοτικότητας βοηθά τους επενδυτές στη λήψη των αποφάσεων σχετικά με το αν πρέπει ή όχι να γίνει μια συγκεκριμένη επένδυση.

Έστω, για παράδειγμα μια επένδυση που έχει κόστος αρχικής επένδυσης €1 εκατομμύριο και η παρούσα αξία των μελλοντικών ταμειακών ροών ισούται με €1.2 εκατομμύρια. Τότε ο δείκτης αποδοτικότητας ισούται με 1.2 και επομένως με βάση τον κανόνα του δείκτη αποδοτικότητας, η επένδυση πρέπει να πραγματοποιηθεί. Στο συγκεκριμένο παράδειγμα, κάθε ευρώ που επενδύεται αποφέρει κέρδη 1.2 ευρώ.

Ο κανόνας του δείκτη αποδοτικότητας, είναι μια παραλλαγή της μεθόδου της Καθαρής Παρούσας Αξίας (ΚΠΑ). Σε γενικές γραμμές, εάν η ΚΠΑ είναι θετική, τότε ο δείκτης αποδοτικότητας είναι μεγαλύτερος της μονάδας. Αντίστοιχα, αν η ΚΠΑ είναι αρνητική, τότε ο δείκτης αποδοτικότητας είναι μικρότερος της μονάδας. Επομένως ο υπολογισμός της ΚΠΑ και του PI, θα οδηγήσει στην ίδια απόφαση σχετικά με την ανάληψη ή μη ενός έργου.

Ωστόσο ο δείκτης αποδοτικότητας έχει μια βασική διαφορά από την ΚΠΑ. Επειδή ο δείκτης αποδοτικότητας είναι απλώς ένας λόγος, αγνοεί τη κλίμακα της επένδυσης και δεν παρέχει καμία ένδειξη σχετικά με το μέγεθος των πραγματικών ταμειακών ροών.

Εναλλακτικός τρόπος υπολογισμού του δείκτη αποδοτικότητας είναι :

$$\text{Δείκτης Αποδοτικότητας (PI)} = \frac{\text{Καθαρή Παρούσα Αξία}}{\text{Αρχική Επένδυση}}$$

2.2.1.4 Απόδοση Επένδυσης (Return On Investment - ROI)

Ο δείκτης της απόδοσης επένδυσης (ROI), χρησιμοποιείται για την αξιολόγηση της απόδοσης μιας επένδυσης ή για να συγκρίνει την αποδοτικότητα διαφορετικών επενδύσεων. Για τον υπολογισμό του ROI, το όφελος (κέρδος) μιας επένδυσης διαιρείται με το κόστος της και το αποτέλεσμα εκφράζεται ως ποσοστό.

Ισχύει :

$$\text{Απόδοση Επένδυσης} = \frac{\text{Κέρδος επένδυσης}}{\text{Κόστος επένδυσης}}$$

Ο δείκτης ROI μετρά πόσο αποτελεσματικά η επιχείρηση χρησιμοποιεί τα κεφάλαια της για να παράγει κέρδος και είναι ένας πολύ δημοφιλής δείκτης μέτρησης λόγω της ευελιξίας και της εύκολης χρήσης του. Εάν η επένδυση δεν έχει θετικό πρόσημο ή αν υπάρχουν άλλες επενδύσεις με υψηλότερη απόδοση, τότε η επένδυση δεν θα πρέπει να αναληφθεί. Η μέτρηση της απόδοσης μιας επένδυσης μπορεί να μεταβάλλεται ανάλογα με την κατάσταση, βάζοντας ως κόστη και κέρδη κάθε φορά τα απαιτούμενα.

Ο ROI χρησιμοποιείται επίσης από τους τραπεζίτες, τους επενδυτές και τους αναλυτές των επιχειρήσεων για να αξιολογήσουν την οικονομική ισχύ και την αποτελεσματική διαχείριση των πόρων μιας επιχείρησης. Οι ειδικοί λένε ότι οι εταιρείες συνήθως χρειάζονται τουλάχιστον 10-14% απόδοση της επένδυσης προκειμένου να χρηματοδοτήσουν τη μελλοντική τους ανάπτυξη. Αν η αναλογία αυτή είναι πολύ χαμηλή, είτε η διοίκηση δεν είναι πολύ αποτελεσματική, είτε η πολιτική της επιχείρησης είναι ιδιαίτερα συντηρητική. Από την άλλη, υψηλή τιμή του ROI μπορεί να σημαίνει είτε ότι η διαχείριση κάνει καλή δουλειά, είτε ότι η επιχείρηση δεν έχει τα απαιτούμενα για τον κύκλο εργασιών της κεφάλαια.

Ο ROI μπορεί επίσης να χρησιμοποιηθεί για την αξιολόγηση μιας προτεινόμενης επένδυσης σε νέο εξοπλισμό, διαιρώντας την αύξηση των κερδών που οφείλεται στον νέο εξοπλισμό με την αύξηση των δαπανών που οφείλονται στην αγορά και συντήρηση του.

2.2.1.5 Απόδοση Περιόδου Διακράτησης (Holding Period Return - HPR)

Στα χρηματοοικονομικά, ο δείκτης HPR αναφέρεται στην συνολική απόδοση που αποκτάται από μια επένδυση ή ένα επενδυτικό χαρτοφυλάκιο κατά την περίοδο κατοχής του, δηλαδή κατά την περίοδο που το περιουσιακό στοιχείο ή χαρτοφυλάκιο βρισκόταν υπό την κατοχή του επενδυτή. Η περίοδος διακράτησης μπορεί να είναι, μία ημέρα, ένας μήνας, έξι μήνες, ένα έτος, πέντε έτη κτλ. Ο δείκτης HPR, αποτελεί ένα από τα απλούστερα μέτρα μέτρησης της απόδοσης χαρτοφυλακίων/επενδύσεων. Εκφράζει το

ποσοστό κατά το οποίο η αξία ενός χαρτοφυλακίου (ή περιουσιακού στοιχείου) έχει αυξηθεί μέσα στη περίοδο κατοχής του.

Ισχύει :

$$HPR = \frac{\text{Αξία στο τέλος της περιόδου} - \text{Αρχική Αξία} + \text{Έσοδα}}{\text{Αρχική αξία}}$$

Έσοδα, αποτελούν οποιαδήποτε ενδιάμεσα κέρδη κατά τη περίοδο κατοχής του χαρτοφυλακίου / περιουσιακού στοιχείου (πχ. Μερίσματα)

Οι αποδόσεις περιόδου κατοχής, μπορούν να αναλυθούν και σε ετήσια βάση (annualized). Εάν το αρχικό HPR υπολογίζεται για πολλαπλές περιόδους, τότε οι ετήσιες αποδόσεις υπολογίζονται με βάση τη σχέση :

$$HPR_{\text{annualized}} = \left(\frac{\text{Τελική Αξία} - \text{Αρχική Αξία} + \text{Έσοδα}}{\text{Αρχική Αξία}} \right)^{\frac{1}{\text{Έτη}}} - 1$$

Εάν η αρχική HPR που έχουμε είναι τριμηνιαία, τότε μπορούμε να πραγματοποιήσουμε ανάλυση σε ετήσια βάση με βάση τον ακόλουθο τύπο :

$$HPR = (1 + HPR_1) * (1 + HPR_2) * (1 + HPR_3) * (1 + HPR_4) - 1$$

Η ίδια σχέση μπορεί να χρησιμοποιηθεί εάν είχαμε τις ετήσιες αποδόσεις για μια σειρά ετών και θέλουμε να υπολογίσουμε τη τιμή του HPR για τη συνολική περίοδο.

Έστω, για παράδειγμα ότι έχουμε πραγματοποιήσει μια επένδυση με ανατιμήσεις των τιμών κατά 10%, 8% και -6% μέσα σε μια τριετή περίοδο. Τότε ο δείκτης HPR ισούται με :

$$HPR = [(1 + 0.10) * (1 + 0.08) * (1 - 0.06)] - 1 = 11.67\%$$

2.2.2 Μέτρα Κινδύνου (Risk Measures)

Με τον όρο “κίνδυνος”, αναφερόμαστε στην αβεβαιότητα της απόδοσης που θα αποφέρει ένα περιουσιακό στοιχείο/χαρτοφυλάκιο.

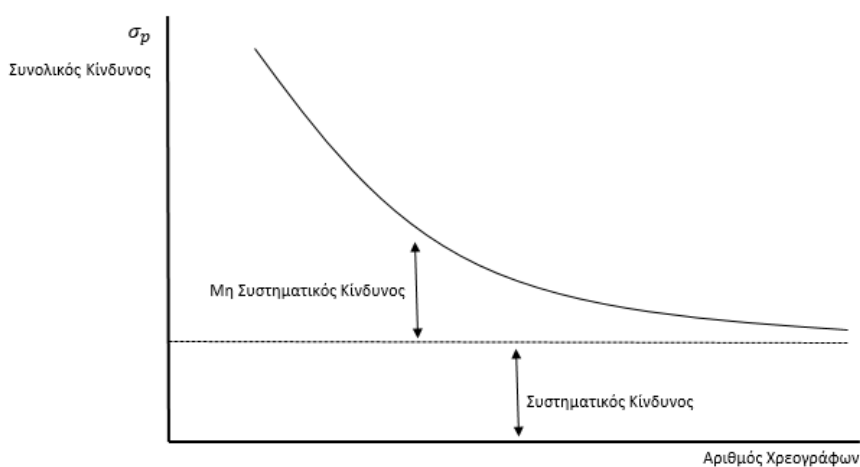
Ο συνολικός κίνδυνος ενός χρεογράφου και κατά συνέπεια ενός χαρτοφυλακίου αποτελείται από δύο τμήματα, τον συστηματικό κίνδυνο (systematic risk) και τον μη συστηματικό κίνδυνο (specific risk).

Ο μη συστηματικός κίνδυνος μπορεί να εξαλειφθεί ή τουλάχιστον το μεγαλύτερο μέρος του να μειωθεί, μέσω της διαφοροποίησης του χαρτοφυλακίου με πολλά χρεόγραφα. Ο μη συστηματικός κίνδυνος οφείλεται σε παράγοντες που επηρεάζουν ειδικά μια εταιρεία και κατά επέκταση την μετοχή της, όπως το καλό μάρκετινγκ και η ανάληψη ενός μεγάλου έργου. Ο μη συστηματικός κίνδυνος μπορεί να εξαλειφθεί και επομένως όταν μιλάμε για αποτελεσματικά χαρτοφυλάκια, δεν ενδιαφερόμαστε για αυτόν.

Συστηματικός κίνδυνος, είναι ο αναπότρεπτος κίνδυνος ο οποίος μπορεί να επηρεάσει τις αξίες ενός μεγάλου εύρους χρεογράφων και επενδύσεων, ενώ η εμβέλεια του μπορεί να καλύπτει μια συγκεκριμένη αγορά, μια χώρα ή ένα ολόκληρο οικονομικό σύστημα.

Ο συστηματικός κίνδυνος οφείλεται σε παράγοντες όπως η φορολογία, ο πληθωρισμός, οι διεθνείς οικονομικές και πολιτικές κρίσεις και οι πόλεμοι. Όλοι αυτοί είναι παράγοντες συστηματικού κινδύνου, επειδή επηρεάζουν ολόκληρη την αγορά και δεν μπορούν να αποφευχθούν μέσω της διαφοροποίησης του χαρτοφυλακίου. Ο κίνδυνος αυτός, είναι γνωστός και ως "μη διαφοροποιήσιμος κίνδυνος" (non diversifiable risk) ή "κίνδυνος αγοράς" (market risk).

Επειδή το μη συστηματικό κίνδυνο μπορούμε να το εξαλείψουμε μέσω της διαφοροποίησης, ή τουλάχιστον αν το μειώσουμε μέχρι ενός βαθμού, ενώ το συστηματικό κίνδυνο όχι, η έννοια του συστηματικού ρίσκου ταυτίζεται συνήθως με τον κίνδυνο του χαρτοφυλακίου.



Σχήμα 2.7 - Συστηματικός και Μη Συστηματικός Κίνδυνος

Στη θεωρία χαρτοφυλακίου, χρησιμοποιούνται κυρίως έξι διαφορετικοί δείκτες για τη μέτρηση του κινδύνου ενός χαρτοφυλακίου.

1. Διακύμανση - Τυπική Απόκλιση (Variance - Standard Deviation)
2. Συντελεστής Alpha (Alpha Coefficient)
3. Συντελεστής Βήτα (Beta Coefficient)
4. R-Τετράγωνο (R-Squared - R^2)
5. Δείκτης Sharpe (Sharpe Ratio)
6. Αξία σε Κίνδυνο (Value at Risk - VaR)

Αυτοί οι δείκτες έχουν ως στόχο να βοηθήσουν τον επενδυτή να καθορίσει τη σχέση κινδύνου-απόδοσης ενός χαρτοφυλακίου (ή χρεογράφου). Κάθε δείκτης, είναι μοναδικός στον τρόπο με τον οποίο υπολογίζει τον κίνδυνο. Κατά τη σύγκριση δύο ή περισσότερων πιθανών επενδύσεων, ο επενδυτής θα πρέπει πάντα να συγκρίνει τους ίδιους δείκτες για κάθε διαφορετική επένδυση, για να πάρει μια απόφαση.

2.2.2.1 Διακύμανση – Τυπική Απόκλιση

Ως διακύμανση, ορίζουμε τη μεταβλητότητα που έχει μία επένδυση / χαρτοφυλάκιο / χρεόγραφο στην απόδοση του. Οι δείκτες της διακύμανσης και της τυπικής απόκλισης, παραμένουν οι πιο ευρέως χρησιμοποιούμενοι δείκτες μέτρησης κινδύνου στα μοντέλα βελτιστοποίησης χαρτοφυλακίου. Ο Markowitz (1952), υποθέτοντας ότι οι αποδόσεις των χρεογράφων ακολουθούν κανονική κατανομή, θεώρησε ότι κάθε χρεόγραφο χαρακτηρίζεται από την μέση απόδοση του ($E(r)$) και την διακύμανση της απόδοσης του (σ^2) (ή τυπική απόκλιση (σ)).

Ως μέση τιμή της απόδοσης ενός χρεογράφου i , ορίζουμε :

$$E(r) = \frac{1}{N} * \sum_{i=1}^N r_i$$

Ως διακύμανση της απόδοσης ενός χρεογράφου i , ορίζουμε :

$$Var = \sigma^2 = \frac{1}{N-1} * \sum_{i=1}^N (r_i - E(r))^2$$

Επομένως η τυπική απόκλιση ορίζεται ως :

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{N-1} * \sum_{i=1}^N (r_i - E(r))^2}$$

Όπου :

- $E(r)$: Αναμενόμενη απόδοση χρεογράφου
- σ^2 : Διακύμανση απόδοσης χρεογράφου
- σ : Τυπική απόκλιση απόδοσης χρεογράφου
- r_i : Απόδοση χρεογράφου την περίοδο i
- N : Σύνολο περιόδων για τις οποίες έχουμε ιστορικά δεδομένα

Εξετάζοντας ένα χαρτοφυλάκιο (r_p) που αποτελείται από N χρεογράφα (r_i) με ποσοστό συμμετοχής (w_i) το καθένα, ορίζουμε ως διακύμανση του χαρτοφυλακίου :

$$Var_p = \sigma_p^2 = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N w_i * w_j * \sigma_i * \sigma_j * p_{ij}$$

Και η τυπική απόκλιση του χαρτοφυλακίου:

$$\sigma_p = \sqrt{\sigma_p^2}$$

Όπου, ορίζουμε ως συντελεστή συσχέτισης (p_{ij}) μεταξύ των αποδόσεων των χρεογράφων i και j ($p_{ij} = 1$ για $i = j$), το λόγο : $p_{ij} = \frac{\sigma_{ij}}{\sigma_i * \sigma_j}$ και ως (σ_{ij}) την συνδιακύμανση των χρεογράφων i και j .

Ισχύει :

$$Cov(r_i, r_j) = \sigma_{ij} = \frac{1}{N-1} * \sum_{k=1}^N [(r_{ki} - \bar{r}_i) * (r_{kj} - \bar{r}_j)]$$

Όπου:

- r_{ki} : Απόδοση χρεογράφου i την περίοδο k
- \bar{r}_i : Μέση απόδοση χρεογράφου i
- r_{kj} : Απόδοση χρεογράφου j την περίοδο k
- \bar{r}_j : Μέση απόδοση χρεογράφου j
- N : Σύνολο περιόδων για τις οποίες έχουμε ιστορικά δεδομένα

Κύριο πλεονέκτημα της χρήσης των δεικτών διακύμανσης και τυπικής απόκλισης, είναι η απλότητα στη χρήση τους, ενώ κύριο μειονέκτημα τους είναι ότι για να πραγματοποιηθεί χρήση τους, πρέπει να γίνει η παραδοχή ότι οι αποδόσεις των χρεογράφων ακολουθούν την κανονική κατανομή, γεγονός που δεν ισχύει πάντα (είτε θεωρητικά είτε πρακτικά). Ακόμη, έχει υποστηριχθεί ότι η χρήση της διακύμανσης ως μέτρο του κινδύνου υπαινίσσεται ότι οι επενδυτές είναι αδιάφοροι μεταξύ των αποδόσεων που είναι είτε πάνω είτε κάτω από τη μέση απόδοση. Είναι σαφές, ωστόσο, ότι οι επενδυτές που δείχνουν μεγάλη αποστροφή προς τον κίνδυνο δίνουν μεγαλύτερη

προσοχή στους κινδύνους των αποδόσεων που είναι κάτω από κάποιο δεδομένο επίπεδο απόδοσης, είτε πρόκειται για τη μέση απόδοση είτε κάποιο άλλο σημείο αναφοράς.

2.2.2.2 Συντελεστής Alpha (Alpha Coefficient)

Ο συντελεστής alpha αποτελεί μέτρο της απόδοσης σε προσαρμοζόμενο κίνδυνο. Ο συντελεστής alpha συγκρίνει την απόδοση ενός χαρτοφυλακίου (ή χρεογράφου) με μια τιμή αναφοράς (συνήθως η απόδοση της αγοράς). Η υπερβάλλουσα απόδοση του χρεογράφου σε σχέση με τον δείκτη αναφοράς, αποτελεί την τιμή alpha.

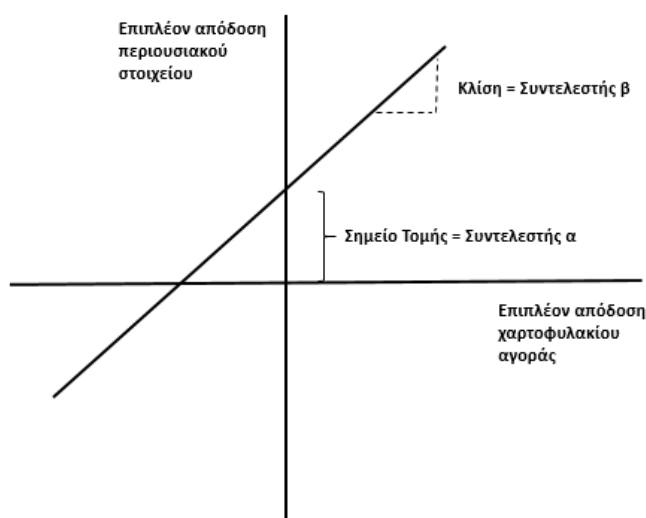
Ο συντελεστής alpha (α), αποτελεί παράμετρο του μοντέλου αποτίμησης περιουσιακών στοιχείων (Capital Asset Pricing Model - CAPM), το οποίο χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό της αναμενόμενης απόδοσης ενός χαρτοφυλακίου. Αποτελεί το σημείο τομής του Security Characteristic Line (SCL) με τον άξονα-y, όπου ο άξονα-y αντιπροσωπεύει την υπερβάλλουσα απόδοση του χαρτοφυλακίου (ή χρεογράφου) και ο άξονα-x την υπερβάλλουσα απόδοση της αγοράς.

Ισχύει :

$$SCL : R_{i,t} - R_f = \alpha_i + \beta_i * (R_{M,t} - R_f) + \varepsilon_{i,t}$$

Όπου:

- $R_{i,t}$: Απόδοση χρεογράφου i την χρ. περίοδο t
- α_i : Συντελεστής alpha (Alpha coefficient)
- $\beta_i * (R_{M,t} - R_f)$: Συστηματικό Ρίσκο (Systematic Risk)
- $R_{M,t}$: Κίνδυνος αγοράς
- R_f : Απόδοση μηδενικού κινδύνου
- $\varepsilon_{i,t}$: Ειδικό ρίσκο (Specific risk)



Σχήμα 2.8 - Security Characteristic Line (SCL)

Καθώς το μοντέλο CAPM εφαρμόζεται συνήθως σε διαφοροποιημένα χαρτοφυλάκια (άρα το ειδικό ρίσκο έχει εξαλειφθεί), ισχύει $\varepsilon_{i,t} = 0$. Ακόμη, επειδή σε ένα διαφοροποιημένο χαρτοφυλάκιο, η κύρια πηγή κινδύνου είναι ο κίνδυνος της αγοράς (συστηματικό ρίσκο), ο συντελεστής βήτα είναι ένας κατάλληλος δείκτης για τη μέτρηση αυτού του ρίσκου.

Επομένως ο συντελεστής alpha ορίζεται ως :

$$a_i = R_{i,t} - [R_f + \beta_i * (R_{M,t} - R_f)]$$

Σε μια απόλυτα αποτελεσματική αγορά (efficient market), ο συντελεστής alpha θα πρέπει να είναι μηδενικός (δηλαδή, όλες οι επενδύσεις που χαρακτηρίζονται από ίδιο επίπεδο κινδύνου θα πρέπει να έχουν και ίσες αποδόσεις), αλλά αυτό συμβαίνει σπάνια. Συνεπώς ο συντελεστής alpha, δείχνει πως μια επένδυση έχει αποδώσει αφού έχει ληφθεί υπόψη ο εμπλεκόμενος κίνδυνος.

Πιο συγκεκριμένα :

- $a_i < 0$: Η απόδοση της επένδυσης ήταν μικρότερη από την αναμενόμενη, για το επίπεδο κινδύνου που λήφθηκε.
- $a_i = 0$: Η επένδυση είχε την αναμενόμενη απόδοση, για το επίπεδο κινδύνου που λήφθηκε.
- $a_i > 0$: Η απόδοση της επένδυσης ήταν μεγαλύτερη από την αναμενόμενη, για το επίπεδο του κινδύνου που λήφθηκε.

Όταν ως τιμή αναφοράς ορίζεται η αναμενόμενη απόδοση του χαρτοφυλακίου, τότε ο συντελεστής alpha ορίζεται και ως **Jensen's alpha**. Ο δείκτης Jensen, βοηθά τους επενδυτές να κατανοήσουν κατά πόσο η πραγματική απόδοση ενός χαρτοφυλακίου διαφέρει από την απόδοση που θα έπρεπε να είχε επιτευχθεί (αναμενόμενη απόδοση).

Σε αυτή την περίπτωση, ο συντελεστής alpha ορίζεται ως :

$$a_J = R_P - [R_f + \beta_i * (R_M - R_f)]$$

Όπου :

- a_J : Jensen's alpha
- R_P : Πραγματική απόδοση χαρτοφυλακίου
- R_f : Απόδοση μηδενικού κινδύνου
- β_i : Συντελεστής βήτα
- R_M : Απόδοση αγοράς

Μια θετική τιμή του alpha σημαίνει ότι το χαρτοφυλάκιο έχει ξεπεράσει τις προσδοκίες με βάση το επίπεδο του κινδύνου. Η τιμή του alpha μπορεί να είναι το προϊόν της

επιδεξιότητας ή της τύχης ενός διευθυντή, και μπορεί να είναι είτε θετική είτε αρνητική. Τιμή alpha 1.0 σημαίνει ότι το χαρτοφυλάκιο πέτυχε υψηλότερες αποδόσεις από την αγορά κατά 1.0%. Θετική τιμή του alpha, είναι η επιπλέον απόδοση που αποκτά ο επενδυτής για τη λήψη πρόσθετων κινδύνων, σε σχέση με το να δεχόταν την απόδοση της αγοράς (μη ύπαρξη κινδύνου).

Ο συντελεστής alpha, μας παρέχει ένα δίκαιο κριτήριο της επίδοσης των διαχειριστών. Επιτρέπει τη σύγκριση των επιδόσεων των διαχειριστών χαρτοφυλακίων είτε μεταξύ τους, είτε με την αγορά. Η τιμή του συντελεστή alpha, υποδηλώνει αν ο διαχειριστής χαρτοφυλακίου είναι ανώτερος ή κατώτερος στην παρακολούθηση της αγοράς και στην επιλογή χρεογράφων. Ένας ανώτερος διαχειριστής έχει μία σημαντική θετική τιμή alpha λόγω των συστηματικών θετικών πρόσθετων αποδόσεων. Αντίθετα, ένας διαχειριστής που δεν έχει καλές αποδόσεις, έχει μικρότερες ή και αρνητικές τιμές alpha. Γενικά, οι επενδυτές μπορούν να χρησιμοποιήσουν τις τιμές των συντελεστών alpha και βήτα για να κρίνουν τις επιδόσεις των διαχειριστών.

Τέλος, κατά την εφαρμογή του συντελεστή alpha, είναι σημαντικό να συγκρίνονται χαρτοφυλάκια παρόμοιων περιουσιακών στοιχείων, ενώ προσοχή απαιτεί και η κατάλληλη επιλογή του δείκτη αναφοράς.

2.2.2.3 Συντελεστής Βήτα (Beta Coefficient)

Συντελεστής βήτα (beta coefficient) είναι ένας δείκτης που περιγράφει τη σχέση μεταξύ της μεταβλητότητας μιας επένδυσης / χρεογράφου / χαρτοφυλακίου και της μεταβλητότητας της αγοράς.

Υψηλός συντελεστής βήτα συνεπάγεται ότι η τιμή, και κατ' επέκταση η απόδοση, μιας μετοχής ή ενός χρεογράφου επηρεάζεται σημαντικά από τις κινήσεις της αγοράς. Μικρές τιμές του συντελεστή βήτα σημαίνει ότι η απόδοση της επένδυσης μένει σχετικά ανεπηρέαστη από τις διακυμάνσεις της απόδοσης της αγοράς.

Αρνητικό βήτα σημαίνει ότι όταν οι αποδόσεις της αγοράς είναι θετικές, η απόδοση του υποκείμενου χρεογράφου ή της επένδυσης θα είναι αρνητικές και το ανάποδο.

Μία επένδυση μπορεί να έχει θετικό βήτα και αρνητική απόδοση ή αντίθετα, θετική απόδοση και αρνητικό βήτα.

Ο συντελεστής βήτα στηρίζεται σε δύο σημαντικούς παράγοντες:

- Τη σχετική μεταβλητότητα (volatility) των αποδόσεων μιας συγκεκριμένης επένδυσης / χρεογράφου σε σχέση με τις αποδόσεις της αγοράς
- Τη συσχέτιση (correlation) μεταξύ της απόδοσης της επένδυσης και της απόδοσης της αγοράς

Ο συντελεστής βήτα, είναι ο λόγος που εκφράζει τη συνδιακύμανση των αποδόσεων ενός χρεογράφου a , με αυτή των αποδόσεων της αγοράς m , ως προς την διακύμανση των

αποδόσεων της αγοράς. Μετράει δηλαδή, το πώς ο κίνδυνος της αγοράς επηρεάζει την επικινδυνότητα του χρεογράφου. Ο συντελεστής βήτα, αποτελεί το συστηματικό ρίσκο ενός χρεογράφου / περιουσιακού στοιχείου.

Ισχύει :

$$\beta = \frac{Cov(r_a, r_m)}{Var(r_m)}$$

Όπου:

- r_a : Απόδοση χρεογράφου a
- r_m : Απόδοση αγοράς m
- $Cov(r_a, r_m)$: Συνδιακύμανση αποδόσεων χρεογράφου – αγοράς
- $Var(r_m)$: Διακύμανση αποδόσεων αγοράς

Οι τιμές που παίρνει ο συντελεστής βήτα ερμηνεύονται ως εξής :

- $\beta < 0$

Αρνητικό βήτα σημαίνει ότι η απόδοση της επένδυσης κινείται αντίθετα από αυτή της αγοράς (η συσχέτιση των αποδόσεων είναι αρνητική).

- $\beta = 0$

Η συσχέτιση των αποδόσεων είναι μηδενική, άρα κινούνται ανεξάρτητα

- $0 < \beta < 1$

Συντελεστής βήτα μικρότερος της μονάδας σημαίνει είτε ότι η απόδοση της επένδυσης είναι μικρής μεταβλητότητας (λιγότερο μεταβλητή από την απόδοση της αγοράς), είτε ότι οι αποδόσεις των δύο έχουν πολύ μικρή συσχέτιση (correlation) μεταξύ τους.

- $\beta = 1$

Ένας συντελεστής βήτα ίσος με τη μονάδα δηλώνει ότι η απόδοση ενός χρεογράφου κινείται παρόμοια με την απόδοση της αγοράς και σε ίδιο βαθμό.

- $\beta > 1$

Σημαίνει ότι η απόδοση του χρεογράφου είναι περισσότερο μεταβλητή από αυτή της αγοράς και ότι η συσχέτιση τους είναι θετική. Αυτές οι επενδύσεις είναι στενά συνδεδεμένες με την αγορά και επηρεάζονται έντονα από αυτή.

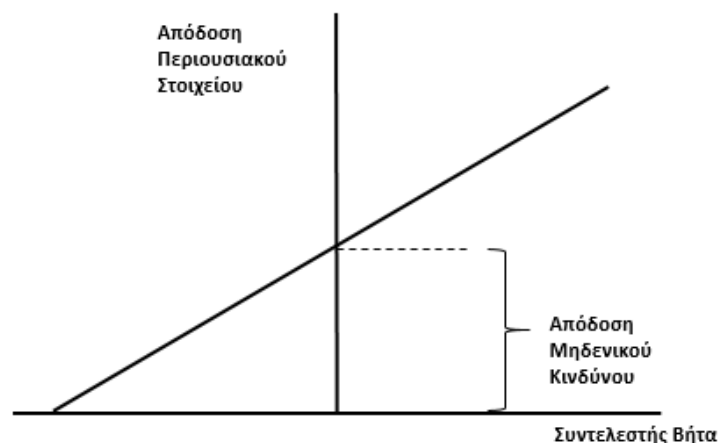
Στον υπολογισμό του συντελεστή βήτα, οι κινήσεις της αγοράς αντιπροσωπεύονται συνήθως από τον γενικό δείκτη του χρηματιστηρίου (S&P 500), αν και μπορούν να

χρησιμοποιηθούν και άλλοι πιο συγκεκριμένοι (industry specific) δείκτες, ανάλογα με τις ανάγκες των επενδυτών.

Ο υπολογισμός του συντελεστή βήτα μπορεί να γίνει και κάνοντας ανάλυση παλινδρόμησης (regression analysis) ανάμεσα στην απόδοση μιας επένδυσης και κάποιου χρηματιστηριακού ή άλλου δείκτη της αγοράς, για μια συγκεκριμένη χρονική περίοδο. Η κλίση της γραμμής παλινδρόμησης (least square regression line) είναι το βήτα. Η γραμμή παλινδρόμησης ονομάζεται, Security Characteristic Line (SCL, βλ. σχήμα 2.8)

Το μειονέκτημα της χρήσης του συντελεστή βήτα, είναι ότι βασίζεται σε ιστορικά δεδομένα, κάτι που δεν αποτελεί εγγύηση για την πρόβλεψη της μελλοντικής μεταβλητότητας.

Ο συντελεστής βήτα, αποτελεί μία από τις μεταβλητές του μοντέλου αποτίμησης περιουσιακών στοιχείων (CAPM), που χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό της αναμενόμενης απόδοσης ενός περιουσιακού στοιχείου, βασιζόμενο στο βήτα του και τις αναμενόμενες αποδόσεις της αγοράς. Στο CAPM, ο συντελεστής beta χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό της γραμμής αξιογράφων (Security Market Line - SML), η οποία και αποτελεί τη γραφική απεικόνιση του CAPM. Το SML απεικονίζει την αναμενόμενη απόδοση ενός ανεξάρτητου χρεογράφου ως συνάρτηση του συστηματικού ρίσκου (beta coefficient).



Σχήμα 2.9 - Γραμμή Αξιογράφων (SML)

$$SML : E(r_i) - r_f = \beta_i * (E(r_m) - r_f)$$

Όπου:

- $E(r_i)$: Αναμενόμενη απόδοση χρεογράφου
- $E(r_m)$: Αναμενόμενη απόδοση αγοράς
- r_f : Ακίνδυνο χρεόγραφο
- β_i : Συντελεστής beta

Ο συντελεστής βήτα μιας μετοχής μετρά την ευαισθησία (μεταβλητότητα) της εν λόγω μετοχής σε σχέση με τη διακύμανση του γενικού δείκτη της χρηματιστηριακής αγοράς. Υπολογίζεται διαιρώντας την μεταβολή μιας μετοχής με την μεταβολή του Δείκτη για μια συγκεκριμένη χρονική περίοδο.

Οι μετοχές με χαμηλό συντελεστή βήτα ($\beta < 1$) αποκαλούνται αμυντικές μετοχές, διότι οι επενδυτές επενδύουν σε αυτές όταν η αγορά κινείται πτωτικά ή είναι ιδιαίτερα ασταθής. Αντίθετα μετοχές με υψηλό βήτα ($\beta > 1$) αποκαλούνται επιθετικές μετοχές καθώς προτιμώνται από τους επενδυτές όταν ο δείκτης του χρηματιστηρίου κινείται σταθερά ανοδικά γιατί με αυτόν τον τρόπο απολαμβάνουν υψηλότερες από το μέσο όρο αποδόσεις, στα κεφάλαια τους.

Κατ' επέκταση ένας συντηρητικός επενδυτής που επιδιώκει απλώς να συντηρήσει το κεφάλαιο του θα πρέπει να προτιμάει μετοχές με χαμηλό συντελεστή βήτα, ενώ αντίθετα κάποιος που θέλει υψηλότερες αποδόσεις, κι άρα διατίθεται να ρισκάρει περισσότερο, θα πρέπει να προσανατολιστεί σε μετοχές με υψηλό βήτα.

Για παράδειγμα, όταν μια επιθετική μετοχή έχει $\beta = 2$, τότε μια μεταβολή της αγοράς κατά 10%, επιφέρει μεταβολή της μετοχής κατά 20%. Αντίστοιχα, όταν μια αμυντική μετοχή έχει $\beta = 0.5$, τότε μια μεταβολή της αγοράς κατά 10%, επιφέρει μεταβολή της μετοχής κατά 5%. Αν μια μετοχή έχει, για παράδειγμα $\beta = -2$, τότε μια μεταβολή της αγοράς κατά 10%, θα οδηγήσει σε πτώση της τιμής της μετοχής κατά 20%.

Ο συντελεστής βήτα μπορεί να χρησιμοποιηθεί και για τη μέτρηση της μεταβλητότητας ενός χαρτοφυλακίου. Το βήτα ενός χαρτοφυλακίου είναι απλά το σταθμισμένο άθροισμα των N επιμέρους χρεογράφων / περιουσιακών στοιχείων (i) από τα οποία αποτελείται το χαρτοφυλάκιο.

$$\beta_{\text{χαρτοφυλακίου}} = \sum_{i=1}^N w_i * \beta_i$$

Η συνεισφορά (w_i) του κάθε χρεογράφου (security) στην αξία του χαρτοφυλακίου ισούται με την αξία που έχει επενδυθεί στο συγκεκριμένο περιουσιακό στοιχείο προς την αξία ολόκληρου του χαρτοφυλακίου.

Σε ένα χαρτοφυλάκιο μετοχών, οι μετοχές οι οποίες με την προσθήκη τους σε αυτό, μειώνουν τον συνολικό κίνδυνο του χαρτοφυλακίου θεωρείται ότι έχουν αρνητικό βήτα.

Τέλος, εφ' όσον ο συντελεστής βήτα μετράει την ευαισθησία ενός περιουσιακού στοιχείου στις κινήσεις της αγοράς, το βήτα της αγοράς ισούται πάντα με τη μονάδα.

2.2.2.4 R-Τετράγωνο (R-Squared) - R^2

Ο δείκτης R^2 , αποτελεί ένα στατιστικό μέτρο το οποίο αντιπροσωπεύει το ποσοστό της μεταβολής του κεφαλαίου ή ενός χρεογράφου, που μπορεί να εξηγηθεί από τις μεταβολές ενός δείκτη αναφοράς. Για παράδειγμα, όταν αναφερόμαστε σε μετοχές, ο δείκτης

αναφοράς, είναι ο δείκτης του χρηματιστηρίου S&P 500. Ο δείκτης R^2 δεν αποτελεί μέτρο της απόδοσης ενός χαρτοφυλακίου. Ένα πολύ αποδοτικό χαρτοφυλάκιο, μπορεί να έχει πολύ χαμηλό δείκτη R^2 .

Ο δείκτης R^2 , παράγεται από την παλινδρομική ανάλυση ελαχίστων τετραγώνων (least square regression analysis). Είναι ένας αριθμός, που μπορεί να πάρει τιμές μεταξύ 0 και 100% και υπολογίζει το βαθμό συσχέτισης μεταξύ των τιμών των εξαρτημένων μεταβλητών και των ανεξάρτητων μεταβλητών. Τιμή 0% δηλώνει ότι οι δύο μεταβλητές είναι ασυσχέτιστες μεταξύ τους, ενώ τιμή 100% δηλώνει ότι υπάρχει απόλυτη συσχέτιση μεταξύ των δύο μεταβλητών. Για παράδειγμα, οι δείκτες των μετοχών που παρακολουθούν το δείκτη S&P 500, έχουν δείκτη R^2 πολύ κοντά στο 100%. Χαμηλές τιμές του δείκτη R^2 , δείχνει ότι οι μεταβολές του χρεογράφου (ή χαρτοφυλακίου) δεν μπορούν να ερμηνευθούν από τις μεταβολές του δείκτη αναφοράς. Για παράδειγμα, αν το R^2 ενός χρεογράφου είναι ίσο με 35%, τότε μόνο το 35% των μεταβολών του χρεογράφου, μπορεί να εξηγηθεί από τις μεταβολές του δείκτη αναφοράς. Υψηλές τιμές του δείκτη θεωρείται το εύρος 85% - 100%.

Η τιμή του δείκτη R^2 , δίνεται από τη σχέση :

$$R^2 = 100 * \left(\frac{Cov_{rb}}{\sigma_r * \sigma_b} \right)^2$$

Όπου :

- Cov_{rb} : Συνδιακύμανση αποδόσεων χαρτοφυλακίου r και του δείκτη αναφοράς b
- σ_r : Τυπική απόκλιση απόδοσης χαρτοφυλακίου r
- σ_b : Τυπική απόκλιση απόδοσης δείκτη αναφοράς b

Με βάση την παραπάνω σχέση, συμπεραίνουμε ότι η τιμή του συντελεστή συσχέτισης (ρ), ισούται με την τετραγωνική ρίζα του δείκτη R^2 ($\rho_{rb} = \frac{\sigma_{rb}}{\sigma_r * \sigma_b}$).

Τέλος, ο δείκτης R^2 μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την εξακρίβωση της σημασίας μιας συγκεκριμένης εκτίμησης του συντελεστή βήτα (beta coefficient). Γενικά, μια υψηλή τιμή του δείκτη, θα δείξει μια πιο αξιόπιστη εικόνα του βήτα. Για παράδειγμα, εάν ένα χαρτοφυλάκιο έχει ένα υψηλό δείκτη R^2 (κοντά στο 100%), αλλά έχει μια τιμή βήτα μικρότερης της μονάδας, τότε το πιθανότερο είναι να προσφέρει υψηλότερες, σταθμισμένες στον κίνδυνο, αποδόσεις. Χαμηλή τιμή του δείκτη, υποδηλώνει ότι η τιμή του βήτα πρέπει να αγνοηθεί.

2.2.2.5 Δείκτης Sharpe (Sharpe Ratio)

Η έννοια του δείκτη Sharpe, αναπτύχθηκε από τον William Forsyth Sharpe το 1966. Αρχικά, ο δείκτης αυτός ονομαζόταν “reward-to-variability” ratio, πριν αρχίσει να ονομάζεται δείκτης Sharpe από μεταγενέστερους ακαδημαϊκούς και οικονομικούς επαγγελματίες. Ο δείκτης Sharpe, μετρά την πρόσθετη απόδοση (ή πριμ κινδύνου) ανά μονάδα ρίσκου. Δηλαδή, ο δείκτης Sharpe αντιπροσωπεύει την τιμή αγοράς του ρίσκου.

Έπειτα την αναθεώρησή του το 1994 από τον William F. Sharpe, ο δείκτης Sharpe ορίζεται ως:

$$S = \frac{E[R - R_F]}{\sigma} = \frac{E[R - R_F]}{\sqrt{Var[R - R_F]}}$$

Όπου:

- S : Δείκτης Sharpe
- R : Απόδοση περιουσιακού στοιχείου
- R_F : Απόδοση σημείου αναφοράς (συνήθως, ορίζεται ως η απόδοση μηδενικού κινδύνου (risk free rate of return))
- $E[R - R_F]$: Αναμενόμενη αξία της πρόσθετης απόδοσης του περιουσιακού στοιχείου πάνω από την απόδοση του σημείου αναφοράς
- $Var[R - R_F]$: Διακύμανση της πρόσθετης απόδοσης
- σ : Τυπική απόκλιση της πρόσθετης απόδοσης

Στον παραπάνω λόγο, ο αριθμητής κοιτάζει τι απόδοση έχει ένα περιουσιακό στοιχείο σε ένα χρονικό διάστημα και αφαιρεί ό,τι ένας επενδυτής θα μπορούσε να είχε κερδίσει από μια ακίνδυνη επένδυση. Ως ακίνδυνη επένδυση ορίζονται συνήθως τα έντοκα γραμμάτια τριών μηνών. Ο παρονομαστής είναι η τυπική απόκλιση του περιουσιακού στοιχείου, το οποίο μετρά κατά πόσο η απόδοση ενός περιουσιακού στοιχείου διαφέρει από τη μέση απόδοση (μεταβλητότητα).

Ο δείκτης Sharpe, χρησιμοποιείται για να χαρακτηρίσει το πόσο καλά η απόδοση ενός περιουσιακού στοιχείου αποζημιώνει τον επενδυτή για το επίπεδο κινδύνου που έχει αναλάβει. Αποτελεί δηλαδή ένα μέτρο της απόδοσης των χαρτοφυλακίων, προσαρμοσμένο στο κίνδυνο. Όσο υψηλότερη είναι η τιμή του δείκτη, τόσο περισσότερο αποζημιώνεται ο επενδυτής για τον κίνδυνο που έχει αναλάβει. Όσο υψηλότερη είναι η τυπική απόκλιση ενός περιουσιακού στοιχείου, τόσο υψηλότερες πρέπει να είναι οι αποδόσεις, ώστε να έχουμε ένα υψηλό δείκτη Sharpe. Αντίστοιχα, περιουσιακά στοιχεία με μικρότερες τυπικές αποκλίσεις μπορούν να πετύχουν υψηλούς δείκτες Sharpe, αν έχουν σταθερές αποδόσεις.

Κατά τη σύγκριση δύο περιουσιακών στοιχείων που έχουν την ίδια αναμενόμενη απόδοση $E[R]$ απέναντι στο ίδιο σημείο αναφοράς με R_F απόδοση, το περιουσιακό στοιχείο με το μεγαλύτερο δείκτη Sharpe προσφέρει μεγαλύτερη απόδοση για τον ίδιο κίνδυνο. Συνίσταται συχνά στους επενδυτές, να επιλέγουν επενδύσεις με υψηλούς δείκτες Sharpe.

Έστω δύο περιουσιακά στοιχεία με παρόμοιες αποδόσεις. Το περιουσιακό στοιχείο A, έχει μια μέση απόδοση 12% το χρόνο για ένα διάστημα τριών χρόνων και τυπική απόκλιση 30%, δίνοντας του ένα δείκτη Sharpe ίσο με 0.4. Το περιουσιακό στοιχείο B, έχει μια μέση απόδοση 10% το χρόνο για ένα διάστημα τριών χρόνων και τυπική απόκλιση 20%, δίνοντας του ένα δείκτη Sharpe ίσο με 0.5 (Έχουμε θεωρήσει και στις δύο περιπτώσεις ότι η απόδοση μηδενικού κινδύνου είναι μηδέν). Αν και το περιουσιακό

στοιχείο A έχει καλύτερη απόδοση, το περιουσιακό στοιχείο B προσφέρει μεγαλύτερη απόδοση για το επίπεδο κινδύνου που έχει.

Οι δείκτες Sharpe, χρησιμοποιούνται για την κατάταξη των αποδόσεων των χαρτοφυλακίων. Κύριο πλεονέκτημα του δείκτη Sharpe, είναι το γεγονός ότι είναι άμεσα υπολογίσιμο από την κάθε παρατηρούμενη σειρά απόδοσης, χωρίς να απαιτούνται πρόσθετες πληροφορίες σχετικά με την πηγή κερδοφορίας. Ο δείκτης Sharpe, λαμβάνει υπόψη και το συστηματικό ρίσκο (systematic risk) και το ιδιοσυγκρασιακό ρίσκο (idiosyncratic risks).

Οι αποδόσεις που μετρώνται, μπορεί να είναι οποιασδήποτε συχνότητας (ημερήσιες, εβδομαδιαίες, μηνιαίες, ετήσιες), εφόσον αυτές ακολουθούν την κανονική κατανομή (normal distribution), ώστε οι αποδόσεις να μπορούν να αναχθούν σε ετήσια βάση. Εδώ έγκειται και η βασική αδυναμία του δείκτη Sharpe, καθώς οι κατανομές των αποδόσεων δεν ακολουθούν πάντα την κανονική κατανομή. Ανωμαλίες, όπως η κυρτότητα, οι υψηλές κορυφές, πλατιά άκρα (fat tails) ή οι ασυμμετρίες στην κατανομή μπορούν να οδηγήσουν σε προβλήματα, καθώς η μέθοδος της τυπικής απόκλισης δεν έχει την ίδια αποτελεσματικότητα, όταν υπάρχουν αυτά τα προβλήματα.

Οι Bailey και López de Prado (2012), στο έργο τους “The Sharpe Ratio Efficient Frontier”, δείχνουν ότι οι δείκτες Sharpe τείνουν σε υπερεκτίμηση, στην περίπτωση των αμοιβαίων κεφαλαίων υψηλού κινδύνου (hedge funds) με σύντομο ιστορικό. Οι συγγραφείς προτείνουν μια πιθανολογική εκδοχή του δείκτη Sharpe που θα λαμβάνει υπόψη την ασυμμετρία (asymmetry) και τα πλατιά άκρα (fat tails) στην κατανομή των αποδόσεων. Όσον αφορά την επιλογή των διαχειριστών χαρτοφυλακίων με βάση το δείκτη Sharpe τους, οι συγγραφείς πρότειναν μια καμπύλη αδιαφορίας σχετικά με το δείκτη Sharpe (Sharpe ratio indifference curve). Αυτή η καμπύλη απεικονίζει το γεγονός ότι είναι αποδοτικό να προσλάβεις διαχειριστές χαρτοφυλακίων με χαμηλό ή και μηδενικό δείκτη Sharpe, αρκεί η συσχέτιση τους με άλλους διαχειριστές χαρτοφυλακίων να είναι αρκετά χαμηλή.

Τέλος, επειδή ο δείκτης Sharpe είναι ένας αδιάστατος λόγος, πολλοί άνθρωποι δυσκολεύονται να ερμηνεύσουν τους δείκτες Sharpe διαφορετικών επενδύσεων. Για παράδειγμα, πόσο καλύτερη είναι μια επένδυση με δείκτη Sharpe 0.5, από μια επένδυση με δείκτη Sharpe -0.2 ; Η αδυναμία αυτή αντιμετωπίστηκε με την ανάπτυξη του μέτρου απόδοσης, σταθμισμένου στο κίνδυνο, Modigliani (Modigliani risk-adjusted performance measure, που εκφράζεται σε επί τοις εκατό μονάδες.

2.2.2.6 Αξία στον Κίνδυνο (Value at Risk - VaR)

Η αξία στον κίνδυνο, είναι ένας δείκτης που μετρά τη χειρότερη αναμενόμενη απώλεια χρημάτων υπό κανονικές συνθήκες αγοράς, για δεδομένο χρονικό ορίζοντα και για δεδομένο επίπεδο εμπιστοσύνης. Η έννοια της VaR απαντά με άμεσο τρόπο στο πρόβλημα της εκτίμησης του επενδυτικού κινδύνου, βοηθώντας τον αναλυτή να προσδιορίσει τη μέγιστη αναμενόμενη ζημία που μπορεί να υποστεί σε ένα δεδομένο χρονικό διάστημα και για ένα συγκεκριμένο βαθμό εμπιστοσύνης.

Η έννοια της VaR, υπό τη μορφή εξίσωσης ορίζεται ως :

$$\Pr(x \leq VaR) > y\% \quad \text{ή} \quad \Pr(x > VaR) \leq (100 - y\%)$$

Όπου :

- Pr : Πιθανότητα εμφάνισης ενός ενδεχομένου
- x : Πραγματική απώλεια
- VaR : Μέγιστη αξία του χαρτοφυλακίου που μπορεί να χαθεί σε συγκεκριμένη χρονική περίοδο και σε κανονικές συνθήκες αγοράς
- y : Διάστημα εμπιστοσύνης

Για παράδειγμα, έστω ότι μια τράπεζα υπολογίζει ότι η 99% ημερήσια VaR του επενδυτικού χαρτοφυλακίου της είναι €35 εκατομμύρια. Αυτό σημαίνει ότι κατά τη διάρκεια των επόμενων 100 ημερών, μόνο μια μέρα οι απώλειες θα είναι τουλάχιστον €35 εκατομμύρια. Δηλαδή, η VaR υποδεικνύει, με μεγάλο βαθμό βεβαιότητας, πόσο δυσμενής μπορεί να είναι μια ενδεχόμενη απώλεια χρημάτων.

Η αξία στον κίνδυνο, χαρακτηρίζεται από τρεις κύριες παραμέτρους:

- Τον χρονικό ορίζοντα υπολογισμού.

Ο χρονικός ορίζοντας υπολογισμού εξαρτάται από τη συχνότητα αναπροσαρμογών του χαρτοφυλακίου και τη δυνητική ταχύτητα με την οποία ο κάθε οργανισμός μπορεί να ρευστοποιεί τις θέσεις του.

- Το διάστημα εμπιστοσύνης

Το επίπεδο εμπιστοσύνης συνήθως λαμβάνει τιμές στατιστικής σημαντικότητας 90%, 95%, 98% και 99%. Η επιλογή του διαστήματος εμπιστοσύνης είναι ενδεικτική της στάσης κάθε οργανισμού έναντι του κινδύνου. Η εκλογή ενός μεγαλύτερου επιπέδου εμπιστοσύνης (πχ 99% αντί 95%) ελαττώνει την πιθανότητα να αποτύχει η VaR να προβλέψει ακραία φαινόμενα.

- Το «παράθυρο δεδομένων»

Το «παράθυρο δεδομένων» είναι η χρονική περίοδος που καλύπτει το δείγμα των ιστορικών δεδομένων. Για την περίοδο αυτή υπολογίζονται οι διακυμάνσεις και οι συνδιακυμάνσεις των αποδόσεων των επενδύσεων του χαρτοφυλακίου. 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, η συμπεριφορά της χρονοσειράς αλλάζει με την πάροδο του χρόνου λόγω της στοχαστικής της φύσης. Κατά συνέπεια, το «παράθυρο δεδομένων» που βελτιστοποιεί

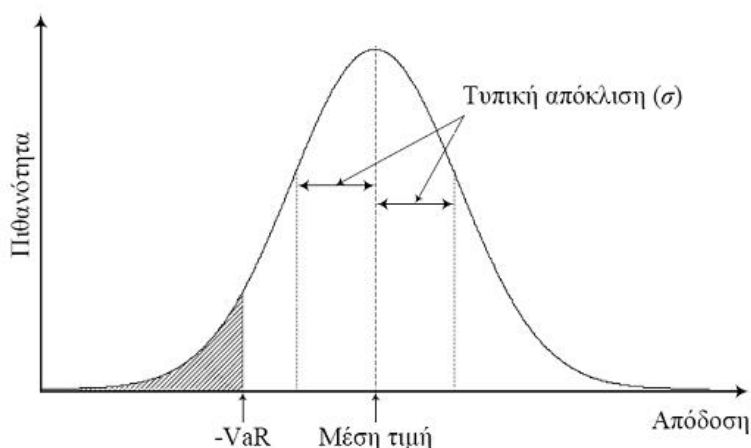
την ικανότητα πρόβλεψης της VaR, είναι εκείνο που περιλαμβάνει όλες τις παρατηρήσεις που έπονται του τελευταίου σημείου καμπής της χρονοσειράς της αξίας της επένδυσης.

Η μεθοδολογία της αξίας στον κίνδυνο συμπληρώνεται από δύο επιπλέον διαδικασίες, το StressTesting και το BackTesting. Με τη διαδικασία του StressTesting ελέγχουμε τη συμπεριφορά του υπό εξέταση χαρτοφυλακίου κάτω από ακραία και δυσμενή μακροοικονομικά σενάρια, ενώ με το BackTesting επαληθεύουμε την ορθότητα της VaR που έχουμε υπολογίσει.

Οι βασικές μέθοδοι υπολογισμού της VaR είναι τρεις :

1. Παραμετρική Μέθοδος (Parametric VaR) ή, αλλιώς, Μέθοδος Διακύμανσης-Συνδιακύμανσης (Variance-Covariance VaR). Η συγκεκριμένη μέθοδος θεωρεί ότι η συνάρτηση κατανομής πιθανότητας της αξίας του χαρτοφυλακίου είναι κανονική και απαιτεί τον υπολογισμό των παραμέτρων διακύμανσης και συνδιακύμανσης των επενδύσεων (assets) από τις οποίες αποτελείται το χαρτοφυλάκιο.
2. Η Ιστορική Προσομοίωση (Historical Simulation). Σε αυτήν τη μέθοδο, η συνάρτηση κατανομής πιθανότητας της αξίας του χαρτοφυλακίου κατασκευάζεται σύμφωνα με ιστορικά δεδομένα (συνήθως των τελευταίων 250 ημερών), χωρίς να θεωρούμε εκ των προτέρων ότι είναι κανονική.
3. Η Προσομοίωση Monte Carlo (Monte Carlo Simulation). Αυτή η μέθοδος βασίζεται σε προκαθορισμένες στατιστικές ιδιότητες της απόδοσης της επένδυσης και προσομοιώνει κατά τυχαίο τρόπο τα πιθανά μελλοντικά αποτελέσματα της επένδυσης μέσω ενός μεγάλου αριθμού σεναρίων.

Η παραμετρική μέθοδος έχει τη μικρότερη πολυπλοκότητα σε χρόνο, ενώ η μέθοδος Monte Carlo είναι η πιο χρονοβόρα. Η ιστορική προσομοίωση, αποτυπώνει με τον καλύτερο δυνατό τρόπο τις μη γραμμικές συμπεριφορές και μη κανονικές κατανομές, αλλά είναι πλήρως εξαρτημένη από τα ιστορικά δεδομένα. Η εξάρτηση από τα ιστορικά δεδομένα είναι δυνατό να αποφευχθεί, εν μέρει, με επιλογή των δύο άλλων μεθόδων.



Σχήμα 2.10 – Πεικόνιση της έννοιας VaR (απόδοση ακολουθεί την κανονική κατανομή)

Η VaR μπορεί να χρησιμοποιηθεί στις ακόλουθες περιπτώσεις :

1. Πληροφόρηση της διοίκησης (management information) μιας εταιρείας σχετικά με την έκθεση σε χρηματοοικονομικούς κινδύνους των διαπραγματευτών της εταιρείας. Οι διοικήσεις μπορούν τότε να συγκρίνουν την έκθεση του χαρτοφυλακίου τους με τα ίδια κεφάλαια της εταιρείας.
2. Εφαρμογή ορίων (setting limits) στη διαπραγμάτευση αξιογράφων από τους διαπραγματευτές, για κάθε περιοχή διαπραγμάτευσης, ανάλογα με τον κίνδυνο.
3. Κατανομή των κεφαλαίων (resource allocation) του οργανισμού στις διάφορες υποψήφιες επενδυτικές επιλογές. Η διοίκηση μπορεί να συγκρίνει τις αποδόσεις με τους κινδύνους της αγοράς για διάφορα προϊόντα του χαρτοφυλακίου της, με αποτέλεσμα να είναι σε θέση να αναγνωρίσει τις περιοχές με την υψηλότερη δυνατή απόδοση ανά μονάδα κινδύνου, όπου ο οργανισμός μπορεί να διοχετεύσει περισσότερο κεφάλαιο (Trade off between risk/return).
4. Αξιολόγηση της απόδοσης (performance evaluation). Η διοίκηση εξετάζει το δείκτη απόδοση/κίνδυνος του κάθε διαπραγματευτή, με αποτέλεσμα να δημιουργεί ένα πιο δίκαιο και λογικό σύστημα επιπλέον επιχορηγήσεων (bonus) προς τους εργαζόμενους. Οι διαπραγματευτές με τις υψηλότερες αποδόσεις μπορεί να είναι αυτοί που αναλαμβάνουν και τον μεγαλύτερο κίνδυνο. Δεν είναι ευκρινές ότι θα έπρεπε να πάρουν και υψηλότερες πρόσθετες οικονομικές απολαβές από τους διαπραγματευτές με χαμηλότερες αποδόσεις, αλλά που αναλαμβάνουν και μικρότερους κινδύνους.

Το μεγάλο πλεονέκτημα της VaR συνίσταται στο ότι ενσωματώνει σε έναν και μόνο αριθμό τη συνολική έκθεση ενός οργανισμού στον κίνδυνο αγοράς. Η απλή και εύκολη κατανόηση αυτού του αριθμού εξηγεί το λόγο για τον οποίο η VaR έγινε τόσο γρήγορα ένα αναντικατάστατο εργαλείο για την παρουσίαση του αναλαμβανόμενου κινδύνου αγοράς προς τα ανώτατα διευθυντικά στελέχη, τη διοίκηση και τους μετόχους. Για παράδειγμα, η VaR ενός οργανισμού θα μπορούσε να δείχνει ότι οι απώλειες την ερχόμενη εβδομάδα θα υπερβαίνουν τα €20 εκατομμύρια με πιθανότητα 5%. Εάν η διοίκηση εκτιμά ότι η δυναμική 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 δουλειά του διαχειριστή του κινδύνου, είναι να διασφαλίζει ότι οι κίνδυνοι δεν λαμβάνονται πέρα από το επίπεδο στο οποίο η επιχείρηση μπορεί να απορροφήσει τις απώλειες που προκύπτουν από την υλοποίηση του χειρότερου πιθανού σεναρίου.

Η κυριότερη αρνητική κριτική για τη VaR είναι ότι η κατανομή των αποδόσεων, σε πολλές περιπτώσεις, δεν είναι κανονική. Παρατηρείται, μάλιστα, ότι οι αποδόσεις δεικτών, μετοχών και συναλλάγματος έχουν πλατιά άκρα (fat tails) και ότι η κατανομή των παραγώγων προϊόντων, όπως τα δικαιώματα προαίρεσης (options), καθώς και των δανείων παρουσιάζει μεγάλη ασυμμετρία. Αυτό σημαίνει ότι μεγάλες διακυμάνσεις στην αγορά συμβαίνουν πολύ συχνότερα απ' ό τι προβλέπει η κανονική κατανομή.

Τέλος, η VaR υπολογίζει τη μέγιστη ζημία που μπορεί να υποστεί ένας οργανισμός κατά τη διάρκεια ενός συγκεκριμένου χρονικού ορίζοντα και για δεδομένο επίπεδο εμπιστοσύνης. Οι ζημίες 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, που σημαίνει ότι δεν μπορούν να μεταπωληθούν σύντομα, τότε η VaR μπορεί να υποεκτιμά τις πραγματικές ζημιές, αφού τα στοιχεία ίσως χρειάζεται να πωληθούν με έκπτωση.

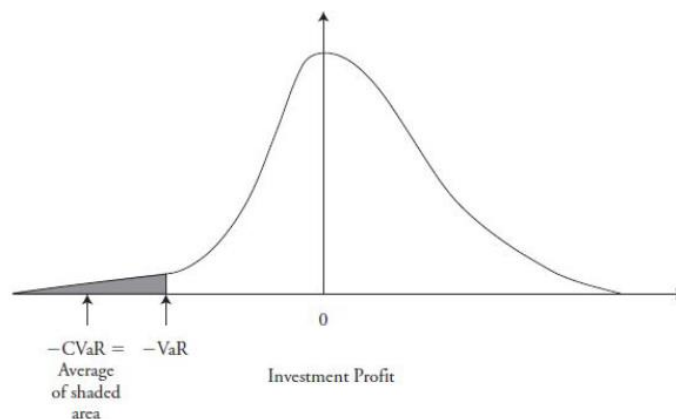
2.2.2.7 Άλλοι Δείκτες Μέτρησης Κινδύνου

Εκτός από τους έξι βασικούς δείκτες που αναφέραμε παραπάνω, χρησιμοποιούνται και οι παρακάτω δείκτες για τη μέτρηση του κινδύνου :

Αξία Στον Κίνδυνο Υπό Όρους (Conditional Value at Risk – CVaR)

Με βάση τους Rockafellar και Uryasev (2000,2002), η αξία στον κίνδυνο υπό όρους, αποτελεί επέκταση της αξίας στον κίνδυνο (Value at Risk), καθώς ενώ το μοντέλο VaR επιτρέπει στους διαχειριστές να περιορίσουν την πιθανότητα να υποστούν ζημιές που προκαλούνται από ορισμένα είδη κινδύνων, δεν προστατεύει από όλους τους κινδύνους. Το πρόβλημα του να στηρίζεται κάποιος αποκλειστικά στο μοντέλο VaR είναι ότι το πεδίο του εκτιμώμενου κινδύνου είναι περιορισμένο, δεδομένου ότι το τέλος της “ουράς” της κατανομής των απωλειών, συνήθως δεν εκτιμάται. Ως εκ τούτου, αν σημειωθούν ζημιές, το ύψος των απωλειών θα είναι σημαντικές σε αξία. Ενώ το μοντέλο VaR απαντά στο ερώτημα του πόσο συχνά οι απώλειες ενός χαρτοφυλακίου θα ξεπεράσουν ένα συγκεκριμένο ποσό, το μοντέλο CVaR απαντά στο ερώτημα του πόσο μπορεί να είναι οι συνολικές απώλειες, σε περίπτωση που οι απώλειες ξεπεράσουν αυτό το ποσό.

Το Conditional Value at Risk, είναι σχεδιασμένο για την μέτρηση του κινδύνου των ακραίων ζημιών και υπολογίζει το συνολικό ποσό της απώλειας σε περίπτωση ζημίας. Είναι πιο ευαίσθητο στο σχήμα που έχει η κατανομή των απωλειών στην “ουρά” της κατανομής. Το CVaR, είναι ένα συνεκτικό και φασματικό, μέτρο του οικονομικού κινδύνου του χαρτοφυλακίου. Απαιτεί ένα quantile επίπεδο q , και ορίζεται ως η αναμενόμενη μείωση της αξίας του χαρτοφυλακίου, δεδομένου ότι η απώλεια αυτή παρουσιάζεται στο ή κάτω από το q -quantile. Από μαθηματικής πλευράς, το CVaR είναι ο σταθμισμένος μέσος όρος μεταξύ του VaR και των απωλειών που υπερβαίνουν το VaR. (Σχήμα 5)



Σχήμα 2.11 - Γραφική Απεικόνιση του CVaR

Πηγή : Lleo (2010, p.86)

Με βάση τους Rockafellar και Uryasev, όταν η μέτρηση του κινδύνου ενός χαρτοφυλακίου υπολογιστεί χρησιμοποιώντας μη παραμετρική μέθοδο, η ελαχιστοποίηση του κινδύνου του χαρτοφυλακίου είναι πιο εύκολη με το μοντέλο CVaR παρά με το μοντέλο VaR.

Όπως κάθε μέτρο κινδύνου, έτσι και η μέθοδος CVaR έχει τα μειονεκτήματά της. Οι εκτιμήσεις που βασίζονται στη μέθοδο VaR τείνουν να είναι πιο σταθερές από τις αντίστοιχες εκτιμήσεις της μεθόδου CVaR, για δεδομένο επίπεδο εμπιστοσύνης. Το μοντέλο CVaR συχνά απαιτεί ένα μεγάλο αριθμό παρατηρήσεων για την παραγωγή αξιόπιστων εκτιμήσεων και είναι πιο ευαίσθητο σε σφάλματα εκτίμησης από το μοντέλο VaR (Yamai & Yoshida 2002). Ακόμη, η αξιοπιστία του CVaR βασίζεται στην ακρίβεια του μοντέλου ουράς που χρησιμοποιείται. Τέλος, επειδή το μοντέλο CVaR βασίζεται στη μέση απώλεια πέραν του VaR, δεν είναι ένα μέτρο εκτίμησης της πιο ακραίας πιθανής απώλειας.

Μέση Απόλυτη Απόκλιση (Mean Absolute Deviation - MAD)

Το κύριο πρόβλημα που εντοπίζεται στη χρήση του προβλήματος τετραγωνικού προγραμματισμού του μοντέλου Markowitz, έγκειται στον αυξημένο υπολογιστικό χρόνο που απαιτεί η εύρεση των βέλτιστων χαρτοφυλακίων, όταν το πλήθος των εξεταζόμενων χρεογράφων είναι πολύ μεγάλο. Για την αντιμετώπιση αυτού του προβλήματος είναι δυνατόν να χρησιμοποιηθούν υποδείγματα γραμμικού προγραμματισμού, η επίλυση των οποίων απαιτεί σημαντικά μικρότερο χρόνο έναντι προβλημάτων μαθηματικού προγραμματισμού.

Για την υιοθέτηση αυτής της προσέγγισης, οι Konno και Yamazaki (1991) ανέπτυξαν την έννοια της μέσης απόλυτης απόκλισης (mean absolute deviation - MAD).

Η μέση απόλυτη απόκλιση ενός χρεογράφου ορίζεται ως :

$$MAD = \frac{1}{N} * \sum_{i=1}^N |r_i - E(r)|$$

Όπου :

- r_i : Απόδοση χρεογράφου την περίοδο i
- $E(r_i)$: Μέση απόδοση χρεογράφου
- N : Σύνολο περιόδων για τις οποίες έχουμε ιστορικά δεδομένα

Στο πλαίσιο της μέσης απόλυτης απόκλισης, ο κίνδυνος ενός χαρτοφυλακίου (p) που αποτελείται από (m) χρεόγραφα, ορίζεται ως :

$$MAD_p = \frac{1}{N} * \sum_{t=1}^N |r_{pt} - E(r_p)| = \frac{1}{N} * \sum_{t=1}^N \left| \sum_{i=1}^m w_i * [r_{it} - E(r_i)] \right|$$

Όπου :

- r_{pt} : Απόδοση χαρτοφυλακίου την περίοδο t
- $E(r_p)$: Μέση απόδοση χαρτοφυλακίου
- w_i : Ποσοστό συμμετοχής χρεογράφου i στο χαρτοφυλάκιο
- r_{it} : Απόδοση χρεογράφου i την περίοδο t
- $E(r_i)$: Μέση απόδοση χρεογράφου i
- N : Σύνολο περιόδων για τις οποίες έχουμε ιστορικά δεδομένα

Δεδομένης μιας ελάχιστης απόδοσης R, η ελαχιστοποίηση του κινδύνου MAD_p του χαρτοφυλακίου, μπορεί να επιτευχθεί μέσω της επίλυσης του ακόλουθου προβλήματος μαθηματικού προγραμματισμού :

$$\min \quad MAD_p = \frac{1}{N} * \sum_{t=1}^N \left| \sum_{i=1}^m w_i * [r_{it} - E(r_i)] \right|$$

Υπό τους περιορισμούς :

$$\sum_{i=1}^m w_i * E(r_i) \geq R$$

$$\sum_{i=1}^m w_i = 1$$

$$w_i \geq 0, \forall i$$

Το παραπάνω πρόβλημα δεν έχει ακόμα γραμμική μορφή (λόγω της ύπαρξης της απόλυτου τιμής στην αντικειμενική συνάρτηση MAD_p). Η γραμμική μορφή του προβλήματος είναι η ακόλουθη :

$$\min \quad f = \frac{1}{N} * \sum_{t=1}^N y_t$$

Υπό τους περιορισμούς :

$$\sum_{i=1}^m w_i * E(r_i) \geq R$$

$$\sum_{i=1}^m w_i * [r_{it} - E(r_i)] + y_t \geq 0, \forall t = 1, 2, \dots, N$$

$$\sum_{i=1}^m w_i * [r_{it} - E(r_i)] - y_t \leq 0, \forall t = 1, 2, \dots, N$$

$$\sum_{i=1}^m w_i = 1$$

$$w_i \geq 0, y_t \geq 0, \forall i, t$$

Δεδομένου ότι το πρόβλημα αυτό είναι γραμμικό τόσο ως προς την αντικειμενική συνάρτηση όσο και ως προς τους περιορισμούς, η επίλυσή του απαιτεί μικρό υπολογιστικό φόρτο, στοιχείο το οποίο επιτρέπει την εξέταση ενός μεγάλου αριθμού χρεογράφων.

Η μέθοδος MAD είναι λιγότερη ευαίσθητη στην επίδραση των ακραίων τιμών των ιστορικών δεδομένων. Επίσης αγνοεί τη μήτρα συνδιακύμανσης, γεγονός που μπορεί να οδηγήσει σε μεγαλύτερο κίνδυνο στις εκτιμήσεις. Ακόμη, η μέθοδος MAD πλήττει όχι μόνο τις αρνητικές αποκλίσεις, αλλά και τις θετικές αποκλίσεις. Δεν υπάρχει καμία διαφορά μεταξύ των θετικών και των αρνητικών αποκλίσεων.

Μοντέλο Minimax (MM)

Ο Young (1998), πρότεινε ένα minimax (MM) μοντέλο, χρησιμοποιώντας την ελάχιστη απόδοση ως μέτρο ρίσκου. Το μοντέλο MM είναι ισοδύναμο στο μοντέλο του Markowitz, όταν οι αποδόσεις των περιουσιακών στοιχείων ακολουθούν την κανονική κατανομή. Το μοντέλο MM είναι μοντέλο γραμμικού προγραμματισμού και έχει την ακόλουθη μορφή :

$$\max \quad M_p$$

Υπό τους περιορισμούς :

$$\sum_{i=1}^m w_i * y_{it} - M_p \geq 0, t = 1 \dots, N$$

$$\sum_{i=1}^m w_i * \bar{y}_i \geq G$$

$$\sum_{i=1}^m w_i = 1$$

$$w_i \geq 0, i = 1, \dots, m$$

Όπου :

- M_p : Αντικειμενική συνάρτηση μοντέλου MM
- y_i : Απόδοση για επένδυση 1 δολαρίου στο χρεόγραφο i

- w_i : Ποσοστό συμμετοχής χρεογράφου i στο χαρτοφυλάκιο
- G : Ελάχιστο επίπεδο απόδοσης
- m : Σύνολο χρεογράφων στο χαρτοφυλάκιο
- N : Σύνολο περιόδων για τις οποίες έχουμε ιστορικά δεδομένα

Ο Young (1998) όρισε τη συνάρτηση M_p , ως :

$$M_p = \min_t \sum_{i=1}^m w_i * y_{it}$$

Το παραπάνω μοντέλο είναι ισοδύναμο με το παρακάτω μοντέλο :

$$\max E = \sum_{i=1}^m w_i * \bar{y}_i$$

Υπό τους περιορισμούς :

$$\sum_{i=1}^m w_i * \bar{y}_i \geq H, t = 1, \dots, N$$

$$\sum_{i=1}^m w_i = 1$$

$$w_i \geq 0, i = 1, \dots, m$$

Στόχος του παραπάνω μοντέλου, είναι η μεγιστοποίηση της αναμενόμενης απόδοσης υπό τον περιορισμό ότι η απόδοση του χαρτοφυλακίου θα ξεπεράσει ένα ελάχιστο επίπεδο απόδοσης H .

Ο Young (1998), έδειξε ότι το μοντέλο minimax, έχει λογικά πλεονεκτήματα όταν οι αποδόσεις ακολουθούν μη κανονική κατανομή και όταν οι επενδυτές έχουν μεγάλη αποστροφή προς τον κίνδυνο επιδείνωσης (downside risk). Ακόμη, επειδή το παραπάνω μοντέλο είναι μοντέλου γραμμικού προγραμματισμού, μπορεί να επιλυθεί πιο γρήγορα από το μοντέλο του Markowitz.

Τέλος, επειδή ο στόχος του μοντέλου είναι η ελαχιστοποίηση της μέγιστης απώλειας, το μοντέλο minimax είναι ευαίσθητο στις ακραίες τιμές (outliers) που υπάρχουν στα ιστορικά δεδομένα. Επιπλέον, το μοντέλο minimax δεν μπορεί να χρησιμοποιηθεί εάν δεν υπάρχουν ιστορικά στοιχεία σχετικά με τις προηγούμενες αποδόσεις ή εάν δεν υπάρχει ένα μοντέλο πιθανοτήτων σχετικά με τις μελλοντικές αποδόσεις.

Δείκτης Treynor (Treynor Ratio)

Παρόμοια με τον δείκτη Sharpe, ο δείκτης Treynor (αναπτύχθηκε από τον Jack Treynor) επιχειρεί να μετρήσει το βαθμό στον οποίο μια επένδυση έχει αποζημιώσει τον επενδυτή, για το επίπεδο κινδύνου που έχει ληφθεί. Σε αντίθεση με τον δείκτη Sharpe, που λαμβάνει υπόψη του το συνολικό ρίσκο του χαρτοφυλακίου, ο δείκτης Treynor, λαμβάνει υπόψη του μόνο το συντελεστή βήτα του χαρτοφυλακίου. Ο συντελεστής βήτα, εκφράζει την ευαισθησία της επένδυσης στις μεταβολές της αγοράς. Δηλαδή, ο δείκτης Treynor λαμβάνει υπόψη του μόνο το συστηματικό ρίσκο, δηλαδή τον κίνδυνο που χαρακτηρίζει το σύνολο της αγοράς, εκφράζεται με το συντελεστή βήτα και που δεν μπορεί να εξαλειφθεί μέσω της διαφοροποίησης.

Ο δείκτης Treynor, χρησιμοποιεί τρία διαφορετικά στοιχεία στους υπολογισμούς του. Την απόδοση του χαρτοφυλακίου, την απόδοση μιας επένδυσης μηδενικού κινδύνου και το συντελεστή βήτα του χαρτοφυλακίου.

Επομένως ο δείκτης Treynor, υπολογίζεται από τη σχέση :

$$T = \frac{R_i - R_f}{\beta_i}$$

Όπου :

- R_i : Απόδοση χαρτοφυλακίου i
- R_f : Απόδοση επένδυσης μηδενικού κινδύνου
- β_i : Συντελεστής βήτα του χαρτοφυλακίου

Όπως και ο δείκτης Sharpe, ο δείκτης Treynor αποτελεί επίσης μέτρο απόδοσης των χαρτοφυλακίων, προσαρμοσμένο στον κίνδυνο. Όσο υψηλότερη είναι η τιμή του δείκτη Treynor, τόσο καλύτερη είναι και η απόδοση του χαρτοφυλακίου που έχει μελετηθεί. Ένα από τα κύρια πλεονεκτήματα του δείκτη Treynor, είναι ότι απεικονίζει πως ένα χρεόγραφο θα συμπεριφερθεί όχι σε σχέση με τη δική του μεταβλητότητα αλλά ως προς τη μεταβλητότητα που προσθέτει στο συνολικό χαρτοφυλάκιο.

Όπως προαναφέραμε, ο δείκτης επίδοσης χαρτοφυλακίου του Sharpe χρησιμοποιεί την τυπική απόκλιση των αποδόσεων ως μέτρο του συνολικού κινδύνου, ενώ ο δείκτης επίδοσης του Treynor χρησιμοποιεί το βήτα (συστηματικό κίνδυνο). Επομένως, ο δείκτης Sharpe, αξιολογεί το διαχειριστή χαρτοφυλακίου και στη βάση του βαθμού απόδοσης και στη βάση της διαφοροποίησης, ενώ ο δείκτης Treynor μόνο στη βάση του βαθμού απόδοσης.

Για ένα πλήρως διαφοροποιημένο χαρτοφυλάκιο, δηλαδή ένα χαρτοφυλάκιο χωρίς ειδικό κίνδυνο (specific risk), οι δύο δείκτες δίνουν την ίδια κατάταξη επειδή η συνολική διακύμανση του πλήρως διαφοροποιημένου χαρτοφυλακίου είναι η συστηματική του διακύμανση. Εναλλακτικά, ένα κακώς διαφοροποιημένο χαρτοφυλάκιο, θα είχε υψηλή κατάταξη με βάση το δείκτη επίδοσης του Treynor και μία πολύ χαμηλότερη κατάταξη με βάση το δείκτη επίδοσης Sharpe. Οποιαδήποτε διαφορά στην κατάταξη θα

προερχόταν αποκλειστικά από τη διαφορά στη διαφοροποίηση. Επομένως, αυτά τα δύο μέτρα επίδοσης παρέχουν συμπληρωματικές πληροφορίες και θα πρέπει να χρησιμοποιούνται παράλληλα.

Τέλος, όπως και ο δείκτης Sharpe, έτσι και ο δείκτης Treynor δεν ποσοτικοποιεί την προστιθέμενη αξία (αδιάστατο μέγεθος), εάν υπάρχει, στο χαρτοφυλάκιο. Είναι ένα κριτήριο κατάταξης και μόνο. Η κατάταξη των χαρτοφυλακίων με βάση το δείκτη Treynor είναι χρήσιμη μόνο όταν τα χαρτοφυλάκια υπό-εξέταση είναι μέρος ενός ευρύτερου, πλήρως διαφοροποιημένου χαρτοφυλακίου. Εάν αυτό δεν συμβαίνει, τότε χαρτοφυλάκια με τον ίδιο συστηματικό κίνδυνο, αλλά διαφορετικό συνολικό κίνδυνο, θα αξιολογούνται το ίδιο με βάση το δείκτη Treynor.

Δείκτης Modigliani (Modigliani risk-adjusted performance – M²)

Ο δείκτης Modigliani – M², αναπτύχθηκε από τους Franco Modigliani και Leah Modigliani το 1997 (και για αυτό αποκαλείται M²). Ο δείκτης M², μετρά τις αποδόσεις ενός χαρτοφυλακίου, προσαρμοσμένες στον κίνδυνο του χαρτοφυλακίου, σε σχέση με κάποιο δείκτη αναφοράς (συνήθως η αγορά). Ο δείκτης αυτός, προέρχεται από τον ευρέως χρησιμοποιούμενο δείκτη Sharpe, αλλά έχει το πλεονέκτημα ότι είναι σε μονάδες τοις εκατό απόδοσης (σε αντίθεση με τον δείκτη Sharpe που είναι αδιάστατο μέγεθος) και επομένως καθίσταται πολύ πιο εύκολος στην ερμηνεία.

Ο δείκτης Modigliani, υπολογίζεται από τη σχέση :

$$M^2 = \frac{E[R - R_F]}{\sigma [R - R_F]} * \sigma_B + E[R_f] = S * \sigma_B + E[R_f]$$

Όπου :

- R : Απόδοση χαρτοφυλακίου
- R_F : Απόδοση επένδυσης μηδενικού κινδύνου
- $E[R - R_F]$: Αναμενόμενη αξία της πρόσθετης απόδοσης του χαρτοφυλακίου πάνω από την απόδοση της επένδυσης μηδενικού κινδύνου
- $\sigma [R - R_F]$: Τυπική απόκλιση της πρόσθετης απόδοσης
- σ_B : Τυπική απόκλιση των αποδόσεων του σημείου αναφοράς, με το οποίο συγκρίνουμε το χαρτοφυλάκιο
- $E[R_f]$: Μέση τιμή αποδόσεων της επένδυσης μηδενικού κινδύνου
- S : Δείκτης Sharpe

Δείκτης Πληροφορίας (Information Ratio - IR)

Ένας άλλος δείκτης που είναι προσαρμοσμένος στον κίνδυνο, είναι ο δείκτης πληροφορίας (information ratio). Προσδιορίζεται ως η αναμενόμενη απόδοση (active return) προς το σφάλμα παρακολούθησης (tracking error), όπου η αναμενόμενη απόδοση είναι η διαφορά της απόδοσης ενός χαρτοφυλακίου και της απόδοσης ενός επιλεγμένου δείκτη αναφοράς και σφάλμα παρακολούθησης, η τυπική απόκλιση αυτής της διαφοράς.

Συγκεκριμένα, ορίζουμε ως δείκτη πληροφορίας :

$$IR = \frac{E[R_p - R_b]}{\sigma} = \frac{E[R_p - R_b]}{\sqrt{\text{var}[R_p - R_b]}}$$

Όπου :

- R_p : Απόδοση χαρτοφυλακίου
- R_b : Απόδοση δείκτη αναφοράς (συνήθως κάποιο άλλο πρότυπο χαρτοφυλάκιο)
- $E[R_p - R_b]$: Μέση τιμή της αναμενόμενης απόδοσης
- σ : Τυπική απόκλιση της ενεργού απόδοσης

Ο δείκτης πληροφορίας, υπολογίζει την ενεργό απόδοση του χαρτοφυλακίου του διαχειριστή προς το ύψος του κινδύνου που έχει αναλάβει ο διαχειριστής σε σχέση με το δείκτη αναφοράς. Όσο υψηλότερη είναι η τιμή του δείκτη, τόσο υψηλότερη είναι η ενεργός απόδοση του χαρτοφυλακίου για το επίπεδο του κινδύνου που έχει ληφθεί και τόσο καλύτερη είναι η επίδοση του διαχειριστή. Όσο μεγαλύτερη είναι η τιμή του IR, τόσο πιο συνεπής είναι ο διαχειριστής, γεγονός που είναι επιθυμητό.

Ο δείκτης πληροφορίας είναι παρόμοιος με τον δείκτη Sharpe, αλλά ο δείκτης Sharpe αποτελεί την επιπλέον απόδοση του χαρτοφυλακίου σε σχέση με την απόδοση μιας ακίνδυνης απόδοσης προς τη μεταβλητότητα (ή τυπική απόκλιση) των αποδόσεων. Ο δείκτης πληροφορίας, αποτελεί την αναμενόμενη απόδοση σε σχέση με κάποιο δείκτη αναφοράς προς την τυπική απόκλιση της αναμενόμενης απόδοσης (ή σφάλμα παρακολούθησης).

Υψηλότερη τιμή του δείκτη, σημαίνει ότι ο διαχειριστής μπορεί να επιτύχει μεγαλύτερες αποδόσεις από ότι κάποιον με μικρότερη τιμή του δείκτη, όταν αναλαμβάνει περισσότερο κίνδυνο.

Μέθοδος Ήμι-Διακύμανσης (Semi-Variance Model)

Όπως προαναφέραμε, η χρήση της διακύμανσης ως μέτρο του κινδύνου υπαινίσσεται ότι οι επενδυτές είναι αδιάφοροι μεταξύ των αποδόσεων που είναι είτε πάνω είτε κάτω από τη μέση απόδοση. Είναι σαφές, ωστόσο, ότι οι επενδυτές που δείχνουν μεγάλη αποστροφή προς τον κίνδυνο δίνουν μεγαλύτερη προσοχή στους κινδύνους των αποδόσεων που είναι κάτω από κάποιο δεδομένο επίπεδο απόδοσης, είτε πρόκειται για τη μέση απόδοση είτε κάποιο άλλο σημείο αναφοράς. Οι αποδόσεις που είναι κάτω από τη μέση απόδοση είναι ανεπιθύμητες, ενώ οι αποδόσεις που είναι πάνω από τη μέση απόδοση είναι επιθυμητές.

Για να αντιμετωπιστεί το συγκεκριμένο πρόβλημα της μεθόδου της διακύμανσης, αναπτύχθηκε η μέθοδος της ήμι-διακύμανσης, μέθοδος που προτάθηκε και από τον Markowitz (1959). Η ήμι-διακύμανση αποτελεί ένα μέτρο της διασποράς όλων των παρατηρήσεων που βρίσκονται κάτω από τη μέση τιμή (ή στόχο) ενός συνόλου δεδομένων.

Η ήμι-διακύμανση, υπολογίζεται από τη σχέση :

$$Semi - Variance = \frac{1}{N} * \sum_{\substack{i=1 \\ r_i < E(r)}}^N (r_i - E(r))^2$$

Όπου :

- r_i : Απόδοση χρεογράφου την περίοδο i
- $E(r)$: Μέση απόδοση χρεογράφου
- N : Σύνολο περιόδων στις οποίες η απόδοση του χρεογράφου ήταν μικρότερη της μέσης απόδοσης

Με βάση τη παραπάνω σχέση, συμπεραίνουμε ότι η ήμι-διακύμανση είναι παρόμοια της διακύμανσης αλλά λαμβάνει υπόψη της μόνο τις παρατηρήσεις που βρίσκονται κάτω από τη μέση τιμή. Ενώ, η τυπική απόκλιση (standard deviation) και η διακύμανση (variance), αποτελούν μέτρα της μεταβλητότητας, η ήμι-διακύμανση εξετάζει μόνο τις αρνητικές διακυμάνσεις ενός περιουσιακού στοιχείου. Με την εξουδετέρωση όλων των τιμών που βρίσκονται πάνω από τη μέση τιμή (ή του στόχου του επενδυτή), η ήμι-διακύμανση υπολογίζει τη μέση απώλεια που θα μπορούσε να έχει ένα χαρτοφυλάκιο. Για τους επενδυτές που αποστρέφονται τον κίνδυνο, η επίλυση της βέλτιστης κατανομής του χαρτοφυλακίου με την ελαχιστοποίηση της τιμής της ήμι-διακύμανσης, θα μπορούσε να περιορίσει την πιθανότητα μιας μεγάλης απώλειας.

Αντίστοιχα, ορίζεται και η ήμι-απόκλιση (semi-deviation) ως εξής :

$$Semi - Deviation = \sqrt{\frac{1}{N} * \sum_{\substack{i=1 \\ r_i < E(r)}}^N (r_i - E(r))^2}$$

2.3 Χρήση Θεωρίας Χαρτοφυλακίου στον Ενεργειακό Τομέα

Οι Bar-Lev και Katz (1976) ήταν οι πρώτοι που χρησιμοποίησαν τη θεωρία χαρτοφυλακίου (Mean-Variance Portfolio) για τη βελτιστοποίηση του ενεργειακού σχεδιασμού. Σύμφωνα με τους συγγραφείς, η αύξηση του κόστους των καυσίμων έχει επηρεάσει σε μεγάλο βαθμό τη λειτουργική απόδοση της βιομηχανίας παραγωγής ηλεκτρικού ρεύματος. Τα καύσιμα, δεν είναι πλέον φθηνά και άφθονα, αλλά έχουν γίνει πλέον ένας πολύτιμος πόρος που πρέπει να διατηρηθεί και να αξιοποιηθεί αποτελεσματικά. Σκοπός της μελέτης τους ήταν να εμψυχήσουν μια νέα προσέγγιση για τη προμήθεια των ορυκτών καυσίμων, και να καθορίσουν σε ποιο βαθμό η επιχειρήσεις κοινής ωφέλειας αξιοποιούν αποτελεσματικά τους περιορισμένους πόρους. Οι συγγραφείς υποστήριξαν ότι η επιλογή του κατάλληλου χαρτοφυλακίου ηλεκτροπαραγωγής είναι ανάλογη της επιλογής των κατάλληλων επικίνδυνων χρεογράφων. Το πρόβλημα είναι στην σωστή εκτίμηση της αναμενόμενης απόδοσης, του κινδύνου (τυπική απόκλιση) και των συσχετίσεων μεταξύ των χρεογράφων. Στη συνέχεια, χρησιμοποιείται προσέγγιση τετραγωνικού προγραμματισμού για τον προσδιορισμό του βέλτιστου χαρτοφυλακίου που θα μεγιστοποιήσει την απόδοση, για κάθε επίπεδο κινδύνου (δημιουργία αποδοτικού συνόρου).

Οι αναλύσεις τους, επικεντρώθηκαν στην προμήθεια ορυκτών καυσίμων στον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας στις Ηνωμένες Πολιτείες. Δόθηκε έμφαση σε τρεις μορφές καυσίμων (άνθρακας, πετρέλαιο και αέριο), ενώ χώρισαν τις Ηνωμένες Πολιτείες σε εννιά γεωγραφικές περιοχές (οικονομικές ζώνες). Κατασκεύασαν το αποδοτικό σύνορο του 1969 για κάθε γεωγραφική περιοχή. Σύμφωνα με τα αποτελέσματά τους, οι επιχειρήσεις κοινής ωφέλειας διαφοροποιούν τις επενδύσεις τους αποτελεσματικά, αλλά τα χαρτοφυλάκια τους χαρακτηρίζονται από σχετικά υψηλό ποσοστό απόδοσης και κινδύνου. Ακόμη, η έννοια της “Capital Market Line” εισάγεται, από την οποία εξάγεται το συμπέρασμα ότι υπό ορισμένες συνθήκες, οι επιχειρήσεις κοινής ωφέλειας θα μπορούσαν να κινηθούν σε υψηλότερα αποδοτικά σύνορα με την αγορά καυσίμων σε υψηλότερη τιμή από την τρέχουσα, αλλά χωρίς καμία πιθανή διακύμανση στη τιμή στο μέλλον (εισαγωγή ακίνδυνου περιουσιακού στοιχείου).

Τέλος, οι συγγραφείς αναγνωρίζουν ότι οι επιχειρήσεις κοινής ωφέλειας λειτουργούν κάτω από ένα αριθμό νομικών, περιβαλλοντικών και πολιτικών περιορισμών, γεγονός που θα μπορούσε να αποτρέψει την επίτευξη της αποτελεσματικής διαφοροποίησης των καυσίμων σύμφωνα με το μοντέλο Markowitz.

Ο Sutherland (1986), παρουσίασε ένα μοντέλο της θεωρίας χαρτοφυλακίου για την επιλογή μεταξύ μονάδων καύσης άνθρακα και μονάδων πυρηνικής ενέργειας και για να εξάγει διάφορα συμπεράσματα σχετικά με τη μελλοντική ζήτηση των πυρηνικών σταθμών. Ακόμη, μέσω του μοντέλου του, ο συγγραφέας είχε σκοπό να προβάλει τις προϋποθέσεις υπό τις οποίες η πυρηνική ενέργεια θα μπορούσε να θεωρηθεί ως μια ελκυστική μορφή ενέργειας από τους παραγωγούς και τις χώρες. Ως μέτρο απόδοσης του χαρτοφυλακίου, ο συγγραφέας έλαβε υπόψη του την αναμενόμενη απόδοση του χαρτοφυλακίου και ως μέτρο κινδύνου, την τυπική απόκλιση. Γενικά, ο συγγραφέας παρατήρησε ότι όσο μικρότερος είναι ο συντελεστής συσχέτισης μεταξύ της απόδοσης

του άνθρακα και της απόδοσης των πυρηνικών σταθμών, τόσο πιο διαφοροποιημένο είναι και το χαρτοφυλάκιο που προκύπτει. Ακόμη, ο Sutherland υποστηρίζει ότι η μεγαλύτερη πηγή αβεβαιότητας στην περίπτωση των μονάδων καύσης άνθρακα είναι το μελλοντικό κόστος του άνθρακα, ενώ στην περίπτωση των πυρηνικών σταθμών είναι το κόστος κεφαλαίου.

Σύμφωνα με τη θεωρία χαρτοφυλακίου, η ζήτηση για πυρηνικούς σταθμούς, εξαρτάται από την αναμενόμενη απόδοση τους, τον οικονομικό κίνδυνο, και το σχετικό τους ρίσκο σε σχέση με εναλλακτικές πηγές ενέργειας. Η θεωρία χαρτοφυλακίου, απέδειξε ότι περιουσιακά στοιχεία, όπως οι πυρηνικοί σταθμοί, μπορεί να είναι ελκυστικά, ακόμα και αν είναι πιο επικίνδυνα από άποψη ρίσκου ή πιο ακριβά, από τις μονάδες καύσης άνθρακα. Ειδικότερα, εισάγοντας ένα επικίνδυνο περιουσιακό στοιχείο, όπως η πυρηνική ενέργεια, στο χαρτοφυλάκιο μπορεί να μειώσει τον συνολικό κίνδυνο, σε σχέση με ένα χαρτοφυλάκιο που αποτελείται μόνο από περιουσιακά στοιχεία χαμηλού κινδύνου, όπως οι μονάδες καύσης άνθρακα. Με βάση τον συγγραφέα, εάν υλοποιηθούν πολιτικές που οδηγήσουν στη μείωση του σχετικού κόστους και ρίσκου των πυρηνικών σταθμών και ιδιαίτερα των συντελεστών συσχέτισης μεταξύ του άνθρακα και της πυρηνικής ενέργειας, τότε η αγορά της πυρηνικής ενέργειας θα μπορούσε να αναβιώσει.

Οι Humphreys και McClain (1998), εφάρμοσαν τη θεωρία του χαρτοφυλακίου για να παρουσιάσουν μια μεθοδολογία επιλογής του μείγματος ενέργειας στις Ηνωμένες Πολιτείες, δοθέντος ενός εθνικού στόχου που έχει ως σκοπό τη μείωση των κινδύνων για την εγχώρια μακροοικονομία, που προκαλούνται από απρόβλεπτα σοκ στις τιμές της ενέργειας. Με βάση τους συγγραφείς, όπως και ο κάτοχος οποιουδήποτε χαρτοφυλακίου, έτσι και ο ενεργειακός επενδυτής (χώρα, επιχείρηση κοινής ωφέλειας, μεμονωμένος επενδυτής), αντιμετωπίζει μια αντίστροφη σχέση μεταξύ κινδύνου και απόδοσης (φθηνή ενέργεια εναντίον μεταβλητότητας στις τιμές της ενέργειας). Το σύνολο των ανεπτυγμένων βέλτιστων χαρτοφυλακίων έχουν ως στόχο την ελαχιστοποίηση των επιπτώσεων των διαταραχών (σοκ) στις τιμές, αλλά δεν είναι τα χαρτοφυλάκια ελαχίστου κόστους. Για την χάραξη της κατάλληλης πολιτικής, πρέπει να επιλεγεί μια κατάλληλη ισορροπία μεταξύ των δύο. Στην εργασία τους, οι συγγραφείς χρησιμοποίησαν ως μέτρο απόδοσης του χαρτοφυλακίου, την αναμενόμενη απόδοση και ως μέτρο κινδύνου, την τυπική απόκλιση. Ακόμη, οι συγγραφείς υποστηρίζουν ότι αν και οι Bar-Lev και Katz (1976) χρησιμοποίησαν την προσέγγιση του τετραγωνικού προγραμματισμού για τον υπολογισμό αυτών των αξιών, αυτή η μέθοδος απαιτεί η μήτρα συνδιακύμανσης να παραμείνει σταθερή στο χρόνο, ανεξάρτητα από οποιαδήποτε νέα πληροφορία που εισέρχεται στην αγορά. Όμως, επιτρέποντας στη μήτρα συνδιακύμανσης να ανανεώνεται συστηματικά καθώς εκδηλώνονται νέα συμβάντα, οι εκτιμήσεις που θα προκύψουν θα είναι πιο ρεαλιστικές και αποτελεσματικές. Για το λόγο αυτό, οι Humphreys και McClain χρησιμοποίησαν τη μέθοδο GARCH (generalized autoregressive conditional heteroskedasticity process), που αναπτύχθηκε από τους Engle (1982) και Bollerslev (1986), μέθοδος που επιτρέπει στη διακύμανση και συνδιακύμανση του σφάλματος να μεταβάλλεται στις κρίσεις (σοκ) των τιμών και στις αλλαγές της μεταβλητότητας.

Οι Humphreys και McClain, επικεντρώθηκαν σε τρεις μορφές ενέργειας (άνθρακας, πετρέλαιο και φυσικό αέριο), με τα δεδομένα να επεκτείνονται μεταξύ του 1978 και 1995.

Οι συγγραφείς, κατασκεύασαν το αποδοτικό σύνορο για το 1980, 1990 και 1995 και αξιολόγησαν τα χαρτοφυλάκια ηλεκτροπαραγωγής των Ηνωμένων Πολιτειών για εκείνες τις περιόδους. Με βάση τα αποτελέσματα τους, τα βέλτιστα χαρτοφυλάκια περιλαμβάνουν ένα υψηλότερο ποσοστό άνθρακα και λιγότερο πετρέλαιο και φυσικό αέριο. Αύξηση της κατανάλωσης άνθρακα, θα μπορούσε να μειώσει τη μεταβλητότητα και να αυξήσει την αναμενόμενη απόδοση. Για την επίτευξη τέτοιων αλλαγών, θα μπορούσαν να υπάρξουν κατάλληλες αλλαγές στη πολιτική ή φορολογικά κίνητρα στις βιομηχανίες, για την ενθάρρυνση της χρήσης ορισμένων καυσίμων. Ως προς το συνολικό κόστος, οι επιχειρήσεις κοινής ωφέλειας μετακινήθηκαν προς πιο αποδοτικά χαρτοφυλάκια από τις αρχές του 1980. Το 1990 και 1995, η βιομηχανία κινούνταν πολύ κοντά στο αποδοτικό σύνορο και σε επίπεδα χαμηλής μεταβλητότητας.

Ακόμη, οι αλλαγές στη διακύμανση και τη συνδιακύμανση (προς απάντηση στις αλλαγές της μεταβλητότητας και των σοκ των τιμών), οδηγούν σε αλλαγές στα βέλτιστα χαρτοφυλάκια. Η τιμή και μεταβλητότητα του άνθρακα έχει παραμείνει σχετικά σταθερή στο διάστημα 1980-1995. Η μεταβλητότητα του φυσικού αερίου έχει αυξηθεί κατά τη πάροδο του χρόνου, ενώ η τιμή έχει πέσει (λόγω της απελευθέρωσης των αγορών). Ως αποτέλεσμα, το φυσικό αέριο αποτελεί μια λιγότερο επιθυμητή πηγή ενέργειας. Η μεταβλητότητα του πετρελαίου αυξήθηκε σημαντικά το 1990 και στη συνέχεια μειώθηκε στα προηγούμενα επίπεδα της, το 1995. Το γεγονός αυτό, αντανακλά την επίδραση του πολέμου του Κόλπου και της κρίσης που προηγήθηκε, στην αγορά του πετρελαίου. Επομένως, κατά την περίοδο του 1990, τα βέλτιστα χαρτοφυλάκια περιείχαν λιγότερο πετρέλαιο σε σχέση με παρόμοια χαρτοφυλάκια του 1980 και 1995.

Τέλος, η μετάβαση προς το φυσικό αέριο, που παρατηρήθηκε το 1990, θα μπορούσε να δικαιολογηθεί από :

- Μεγαλύτερη απόδοση στις επενδύσεις
- Αποφυγή κινδύνου, δεδομένου ότι η ανάκτηση ενός μεγάλου μέρους των επενδύσεων σε μονάδες παραγωγής (ιδιαίτερα σε πυρηνικούς σταθμούς), μπορεί να μην είναι δυνατή.

Ο Awerbuch (1995, 2000a) , έδειξε ότι η προσθήκη αιολικής ενέργειας, ηλιακής ενέργειας και άλλων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας σε ένα συμβατικό χαρτοφυλάκιο στις Ηνωμένες Πολιτείες, θα μπορούσε να μειώσει το συνολικό κόστος και κίνδυνο του χαρτοφυλακίου, ακόμα και αν το κόστος παραγωγής για κάθε μονάδα ήταν μεγαλύτερο.

Οι Awerbuch και Berger (2003) εφάρμοσαν τη θεωρία χαρτοφυλακίου για πρώτη φορά, σε χαρτοφυλάκια ηλεκτροπαραγωγής στις απελευθερωμένες αγορές ενέργειας (liberalized power markets) και εστίασαν στο χαρτοφυλάκιο ηλεκτροπαραγωγής της Ευρωπαϊκής Ένωσης (EU-15). Σε σύγκριση με τους Bar-Lev και Katz, εξέτασαν ένα πιο λεπτομερές χαρτοφυλάκιο, στο οποίο περιλαμβάνονται οι σχετικοί κίνδυνοι στις ροές κόστους της παραγωγής, όπως το κόστος του χρόνου κατασκευής, τα κόστη λειτουργίας και συντήρησης (operational and maintenance costs, O&M), και τα κόστη των καυσίμων. Με βάση αυτό το μοντέλο, παρουσιάζουν το φαινόμενο του χαρτοφυλακίου (portfolio effect) σε διαφορετικά μείγματα παραγωγής. Τα αποτελέσματά τους έδειξαν, ότι το

σημερινό χαρτοφυλάκιο ηλεκτροπαραγωγής της Ευρωπαϊκής Ένωσης είναι ελαφρώς υποδεέστερο από άποψη απόδοσης/κινδύνου, σε σχέση με τα βέλτιστα χαρτοφυλάκια. Συγκεκριμένα, με την προσθήκη περισσότερης αιολικής ενέργειας ή ανάλογων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο μείγμα παραγωγής, η συνολική απόδοση του χαρτοφυλακίου θα μπορούσε να βελτιωθεί.

Ο Awerbuch (2004), παρουσίασε αναλυτικά τη χρήση της θεωρίας χαρτοφυλακίου στον ενεργειακό τομέα. Ακόμη, παρουσίασε την δυνητική συμβολή των χαρτοφυλακίων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στις αγορές της Ευρώπης, των Ηνωμένων Πολιτειών και του Μεξικού. Σε κάθε περίπτωση προσδιόρισε το αποδοτικό σύνορο (efficient frontier) και τη κατάσταση του σημερινού χαρτοφυλακίου ηλεκτροπαραγωγής για τις διάφορες χώρες. Πιο συγκεκριμένα, ο Awerbuch υποστήριξε ότι στο σημερινό δυναμικό και αβέβαιο περιβάλλον, δεν γίνεται να βασιστούμε στις παραδοσιακές διαδικασίες σχεδιασμού ηλεκτρικής ενέργειας, οι οποίες βασίζονται στην εξεύρεση των τεχνολογιών που εγγυώνται το ελάχιστο κόστος. Ο ενεργειακός σχεδιασμός πρέπει να επικεντρώνεται λιγότερο στην προσπάθεια να προσδιορίσει τις εναλλακτικές ελαχίστου κόστους και περισσότερο στην ανάπτυξη βέλτιστων χαρτοφυλακίων που ελαχιστοποιούν το κόστος για δεδομένα επίπεδα κινδύνου. Επομένως, αυτό σημαίνει ότι πρέπει να εγκαταλειφθούν οι παραδοσιακές τεχνικές που βασίζονται στην stand-alone αξιολόγηση του κόστους της κάθε πηγής ενέργειας και αντίθετα να ξεκινήσει η αξιολόγηση των συμβατικών και ανανεώσιμων πηγών ενέργειας με βάση το σχετικό κόστος και σχετικό ρίσκο που συνεισφέρουν στο συνολικό χαρτοφυλάκιο.

Στην εργασία του, ο Awerbuch προσδιόρισε τα αποδοτικά σύνορα των χαρτοφυλακίων ηλεκτροπαραγωγής της Ευρώπης, των Ηνωμένων Πολιτειών και του Μεξικού, με στόχο την αξιολόγηση των ήδη υλοποιημένων χαρτοφυλακίων και κατέληξε στα ακόλουθα συμπεράσματα (ως μέτρο απόδοσης λήφθηκε υπόψη η αναμενόμενη απόδοση του χαρτοφυλακίου και ως μέτρο κινδύνου η διακύμανση/τυπική απόκλιση αυτού του κόστους):

- Ευρώπη

Ο Awerbuch αξιολόγησε τα χαρακτηριστικά απόδοσης/κινδύνου των ήδη υλοποιημένων αλλά και μελλοντικών χαρτοφυλακίων της Ευρώπης, σε σχέση με τα βέλτιστα χαρτοφυλάκια που ελαχιστοποιούν το κίνδυνο για οποιοδήποτε επίπεδο κόστους. Με βάση τα αποτελέσματα της μελέτης του, η Ευρώπη μπορεί να κατασκευάσει χαρτοφυλάκια μικρότερου κόστους/κινδύνου, τα οποία να περιέχουν μεγαλύτερο ποσοστό ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.

- Ηνωμένες Πολιτείες

Μελετήθηκε η επίδραση που έχουν οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας στο χαρτοφυλάκιο ηλεκτροπαραγωγής. Το χαρτοφυλάκιο των Ηνωμένων Πολιτειών που μελετήθηκε, περιείχε μόνο άνθρακα και φυσικό αέριο. Με βάση τα αποτελέσματα της μελέτης, η πολιτική που ακολουθούν οι Ηνωμένες Πολιτείες, να προωθούν την διαρκή ανάπτυξη του φυσικού αερίου, οδηγεί σε μεγάλη αύξηση του κινδύνου, ενώ η μείωση του

συνολικού κόστους είναι πολύ μικρή. Ακόμη, η προσθήκη αιολικής ενέργειας στο χαρτοφυλάκιο, μπορεί να οδηγήσει σε μείωση του ρίσκου/κινδύνου, γεγονός που επαληθεύει το φαινόμενο του χαρτοφυλακίου, ότι δηλαδή η προσθήκη ενός στοιχείου που κοστίζει περισσότερο μπορεί να οδηγήσει σε μείωση του συνολικού κόστους του χαρτοφυλακίου.

- Μεξικό

Όπως και στην περίπτωση της Ευρώπης, ο Awerbuch διαπίστωσε ότι μπορούν να διαμορφωθούν χαρτοφυλάκια μικρότερου κόστους/κινδύνου με την εισαγωγή μεγαλύτερου ποσοστού ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.

Οι Krey και Zweifel (2006, 2008) εφάρμοσαν τη θεωρία χαρτοφυλακίου για τον προσδιορισμό της απόδοσης του χαρτοφυλακίου ηλεκτροπαραγωγής (2003) στις Ηνωμένες Πολιτείες και την Ελβετία. Η περίοδος παρατήρησης για την Ελβετία καλύπτει το διάστημα 1986-2003 και για τις Ηνωμένες Πολιτείες το διάστημα 1982-2003. Στην έρευνα τους, λαμβάνουν υπόψη τα συσχετισμένα σοκ στα κόστη παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με χρήση της μεθόδου της φαινομενικά ασυσχέτιστης παλινδρομικής εκτίμησης (SURE method). Με τον τρόπο αυτό, η συστηματική συνιστώσα της μήτρας συνδιακύμανσης εξαλείφεται στην περίπτωση των μεταβολών του κόστους. Οι αναμενόμενες αποδόσεις δίνονται από την (αρνητική) τιμή του ρυθμού αύξησης του κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, ενώ ως μεταβλητότητα των αποδόσεων, λήφθηκε υπόψη η τυπική απόκλιση της αύξησης του κόστους. Στην περίπτωση της Ελβετίας, οι μορφές ενέργειας που μελετήθηκαν είναι η πυρηνική ενέργεια, η ηλιακή ενέργεια, η υδροηλεκτρική ενέργεια (από ποταμό) και η υδροηλεκτρική ενέργεια (από αποθήκευση). Στην περίπτωση των Ηνωμένων Πολιτειών, οι μορφές ενέργειας που μελετήθηκαν είναι η καύση άνθρακα, το πετρέλαιο, η αιολική ενέργεια, το αέριο και η πυρηνική ενέργεια. Ως κόστη της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας λήφθηκαν υπόψη τα κόστη των καυσίμων, το κόστος των τρεχουσών εργασιών και το κόστος χρήσης του κεφαλαίου. Επίσης, στην περίπτωση της πυρηνικής ενέργειας λήφθηκε υπόψη το κόστος της διαχείρισης των αποβλήτων και της αποσυναρμολόγησης των εγκαταστάσεων. Ακόμη, ως εξωτερικά κόστη λήφθηκαν υπόψη τα κόστη που σχετίζονται με την δημόσια υγεία και την υπερθέρμανση του πλανήτη. Επειδή για τα εξωτερικά κόστη όπως, η γεωργία και η δασοκομία, δεν υπήρχαν διαθέσιμα δεδομένα, λήφθηκαν υπόψη άνω και κάτω όρια στις εκτιμήσεις των κοινωνικών κοστών.

Οι συγγραφείς, προσδιόρισαν μια σειρά βέλτιστων χαρτοφυλακίων για τη περίπτωση των Ηνωμένων Πολιτειών και της Ελβετίας. Σύμφωνα με τα αποτελέσματα τους, στην περίπτωση των Ηνωμένων Πολιτειών, το χαρτοφυλάκιο που μεγιστοποιεί την αναμενόμενη απόδοση αποτελείται κυρίως από μονάδες καύσης άνθρακα και αιολική ενέργεια, ενώ το χαρτοφυλάκιο που ελαχιστοποιεί τον κίνδυνο αποτελείται από μείξη άνθρακα, πετρέλαιο, πυρηνική ενέργεια και αιολική ενέργεια. Στην περίπτωση της Ελβετίας, το χαρτοφυλάκιο μέγιστης αναμενόμενης απόδοσης απαιτεί μετατόπιση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από υδροηλεκτρικούς σταθμούς σε φωτοβολταϊκά και πυρηνικούς σταθμούς, ενώ το χαρτοφυλάκιο ελαχίστου κινδύνου αποτελείται κυρίως από πυρηνικούς σταθμούς και υδροηλεκτρική ενέργεια (από αποθήκευση). Τέλος,

ενδιαφέρον αποτέλεσμα της έρευνας τους, είναι το γεγονός ότι το φυσικό αέριο δεν παίζει κανένα ρόλο στον καθορισμό των βέλτιστων χαρτοφυλακίων ηλεκτροπαραγωγής στις Ηνωμένες Πολιτείες, γεγονός που οφείλεται στο ότι οι τιμές του φυσικού αερίου, όχι μόνο έχουν υψηλή μεταβλητότητα, αλλά σε μεγάλο βαθμό κινούνται παράλληλα με τις τιμές των άλλων καυσίμων, γεγονός που τους στερεί από οποιαδήποτε θετική επίδραση της διαφοροποίησης.

Ο Albrecht (2007), χρησιμοποίησε τη θεωρία χαρτοφυλακίου και το μοντέλο αποτίμησης περιουσιακών στοιχείων (Capital Asset Pricing Model - CAPM) για να μελετήσει την ελκυστικότητα των φωτοβολταϊκών στο μείγμα ενέργειας της Ευρωπαϊκής Ένωσης. Το σημερινό υψηλό κόστος των φωτοβολταϊκών, έχει οδηγήσει στην επιλογή άλλων μορφών ενέργειας στις στρατηγικές που αφορούν το κλίμα. Σύμφωνα με τον συγγραφέα, η ηλεκτρική ενέργεια από τα φωτοβολταϊκά θα μπορέσει να γίνει ανταγωνιστική μεταξύ 2015 και 2040. Ο Albrecht στην έρευνα του, μελέτησε συνολικά πέντε διαφορετικές μορφές ενέργειας: Φυσικό αέριο, Άνθρακα, Πυρηνική ενέργεια, Αιολική ενέργεια και Φωτοβολταϊκά. Χρησιμοποιώντας αυτές τις πέντε τεχνολογίες, κατασκεύασε τα βέλτιστα χαρτοφυλάκια ηλεκτροπαραγωγής για την Ευρωπαϊκή ένωση σε τρία διαφορετικά σενάρια. Το 1^ο σενάριο για τις τιμές της ενέργειας το 2005 και το 2^ο και 3^ο σενάριο για τις προβλεπόμενες αλλαγές στις τιμές και άλλες παραμέτρους το 2025. Η ανάλυσή του περιορίστηκε στις διακυμάνσεις των τιμών των καυσίμων. Η αστάθεια στη τιμή των ορυκτών καυσίμων, μπορεί να μειώσει σημαντικά την οικονομική απόδοση των συμβατικών τεχνολογιών παραγωγής.

Με βάση τα αποτελέσματα της έρευνας του, η προσθήκη ανανεώσιμων μορφών ενέργειας στο χαρτοφυλάκιο, μπορεί να μειώσει το συνολικό κόστος του χαρτοφυλακίου, χωρίς να μειώσει σημαντικά την οικονομική απόδοσή του. Με βάση τον Albrecht, τα μελλοντικά ενεργειακά συστήματα θα πρέπει να προσαρμοστούν στις νέες συνθήκες της αγοράς. Τα αποθέματα ορυκτών καυσίμων είναι περιορισμένα, γεγονός που θα οδηγήσει στην αύξηση των τιμών. Όλες οι ανεπτυγμένες χώρες, πρέπει να μειώσουν την εξάρτησή τους από το πετρέλαιο και οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας μπορούν να συμβάλλουν στην επίτευξη αυτού του στόχου. Η θεωρία χαρτοφυλακίου, έδειξε ότι η χρήση φωτοβολταϊκών, μαζί με αιολική ενέργεια, προσφέρει τη δυνατότητα να μειώσουν τον κίνδυνο εξάρτησης από τα ορυκτά καύσιμα, ενώ το κόστος μετατροπής του ενεργειακού συστήματος είναι μέτριο. Επομένως, ο συγγραφέας καταλήγει στο συμπέρασμα ότι η μη επένδυση στα φωτοβολταϊκά είναι πιο επικίνδυνη, από τη προώθηση της διάδοσης των φωτοβολταϊκών.

Τέλος, ο συγγραφέας καλεί σε περαιτέρω έρευνα της προσέγγισής του. Το κόστος κατασκευής των μονάδων παραγωγής ενέργειας και τα κόστη λειτουργίας και συντήρησης μπορούν να ληφθούν υπόψη κατά την ανάλυση και περισσότερες μορφές ανανεώσιμων πηγών ενέργειας μπορούν ν' αναλυθούν.

Οι Kienzle et al. (2007) χρησιμοποίησαν τη θεωρία χαρτοφυλακίου για την αξιολόγηση της απόδοσης του χαρτοφυλακίου ηλεκτροπαραγωγής της BKW, μιας επιχείρησης κοινής ωφέλειας της Ελβετίας. Εφαρμόζοντας τη θεωρία χαρτοφυλακίου στα τρέχοντα αλλά και στα μελλοντικά μείγματα ενέργειας, τα αποδοτικά σύνορα κατασκευάστηκαν.

Σύμφωνα με τους συγγραφείς, οι Ευρωπαϊκές χώρες για να αντιμετωπίσουν το πρόβλημα της αύξησης της ζήτησης, θα πρέπει να βελτιώσουν την ενεργειακή αποδοτικότητα τους και να αυξήσουν την εγχώρια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Για αυτό το λόγο, επενδυτικές στρατηγικές που θα οδηγούν σε οικονομικά και τεχνολογικά βέλτιστα χαρτοφυλάκια, πρέπει να διατυπωθούν. Ακόμη, οι συγγραφείς υποστηρίζουν ότι οι επενδυτές δίνουν ιδιαίτερη έμφαση στους οικονομικούς περιορισμούς των επενδύσεων, ενώ ταυτόχρονα θα έπρεπε να λαμβάνουν υπόψη τους και τους νομικούς και τεχνολογικούς περιορισμούς. Στην μελέτη τους, οι συγγραφείς μελέτησαν συνολικά πέντε μορφές ενέργειας : πυρηνική ενέργεια, καύση άνθρακα, φυσικό αέριο, υδροηλεκτρική ενέργεια (από ποταμό) και αντλησιοταμίευση. Ως μέτρο απόδοσης, έλαβαν υπόψη τους το ρυθμό μεταβολής του κόστους παραγωγής της ηλεκτρικής ενέργειας και ως μέτρο κινδύνου την τυπική απόκλιση της απόδοσης. Ο ορισμός αυτός συνεπάγεται ότι η απόδοση είναι αρνητική όταν το κόστος αυξάνεται. Επομένως, μεγιστοποίηση της απόδοσης σημαίνει ελαχιστοποίηση της αύξησης του κόστους παραγωγής.

Η εργασία των συγγραφέων χωρίστηκε σε τέσσερα στάδια. Αρχικά, μελετήθηκε το ήδη υπάρχον χαρτοφυλάκιο ηλεκτροπαραγωγής της BKW (πυρηνική ενέργεια, υδροηλεκτρική ενέργεια, αντλησιοταμίευση), όπου διαπιστώθηκε ότι το υπάρχον χαρτοφυλάκιο βρίσκεται πολύ κοντά στο αποδοτικό σύνορο και σχεδόν συμπίπτει με το χαρτοφυλάκιο ελάχιστης διακύμανσης. Επομένως, επιλέγοντας μια πολιτική που χαρακτηρίζεται από μικρότερη αποστροφή προς τον κίνδυνο, η αναμενόμενη απόδοση θα μπορούσε να αυξηθεί. Στη συνέχεια, οι συγγραφείς πραγματοποίησαν την ίδια μελέτη χρησιμοποιώντας όμως τα πραγματικά κόστη της παραγωγής της ηλεκτρικής ενέργειας (όχι το ρυθμό μεταβολής του κόστους), όπου και κατέληξαν στα ίδια αποτελέσματα λόγω της ισχυρής συσχέτισης μεταξύ του πραγματικού μοναδιαίου κόστους και του ρυθμού μεταβολής. Στο τρίτο στάδιο, μελετήθηκαν πιθανά μελλοντικά σενάρια με την σταδιακή προσθήκη μονάδων καύσης άνθρακα και φυσικού αερίου και σταδιακή αντικατάσταση των πυρηνικών σταθμών. Σύμφωνα με τα αποτελέσματά τους, η προσθήκη μονάδων φυσικού αερίου και καύσης άνθρακα είναι βιώσιμες επιλογές για την BKW, ώστε να επεκτείνει την παραγωγική της ικανότητα. Ωστόσο, το μερίδιο των εγκατεστημένων χωρητικότητων θα πρέπει να παραμείνει χαμηλό. Τέλος, οι συγγραφείς εισάγουν την έννοια του συντελεστή χωρητικότητας (capacity factor - CF), ώστε να ληφθούν υπόψη οι φυσικοί περιορισμοί και συνοριακές συνθήκες. Ο απαιτούμενος αριθμός εργοστασίων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, για την διαμόρφωση του χαρτοφυλακίου ελάχιστης διακύμανσης, προσδιορίστηκε για την περίπτωση των πέντε εξεταζόμενων τεχνολογιών σε δύο διαφορετικά σενάρια (2000 και 2035).

Οι Huang και Wu (2008), εφάρμοσαν τη θεωρία χαρτοφυλακίου για τον αξιολόγηση του τρέχοντος μείγματος ενέργειας της Taiwan και τον προσδιορισμό του βέλτιστου χαρτοφυλακίου που ελαχιστοποιεί το σταθμισμένο ρίσκο του συνολικού κόστους παραγωγής. Στο συμβατικό σχεδιασμό της ηλεκτρικής ενέργειας, που ακολουθεί και η Taiwan, εφαρμόζεται η αρχή του ελάχιστου κόστους χωρίς να εκτιμάται ο σχετικός κίνδυνος. Επομένως, η τρέχουσα προσέγγιση για τον καθορισμό των χαρτοφυλακίων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, ευνοεί τα ορυκτά καύσιμα. Για τον κίνδυνο της παραγωγής, οι συγγραφείς, εστίασαν στην αστάθεια των τιμών των καυσίμων και την

τεχνολογική αβεβαιότητα, ενώ ως κόστος παραγωγής έλαβαν υπόψη τους το κόστος των καυσίμων, το αρχικό επενδυτικό κεφάλαιο και τα κόστη λειτουργίας και συντήρησης. Ακόμη, οι συγγραφείς εξέτασαν τον αντίκτυπο που έχουν διαφορετικά επίπεδα κινδύνου στη διαμόρφωση του τεχνολογικού χαρτοφυλακίου και το κόστος παραγωγής.

Τα αποτελέσματα της προσομοίωσης από την εφαρμογή της θεωρίας χαρτοφυλακίου στο μοντέλο της ηλεκτρικής αγοράς της Taiwan, έδειξαν ότι όσο πιο μεγάλη είναι η αποστροφή στον κίνδυνο του χαρτοφυλακίου, τόσο μεγαλύτερο είναι και το συνολικό κόστος παραγωγής. Ακόμη, η εισαγωγή της έννοιας του κινδύνου κατά το σχεδιασμό, οδηγεί σε χαμηλότερο ποσοστό ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από τεχνολογίες που βασίζονται στα ορυκτά καύσιμα και μεγαλύτερα ποσοστά ηλεκτρικής ενέργειας που παράγονται από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Όσο μεγαλύτερο είναι το επίπεδο αποστροφής στον κίνδυνο, τόσο πιο έντονο και το φαινόμενο. Ωστόσο, υπάρχει ένα ανώτατο όριο του 15% για το μέγιστο μερίδιο που μπορούν να έχουν οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας στο συνολικό χαρτοφυλάκιο, λόγω της περιορισμένης δυνατότητας ανάπτυξης ανανεώσιμων μορφών ενέργειας στη Taiwan. Ακόμη, οι συγγραφείς κατέληξαν στο ότι μια εκ νέου αξιολόγηση της υπάρχουσας πυρηνικής ενεργειακής πολιτικής, για τη μείωση στην έκθεση των διακυμάνσεων των τιμών των ορυκτών καυσίμων, θα μπορούσε να αποδειχθεί συμφέρουσα.

Τέλος, οι συγγραφείς καλούν για περαιτέρω έρευνα, με στόχο την βελτίωση της προσέγγισης τους, καθώς το μοντέλο τους δεν λαμβάνει υπόψη τους περιορισμούς εκπομπής αερίων του θερμοκηπίου. Στο έργο τους, οι μελετητές μελέτησαν συνολικά 10 μορφές ενέργειας:

- Πυρηνική ενέργεια
- Φυσικό αέριο
- Πετρελαϊκές μονάδες
- Μονάδες καύσης άνθρακα
- Φωτοβολταϊκά
- Αιολικά πάρκα
- Υδροηλεκτρικές μονάδες
- Μονάδες καύσης βιομάζας
- Γεωθερμικές μονάδες
- Μονάδες εκμετάλλευσης στερεών αποβλήτων (Municipal Solid Waste, MSW)

Οι Borchert και Scemm (2007), εφάρμοσαν τη θεωρία χαρτοφυλακίου για την αξιολόγηση των επενδυτικών επιλογών σε αιολική ενέργεια. Ειδικότερα, μελέτησαν τα Γερμανικά έργα αιολικής ενέργειας. Ως μέτρο απόδοσης, έλαβαν υπόψη τους την αναμενόμενη απόδοση της επένδυσης, ενώ ως μέτρο κινδύνου έλαβαν υπόψη τους την αξία σε κίνδυνο υπό όρους (Conditional Value at Risk - CVaR). Με βάση τα αποτελέσματα τους, κατέληξαν στο συμπέρασμα ότι το ισχύον σύστημα προώθησης για ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, της Γερμανίας (EEG), οδηγεί μόνο σε μικρές αλλαγές στο βαθμό διαφοροποίησης των χαρτοφυλακίων.

Οι M. Liu και F.F Wu (2007), παρουσίασαν μια μέθοδο βελτιστοποίησης χαρτοφυλακίων. Στις ανταγωνιστικές ηλεκτρικές αγορές, τα κέρδη των εταιρειών ηλεκτροπαραγωγής επηρεάζονται από πολλούς παράγοντες, όπως η διακοπή λειτουργίας των μονάδων παραγωγής, στρατηγική άλλων εταιρειών ηλεκτροπαραγωγής, περιορισμοί στα δίκτυα μεταφοράς και αλλαγή στη ζήτηση. Αυτές οι αβεβαιότητες, επιφέρουν

κινδύνους στην τιμολόγηση της ηλεκτρικής ενέργειας και την παράδοση της. Οι κίνδυνοι της μεταβλητότητας των τιμών spot, είναι ιδιαίτερα σημαντικοί. Δεδομένα λειτουργίας, έχουν δείξει ότι η καθημερινή μεταβλητότητα των τιμών spot της ηλεκτρικής αγοράς είναι πολύ υψηλότερη από εκείνη οποιουδήποτε άλλου εμπορεύματος. Ο κύριος λόγος για αυτό, μπορεί να αποδοθεί στο ιδιαίτερο χαρακτηριστικό της μη αποθηκευσιμότητας της ηλεκτρικής ενέργειας. Στην εργασία τους, οι συγγραφείς διατύπωσαν το πρόβλημα της κατανομής ενέργειας μεταξύ των αγορών spot και των διμερών συμβάσεων, ως ένα γενικό πρόβλημα βελτιστοποίησης χαρτοφυλακίου με ένα ακίνδυνο περιουσιακό στοιχείο και n επικίνδυνα περιουσιακά στοιχεία.

Οι συγγραφείς, διατύπωσαν το γενικό πρόβλημα βελτιστοποίησης χαρτοφυλακίου, ως ένα πρόβλημα τετραγωνικού προγραμματισμού (quadratic programming problem), το οποίο μπορεί να επιλυθεί από αλγορίθμους QP. Ακόμη, έδειξαν ότι το συνολικό πρόβλημα βελτιστοποίησης ενός χαρτοφυλακίου που αποτελείται από ένα ακίνδυνο περιουσιακό στοιχείο και " n " επικίνδυνα περιουσιακά στοιχεία, μπορεί να επιτευχθεί σε δύο στάδια: Αρχικά με τη βέλτιστη επιλογή των " n " επικίνδυνων περιουσιακών στοιχείων και στη συνέχεια εύρεση της βέλτιστης κατανομής μεταξύ του ακίνδυνου στοιχείου και των επικίνδυνων στοιχείων. Τέλος, οι ερευνητές χρησιμοποιούν ιστορικά δεδομένα της ηλεκτρικής αγοράς PJM για την παρουσίαση της προσέγγισής τους.

Οι Madlener και Wenk (2008), ερεύνησαν τη μελλοντική ανάπτυξη του χαρτοφυλακίου ηλεκτροπαραγωγής της Ελβετίας και στόχευσαν στην αναγνώριση των βέλτιστων επενδυτικών επιλογών για το τμήμα προμήθειας του ενεργειακού τομέα. Εφαρμόζοντας τη θεωρία χαρτοφυλακίου, η μελέτη τους κάλυψε τις τεχνολογίες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που είναι σε λειτουργία σήμερα, καθώς και επίσης νέες τεχνολογίες, όπως οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (αιολικά πάρκα, φωτοβολταϊκά) και μονάδες αερίου συνδυασμένου κύκλου (CCGT). Οι Madlener και Wenk έλαβαν υπόψη τους, τους χρόνους κατασκευής και τις ασύμμετρες κατανομές των στοχαστικών μεταβλητών και έκαναν ρητή διάκριση μεταξύ τεχνολογιών βασικού φορτίου και φορτίου αιχμής. Ως μέτρο απόδοσης του χαρτοφυλακίου, έλαβαν υπόψη τους, τη μέση απόδοση προσαρμοσμένη στη διάρκεια ζωής και ως μέτρο κινδύνου, τη τυπική απόκλιση της απόδοσης. Με βάση τα αποτελέσματά τους, το τρέχων χαρτοφυλάκιο βασικού φορτίου (base-load) της Ελβετίας είναι πολύ κοντά στο αποδοτικό σύνορο και αφήνει πολύ μικρά περιθώρια για περαιτέρω βελτίωση, ενώ το χαρτοφυλάκιο φορτίου αιχμής (peak load) εξακολουθεί να επιτρέπει περιθώρια βελτίωσης από την άποψη απόδοσης/κινδύνου.

Οι Roques et al. (2008) επικεντρώθηκαν στη μελέτη των κινήτρων που έχουν ιδιώτες επενδυτές στην απελευθερωμένη ηλεκτρική αγορά, όπου η διαφοροποίηση στο μείγμα καυσίμων είναι μια πιθανή στρατηγική για την μείωση της έκθεσης στους κινδύνους της τιμής των καυσίμων, ηλεκτρικής ενέργειας και CO₂. Μελέτησαν το αντίκτυπο που έχουν οι διακυμάνσεις των τιμών και ο βαθμός συσχέτισης τους, στη διαμόρφωση των βέλτιστων χαρτοφυλακίων ηλεκτροπαραγωγής. Η εργασία αυτή, έχουμε τη 1^η πραγματική εφαρμογή της θεωρίας χαρτοφυλακίου σε μεγάλες μονάδες παραγωγής σε μια ελεύθερη αγορά ενέργειας. Λήφθηκαν υπόψη τρεις διαφορετικές πηγές ενέργειας: Μονάδες αερίου συνδυασμένου κύκλου (CCGT), Μονάδες καύσης άνθρακα και Πυρηνικοί σταθμοί. Ως μέτρο απόδοσης λήφθηκε υπόψη η Καθαρή Παρούσα Αξία

(ΚΠΑ), ως μέτρο κινδύνου η τυπική απόκλιση της ΚΠΑ και ως μέτρο συσχέτισης, η συσχέτιση μεταξύ των ΚΠΑ των διαφόρων τεχνολογιών. Σύμφωνα με τους συγγραφείς, για την εύρεση των βέλτιστων χαρτοφυλακίων απαιτούνται δύο στάδια. Πρώτα, χρησιμοποιείται η μέθοδος Monte Carlo για την εκτίμηση της μέσης τιμής και διακύμανσης της ΚΠΑ κάθε τεχνολογίας και στη συνέχεια χρήση αυτών των τιμών και των συντελεστών συσχετίσεων τους, για τον προσδιορισμό των βέλτιστων χαρτοφυλακίων. Για την εύρεση της τιμής και της διακύμανσης των καυσίμων, της ηλεκτρικής ενέργειας και του κόστους εκπομπής CO₂, οι συγγραφείς ανέτρεξαν σε ιστορικά δεδομένα από την Βρετανική αγορά.

Οι Roques et al. εφάρμοσαν το μοντέλο τους σε τρία διαφορετικά σενάρια. Στο 1^ο σενάριο οι τιμές των καυσίμων, της ηλεκτρικής ενέργειας και του CO₂, θεωρούνται ότι εμπεριέχουν κίνδυνο και ότι είναι ασυσχέτιστες. Στο 2^ο σενάριο, θεωρείται ότι υπάρχει βαθμός συσχέτισης μεταξύ των τιμών (όπως και πρέπει σε μια απελευθερωμένη ηλεκτρική αγορά) και στο 3^ο σενάριο, θεωρείται ότι οι τιμές της ηλεκτρικής ενέργειας είναι σταθερές, ενώ οι τιμές των καυσίμων και CO₂, εμπεριέχουν κίνδυνο. Με βάση τα αποτελέσματά τους, στο 1^ο σενάριο, τα βέλτιστα χαρτοφυλάκια, εμπεριέχουν μείγμα μονάδων αερίου με μονάδες καύσης άνθρακα ή πυρηνικούς σταθμούς. Όταν υπάρχει υψηλός συσχετισμός μεταξύ των τιμών, το βέλτιστο χαρτοφυλάκιο περιέχει κυρίως μονάδες CCGT, γεγονός που συνάδει με εμπειρικά στοιχεία που δείχνουν ότι στη Βρετανία, οι περισσότερες μονάδες παραγωγής που κατασκευάστηκαν είναι CCGT. Στο 3^ο σενάριο, τα βέλτιστα χαρτοφυλάκια περιέχουν μια πιο ισορροπημένη διάρθρωση πυρηνικών σταθμών και μονάδων αερίου. Με βάση τα παραπάνω αποτελέσματα, οι απελευθερωμένες αγορές που χαρακτηρίζονται από υψηλό βαθμό συσχέτισης μεταξύ των τιμών, όπως της Βρετανίας, δεν προωθούν την διαφοροποίηση του μίγματος καυσίμων αρκετά, έτσι ώστε οι επενδυτές να επιλέξουν τις κοινωνικά βέλτιστες επιλογές. Τέλος, οι συγγραφείς υποστηρίζουν ότι, μέσω μηχανισμών στήριξης της κυβέρνησης (πχ feed-in tariffs) ή εύρεση φθηνότερων κεφαλαίων (πχ μέσω της μεταφοράς μέρους του κινδύνου σε άλλους φορείς), τα βέλτιστα χαρτοφυλάκια θα μπορούν να χαρακτηρίζονται από έντονη διαφοροποίηση.

Οι Gotham et al. (2009) διατύπωσαν ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης βασισμένοι στη θεωρία χαρτοφυλακίου, με σκοπό τον καθορισμό των επενδυτικών σχεδίων που ενσωματώνουν τη διαφοροποίηση των καυσίμων στα χαρτοφυλάκιά τους. Το γεγονός ότι η τυπική θεωρία χαρτοφυλακίου δεν λαμβάνει υπόψη της, την ικανότητα των διαφόρων καυσίμων/τεχνολογιών να προσαρμοστούν σε διαφορετικά φορτία είχε ως αποτέλεσμα την δημιουργία μειγμάτων παραγωγής που έρχονταν σε αντίθεση με τις γνώσεις και την εμπειρία των ειδικών. Αυτό συνέβη, καθώς το πρότυπο της θεωρίας χαρτοφυλακίου, χρησιμοποιεί ένα ενιαίο συντελεστή φορτίου για το καθορισμό του σταθμισμένου κόστους ηλεκτρικής ενέργειας ανά μονάδα (LUEC). Ως αποτέλεσμα αν το επίπεδο χρησιμοποίησης (Utilization Factor) θεωρούνταν χαμηλό, υπήρχε προτίμηση στις τεχνολογίες με χαμηλό κόστος κεφαλαίου αλλά υψηλό κόστος λειτουργίας, ενώ αν το επίπεδο χρησιμοποίησης θεωρούνταν υψηλό, υπήρχε προτίμηση στις τεχνολογίες με υψηλό κόστος κεφαλαίου και χαμηλό κόστος λειτουργίας.

Για τους παραπάνω λόγους, οι Gotham et al. τροποποίησαν την θεωρία χαρτοφυλακίου (MVP). Η κύρια καινοτομία στην διατύπωση του μοντέλου τους, ήταν η διαίρεση του φορτίου σε τάξεις (τμήματα φορτίου) που έχουν διαφορετικό συντελεστή φορτίου (load factor). Επομένως το μοντέλο τους ήταν σε θέση να αναγνωρίσει τα πλεονεκτήματα που έχουν ορισμένοι τύποι τεχνολογιών/καυσίμων στην εξυπηρέτηση εναλλακτικών τμημάτων φορτίου. Σκοπός του μοντέλου τους ήταν η επίτευξη μιας ισορροπίας μεταξύ της μείωσης του μέσου κόστους και της μείωσης της διακύμανσης των δαπανών (πρόβλημα ελαχιστοποίησης κόστους). Οι συγγραφείς, ως μορφές ενέργειας, έλαβαν υπόψη τους το φυσικό αέριο, τον άνθρακα, το πετρέλαιο και την πυρηνική ενέργεια.

Αποτέλεσμα του μοντέλου τους, ήταν η εύρεση βέλτιστων χαρτοφυλακίων όπου η μέση τιμή και η διακύμανση του κόστους ήταν χαμηλότερη από τις λύσεις των μοντέλων που δεν χρησιμοποιούν πολλούς συντελεστές φορτίου. Οι συγγραφείς απέδειξαν την αποτελεσματικότητα του μοντέλου τους για την περίπτωση τριών διαφορετικών συντελεστών φορτίου βασιζόμενοι σε δεδομένα από την Indiana, ενώ παράλληλα έδειξαν την χρήση του μοντέλου τους για τον προσδιορισμό των αλλαγών στα βέλτιστα μείγματα καυσίμων, όταν υπάρχουν αλλαγές στην πολιτική.

Οι Muñoz et al. (2009) παρουσίασαν ένα μοντέλο για την επένδυση σε ανανεώσιμες πηγές ενέργειας στο πλαίσιο της αγοράς της ισπανικής ηλεκτρικής ενέργειας, με τρόπο που να ελαχιστοποιείται ο κίνδυνος για τον επενδυτή και να μεγιστοποιούνται τα κέρδη. Βασιζόμενοι σε ένα οικονομικό μοντέλο για τον υπολογισμό της στοχαστικής κατανομής του IRR (απόδοση-μέση τιμή και ρίσκο-τυπική κατανομή), ανέπτυξαν ένα μοντέλο βελτιστοποίησης χαρτοφυλακίων που βασίζεται στην επίλυση ενός συστήματος γραμμικών εξισώσεων. Στη συνέχεια, επαλήθευσαν τα αποτελέσματά τους με τη χρήση της μεθόδου του αποδοτικού συνόρου. Οι συγγραφείς, μελέτησαν χαρτοφυλάκια τα οποία αποτελούνταν από : Αιολική ενέργεια, Φωτοβολταϊκά, Θερμοηλεκτρική ενέργεια και Υδροηλεκτρική ενέργεια.

Σύμφωνα με τη μελέτη τους, η αύξηση της εξωτερικής χρηματοδότησης οδηγεί σε αυξημένη απόδοση του χαρτοφυλακίου, λόγω της μείωσης της αρχικής επένδυσης και το γεγονός ότι οι ταμειακές ροές σε διαφορετικές περιόδους είναι γενικά θετικές, γεγονός που οδηγεί σε σημαντική αύξηση του συντελεστή εσωτερικής απόδοσης της κάθε τεχνολογίας. Ακόμα, αύξηση της εξωτερικής χρηματοδότησης, οδηγεί σε αύξηση του ρίσκου λόγω αύξησης της αναμενόμενης απόδοσης (μεγαλύτερη απόδοση – μεγαλύτερο ρίσκο). Η έρευνα τους έδειξε επίσης, ότι τεχνολογίες που έχουν το χαμηλότερο κίνδυνο και την χαμηλότερη απόδοση (φωτοβολταϊκά), έχουν αυξημένη χρήση σε συντηρητικά σενάρια (χαμηλού κινδύνου, απαισιόδοξες τιμές), ενώ τεχνολογίες, όπως η αιολική ενέργεια και η υδροηλεκτρική ενέργεια, έχουν αυξημένη χρήση σε σενάρια που χαρακτηρίζονται από υψηλό ρίσκο και απόδοση. Τέλος, οι συγγραφείς επαλήθευσαν το γεγονός ότι ένα βέλτιστο χαρτοφυλάκιο έχει χαμηλότερο συνολικό κίνδυνο, σε σχέση με τις τεχνολογίες που το απαρτίζουν, υπό την προϋπόθεση ότι οι τεχνολογίες έχουν αρνητική συσχέτιση μεταξύ τους (αρνητικός ή μηδενικός συντελεστής συσχέτισης).

Οι Wu, Liu και Wei (2009), σύγκριναν τον κίνδυνο εισαγωγής πετρελαίου της Κίνας, εφαρμόζοντας τη θεωρία χαρτοφυλακίου και χρησιμοποιώντας ένα δείκτη

διαφοροποίησης. Συγκεκριμένα, η έρευνα τους επικεντρώθηκε στη σύγκριση του κινδύνου μεταξύ της εισαγωγής αργού πετρελαίου και της εισαγωγής πετρελαϊκών προϊόντων. Με βάση τους συγγραφείς, ο κίνδυνος εισαγωγών αργού πετρελαίου και ο κίνδυνος εισαγωγών πετρελαϊκών προϊόντων είναι διαφορετικός, λόγω των διαφορετικών προελεύσεων και των τιμών εισαγωγής. Η έρευνα τους επικεντρώθηκε στην ανάλυση της προμήθειας, των τιμών και τους κινδύνους μεταφοράς του αργού πετρελαίου και των πετρελαϊκών προϊόντων.

Σύμφωνα με τη μελέτη τους, το γεγονός ότι η αγορά της Κίνας ακολουθεί την πολιτική: «αγορά όταν η τιμή αυξάνεται και μη αγορά όταν η τιμή μειώνεται» και «όσο μεγαλύτερη η τιμή του πετρελαίου, τόσο μεγαλύτερη και η εισαγωγή πετρελαίου», έχει επιφέρει μεγάλους κινδύνους στην αγορά και οικονομική ζημία. Ακόμη, οι στρατηγικές διαφοροποίησης, που ακολουθεί η Κίνα, για την εισαγωγή αργού πετρελαίου έχουν μικρότερη αποτελεσματικότητα για την αποφυγή των μη συστηματικών κινδύνων (specific risks) και των κινδύνων της θαλάσσιας μεταφοράς, καθώς οι εισαγωγές αργού πετρελαίου στην Κίνα εξαρτώνται υπερβολικά από τις ευμετάβλητες αγορές της Μέσης Ανατολής και οι περισσότερες από τις νέες πηγές εισαγωγής αργού πετρελαίου είναι αφρικανικές χώρες. Σύμφωνα με τους ερευνητές, οι κίνδυνοι που παρατηρούνται στην εισαγωγή αργού πετρελαίου είναι μεγαλύτεροι από τους κινδύνους που παρατηρούνται στην εισαγωγή πετρελαϊκών προϊόντων και επομένως οι εισαγωγές των πετρελαϊκών προϊόντων πρέπει να αυξηθούν. Πιο συγκεκριμένα, η Κίνα θα πρέπει να αυξήσει την εισαγωγή πετρελαϊκών προϊόντων, το οποίο με τη σειρά του θα οδηγήσει σε μείωση του συνολικού ρίσκου εισαγωγής πετρελαίου, διότι :

1. Ο δείκτης διαφοροποίησης του αργού πετρελαίου της Κίνας και των εισαγωγών πετρελαϊκών προϊόντων παρουσιάζουν ανοδικές τάσεις. Ωστόσο, το επίπεδο διαφοροποίησης των πετρελαϊκών προϊόντων είναι υψηλότερο από εκείνο του αργού πετρελαίου. Επομένως, η δυνατότητα αποφυγής κινδύνων που παρατηρούνται κατά την εισαγωγή πετρελαϊκών προϊόντων είναι υψηλότερη από εκείνη των εισαγωγών αργού πετρελαίου.
2. Το μέσο ποσοστό απόδοσης των εισαγωγών πετρελαϊκών προϊόντων της Κίνας είναι υψηλότερο από εκείνο των εισαγωγών αργού πετρελαίου . Επιπλέον , η μέση απόκλιση των τιμών εισαγωγής των εισαγωγών πετρελαϊκών προϊόντων είναι χαμηλότερη από εκείνη των εισαγωγών αργού πετρελαίου. Επομένως, ο συστηματικός κίνδυνος (κίνδυνος τιμών) των πετρελαϊκών προϊόντων είναι χαμηλότερος από τον συστηματικό κίνδυνο του αργού πετρελαίου.
3. Από την πλευρά του κινδύνου των μεταφορών , ο κίνδυνος των εισαγωγών πετρελαϊκών προϊόντων της Κίνας είναι χαμηλότερος από εκείνον του αργού πετρελαίου , καθώς οι παγκόσμιες πειρατικές επιθέσεις επικεντρώθηκαν σχεδόν αποκλειστικά στα ζωτικά δρομολόγια των πλοίων για τις εισαγωγές αργού πετρελαίου της Κίνας , ενώ τα δρομολόγια των πλοίων για τα πετρελαϊκά προϊόντα είναι σχετικά ασφαλείς .

4. Για να μειώσει τον κίνδυνο εισαγωγής πετρελαίου, η Κίνα θα πρέπει να αλλάξει τις σημερινές στρατηγικές εισαγωγής πετρελαίου και να αλλάξει την πολιτική της : «αγορά όταν η τιμή αυξάνεται και μη αγορά όταν η τιμή μειώνεται» και «όσο μεγαλύτερη η τιμή του πετρελαίου, τόσο μεγαλύτερη και η εισαγωγή πετρελαίου», έτσι ώστε να πετύχει καλύτερο έλεγχο των πετρελαϊκών εξαγωγών της.

Οι Madlener et al. (2009), και Madlener και Glensk (2010), εφάρμοσαν τη θεωρία χαρτοφυλακίου για την αξιολόγηση της αποδοτικότητας των υφισταμένων χαρτοφυλακίων ηλεκτροπαραγωγής της Ε.ΟΝ (ένας από τους μεγαλύτερους προμηθευτές ενέργειας στον Ηνωμένο Βασίλειο), σε σχέση με τα βέλτιστα χαρτοφυλάκια, με ιδιαίτερη έμφαση στις αγορές της Γερμανίας, της Σουηδίας και του Ηνωμένου Βασιλείου. Η μελέτη τους, επικεντρώθηκε στις μεγαλύτερες τεχνολογίες παραγωγής που διαχειρίζεται η Ε.ΟΝ, όπως οι μονάδες καύσεις άνθρακα, οι μονάδες φυσικού αερίου, πυρηνικοί σταθμοί και από την πλευρά των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας: αιολικά πάρκα, υδροηλεκτρικά εργοστάσια και φωτοβολταϊκά. Ως μέτρο απόδοσης των χαρτοφυλακίων, η Καθαρή Παρούσα Αξία λήφθηκε υπόψη και ως μέτρο κινδύνου η τυπική απόκλιση της ΚΠΑ. Οι οικονομικοί κίνδυνοι που αντιμετωπίστηκαν, περιλάμβαναν τις διακυμάνσεις στις τιμές των καυσίμων, στο κόστος εκπομπής CO₂ και στις τιμές της ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ άλλων.

Έχοντας προσδιορίσει το υφιστάμενο μείγμα παραγωγής της εκάστοτε χώρας, οι συγγραφείς κατέληξαν στο συμπέρασμα ότι υπάρχει χώρος για βελτίωση της αποδοτικότητας. Τα αποτελέσματα της μελέτης, έδειξαν ότι υπάρχουν διαφορετικές κλίμακες στο αντίκτυπο που έχουν οι νέες επενδύσεις στα υπάρχοντα χαρτοφυλάκια ηλεκτροπαραγωγής. Η έρευνα έδειξε ότι οι νέες επενδύσεις σε ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, έχουν μια ισχυρή θετική επίπτωση στα υπάρχοντα χαρτοφυλάκια από άποψη απόδοσης/κινδύνου, ενώ οι νέες επενδύσεις σε συμβατικές τεχνολογίες έχει μάλλον αρνητική επίπτωση. Κατά τη σύγκριση του συνολικού αντίκτυπου όλων των προβλεπόμενων νέων επενδύσεων, τα αποτελέσματα διαφέρουν από αγορά σε αγορά. Στην περίπτωση της Γερμανίας, όπου η κλίμακα των νέων επενδύσεων είναι μέτρια, ο αντίκτυπος αυτών των έργων είναι μάλλον θετικός. Στη Σουηδία, σε αντίθεση, όπου οι περισσότερες επενδύσεις είναι στην πραγματικότητα επανεπενδύσεις, τα βέλτιστα χαρτοφυλάκια μετά την επανεπένδυση έχουν χειρότερες επιδόσεις από πριν. Στο Ηνωμένο Βασίλειο, ενώ οι προβλεπόμενες νέες επενδύσεις είναι μεγάλες σε αριθμό, έχουν αρνητικές επιπτώσεις στο υπάρχον χαρτοφυλάκιο.

Οι Roques, Hiroux και Saguan (2010), χρησιμοποίησαν τη θεωρία χαρτοφυλακίου για τον προσδιορισμό cross-country χαρτοφυλακίων αιολικής ενέργειας, που ελαχιστοποιούν τη συνολική διακύμανση της παραγόμενης αιολικής ενέργειας για ένα δεδομένο επίπεδο παραγωγής. Σύμφωνα με τους ερευνητές η συνολική μεταβλητότητα ενός χαρτοφυλακίου που αποτελείται από αιολικά πάρκα, μπορεί να μειωθεί με το συνδυασμό αιολικών πάρκων που βρίσκονται σε διαφορετικές γεωγραφικές τοποθεσίες, καθώς σε αυτή την περίπτωση τα αιολικά πάρκα έχουν μηδενικούς ή αρνητικούς συντελεστές συσχέτισης μεταξύ τους. Η έρευνα τους επικεντρώθηκε στις εξής πέντε χώρες : Αυστρία, Δανία, Γαλλία, Γερμανία και Ισπανία.

Σύμφωνα με τα αποτελέσματα της έρευνας τους, τα χαρτοφυλάκια αιολικής ενέργειας που προβλέπονται για το 2020 από την Ευρωπαϊκή Κομισιόν για τις πέντε χώρες, βρίσκονται μακριά από το αποδοτικό σύννορο που αντιπροσωπεύει τα βέλτιστα cross-country χαρτοφυλάκια, γεγονός που υποδηλώνει ότι θα μπορούσαν να υπάρξουν μεγάλα οφέλη μέσω μιας πιο συντονισμένης ευρωπαϊκής πολιτικής σχετικά με την ανάπτυξη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, όπως για παράδειγμα η παροχή κινήτρων για την εγκατάσταση νέων αιολικών πάρκων, μεγιστοποιώντας με αυτό τον τρόπο την απόδοση του συνολικού ευρωπαϊκού χαρτοφυλακίου σχετικά με την αιολική ενέργεια. Επίσης, η έρευνα τους έδειξε πως τα βέλτιστα χαρτοφυλάκια αλλάζουν ανάλογα με το αν η εστίαση είναι στην ελαχιστοποίηση της συνολικής μεταβλητότητας της αιολικής ενέργειας ή αν η εστίαση είναι στην μεγιστοποίηση της συμβολής της αιολικής ενέργειας στην αξιοπιστία του συστήματος κατά τις ώρες αιχμής. Τέλος, η έρευνα τους έδειξε ότι οι περιορισμοί στα δίκτυα μεταφοράς και τους διαθέσιμους αιολικούς πόρους μπορούν να μειώσουν σημαντικά τις δυνατότητες βελτίωσης της απόδοσης, μέσω της γεωγραφικής διαφοροποίησης του χαρτοφυλακίου.

Οι Westner και Madlener (2010), μελέτησαν το όφελος της περιφερειακής διαφοροποίησης, στις επενδύσεις συμπαραγωγής στην Ευρώπη. Πιο συγκεκριμένα, εφάρμοσαν τη θεωρία χαρτοφυλακίου, για την μελέτη της επίδρασης της περιφερειακής διαφοροποίησης σε επενδύσεις που αφορούν τεχνολογίες συμπαραγωγής θερμότητας και ηλεκτρισμού (ΣΗΘ) στην Ευρώπη. Εξέτασαν δύο διαφορετικές τεχνολογίες ΣΗΘ : Μονάδες συνδυασμένου κύκλου αεριοστροβίλου (CCGT) και μονάδες κινητήρα-ΣΗΘ (engine-CHP), καθώς αυτές αποτελούν τις πιο ελκυστικές τεχνολογίες ΣΗΘ από άποψη απόδοσης. Ως μέτρο της απόδοσης, οι συγγραφείς έλαβαν υπόψη τους την Καθαρή Παρούσα Αξία και ως μέτρο κινδύνου, την τυπική απόκλιση της ΚΠΑ. Ακόμη, οι συγγραφείς επικεντρώθηκαν στην μελέτη των τεσσάρων μεγαλύτερων ευρωπαϊκών αγορών ενέργειας (Γερμανία, Γαλλία, Ιταλία, Ηνωμένο Βασίλειο), όπου εφαρμόζονται διαφορετικοί μηχανισμοί στήριξης για την προώθηση των τεχνολογιών ΣΗΘ. Πιο συγκεκριμένα :

- Γερμανία
 - Feed-in tariffs
- Γαλλία
 - Υπάρχει μια υποχρέωση της αγοράς, όπου οι κρατικές επιχειρήσεις κοινής ωφέλειας, είναι υποχρεωμένες να αγοράζουν την παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια (από ΣΗΘ) στην τρέχουσα τιμή της αγοράς
- Ιταλία
 - Παρέχει ενεργειακά πιστοποιητικά απόδοσης, τα οποία αποτελούν πρόσθετα έσοδα για τους διαχειριστές μονάδων ΣΗΘ

- Ηνωμένο Βασίλειο
 - ο Μειωμένοι φόροι

Εφαρμόζοντας τη προσομοίωση Monte-Carlo και λαμβάνοντας υπόψη τις τιμές, τους τεχνικούς και λειτουργικούς περιορισμούς των δύο τεχνολογιών και τις οικονομικές παραμέτρους του μοντέλου της ΚΠΑ, οι συγγραφείς κατέληξαν στο συμπέρασμα ότι οι αποδόσεις των επενδύσεων σε τεχνολογίες ΣΗΘ διαφέρουν σημαντικά, ανάλογα με τη χώρα, το μηχανισμό στήριξης και την μελετώμενη τεχνολογία. Με βάση τα αποτελέσματα, η επίδραση των διαφορετικών μηχανισμών στήριξης για την προώθηση της οικονομικής ελκυστικότητας των επενδύσεων ΣΗΘ, είναι μικρότερη από την επίδραση του επιπέδου των τιμών των βασικών προϊόντων της αντίστοιχης αγοράς. Η επακόλουθη ανάλυση της θεωρίας χαρτοφυλακίου, με βάση τα αποτελέσματα της προσομοίωσης Monte Carlo, έδειξε ότι η περιφερειακή διαφοροποίηση των επενδύσεων σε μονάδες συνδυασμένου κύκλου αεριοστροβίλου είναι μικρότερης σημασίας από την άποψη της απόδοσης-κινδύνου, σε σχέση με την περιφερειακή διαφοροποίηση μονάδων κινητήρα-ΣΗΘ. Τέλος, οι συγγραφείς καλούν σε περαιτέρω έρευνα για την μελέτη της αξίας της περιφερειακής διαφοροποίησης σε τεχνολογίες ΣΗΘ, με την ανάλυση πρόσθετων τεχνολογιών.

Οι Delarue et al. (2010) διαμόρφωσαν ένα μοντέλο βασιζόμενοι στη θεωρία χαρτοφυλακίου, για τον προσδιορισμό του βέλτιστου χαρτοφυλακίου μείγματος ενέργειας, λαμβάνοντας υπόψη τη διαφορά μεταξύ εγκατεστημένης ισχύος, παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας και στιγμιαίας παροχής ισχύος. Το ίδιο το μοντέλο καθορίζει τους συντελεστές φορτίου, για τις διάφορες εγκατεστημένες τεχνολογίες. Μέσω αυτής της προσέγγισης, οι περιορισμοί στην παραγωγή και την χωρητικότητα των διαφόρων εγκαταστάσεων, καθώς και επίσης η μεταβλητότητα ορισμένων μορφών ενέργειας (αιολική ενέργεια), μπορούν να ληφθούν υπόψη. Παρόμοια με τους Jansen et al. (2006) και DeLaquil et al. (2005), οι συγγραφείς εργάστηκαν πάνω σε πρόβλημα ελαχιστοποίησης κόστους, ενώ θεώρησαν ότι το κόστος αποτελείται από σταθερό και μεταβλητό μέρος.

Μελετήθηκαν πέντε μορφές ενέργειας : Πυρηνική Ενέργεια, Άνθρακας, Φυσικό Αέριο, Πετρέλαιο και Αιολική Ενέργεια. Με βάση το μοντέλο τους, στα χαρτοφυλάκια που χαρακτηρίζονται από χαμηλό κόστος, κυριαρχεί η πυρηνική ενέργεια (η αιολική ενέργεια αν και φθηνή, χαρακτηρίζεται από μεταβλητότητα με αποτέλεσμα να μην είναι οικονομικά συμφέρουσα), ενώ στα χαρτοφυλάκια μειωμένου ρίσκου, έχουμε την προσθήκη σημαντικών ποσοτήτων αιολικής ενέργειας. Οι συγγραφείς, κατέληξαν στο συμπέρασμα ότι η διαφορά μεταξύ του μοντέλου τους και του αρχικού μοντέλου της θεωρίας χαρτοφυλακίου, είναι η πιο περιορισμένη εισαγωγή αιολικής ενέργειας στο χαρτοφυλάκιο ελάχιστου κινδύνου. Αυτή η σύγκριση, καταδεικνύει την ανάγκη και τη σημασία της διάκρισης μεταξύ του σταθερού και μεταβλητού κόστους.

Τέλος, οι συγγραφείς υποστηρίζουν ότι το μοντέλο τους, μπορεί να χρησιμοποιηθεί για τη βελτιστοποίηση χαρτοφυλακίων του φάσματος παραγωγής μιας συγκεκριμένης περιοχής, με την εισαγωγή ειδικών δεδομένων. Για αρκετά μεγάλες γεωγραφικές

περιοχές, ένα συγκεντρωτικό προφίλ του ανέμου ή πολλαπλά προφίλ από διαφορετικές τοποθεσίες μπορούν να εισαχθούν στο μοντέλο. Ακόμη, οι περιορισμοί διαφορετικών τεχνολογιών μπορούν να συμπεριληφθούν, επιτρέποντας την εκκίνηση από ένα ήδη υπάρχον μείγμα ενέργειας ή την αξιολόγηση διαφόρων πολιτικών αποφάσεων, με αποτέλεσμα να μπορεί να πραγματοποιηθεί αξιολόγηση των μελλοντικών προβλέψεων.

Οι N.M.Pindoriya et al. (2010), υποστήριξαν ότι τα περιουσιακά στοιχεία της ηλεκτρικής αγοράς, έχουν σημαντικά “μη-κανονικά” χαρακτηριστικά και επομένως η απλή θεωρία χαρτοφυλακίου δεν αρκεί για τον προσδιορισμό των βέλτιστων χαρτοφυλακίων. Η θεωρία χαρτοφυλακίου μέσης-διακύμανσης (Mean-Variance Portfolio), βασίζεται στην υπόθεση ότι η απόδοση κάθε περιουσιακού στοιχείου ακολουθεί την κανονική κατανομή και επομένως οι αποδόσεις τους μπορούν να χαρακτηριστούν μόνο από τη μέση τιμή και διακύμανση τους. Όμως, σημαντικός αριθμός μελετών στον οικονομικό τομέα, υποστήριξαν ότι οι υψηλότερες στιγμές δεν μπορούν να αγνοηθούν, εκτός αν υπάρχουν στοιχεία που δείχνουν ότι οι αποδόσεις πράγματι κατανέμονται συμμετρικά γύρω από την μέση τιμή τους. Επιπλέον, τονίζουν τη σημασία της μελέτης της ασυμμετρίας κατά τη διαχείριση χαρτοφυλακίων. Ακόμη, εμπειρικές μελέτες σε ανταγωνιστικές ηλεκτρικές αγορές παρέχουν στοιχεία που αποδεικνύουν ότι, λόγω της υψηλής μεταβλητότητας, η τιμή spot (spot prices) καθώς και η απόδοση σειρών (return series), εμφανίζουν σημαντικά στατιστικά επίπεδα θετικής ασυμμετρίας. Για τους λόγους αυτούς, οι συγγραφείς στην εργασία τους παρουσιάζουν τη θεωρία χαρτοφυλακίου μέσης τιμής-διακύμανσης-ασυμμετρίας (Mean-Variance-Skewness Model). Το μοντέλο αυτό λαμβάνει υπόψη του, τη μέση τιμή, τη διακύμανση και την ασυμμετρία, της κατανομής της απόδοσης κατά την διαμόρφωση του βέλτιστου χαρτοφυλακίου. Πιο συγκεκριμένα, οι ερευνητές στην εργασία τους:

- Χρησιμοποιώντας το mean-variance-skewness μοντέλο, το οποίο είναι επέκταση του mean-variance μοντέλου, οι ερευνητές προτείνουν τη βελτιστοποίηση του χαρτοφυλακίου, μέσω της μεγιστοποίησης της αναμενόμενης απόδοσης και ασυμμετρίας, και της ελαχιστοποίησης του κινδύνου.
- Καθώς η επίλυση ενός μοντέλου που βασίζεται σε τρεις παράγοντες (μέση τιμή, διακύμανση, ασυμμετρία) με την ενιαία μέθοδο βελτιστοποίησης, η οποία βασίζεται στην επίλυση προβλημάτων δύο παραγόντων (μέση τιμή, διακύμανση), είναι δύσκολη, οι ερευνητές προτείνουν ένα “multi objective particle swarm optimization (MOPSO) ως εργαλείο βελτιστοποίησης.

Τέλος, η απόδοση του μοντέλου (MVS) συγκρίνεται με την απόδοση του κλασσικού μοντέλου (MV), με την μελέτη μιας περίπτωσης της PJM ηλεκτρικής αγοράς. Με βάση τα αποτελέσματα της προσομοίωσης, το (MVS) μοντέλο μπορεί να παρέχει καλύτερα χαρτοφυλάκια σε σύγκριση με το (MV) μοντέλο και ιδιαίτερα όταν τα περιουσιακά στοιχεία έχουν “μη-κανονικά” χαρακτηριστικά απόδοσης.

Οι Locatelli και Mancini (2011) αναγνωρίζοντας ότι η διαθέσιμη βιβλιογραφία περιέχει μελέτες που καλύπτουν μόνο τα χαρτοφυλάκια μεγάλων μονάδων παραγωγής, αποφάσισαν να καλύψουν το κενό, διερευνώντας την ελκυστικότητα των χαρτοφυλακίων

Μικρών-Μεσαίων σταθμών παραγωγής (SMPP) σε σχέση με τα χαρτοφυλάκια των μεγάλων μονάδων παραγωγής. Χρησιμοποίησαν τη θεωρία χαρτοφυλακίου (MVP) για τον προσδιορισμό του καλύτερου χαρτοφυλακίου σύμφωνα με το συντελεστή εσωτερικής απόδοσης (IRR) και το σταθμισμένο κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας ανά μονάδα (LUEC), λαμβάνοντας υπόψη το κόστος του κύκλου ζωής του κάθε σταθμού (Life Cycle Cost), το φόρο επί του διοξειδίου του άνθρακα (Carbon Tax), της τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας (Electricity Price) και τις διαστάσεις του δικτύου (Grid Dimension). Η μελέτη τους συμπεριέλαβε εργοστάσια πυρηνικής ενέργειας, καύσης άνθρακα και αεριοστρόβιλους συνδυασμένου κύκλου (CCGT).

Τα αποτελέσματα της μελέτης έδειξαν ότι οι μεγάλες εγκαταστάσεις παραγωγής είναι η καλύτερη επιλογή για τα μεγάλα δίκτυα, ενώ στα μικρά δίκτυα τα SMPP είναι το ίδιο ανταγωνιστικά με τις μεγάλες μονάδες παραγωγής. Επίσης, όταν δεν υπάρχει Carbon Tax (CT), οι καλύτερες αποδόσεις προέρχονται από χαρτοφυλάκια που αποτελούνται κυρίως από μονάδες καύσης άνθρακα (coal-fired plants). Ακόμα μια αύξηση στην τιμή του ηλεκτρικού ρεύματος ή μείωση του CT μειώνει το χάσμα μεταξύ των αποδοτικών συνόρων των SMPP και των μεγάλων εγκαταστάσεων. Ο ιδανικός συνδυασμός αποτελείται κυρίως από πυρηνικούς σταθμούς, όταν υπάρχει ένα μέσο/υψηλό κόστος των εκπομπών ή χαμηλή τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας.

Οι Alexandre de Oliveira et al. (2011) παρουσίασαν ένα εναλλακτικό μοντέλο της θεωρίας χαρτοφυλακίου για τον προσδιορισμό του βέλτιστου χαρτοφυλακίου ενεργειακών συμβάσεων. Στο μοντέλο τους, προσπαθούν να μειώσουν την επίδραση του Conditional Value at Risk (CVaR), ενώ χρησιμοποιούν την προσέγγιση Mixture Design of Experiments (MDE). Η έννοια της συνάρτησης επιθυμίας (desirability function) χρησιμοποιείται και η μεγιστοποίηση της τιμής της συνάρτησης, επιτυγχάνεται κατά τη βελτιστοποίηση του χαρτοφυλακίου, δημιουργώντας ένα αποδοτικό σύνορο. Οι τρεις κύριες συνεισφορές της προσέγγισής τους, είναι η αποστροφή κινδύνου κατά τη διάρκεια της βελτιστοποίησης, η αξιολόγηση των αλληλεπιδράσεων μεταξύ των διαφόρων συμβάσεων και η μείωση της υπολογιστικής προσπάθειας που απαιτείται για την επίλυση του μη-γραμμικού προβλήματος. Οι ερευνητές εφάρμοσαν το μοντέλο τους στην ενεργειακή αγορά της Βραζιλίας και επαλήθευσαν την επάρκεια του μοντέλου τους.

Οι Allan et al. (2011), χρησιμοποίησαν τη θεωρία χαρτοφυλακίου για την αξιολόγηση του μείγματος ενέργειας της Σκωτίας και τον προσδιορισμό των βέλτιστων χαρτοφυλακίων. Ως μέτρο απόδοσης των χαρτοφυλακίων έλαβαν υπόψη τους το Holding Period Return (HPR), ενώ ως μέτρο του κινδύνου, έλαβαν υπόψη τους την τυπική απόκλιση του HPR. Όπως και άλλοι ερευνητές, οι Allan et al. αντιμετώπισαν πρόβλημα ελαχιστοποίησης κόστους. Εφαρμογές της θεωρίας χαρτοφυλακίου στο μείγμα ηλεκτροπαραγωγής, έχουν δείξει ότι οι τεχνολογίες ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ), μπορούν να οδηγήσουν σε μείωση του συνολικού ρίσκου του χαρτοφυλακίου, χωρίς να αυξήσουν το συνολικό κόστος, λόγω της μηδενικής συσχέτισης τους με το κόστος των ορυκτών καυσίμων. Στο έργο τους, οι συγγραφείς επικεντρώθηκαν στην μελέτη των 11 μορφών ενέργειας, που περιλαμβάνονται στο μείγμα ενέργειας της Σκωτίας:

- Πυρηνική ενέργεια
- Φυσικό αέριο
- Μονάδες καύσης άνθρακα
- Μονάδες συνδυασμένου κύκλου (CCGT) με δέσμευση και αποθήκευση άνθρακα (CCS)
- Μονάδες καύσης άνθρακα με CCS
- Χερσαία και υπεράκτια αιολικά πάρκα
- Υδροηλεκτρικές μονάδες
- Μονάδες καύσης βιομάζας
- Κυματικές και παλιρροιακές τεχνολογίες

Οι συγγραφείς, εξέτασαν τα τέσσερα διαφορετικά σενάρια μειγμάτων ενέργειας της Σκωτίας, που προβλέπονται για το 2020 και έχοντας κατασκευάσει το αποδοτικό σύνορο, διαπίστωσαν ότι και τα τέσσερα σενάρια δεν είναι βέλτιστα. Συγκεκριμένα, διαπίστωσαν ότι για το επίπεδο κόστους του κάθε σεναρίου, μπορεί να δημιουργηθούν χαρτοφυλάκια με το ίδιο επίπεδο κόστους, αλλά με μικρότερο κίνδυνο. Ακόμη, οι μελετητές υποστηρίζουν ότι η εργασία τους αποτελεί την πρώτη μελέτη που συμπεριλαμβάνει τις κυματικές και παλιρροιακές τεχνολογίες στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (αν και δεν είναι ακόμα εμπορεύσιμες), θέλοντας να δείξουν την αναμενόμενη συμβολή αυτών, στο μείγμα ενέργειας της Σκωτίας, η οποία χαρακτηρίζεται από πλούσιους θαλάσσιους ανανεώσιμους πόρους. Σύμφωνα με τους μελετητές, αυτές οι τεχνολογίες μπορούν να οδηγήσουν σε μείωση του συνολικού ρίσκου, χωρίς να αυξήσουν το κόστος.

Τέλος, οι συγγραφείς καλούν σε περαιτέρω έρευνα και μελέτη για το αν οι προτάσεις τους είναι εφικτές, καθώς όπως και οι περισσότερες άλλες εφαρμογές της θεωρίας χαρτοφυλακίου στον ενεργειακό τομέα, δεν έχουν λάβει υπόψη τους το κόστος των συναλλαγών και την τρέχουσα ενεργειακή υποδομή.

Οι Gökgöz και Atmaca (2012), εφάρμοσαν τη θεωρία χαρτοφυλακίου για τον προσδιορισμό των αποδοτικών συνόρων της Τουρκικής ηλεκτρικής αγοράς. Συνολικά, μελέτησαν τρεις διαφορετικές τεχνολογίες παραγωγής ενέργειας: Μονάδες φυσικού αερίου συνδυασμένου κύκλου, Μονάδες λιγνίτη και Υδροηλεκτρικές μονάδες. Η εργασία τους, επικεντρώθηκε στην κατανομή των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, μεταξύ των διμερών συμβάσεων (προθεσμιακά συμβόλαια και αγορά spot), λαμβάνοντας υπόψη τους περιορισμούς των μονάδων παραγωγής και των τιμών spot. Ως μέτρο απόδοσης των χαρτοφυλακίων, οι μελετητές πήραν τον τύπο: “rate of return = (spot prices – generation cost) / generation cost”, και ως μέτρο κινδύνου την τυπική απόκλιση του rate of return. Οι μελετητές υποστηρίζουν ότι η έρευνα τους είναι πρωτοποριακή, καθώς λαμβάνουν τις ωριαίες τιμές της αγοράς spot χωριστά ως επικίνδυνα στοιχεία ενεργητικού (συνολικά 24 επικίνδυνα στοιχεία ενεργητικού). Ακόμη, λαμβάνουν τις διμερείς συμβάσεις ως στοιχεία μηδενικού κινδύνου (risk free assets), καθώς έχουν σταθερές τιμές για ένα ορισμένο χρονικό διάστημα.

Οι μελετητές εφάρμοσαν την θεωρία του χαρτοφυλακίου σε τρία διαφορετικά σενάρια, υπολογίζοντας σε κάθε σενάριο το αποδοτικό σύνορο της κάθε μονάδας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (Συνολικά εννιά αποδοτικά σύνορα). Τα σενάρια ήταν:

- Κλασικό μοντέλο βελτιστοποίησης μέσης τιμής – διακύμανσης (Standard mean-variance optimization model)
- Μοντέλο βελτιστοποίησης μέσης τιμής - διακύμανσης με άνω επενδυτικούς περιορισμούς (Mean-variance optimization model with upper investment constraints)
- Βελτιστοποίηση μέσης τιμής – διακύμανσης με χρήση ενός ακίνδυνου περιουσιακού στοιχείου (Mean-variance optimization with one risk-free asset)

Τέλος, οι μελετητές καλούν για περαιτέρω έρευνα, καθώς οι τιμές των καυσίμων, τα προγράμματα συντήρησης, η συμφόρηση στις γραμμές μεταφοράς της ενέργειας, το κόστος των συναλλαγών και οι χρηματοπιστωτικές αγορές (option, swap, forward and futures), μπορούν να χρησιμοποιηθούν ως παράγοντες βελτίωσης της προσέγγισής τους.

Οι Bhattacharya και Kojima (2012), χρησιμοποίησαν τις έννοιες της βελτιστοποίησης χαρτοφυλακίου για να αποδείξουν την έκταση της μεγαλύτερης αξιοποίησης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ), με ταυτόχρονη μείωση του ενσωματωμένου κινδύνου των επενδύσεων, στον συμβατικό ηλεκτρικό τομέα. Η έρευνα τους, απέδειξε ότι οι επενδύσεις σε ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, μπορούν να αντισταθμίσουν τους κινδύνους που συνδέονται με το συνολικό κόστος των εισροών. Κύριος σκοπός της εργασίας τους, ήταν να καταδείξει τη σημασία της πλήρους αποσαφήνισης του χρηματοοικονομικού κινδύνου στη διαδικασία της λήψης των επενδυτικών αποφάσεων στον τομέα της ενέργειας. Απέδειξαν ότι η διατήρηση ενός διαφοροποιημένου χαρτοφυλακίου που περιλαμβάνει ανανεώσιμες πηγές ενέργειας χαμηλού ρίσκου, μπορεί να μειώσει τον συνολικό επενδυτικό κίνδυνο του χαρτοφυλακίου. Οι ερευνητές, επικεντρώθηκαν στην μελέτη της περίπτωσης της αγοράς της Ιαπωνίας και ως μέτρο της απόδοσης του χαρτοφυλακίου έλαβαν υπόψη τους το Holding Period Return (HPR) ενώ ως μέτρο του κινδύνου, έλαβαν υπόψη τους την τυπική απόκλιση του HPR. Οι ερευνητές αντιμετώπισαν πρόβλημα ελαχιστοποίησης κόστους.

Με βάση την μελέτη τους, η Ιαπωνία, μια ενεργειακά αποδοτική και τεχνολογικά προηγμένη χώρα, εξακολουθεί να χρησιμοποιεί ένα παραδοσιακό μηχανισμό ενεργειακού σχεδιασμού με βάση την αρχή του «ελάχιστου κόστους», η οποία πλήττεται από υψηλή έκθεση στον κίνδυνο της τιμής και της διακύμανσης του κόστους. Η έρευνά τους απέδειξε τη μειωμένη απόδοση του τομέα των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας της Ιαπωνικής ηλεκτρικής αγοράς. Πιο συγκεκριμένα, το σημερινό χαρτοφυλάκιο προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας της Ιαπωνίας, έχει 10.2% ποσοστό κινδύνου και 1% ενέργεια από ανανεώσιμες πηγές. Το αποτέλεσμα της έρευνας, έδειξε ότι η Ιαπωνία μπορεί να μειώσει το αναμενόμενο ρίσκο του χαρτοφυλακίου έως και 8.9% και μπορεί να αυξήσει την ενέργεια από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, μέχρι και 9% του συνολικής εθνικής ζήτησης.

Συνοπτικά, τα αποτελέσματα της μελέτης των Bhattacharya και Kojima είναι :

1. Προτεραιότητα των επενδυτών του ενεργειακού τομέα, πρέπει να είναι η ελαχιστοποίηση του κινδύνου.
2. Η προσθήκη ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο χαρτοφυλάκιο επενδύσεων μπορεί να αυξήσει το κόστος παραγωγής του χαρτοφυλακίου, αλλά μπορεί επίσης να μειώσει τον κίνδυνο του χαρτοφυλακίου.
3. Οι διακυμάνσεις των τιμών, και όχι οι απόλυτοι αριθμοί των τιμών αποτελούν την αιτία του υψηλού επενδυτικού κινδύνου. Επομένως, είναι πιο σημαντικός ο έλεγχος των διακυμάνσεων των τιμών, από τη μείωση της πραγματικής τιμής. Οι πολιτικές θα πρέπει, συνεπώς, να φροντίζουν για τη σταθεροποίηση αυτών των διακυμάνσεων. Άρα προκύπτει η ανάγκη για κρατική παρέμβαση.
4. Η διεθνής τιμή του άνθρακα έχει αμελητέα επίπτωση στον κίνδυνο του χαρτοφυλακίου και την προμήθεια ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές. Επομένως, η αύξηση της τιμής του άνθρακα μπορεί να μην οδηγήσει σε ενθάρρυνση των επενδυτών για επένδυση στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας για να μειώσουν τον κίνδυνο του χαρτοφυλακίου τους.
5. Η συμβατική αντίληψη για μια θετική συσχέτιση μεταξύ της αύξησης των τιμών των ορυκτών καυσίμων και των επενδύσεων σε ανανεώσιμες πηγές ενέργειας μπορεί να μην λειτουργήσει στην πραγματικότητα εάν ληφθούν υπόψη οι αντίστοιχες προοπτικές κινδύνου. Το εύρημα αυτό καλεί για περαιτέρω έρευνα σχετικά με τη συμπεριφορά των επενδύσεων σε ανανεώσιμες πηγές ενέργειας κατά τη διάρκεια υψηλών τιμών των ορυκτών καυσίμων.

Τέλος, οι συγγραφείς υποστηρίζουν ότι οι κυβερνήσεις μπορούν να παίξουν βασικό ρόλο στη δημιουργία ενός ευνοϊκού περιβάλλοντος, παρέχοντας πολιτικές που προωθούν τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας στην αγορά, ενώ οι επενδυτές θα πρέπει να επενδύουν σε ανανεώσιμες πηγές ενέργειας με στόχο την ελαχιστοποίηση του συνολικού κινδύνου. Ακόμη, οι συγγραφείς θεωρούν ότι μια πλήρης ανάλυση των κινδύνων των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, θα μπορούσε να είναι ένα ενδιαφέρον θέμα για μελλοντική έρευνα, καθώς η δικιά τους μελέτη αγνοεί τους κινδύνους που συνδέονται με τις ΑΠΕ, όπως η στοχαστική συμπεριφορά της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, η αβεβαιότητα της πολιτικής και οι τεχνολογικές αβεβαιότητες.

Οι Fuss et al. (2012), μελέτησαν τις επιδράσεις που έχει η αβεβαιότητα (επιστημονική, τεχνολογική, πολιτική και κοινωνικοοικονομική), στη λήψη επενδυτικών αποφάσεων, όταν δεν υπάρχουν πληροφορίες σχετικά με την πιθανότητα εμφάνισης των γεγονότων. Η κύρια συνεισφορά της εργασίας τους, είναι η αντιμετώπιση του προβλήματος της υιοθέτησης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και τεχνολογιών εξοικονόμησης άνθρακα, σε ένα περιβάλλον κλιματικής αλλαγής και αβεβαιοτήτων, καθώς και ο προσδιορισμός τεχνολογικών χαρτοφυλακίων που είναι ανθεκτικά σε ένα εύρος κοινωνικοοικονομικών σεναρίων για μια σειρά από στόχους σταθεροποίησης (στόχοι χαμηλής εκπομπής σύμφωνα με το GGI-Greenhouse Gas Initiative). Στόχος της έρευνας τους, ήταν η εύρεση του χαρτοφυλακίου που θα έχει την καλύτερη απόδοση, ακόμα και αν το λιγότερο ευνοϊκό σενάριο (από άποψη κόστους) υλοποιηθεί.

Το μοντέλο που χρησιμοποιήθηκε αποτελείται από δύο στάδια. Στο 1^ο στάδιο χρησιμοποιείται η Real Options Theory για την βελτιστοποίηση των λειτουργικών και επενδυτικών αποφάσεων για μία μονάδα παραγωγής, κάθε φορά. Στο 2^ο στάδιο, τα αποτελέσματα που προκύπτουν, εισάγονται σε ένα πρόβλημα επιλογής χαρτοφυλακίου. Για την μέτρηση του κινδύνου, χρησιμοποιήσαν την αξία σε κίνδυνο υπό όρους (Conditional Value at Risk - CVaR). Με βάση τα αποτελέσματα της έρευνας, η αβεβαιότητα για διάφορα κοινωνικοοικονομικά σενάρια έχει μικρότερη επίδραση στην επιλογή του τελικού χαρτοφυλακίου από την πιθανότητα εφαρμογής αυστηρών στόχων εκπομπής. Τέλος, οι συγγραφείς υποστηρίζουν ότι το μοντέλο τους μπορεί να επεκταθεί, έτσι ώστε να λαμβάνει υπόψη τη χρονική δομή των δαπανών των τεχνολογιών που υπάρχουν μέχρι στιγμής, και τη δομή του φορτίου, ώστε η ζήτηση να μπορεί να καλυφθεί κατά τις ώρες αιχμής. Μέσω της επέκτασης αυτής, μπορεί αν επιτευχθεί η δημιουργία ενός ευρύτερου φάσματος διαφοροποίησης.

Οι Sunderkotter και Weber (2012), μελέτησαν την επίδραση της διαφοροποίησης στο μείγμα καυσίμων για την εύρεση μακροχρόνιων βέλτιστων χαρτοφυλακίων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Συνδυάζοντας τη θεωρία χαρτοφυλακίου (MVP) και τη θεωρία τιμολόγησης φορτίου αιχμής (peak-load pricing theory), οι συγγραφείς διαμόρφωσαν ένα στατικό μοντέλο βελτιστοποίησης για τον υπολογισμό βέλτιστων χαρτοφυλακίων παραγωγής, ελάχιστου κόστους – ελάχιστου κινδύνου, λαμβάνοντας υπόψη τους κινδύνους (διακυμάνσεις) στις τιμές των καυσίμων. Το μοντέλο αυτό εφαρμόστηκε στην αγορά της Γερμανίας και ως μορφές παραγωγής ενέργειας μελετήθηκαν το φυσικό αέριο, η πυρηνική ενέργεια, ο λιγνίτης και ο άνθρακας. Σύμφωνα με τα αποτελέσματα του μοντέλου, όταν υπάρχει αύξηση στην αποστροφή κινδύνου, υπάρχει μεγαλύτερο μερίδιο λιγνίτη και πυρηνικής ενέργειας στο βέλτιστο χαρτοφυλάκιο και μείωση στη χρήση εγκαταστάσεων καύσης άνθρακα. Επίσης, το μείγμα καυσίμου ανεξάρτητα από το επίπεδο του κινδύνου, παρουσιάζει υψηλή ευαισθησία στην τιμή και τη μέθοδο κατανομής δικαιωμάτων εκπομπής CO₂. Τέλος η έρευνα έδειξε ότι η “τυφλή” διαφοροποίηση, χωρίς να λαμβάνεται υπόψη το κόστος της τεχνολογίας, οι διακυμάνσεις των τιμών και οι τιμές των συντελεστών συσχέτισης, μπορεί να οδηγήσει σε αντιπαραγωγικά χαρτοφυλάκια.

Με βάση τους συγγραφείς, χρησιμοποιώντας το στατικό μοντέλο που διαμόρφωσαν, ανοίγουν νέοι ορίζοντες για μελλοντική έρευνα. Αρχικά, το βέλτιστο χαρτοφυλάκιο που προσδιόρισαν, δεν είναι κατ’ ανάγκη σύμφωνο με την ισορροπία της αγοράς, στις απελευθερωμένες αγορές. Μιας και η αποστροφή κινδύνου αποτελεί ένα είδος ατέλειας σε αυτές τις αγορές, η σύγκριση της βέλτιστης κοινωνικής πρόνοιας (welfare optimum), της ισορροπίας της αγοράς (market equilibrium) και του βέλτιστου για τους επενδυτές (investor optimum), είναι επιθυμητή. Επίσης, το άρθρο χρησιμοποιεί την διακύμανση ως μέτρο κινδύνου. Μια σύγκριση της διακύμανσης με πιο εξελιγμένα και συνεπή μέτρα κινδύνου (CVaR) σε εφαρμογές χαρτοφυλακίων ηλεκτροπαραγωγής θα μπορούσε να αποτελέσει ενδιαφέρον τομέα έρευνας. Τέλος, το διαμορφωμένο στατικό μοντέλο θα μπορούσε να επεκταθεί, για να λάβει υπόψη τις υπάρχουσες δομές των εργοστασίων, τη δυνατότητα να καθυστερήσει ο επενδυτής την εκτέλεση ενός προγράμματος (project), καθώς και άλλων δυναμικών περιορισμών.

Οι Losekann et al. (2013), εφάρμοσαν τη θεωρία χαρτοφυλακίου, για την αξιολόγηση της αποτελεσματικότητας του Βραζιλιάνικου μείγματος ηλεκτροπαραγωγής, που προτείνεται στο 2020 δεκαετές σχέδιο για την επέκταση της ενέργειας (DPEE 2020). Υπάρχουν τρία κύρια χαρακτηριστικά του συστήματος ενέργειας της Βραζιλίας : η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας αυξάνεται διαρκώς, η υδροηλεκτρική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας αποτελεί την κύρια πηγή παραγωγής (κατέχοντας το 79% της συνολικής παραγωγής της Βραζιλίας) και ένα σύστημα διασύνδεσης ηπειρωτικού μεγέθους. Οι συγγραφείς, χρησιμοποίησαν το αποδοτικό σύνορο για την αξιολόγηση του προγράμματος του 2020 και πρότειναν τρόπους βελτίωσής του. Ως μέτρο της απόδοσης, οι συγγραφείς έλαβαν υπόψη τους το κόστος του χαρτοφυλακίου, ενώ ως μέτρο του κινδύνου την τυπική απόκλιση του κόστους (λειτουργικά, συντήρησης και ορυκτών καυσίμων). Ακόμη, οι συγγραφείς έθεσαν περιορισμούς στους συντελεστές συμμετοχής της κάθε τεχνολογίας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στο μίγμα παραγωγής, όπως περιορισμοί λόγω της τεχνολογίας, λόγω της δυνατότητας υλοποίησης, καθώς και επίσης την επιβολή άνω και κάτω ορίων στη τιμή των συντελεστών.

Η θεωρία χαρτοφυλακίου, εφαρμόστηκε σε τρία διαφορετικά σενάρια (για μηδενικό κόστος εκπομπής CO₂, για μικρός κόστος εκπομπής CO₂ και μεγάλο κόστος εκπομπής CO₂). Σε κάθε σενάριο, χρησιμοποιήθηκε η μέθοδος Monte Carlo για την εξαγωγή αποτελεσμάτων. Με βάση τα αποτελέσματα τους, οι συγγραφείς κατέληξαν στο ότι το προτεινόμενο χαρτοφυλάκιο για το 2020, είναι σχετικά κοντά στο αποδοτικό σύνορο, αν και υπάρχει δυνατότητα μείωσης του κινδύνου μέσω ενός υψηλότερου επιπέδου διαφοροποίησης. Ακόμη, δεδομένου ότι δεν υπάρχει κόστος για την εκπομπή CO₂ στην Βραζιλία, η τάση για διαφοροποίηση αυξάνει το μερίδιο των ορυκτών καυσίμων στο ενεργειακό μείγμα. Τα ορυκτά καύσιμα, και ιδίως το φυσικό αέριο, τείνουν να είναι πιο ανταγωνιστικά από τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Επομένως, αν η κυβέρνηση της Βραζιλίας επιθυμεί την κυριαρχία των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, θα πρέπει να επιβάλλει κάποιου είδους υποχρεωτικό μηχανισμό, όπως η επιβολή φόρου για την εκπομπή CO₂. Τα αποτελέσματα δείχνουν ότι με αυτό τον τρόπο, η αιολική ενέργεια θα αντικαταστήσει τα ορυκτά καύσιμα και το βέλτιστο χαρτοφυλάκιο αποτελείται κυρίως από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Τέλος, αξίζει να σημειωθεί ότι αν και η επιβολή φόρου στην εκπομπή CO₂ οδηγεί σε αύξηση του συνολικού κόστους του χαρτοφυλακίου, το κόστος αυτό μπορεί να αντισταθμιστεί από την επιλογή ενός πιο αποδοτικού χαρτοφυλακίου.

Για την Ινδία, η βελτιστοποίηση του μείγματος παραγωγής ηλεκτροπαραγωγής, αποτελεί μια σημαντική στρατηγική μετριασμού της κλιματικής αλλαγής. Οι Vazhayil και Balasubramanian (2014), επικεντρώθηκαν στην εφαρμογή της θεωρίας χαρτοφυλακίου, κατάλληλα τροποποιημένης ώστε να συμπεριλάβει τους περιορισμούς του έργου στο πλαίσιο μιας αναπτυσσόμενης χώρας όπως η Ινδία, για την διαμόρφωση του βέλτιστου χαρτοφυλακίου. Για το σκοπό αυτό, όρισαν την έννοια του “Comprehensive risk barrier index (CRBI)”, που ενσωματώνει την επιρροή που ασκείται από διάφορους περιορισμούς, εκτός των κινδύνων, στην εκτέλεση των έργων. Πιο συγκεκριμένα, οι συγγραφείς λαμβάνουν υπόψη τους, τους παρακάτω περιορισμούς στο πλαίσιο της Ινδίας:

- Διαθεσιμότητα γης
- Στήριξη/Περιορισμοί από την δημόσια πολιτική
- Περιβαλλοντική πολιτική
- Υποδομές και διαθεσιμότητα πόρων
- Υπάρχον δίκτυο διασύνδεσης
- Χαρακτηριστικά ηλεκτρικής αγοράς

Ως μέτρο απόδοσης των χαρτοφυλακίων, οι ερευνητές έλαβαν υπόψη τους το κόστος (κεφάλαιο, καύσιμα, λειτουργία, συντήρηση, CO₂) των χαρτοφυλακίων και ως μέτρο κινδύνου την τυπική απόκλιση του κόστους. Τα παραπάνω κόστη διαφέρουν από τεχνολογία σε τεχνολογία. Έχοντας διαμορφώσει ένα μοντέλο βελτιστοποίησης, οι συγγραφείς πρότειναν ένα γενετικό αλγόριθμο (genetic algorithm) για την πολύ-κριτηριακή βελτιστοποίηση με στόχο την επίτευξη ταχείας σύγκλισης Pareto και για την διαχείριση διάφορων περιορισμών, συμπεριλαμβανομένων τα ελάχιστα και μέγιστα ποσοστά παραγωγής κάθε ενεργειακής τεχνολογίας.

Έχοντας εφαρμόσει το μοντέλο τους σε διάφορα σενάρια, οι συγγραφείς κατέληξαν στο συμπέρασμα ότι για ορισμένα έργα όπως οι πυρηνικοί σταθμοί και οι υδροηλεκτρικοί σταθμοί, οι περιορισμοί (barriers) είναι μεγαλύτερης σημασίας από τους κινδύνους στα κόστη, ενώ το αντίθετο ισχύει για έργα όπως το φυσικό αέριο και η αιολική ενέργεια. Ο αντίκτυπος του κόστους και του κινδύνου του άνθρακα αφορά κατά κύριο λόγο τις μονάδες καύσης άνθρακα, τους πυρηνικούς σταθμούς και τις μονάδες καύσης βιομάζας. Το κόστος του άνθρακα έχει μόνο οριακή επίδραση στο ποσοστό συμμετοχής της ηλιακής ενέργειας. Ακόμη, ο άνθρακας θα παραμείνει η κύρια πηγή ενέργειας, παρέχοντας το 50% του ολικού φορτίου.

Τέλος, οι ερευνητές υποστηρίζουν ότι ο αλγόριθμος έχει γενικό χαρακτήρα και μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την επίλυση παρόμοιων προβλημάτων βελτιστοποίησης. Ο απαιτούμενος χρόνος υπολογισμού είναι λογικός και ο αλγόριθμος μπορεί να τροποποιηθεί και εφαρμοστεί εύκολα για την βελτιστοποίηση πολύπλοκων σεναρίων.

2.4 Σταθμισμένο Κόστος Ηλεκτρικής Ενέργειας (LCOE)

Το σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας (Levelized Cost Of Energy – LCOE) είναι ένας ευρέως χρησιμοποιούμενος όρος που χρησιμοποιείται για τον καθορισμό του κόστους μίας χαρακτηριστικής μονάδας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας κατά τη διάρκεια ζωής ενός σταθμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Χρησιμοποιείται συνήθως για την εύρεση και υπολογισμό της απόδοσης ενός χαρτοφυλακίου που αποτελείται από διάφορες τεχνολογίες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και εκφράζεται είτε σε $\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$ είτε σε $\frac{\text{€}}{\text{MWh}}$. Το σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας αντιπροσωπεύει όλα τα κόστη που απαιτούνται για την κατασκευή και λειτουργία του σταθμού παραγωγής κατά τη διάρκεια της οικονομικής ζωής του (economic life), κανονικοποιημένα ως προς τη συνολική ετήσια παραχθείσα ηλεκτρική ενέργεια. Ο δείκτης LCOE συχνά αναφέρεται ως ένα βολικό μέτρο για την σύγκριση διαφορετικών τεχνολογιών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Για το λόγο αυτό, ο δείκτης LCOE, χρησιμοποιείται από τους φορείς χάραξης πολιτικής, τους ερευνητές και άλλους ως μέσο λήψης αποφάσεων και για να κατευθύνει συζητήσεις.

Βασικές παράμετροι που συμπεριλαμβάνονται συνήθως κατά τον υπολογισμό του δείκτη είναι το κόστος κεφαλαίου (ή κόστος επένδυσης), τα σταθερά και μεταβλητά κόστη λειτουργίας και συντήρησης, το κόστος χρηματοδότησης και ένα υποτιθέμενο συντελεστή λειτουργίας (capacity factor) για κάθε είδος και τεχνολογία παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Η σημασία της κάθε παραμέτρου του δείκτη LCOE διαφέρει από τεχνολογία σε τεχνολογία. Για τεχνολογίες όπως η ηλιακή ενέργεια και η αιολική ενέργεια, που δεν έχουν κόστος καυσίμων και χαρακτηρίζονται από σχετικά μικρά κόστη λειτουργίας και συντήρησης, η τιμή του δείκτη LCOE αλλάζει σημαντικά κυρίως με το υπολογισμένο κόστος κεφαλαίου (ή επένδυσης) που χρησιμοποιείται για την εκάστοτε τεχνολογία. Για τεχνολογίες που χαρακτηρίζονται από υψηλά κόστη καυσίμων, και το κόστος του καυσίμου και τα κόστη που προκύπτουν κατά τη διάρκεια της νύκτας, επηρεάζουν σημαντικά τη τιμή του LCOE. Η διαθεσιμότητα διαφόρων κινήτρων, συμπεριλαμβανομένων και των ομοσπονδιακών φορολογικών πιστώσεων, μπορούν επίσης να επηρεάσουν τον υπολογισμό του LCOE. Όπως και με κάθε άλλη εκτίμηση, υπάρχει αβεβαιότητα σχετικά με όλες αυτές τις παραμέτρους και η τιμή που παίρνουν μπορεί να διαφέρει από περιοχή σε περιοχή και ανάλογα με την περίοδο μελέτης, καθώς οι διάφορες τεχνολογίες εξελίσσονται και οι τιμές των καυσίμων αλλάζουν.

Αν και οι διαδικασίες και οι παραδοχές που χρησιμοποιούνται από διάφορους οργανισμούς κατά τον υπολογισμό του δείκτη LCOE, μπορεί να διαφέρουν, όλες οι προσεγγίσεις βασίζονται είτε στην μέθοδο της «παρούσας αξίας» (present value) είτε στην μέθοδο των «προεξοφλημένων ταμειακών ροών» (discounted cash flow). Με τον τρόπο αυτό, όλα τα κόστη που προκύπτουν κατά διαφορετικές χρονικές περιόδους (διαφορετικά έτη) μπορούν να υπολογιστούν σε μια κοινή αξία. Το προεξοφλητικό επιτόκιο που χρησιμοποιείται συνήθως στους υπολογισμούς του LCOE είναι συνήθως ένα προκαθορισμένο ποσοστό απόδοσης που απαιτείται για την κάλυψη του κόστους των ιδίων κεφαλαίων και του δανεισμού. Ο κίνδυνος και η αβεβαιότητα μπορούν επίσης να ενσωματωθούν στον υπολογισμό του LCOE, αλλάζοντας τις ονομαστικές παραδοχές των

οικονομικών παραμέτρων, της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και των στοιχείων του κόστους.

Ο τρόπος υπολογισμού του δείκτη LCOE διαφέρει από μελέτη σε μελέτη και από τεχνολογία σε τεχνολογία.

Ένας συνηθισμένος τύπος που χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό του είναι :

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Όπου :

- I_t : Κόστος επένδυσης κατά το έτος t
- M_t : Κόστη λειτουργίας και συντήρησης κατά το έτος t
- F_t : Κόστη καυσίμων κατά το έτος t
- E_t : Παραχθείσα ηλεκτρική ενέργεια κατά το έτος t
- r : Προεξοφλητικό επιτόκιο
- n : Ζωή του συστήματος

Με βάση την παραπάνω σχέση, στον υπολογισμό του σταθμισμένου κόστους της ενέργειας, μπορούν να ληφθούν υπόψη :

- Κόστος κεφαλαίου
- Κόστος καυσίμων και φόροι καυσίμων (συμπεριλαμβάνεται και το προβλεπόμενο κόστος λόγω πληθωρισμού)
- Κόστη λειτουργίας και συντήρησης (operating and maintenance costs)
- Κόστος διαχείρισης αποβλήτων
- Κόστος ασφάλισης και κόστος έρευνας και ανάπτυξης (προσαρμοσμένες στην τοποθεσία)
- Κόστος τήρησης κανονισμών σχετικά με τις εκπομπές
- Επιτόκιο προεξόφλησης
- Συντελεστής φορτίου (load factor) της μονάδας παραγωγής
- Χρονοδιάγραμμα κατασκευής της μονάδας παραγωγής
- Συνολική διάρκεια ζωής μονάδας παραγωγής (από οικονομική πλευρά)
- Σχήμα καμπύλης μάθησης και η επίδραση της στις μελλοντικές μειώσεις του κόστους

Όταν μελετώνται LCOE για διαφορετικά συστήματα παραγωγής, είναι πολύ σημαντικό να καθοριστούν τα όρια του συστήματος και τα κόστη που περιλαμβάνονται σε αυτό. Συνήθως, μόνο το κόστος της σύνδεσης της μονάδας παραγωγής στο δίκτυο διανομής λαμβάνεται υπόψη στο κόστος της μονάδας. Όμως, σε μερικές περιπτώσεις απαιτείται αναβάθμιση ολόκληρου του δικτύου. Πρέπει να δίνεται ιδιαίτερη προσοχή στο αν αυτά

τα κόστη (περιβαλλοντικά, επιδράσεις στην δημόσια υγεία, κρατικές επιδοτήσεις, φόροι), πρέπει να λαμβάνονται υπόψη στο κόστος της ενέργειας.

Ένα άλλο βασικό ζήτημα είναι η επιλογή του επιτοκίου προεξόφλησης. Η τιμή που θα επιλεγεί για το προεξοφλητικό επιτόκιο (r) μπορεί να οδηγήσει σε προτίμηση μιας επιλογής από κάποια άλλη. Επομένως, η βάση για την επιλογή της τιμής του προεξοφλητικού επιτοκίου πρέπει να αξιολογηθεί προσεκτικά.

Μελέτες που αξιοποιούν αυτό τον τρόπο υπολογισμού, αλλά και εναλλακτικούς τρόπους υπολογισμού του δείκτη LCOE είναι οι ακόλουθες :

Οι Gökçek και Genç (2009) πραγματοποίησαν οικονομική ανάλυση και μελέτη της παραγωγής αιολικής ενέργειας, σε επτά περιοχές της Κεντρικής-Ανατολικής Τουρκίας, χρησιμοποιώντας την μέθοδο του σταθμισμένου κόστους ενέργειας.

Ο τύπος που χρησιμοποιήθηκε για τον υπολογισμό του δείκτη LCOE ήταν :

$$LCOE = \frac{C_{wt} * CRF_{wt} + C_{bb} * CRF_{bb} + C_{ci} * CRF_{ci} + C_{in} * CRF_{in} + C_{misc} * CRF_{misc} + C_{om}}{E_p} \left[\frac{\$}{kWh} \right]$$

Όπου:

- C_{wt} : Κόστος ανεμογεννήτριας [\\$]
- CRF_{wt} : Παράγοντας ανάκτησης κεφαλαίου ανεμογεννήτριας
- C_{bb} : Κόστος συστοιχίας μπαταριών [\\$]
- CRF_{bb} : Παράγοντας ανάκτησης κεφαλαίου συστοιχίας μπαταριών
- C_{ci} : Κόστος εγκατάστασης και εργασίας [\\$]
- CRF_{ci} : Παράγοντας ανάκτησης κεφαλαίου εγκατάστασης και εργασίας
- C_{in} : Κόστος αντιστροφέα [\\$]
- CRF_{in} : Παράγοντας ανάκτησης κεφαλαίου αντιστροφέα
- C_{misc} : Κόστη διαφόρων εξαρτημάτων [\\$]
- CRF_{misc} : Παράγοντας ανάκτησης κεφαλαίου διαφόρων εξαρτημάτων
- C_{om} : Ετήσιο κόστος συντήρησης και λειτουργίας [\\$]
- E_p : Ετήσια παραγωγή [kWh]

Ισχύει:

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

Όπου:

- r : Προεξοφλητικό επιτόκιο
- n : Ωφέλιμη διάρκεια ζωής συστήματος [χρόνια]

Με βάση τα αποτελέσματα της μελέτης, προέκυψε ότι οι τιμές του δείκτη LCOE ήταν 0.29 – 30.00 \$/kWh για συστήματα μετατροπής αιολικής ενέργειας (WECSs) ονομαστικής ισχύος 2.5, 5, 10, 20, 30, 50, 100 και 150 kW

Οι Park et al. (2009) μελέτησαν το κόστος της ενέργειας για διάφορες αναδυόμενες εγκαταστάσεις ηλεκτροπαραγωγής (με χρήση ορυκτών καυσίμων). Συγκεκριμένα, μελέτησαν ένα σταθμό παραγωγής ολοκληρωμένης αεριοποίησης συνδυασμένου κύκλου (IGCC), ένα σταθμό παραγωγής φυσικού αερίου συνδυασμένου κύκλου (NGCC) και ένα σταθμό παραγωγής κονιοποιημένου άνθρακα (PC), στο πλαίσιο τριών διαφορετικών σεναρίων που καθορίζονται από το Διεθνή Οργανισμό Ενέργειας (IEA). Για να επιτύχουν την πιο ρεαλιστική σύγκριση του κόστους της ενέργειας μεταξύ των διαφορετικών τεχνολογιών, οι συγγραφείς χρησιμοποίησαν το δείκτη LCOE, λαμβάνοντας ως περίοδο μελέτης τα 20 έτη.

Ο τύπος που χρησιμοποιήθηκε για τον υπολογισμό του δείκτη LCOE ήταν :

$$LCOE = \frac{\sum_{n=0}^N \frac{C_n}{(1 + d_{nominal})^n}}{\sum_{n=1}^N \frac{Q_n}{(1 + d_{real})^n}}$$

Όπου:

- Q_n : Παραχθείσα ηλεκτρική ενέργεια από την εγκατάσταση κατά το έτος n
- C_n : Καθαρό κόστος συστήματος κατά το έτος n
- N : Ωφέλιμη διάρκεια ζωής συστήματος
- $d_{nominal}$: Ονομαστικό προεξοφλητικό επιτόκιο
- d_{real} : Πραγματικό προεξοφλητικό επιτόκιο

Με βάση τα αποτελέσματα της μελέτης και λαμβάνοντας υπόψη τα διαφορετικά κόστη για τα τρία σενάρια του Διεθνή Οργανισμού Ενέργειας, προέκυψαν οι ακόλουθες τιμές του δείκτη LCOE:

	Scenario 1 (The reference)			Scenario 2 (The 450-ppm)			Scenario 3 (The 550-ppm)		
	2010	2020	2030	2010	2020	2030	2010	2020	2030
Coal (\$/ton)	100	115	110	100	105	65	100	110	85
Natural gas (\$/GJ)	4	9.5	10.4	4	9.1	9.5	4	9.1	9.5
Oil (\$/bbl.)	80	100	115	80	90	90	80	90	100
CO ₂ (\$/ton)	-	43	54	-	50	110	-	40	90

Πίνακας 2.2 - Περίληψη κοστών για τα τρία διαφορετικά σενάρια

	Scenario 1 (The reference) \$/MWh	Scenario 2 (The 450-ppm) \$/MWh	Scenario 3 (The 550-ppm) \$/MWh
IGCC	94.08	98.72	95.41
IGCC w/CCS	91.83	88.56	90.02
NGCC	80.65	82.54	80.21
NGCC w/CCS	90.40	88.13	87.86
PC	84.20	89.80	86.50
PC w/CCS	96.70	92.50	94.40

Πίνακας 2.3 - Αποτελέσματα υπολογισμού LCOE με βάση διαφορετικά κλιματικά σενάρια (ωφέλιμη διάρκεια ζωής εγκατάστασης ίση με 20 χρόνια)

Οι Ramadhan και Naseeb (2011) προσδιόρισαν την οικονομική δυνατότητα και βιωσιμότητα, της εγκατάστασης φωτοβολταϊκών για την αξιοποίηση της ηλιακής ενέργειας στο κράτος του Κουβέιτ. Για την πραγματοποίηση της οικονομικής ανάλυσης, οι συγγραφείς αξιοποίησαν το δείκτη LCOE.

Ο τύπος που χρησιμοποιήθηκε για τον υπολογισμό του δείκτη LCOE ήταν :

$$LCOE = \frac{C_C * CAP_{station} * CRF + C_{O\&M}}{CAP_{station} * Eff_{mod} * Insol_{average}} \left[\frac{\$}{kWh} \right]$$

Όπου:

- C_C : Κόστος κεφαλαίου
- $CAP_{station}$: Χωρητικότητα συστήματος
- CRF : Συντελεστής ανάκτησης κεφαλαίου
- $C_{O\&M}$: Κόστος συντήρησης και λειτουργίας
- Eff_{mod} : Απόδοση συστήματος
- $Insol_{average}$: Μέση ετήσια ηλιακή ακτινοβολία

Ισχύει :

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

Όπου:

- r : Προεξοφλητικό επιτόκιο
- n : Ωφέλιμη διάρκεια ζωής συστήματος [χρόνια]

Με βάση τα αποτελέσματα της εγκατάστασης και θεωρώντας φωτοβολταϊκή εγκατάσταση 1 MW, προέκυψαν οι ακόλουθες τιμές του δείκτη LCOE αλλάζοντας την τιμή διαφόρων παραμέτρων :

Τιμή / W	Τιμή / m ²	LCOE 5% επιτόκιο	Ισοδύναμη τιμή πετρέλαιο/βαρέλι	LCOE 10% επιτόκιο	Ισοδύναμη τιμή πετρέλαιο/βαρέλι
7	700	\$0.28	\$150	\$0.41	\$235
6	600	\$0.24	\$125	\$0.35	\$195
5	500	\$0.20	\$100	\$0.29	\$155
4	400	\$0.16	\$75	\$0.23	\$120

Πίνακας 2.4 – Αποτελέσματα μελέτης των Ramadhan και Naseeb (2011)

Οι Roo και Parsons (2011) επέκτειναν τον παραδοσιακό ορισμό του σταθμισμένου κόστους ηλεκτρικής ενέργειας, ώστε να μπορεί να χρησιμοποιηθεί στην τεχνολογία των εναλλακτικών κύκλων πυρηνικού καυσίμου, όπου τα στοιχεία του καυσίμου ανακυκλώνονται (nuclear power systems with nuclear recycling). Πιο συγκεκριμένα, όρισαν ένα τύπο για τον υπολογισμό του δείκτη LCOE για έναν κύκλο με πλήρη ανακύκλωση ακτινιδών σε αντιδραστήρες ταχέων νετρονίων, στους οποίους τα στοιχεία του καυσίμου επαναχρησιμοποιούνται επ'αόριστον. Οι συγγραφείς υπολόγισαν τη τιμή του δείκτη LCOE για τρεις κλασικούς κύκλους πυρηνικών καυσίμων: once-through cycle, twice-through cycle και fast reactor recycle.

Ο τύπος που χρησιμοποιήθηκε για τον υπολογισμό του δείκτη LCOE για once-through cycle ήταν:

$$LCOE_1 = \frac{\int_A^B C_t * e^{-Rt} dt}{\int_A^B Q_t * e^{-Rt} dt}$$

Όπου:

- C_t : Πλήρες σύνολο των δαπανών για κάθε περίοδο $t \in [A, B]$
- Q_t : Παραχθείσα ηλεκτρική ενέργεια για κάθε περίοδο $t \in [A, B]$
- R : Συνεχώς ανατοκίζόμενο προεξοφλητικό επιτόκιο

Για twice-through cycle ήταν :

$$LCOE_2 = \frac{\int_{A_1}^{B_1} C_{1t} * e^{-Rt} dt + \int_{A_2}^{B_2} C_{2t} * e^{-Rt} dt}{\int_{A_1}^{B_1} Q_{1t} * e^{-Rt} dt + \int_{A_2}^{B_2} Q_{2t} * e^{-Rt} dt}$$

Όπου:

- C_{it} : Πλήρες σύνολο των δαπανών για κάθε περίοδο $t \in [A_i, B_i]$
- Q_{it} : Παραχθείσα ηλεκτρική ενέργεια για κάθε περίοδο $t \in [A_i, B_i]$
- i : Αντιδραστήρας i , $i \in \{1,2\}$
- R : Συνεχώς ανατοκίζόμενο προεξοφλητικό επιτόκιο

Και για fast reactor recycling ήταν :

$$LCOE_3 = \frac{\sum_{j=1}^{\infty} [\int_{A_j}^{B_j} C_{jt} * e^{-Rt} dt]}{\sum_{j=1}^{\infty} [\int_{A_j}^{B_j} Q_{jt} * e^{-Rt} dt]}$$

Όπου:

- C_{jt} : Πλήρες σύνολο των δαπανών για κάθε περίοδο $t \in [A, B]$ στο πέρασμα j
- Q_{jt} : Παραχθείσα ηλεκτρική ενέργεια για κάθε περίοδο $t \in [A, B]$ στο πέρασμα j
- R : Συνεχώς ανατοκίζόμενο προεξοφλητικό επιτόκιο

Με βάση τα αποτελέσματα της μελέτης, προέκυψαν οι ακόλουθες τιμές του δείκτη LCOE για τους τρεις κλασικούς κύκλους πυρηνικών καυσίμων :

Once-Through Cycle : 83.81 \$mill/kWh

Twice-Through Cycle : 85.38 \$mill/kWh

Fast reactor recycling : 86.57 \$mill/kWh

Οι Branker et al. (2011) μελέτησαν το σταθμισμένο κόστος ενέργειας των φωτοβολταϊκών συστημάτων. Εξέτασαν τη μεθοδολογία του σωστού υπολογισμού του δείκτη LCOE για τα φωτοβολταϊκά συστήματα και διόρθωσαν διάφορες παρανοήσεις που πραγματοποιούνται στις παραδοχές που χρησιμοποιούνται σε όλη τη βιβλιογραφία. Στη συνέχεια, διατύπωσαν ένα πρότυπο για την σωστή παρουσίαση και καλύτερη αναφορά των αποτελεσμάτων του LCOE που σχετίζονται με τα φωτοβολταϊκά συστήματα, ώστε να επηρεάζουν αποτελεσματικότερα τις πολιτικές και επενδυτικές αποφάσεις.

Ο τύπος που χρησιμοποιήθηκε για τον υπολογισμό του δείκτη LCOE ήταν :

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^T \frac{I_t + O_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^T \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Όπου:

- T : Ωφέλιμη διάρκεια ζωής συστήματος [χρόνια]
- E_t : Παραχθείσα ενέργεια κατά το έτος t [kWh]
- I_t : Κόστος επένδυσης κατά το έτος t [\$]
- M_t : Κόστος συντήρησης κατά το έτος t [\$]
- O_t : Κόστος λειτουργίας κατά το έτος t [\$]
- F_t : Δαπάνες τόκων κατά το έτος t [\$]

- r : Προεξοφλητικό επιτόκιο [%]

Με βάση τα αποτελέσματα της μελέτης και πραγματοποιώντας διάφορες αλλαγές στις παραμέτρους (διάρκεια ζωής, κόστος επένδυσης κ.λ.π) και χρησιμοποιώντας ως περιοχή μελέτης το Καναδά, προέκυψε ότι ο δείκτης LCOE κυμαίνεται μεταξύ των τιμών : 0.025 - 1.15 \$/kWh.

Οι Talavera et al. (2011) πραγματοποίησαν οικονομική και ενεργειακή ανάλυση της ενσωμάτωσης (σε μεγάλη κλίμακα), μικρών φωτοβολταϊκών συστημάτων σε κτήρια. Ως περιοχή μελέτης λήφθηκε υπόψη το πανεπιστήμιο του Jaén στην Νότια Ισπανία. Η πραγματοποίηση της οικονομικής ανάλυσης πραγματοποιήθηκε με χρήση του δείκτη LCOE, ο οποίος υπολογίστηκε με τον ακόλουθο τύπο :

$$LCOE = \frac{LCC_{USP}}{\sum_{n=1}^N \frac{E_{PV}}{(1+d)^n}}$$

Όπου:

- LCC_{USP} : Συνολικό κόστος συστήματος (κόστος αρχικής επένδυσης + κόστος συντήρησης και λειτουργίας)
- E_{PV} : Παραχθείσα ενέργεια
- d : Προεξοφλητικό επιτόκιο
- N : Ωφέλιμη διάρκεια ζωής συστήματος

Με βάση τα αποτελέσματα της μελέτης, προέκυψε ότι ο δείκτης LCOE κυμαίνεται μεταξύ των τιμών : 0.13 – 0.14 (€/kWh).

Οι Wang et al. (2011) μελέτησαν την αξία του βαθμού απόδοσης του συστήματος, στη μείωση του σταθμισμένου κόστους ενέργειας των φωτοβολταϊκών συστημάτων.

Ο τύπος που χρησιμοποιήθηκε για τον υπολογισμό του δείκτη LCOE ήταν :

$$LCOE = \frac{\sum_{n=0}^N \frac{C_n}{(1+d)^n}}{\sum_{n=0}^N \frac{Q_n}{(1+d)^n}}$$

Όπου:

- N : Ωφέλιμη διάρκεια ζωής συστήματος
- Q_n : Παραχθείσα ενέργεια κατά το έτος n
- C_n : Κόστος συστήματος κατά το έτος n
- d : Προεξοφλητικό επιτόκιο

Με βάση τα αποτελέσματα της μελέτης και μεταβάλλοντας διάφορες παραμέτρους του συστήματος, προέκυψε ότι ο δείκτης LCOE κυμαίνεται μεταξύ των τιμών : 4.00 – 25.00 (US cents/kWh). Το σύστημα αναφοράς έχει τιμή LCOE : 10.71 (US cents/kWh)

Οι He et al. (2012) κατασκεύασαν μια μέθοδο για την αξιολόγηση και βελτιστοποίηση της διαμόρφωσης των αντιστροφών για διασυνδεδεμένα φωτοβολταϊκά συστήματα. Μελέτησαν τον τρόπο με τον οποίο η διαμόρφωση του αντιστροφέα και ο τρόπος λειτουργίας του, έχει αντίκτυπο στο σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας. Η χώρα μελέτης ήταν η Κίνα (Beijing) και η μορφή ενέργειας που μελετήθηκε ήταν η ηλιακή ενέργεια.

Ο τύπος που χρησιμοποιήθηκε για τον υπολογισμό του δείκτη LCOE ήταν :

$$LCOE = \frac{TLCC}{\sum_{n=1}^N \left[\frac{E_n}{(1+d)^n} \right]}$$

Όπου:

- $TLCC$: Συνολικό κόστος κύκλου ζωής (Total life-cycle cost)
- E_n : Παραχθείσα ενέργεια έτος n
- d : Προεξοφλητικό επιτόκιο
- N : Περίοδος ανάλυσης

Με βάση τα αποτελέσματα της μελέτης, προέκυψε ότι ο δείκτης LCOE κυμαίνεται μεταξύ των τιμών : 0.187 – 0.202 \$/kWh.

Οι Behrens et al. (2012) αξιολόγησαν την απόδοση τριών διαφορετικών τύπων μετατροπέων κυματικής ενέργειας (wave energy converters – WEC) στις Αυστραλιανές παράκτιες περιοχές και υπολόγισαν το σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας (LCOE).

Ο τύπος που χρησιμοποιήθηκε για τον υπολογισμό του δείκτη LCOE ήταν :

$$LCOE = O\&M + KC + TC$$

Όπου:

- $O\&M$: Κόστος συντήρησης και λειτουργίας
- KC : Κόστος κεφαλαίου
- TC : Κόστος μεταφοράς και διανομής

Ισχύει:

$$KC = kc \left[\frac{\$}{kW} \right] * \frac{r * (1+r)^L}{(1+r)^L - 1} * \frac{1000}{8760 * k}$$

Όπου:

- L : Διάρκεια ζωής εγκατάστασης (25 χρόνια)
- r : Προεξοφλητικό επιτόκιο (7%)
- k : Συντελεστής λειτουργίας (εξαρτάται από τοποθεσία και είδος μετατροπέα)

Με βάση τα αποτελέσματα της μελέτης, η τιμή του δείκτη LCOE ήταν της τάξης των 78.00 \$/MWh.

Οι Mirghaed και Roshandel (2013) ανέπτυξαν ένα μοντέλο για τη βελτιστοποίηση των παραμέτρων μεγέθους και διάταξης των αιολικών πάρκων, ανάλογα με το αιολικό δυναμικό και τις οικονομικές πτυχές. Το προτεινόμενο μοντέλο, συμπεριλαμβανόμενων των υπο-μοντέλων αεροδυναμικής και οικονομικής βελτιστοποίησης, χρησιμοποιήθηκε για την επίτευξη της ελάχιστης τιμής του δείκτη LCOE. Περιοχές μελέτης υπήρξαν τρεις περιοχές του Ιράν : Khaf, Ahar και Manjil. Η μελετώμενη μορφή ενέργειας ήταν η αιολική ενέργεια.

Ο τύπος που χρησιμοποιήθηκε για τον υπολογισμό του δείκτη LCOE ήταν :

$$LCOE = \frac{FCR * I_0 + LRC}{AEP} + LLC + C_{O\&M}$$

Όπου:

- *FCR* : Σταθερό επιτόκιο επιβάρυνσης
- *LRC* : Σταθμισμένο (Levelized) κόστος αντικατάστασης [\$]
- *AEP* : Ετήσια παραγωγή ενέργειας [kWh]
- *LLC* : Κόστος μίσθωσης γης [\$/kWh]
- *C_{O&M}* : Κόστος λειτουργίας και συντήρησης [\$/kWh]
- *I₀* : Αρχικό κόστος κεφαλαίου [\$]

Με βάση τα αποτελέσματα της μελέτης, οι τιμές του δείκτη LCOE που προέκυψαν για τις τρεις περιοχές μελέτης ήταν :

	Khaf	Ahar	Manjil
LCOE (\$/MWh)	46.70	54.50	46.60

Πίνακας 2.5 - Βέλτιστο κόστος ενέργειας για μια ανεμογεννήτρια

Οι ανεμογεννήτριες της τάξης των 1-2 MW, μπορούσαν να επιτύχουν ελάχιστο σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας 45-70 \$/MWh για τις υπό μελέτη περιπτώσεις.

Οι Bilal et al. (2011) ανέπτυξαν μια μεθοδολογία για τον σχεδιασμό ενός αυτόνομου υβριδικού συστήματος (φωτοβολταϊκό/αιολικό/ντίζελ/μπαταρία - PV/wind/diesel/battery), ελαχιστοποιώντας το σταθμισμένο κόστος ενέργειας (LCOE) και τις εκπομπές CO₂ με τη χρήση γενετικών αλγορίθμων. Ως περιοχή μελέτης, λήφθηκε υπόψη η Σενεγάλη και οι μορφές ενέργειας που μελετήθηκαν είναι η αιολική ενέργεια, η ηλιακή ενέργεια, το ντίζελ και οι μπαταρίες.

Ο τύπος που χρησιμοποιήθηκε για τον υπολογισμό του δείκτη LCOE ήταν :

$$LCOE = \frac{J(x)}{E_{annual}} \left[\frac{\text{€}}{kWh} \right]$$

Όπου:

- $J(x)$: Σταθμισμένο κόστος συστήματος
- E_{annual} : Ετήσια κατανάλωση ενέργειας (€/kWh)

Ισχύει:

$$J(x) = C_{acap}(x) + C_{amain}(x) + C_{arep}(x)$$

Όπου:

- C_{acap} : Σταθμισμένο κόστος κεφαλαίου συστήματος
- C_{amain} : Σταθμισμένο κόστος συντήρησης συστήματος
- C_{arep} : Σταθμισμένο κόστος αντικατάστασης συστήματος

Είναι:

$$x = [N_{pv}, N_{ag}, N_{dg}, N_{rg}, N_{bt}, N_{inv}]$$

Όπου $N_{pv}, N_{ag}, N_{dg}, N_{rg}, N_{bt}, N_{inv}$ ο αριθμός των φωτοβολταϊκών, των ανεμογεννητριών, των γεννητριών ντίζελ, των ρυθμιστών (solar regulators), των μπαταριών και των αναστροφέων αντίστοιχα.

Με βάση τα αποτελέσματα της μελέτης και εξετάζοντας τρία διαφορετικά σενάρια, όπου αλλάζει ο αριθμός των στοιχείων του συστήματος, οι τιμές του δείκτη LCOE που προέκυψαν ήταν :

Σενάρια	1	2	3
N_{PV}	76	88	56
N_{AG}	16	6	0
N_{BT}	240	204	180
N_{RG}	3	4	3
N_{INV}	6	6	6
N_{DG}	1	8	1
LCOE (€/kWh)	3.89	2.41	1.77

Πίνακας 2.6 – Αποτελέσματα μελέτης των Bilal et al. (2011)

Οι Hernández-Moro και Martínez-Duart (2012) ανέπτυξαν μια μαθηματική έκφραση κλειστής μορφής για την αξιολόγηση, κατά την περίοδο 2010-2050, του σταθμισμένου κόστους ηλεκτρικής ενέργειας (LCOE) της τεχνολογίας συγκέντρωσης ηλιακής ενέργειας (concentrating solar power electricity – CSP).

Ο τύπος που χρησιμοποιήθηκε για τον υπολογισμό του δείκτη LCOE ήταν :

$$LCOE = \frac{\sum_{i=0}^T \left[\frac{C_i + L_i + O\&M_i + I_i}{(1+d)^i} \right]}{\sum_{i=0}^T \left[\frac{E_i}{(1+d)^i} \right]}$$

Όπου:

- C_i : Κόστος συστήματος κατά το έτος i
- L_i : Κόστος γης κατά το έτος i
- $O\&M_i$: Κόστος λειτουργίας και συντήρησης κατά το έτος i
- I_i : Κόστος ασφάλισης κατά το έτος i
- d : Προεξοφλητικό επιτόκιο
- E_i : Παραχθείσα ηλεκτρική ενέργεια κατά το έτος i
- T : Ωφέλιμη διάρκεια ζωής συστήματος

Με βάση τα αποτελέσματα της μελέτης και για τα δύο σενάρια του διεθνή οργανισμού ενέργειας (IEA), οι τιμές του δείκτη LCOE που προέκυψαν ήταν :

Blue Map Scenario (IEA, 2008)

	Cost of electricity (US cents/kWh)			
	2010	2020	2030	2050
Reference case	23.80	14.70	9.90	8.70
2000 DNI	34.00	20.90	14.10	12.50
8.7\$/W	26.20	16.30	10.80	9.60
12% LR	23.80	13.40	8.20	7.10
5% DR	16.40	10.20	6.80	6.00

Πίνακας 2.7 – Αποτελέσματα μελέτης των Hernández-Moro και Martínez-Duart (2012)

Roadmap Scenario (IEA, 2010a)

	Cost of electricity (US cents/kWh)			
	2010	2020	2030	2050
Reference case	23.80	110.00	9.50	8.00
2000 DNI	34.00	15.60	13.60	11.50
8.7\$/W	26.20	12.10	10.40	8.80
12% LR	23.80	9.30	7.80	6.40
5% DR	16.50	7.60	6.50	5.60

Πίνακας 2.8 – Αποτελέσματα μελέτης των Hernández-Moro και Martínez-Duart (2012)

Οι Shrimali et al. (2013) πραγματοποίησαν οικονομική μοντελοποίηση των πραγματικών έργων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην Ινδία. Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας που μελετήθηκαν ήταν η ηλιακή ενέργεια και η αιολική ενέργεια.

Ο τύπος που χρησιμοποιήθηκε για τον υπολογισμό του δείκτη LCOE ήταν :

$$LCOE = \frac{C - a * \sum_{t=1}^T \left(\frac{D_t}{(1+r)^t} \right) + (1-a) * \sum_{t=1}^T \left(\frac{W_t}{(1+r)^t} \right) - (1-a) * \left(\frac{C_T}{(1+r)^T} \right)}{(1-a) * 8760 * \sum_{t=1}^T \left(CF_t * \frac{x_t}{(1+r)^t} \right)}$$

Όπου:

- C : Αρχικές κεφαλαιουχικές δαπάνες
- D_t : Αποσβέσεις κατά το έτος t
- r : Κόστος του κεφαλαίου
- a : Φορολογικός συντελεστής
- W_t : Λειτουργικά έξοδα κατά το έτος t
- x : Συντελεστής αποδόμησης
- CF_t : Συντελεστής λειτουργίας κατά το έτος t
- C_T : Τελική αξία του συστήματος
- T : Διάρκεια ζωής έργου

Με βάση τα αποτελέσματα της μελέτης και για μελέτη και των Αμερικάνικων και των Ινδικών, αιολικών και ηλιακών ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, προέκυψαν οι ακόλουθες τιμές του δείκτη LCOE :

	U.S Wind	Indian Wind	U.S Solar PV	Indian Solar PV
LCOE (USD/kWh)	0.09	0.08	0.19	0.24

Πίνακας 2.9 - Αποτελέσματα μελέτης των Shrimali et al. (2013)

Οι Siefert και Litster (2013) πραγματοποίησαν οικονομική ανάλυση και ανάλυση της εξέργειας δύο προηγμένων εγκαταστάσεων ηλεκτροπαραγωγής (με χρήση ορυκτών καυσίμων) :

- 1) Integrated gasification combined cycle with advanced H₂ and O₂ membrane separation including CO₂ sequestration (adv. IGCC-CCS)
- 2) Integrated gasification fuel cell cycle with a catalytic gasifier and a pressurized solid oxide fuel cell including CO₂ sequestration (adv. IGFC-CCS)

Υπολόγισαν και σύγκριναν τη τιμή του δείκτη LCOE των παραπάνω εγκαταστάσεων με την τιμή του δείκτη LCOE άλλων εγκαταστάσεων ηλεκτροπαραγωγής (με χρήση ορυκτών καυσίμων) και προσδιόρισαν την εγκατάσταση με την χαμηλότερη τιμή του δείκτη LCOE, συναρτήσκει των εκπομπών CO₂ και συναρτήσκει της τιμής του φυσικού αερίου, κρατώντας όλες τις άλλες παραμέτρους σταθερές.

Ο τύπος που χρησιμοποιήθηκε για τον υπολογισμό του δείκτη LCOE ήταν :

$$LCOE = \frac{M + F + P + C * \left[\frac{r * (1 + r)^n}{(1 + r)^n - 1} \right] * (1 + r)^t + D * \left[\frac{r}{(1 + r)^n - 1} \right]}{E}$$

Όπου:

- M : Ετήσιο κόστος συντήρησης και λειτουργίας
- F : Ετήσιο κόστος καυσίμων
- P : Ετήσιο κόστος εκπομπής ρύπων (pollution credit expenditures)
- C : Κόστος αρχικού κεφαλαίου
- r : Προεξοφλητικό επιτόκιο
- t : Χρονική διάρκεια κατασκευής (σταθμισμένη ώστε να λαμβάνεται υπόψη ο τρόπος με τον οποίο τα κονδύλια δαπανήθηκαν κατά την εκκίνηση του έργου)
- n : Ωφέλιμη διάρκεια ζωής συστήματος [χρόνια]
- D : Κόστος αποσυναρμολόγησης της εγκατάστασης (decommissioning investment expenditures)
- E : Καθαρή ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας

Με βάση τα αποτελέσματα της μελέτης, προέκυψαν οι ακόλουθες τιμές του δείκτη LCOE για τις δύο προηγμένες εγκαταστάσεις ηλεκτροπαραγωγής :

- Περίπτωση IGCC-CSS (προεξοφλητικό επιτόκιο 7%)
 - EOR sequestration : 47.00 ± 13.00 (\$2007/MWh)
 - Saline sequestration : 58.00 ± 13.00 (\$2007/MWh)
- Περίπτωση IGFC-CSS (προεξοφλητικό επιτόκιο 7%)
 - EOR sequestration : 52.00 ± 17.00 (\$2007/MWh)
 - Saline sequestration : 60.00 ± 17.00 (\$2007/MWh)

Οι Hernández-Moro και Martínez-Duart (2013) μελέτησαν τα φωτοβολταϊκά συστήματα και τις τεχνολογίες συγκέντρωσης ηλιακής ενέργειας (Concentrating solar power – CSP). Για την οικονομική ανάλυση των τεχνολογιών CSP και των φωτοβολταϊκών συστημάτων χρησιμοποιήθηκε ο δείκτης LCOE.

Ο τύπος που χρησιμοποιήθηκε για τον υπολογισμό του δείκτη LCOE ήταν :

$$LCOE = \frac{C + L + \sum_{n=1}^N \frac{(OPEX + I) * C}{(1 + r)^n}}{\sum_{n=1}^N \frac{E_n}{(1 + r)^n}} = \frac{C + L + \sum_{n=1}^N \frac{(OPEX + I) * C}{(1 + r)^n}}{\sum_{n=1}^N \frac{S * TF * \eta * (1 - d)^n}{(1 + r)^n}} \left[\frac{\$}{kWh} \right]$$

Όπου:

- C : Κόστος συστήματος
- L : Κόστος γης

- N : Ωφέλιμη διάρκεια ζωής συστήματος
- $OPEX$: Κόστος συντήρησης και λειτουργίας κατά το έτος n
- I : Κόστος ασφάλειας κατά το έτος n
- r : Προεξοφλητικό επιτόκιο
- E_n : Ετήσια παραχθείσα ενέργεια
- d : Ετήσιος ρυθμός αποικοδόμησης
- TF : Παράγοντας εντοπισμού (tracking factor) κατά το έτος n
- η : Συντελεστής απόδοσης κατά το έτος n
- S : Διαθέσιμη ηλιακή ενέργεια κατά το έτος n

Με βάση τα αποτελέσματα της μελέτης και πραγματοποιώντας διάφορες αλλαγές στις τιμές των παραμέτρων (διάρκεια ζωής, κόστος επένδυσης κ.λ.π), προέκυψαν οι παρακάτω τιμές :

Φωτοβολταϊκά Συστήματα	:	8.00 – 50.00 (US cents/kWh)
CSP	:	10.00 – 40.00 (US cents/kWh)

Οι Blum et al. (2013) εκτίμησαν την ανταγωνιστικότητα του κόστους των απομονωμένων τεχνολογιών ανανεώσιμης ενέργειας. Υπολόγισαν το σταθμισμένο κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας για χωριά τα οποία τροφοδοτούνται από φωτοβολταϊκά και μικρο-υδροηλεκτρικές εγκαταστάσεις, σε σχέση με τη συμβατική τροφοδότηση από γεννήτριες ντίζελ. Η χώρα μελέτης ήταν η Ινδονησία και οι μορφές ενέργειας που μελετήθηκαν ήταν η ηλιακή ενέργεια, η υδροηλεκτρική ενέργεια και το ντίζελ.

Ο τύπος που χρησιμοποιήθηκε για τον υπολογισμό του δείκτη LCOE ήταν :

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^T \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^T \frac{E_t}{(1+r)^t}} \left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right]$$

Όπου:

- T : Ωφέλιμη διάρκεια ζωής συστήματος
- E_t : Παραχθείσα ηλεκτρική ενέργεια κατά το έτος t
- I_t : Κόστος επένδυσης κατά το έτος t
- M_t : Κόστος συντήρησης και λειτουργίας κατά το έτος t
- F_t : Κόστος καυσίμων κατά το έτος t
- r : Προεξοφλητικό επιτόκιο

Με βάση τα αποτελέσματα της έρευνας και για τα 2 διαφορετικά σενάρια που παρουσιάζονται στη συνέχεια, προέκυψαν οι ακόλουθες τιμές του δείκτη LCOE :

	Σενάριο A Βασική ηλεκτροδότηση	Σενάριο B Σύνθετη ηλεκτροδότηση
Περιγραφή περιοχής	Απομακρυσμένο αγροτικό χωριό, με την γεωργία ως την κύρια οικονομική δραστηριότητα	Αγροτικό χωριό με διάφορες οικονομικές δραστηριότητες πέραν της γεωργίας
Διαθεσιμότητα ισχύος	Ηλεκτρική ενέργεια διαθέσιμη 18.00 – 6.00 για οικιακή χρήση	Ηλεκτρική ενέργεια διαθέσιμη 24 ώρες

Πίνακας 2.10 – Σενάρια μελέτης των Blum et al. (2013)

Τεχνολογία	Σενάριο A		Σενάριο B	
LCOE (€/kWh) Ντίζελ	0.23- 0.51	0.36- 0.84	0.22- 0.48	0.34- 0.79
LCOE (€/kWh) Ηλιακή ενέργεια	0.58		0.53	
LCOE (€/kWh) Υδροηλεκτρική ενέργεια	0.16		0.14	

Πίνακας 2.11 – Αποτελέσματα μελέτης των Blum et al. (2013)

Για την τεχνολογία ντίζελ, η αριστερή στήλη σε κάθε σενάριο αντιστοιχεί σε τιμές καυσίμων στην Ινδονησία, ενώ η δεξιά στήλη σε παγκόσμιες τιμές καυσίμων.

Ο Swift (2013) μελέτησε και σύγκρινε το κόστος και την οικονομική απόδοση των φωτοβολταϊκών συστημάτων που είχαν εγκατασταθεί από επιχειρήσεις, στο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας, σε τέσσερις τοποθεσίες στις Ηνωμένες Πολιτείες το 2012. Οι περιοχές ήταν η Χαβάη, το Νιού Τζέρσεϋ, η Αριζόνα και η Μινεσότα. Για τον υπολογισμό του κόστους και της οικονομικής απόδοσης, ο Swift, χρησιμοποίησε το δείκτη LCOE. Χρησιμοποιήθηκαν οι παρακάτω δύο τύποι :

- Σταθμισμένο κόστος ενέργειας ηλιακού φωτοβολταϊκού συστήματος:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{MAINT + INVERTER - DEP - PBI - SREC}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{E * (1-d)^t}{(1+r)^t}}$$

- Σταθμισμένο κόστος ενέργειας της παραχθείσας ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{(E * (1-d)^t * PRICE) * (1-MTR)}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{E * (1-d)^t}{(1+r)^t}}$$

Όπου:

- *MAINT* : Κόστος συντήρησης (\$)
- *INVERTER* : Κόστος αντικατάστασης αντιστροφέα (\$)
- *DEP* : Φορολογικό όφελος αποσβέσεων (\$)
- *PBI* : Κίνητρο με βάση την απόδοση (\$), μετά την αφαίρεση φόρων
- *SREC* : Έσοδα πιστοποιητικού ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (\$), μετά την αφαίρεση φόρων
- *PRICE* : Τιμή μιας kWh ηλεκτρικής ενέργειας (\$), μετά την αφαίρεση φόρων
- *MTR* : Οριακός συνδυασμένος ομοσπονδιακός και πολιτειακός φορολογικός συντελεστής εισοδήματος
- *d* : Ρυθμός αποικοδόμησης (%)
- *r* : Προεξοφλητικό επιτόκιο (%)
- *E* : Παραχθείσα ενέργεια συστήματος (kWh)
- *T* : Ωφέλιμη διάρκεια ζωής συστήματος (χρόνια)

Με βάση τα αποτελέσματα της μελέτης, προέκυψαν οι ακόλουθες τιμές του δείκτη LCOE για τις τέσσερις περιοχές των Ηνωμένων Πολιτειών :

	Χαβάη	Νιού Τζέρσεϋ	Αριζόνα	Μινεσότα
LCOE (\$/kWh) φωτοβολταϊκού συστήματος μετά από φορολογικά οφέλη και άλλα κίνητρα	0.055	0.073	0.081	0.180
LCOE (\$/kWh) δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας μετά από φορολογικά οφέλη	0.208	0.082	0.054	0.049

Πίνακας 2.12 – Αποτελέσματα μελέτης του Swift (2013)

Οι Mainali και Silveira (2013) σύγκριναν και μελέτησαν τρεις διαφορετικούς οδούς για την ηλεκτροδότηση αγροτικών περιοχών :

- 1) Τεχνολογίες ανανεώσιμων πηγών ενέργειας εκτός δικτύου (off-grid) για μεμονωμένες κατοικίες
- 2) Δημιουργία μικρών δικτύων (μικρο-υδροηλεκτρικά δίκτυα και γεννήτριες ντίτζελ)
- 3) Επέκταση των ήδη υφισταμένων δικτύων

Το σταθμισμένο κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας χρησιμοποιήθηκε για τη σύγκριση των διάφορων επιλογών. Στην σύγκριση των τριών επιλογών, λήφθηκε υπόψη και το κόστος του κύκλου ζωής και οι διάφοροι εξωτερικοί περιβαλλοντικοί παράγοντες. Οι περιοχές μελέτης ήταν το Νεπάλ και το Αφγανιστάν και οι μελετώμενες μορφές ενέργειας ήταν η ηλιακή ενέργεια (solar home system – SHS), η αιολική ενέργεια (wind home system –

WHS), η υδροηλεκτρική ενέργεια (micro hydro – MH) και οι συμβατικές γεννήτριες ντίζελ (diesel generators – DG).

Ο τύπος που χρησιμοποιήθηκε για τον υπολογισμό του δείκτη LCOE ήταν :

$$LCOE = \frac{C_c + C_{om} + C_r + C_f + C_e}{E_l}$$

Όπου:

- C_c : Κόστος κεφαλαίου
- C_{om} : Κόστος συντήρησης και λειτουργίας
- C_r : Κόστος αντικατάστασης
- C_f : Κόστος καυσίμων
- C_e : Περιβαλλοντικά κόστη
- E_l : Παραχθείσα ενέργεια κατά τη συνολική διάρκεια ζωής του συστήματος

Με βάση τα αποτελέσματα της μελέτης, οι τιμές του δείκτη LCOE που προέκυψαν για τις δύο υπό μελέτη περιοχές και για τις τρεις διαφορετικές οδούς ηλεκτροδότησης αγροτικών περιοχών, ήταν:

Οδός	Τεχνολογία	LCOE Νεπάλ (USD/kWh)	LCOE Αφγανιστάν (USD/kWh)
1	SHS	0.55-1.10	0.99-1.61
	WHS	0.44-3.10	-
2	MH	0.25-0.35	0.34-0.67
	DG	0.599	0.769
3	Επέκταση δικτύου	0.106-1.342	-

Πίνακας 2.13 – Αποτελέσματα μελέτης των Mainali και Silveira (2013)

Οι Borgert και Rubin (2013) μελέτησαν τη μέθοδο της καύσης καθαρού οξυγόνου με αέρια καύσιμα (Oxyfuel). Η μέθοδος αυτή, θεωρείται από πολλούς ως η μέθοδος που θα πραγματοποιήσει την αλλαγή στην απόδοση που απαιτείται για τη μείωση του κόστους αποφυγής της δέσμευσης άνθρακα από μονάδες κονιοποιημένου άνθρακα. Σκοπός της μελέτης ήταν η κατασκευή ενός τεχνοοικονομικού μοντέλου για τη μέθοδο Oxyfuel. Το μοντέλο αυτό στη συνέχεια εφαρμόστηκε για την μελέτη της επίδρασης που έχουν διάφορες βασικές παράμετροι (καθαρότητα CO₂, σύνθεση άνθρακα, γεωγραφική θέση) στην αποφυγή κόστους CO₂ και στο σταθμισμένο κόστος ενέργειας (LCOE). Ως περιοχή μελέτης λήφθηκε υπόψη η Αμερική.

Ο τύπος που χρησιμοποιήθηκε για τον υπολογισμό του δείκτη LCOE ήταν :

$$LCOE = \frac{(TCC) * (FCF) + (FOM)}{(CF) * (8766) * (MW)} + VOM \left[\frac{\$}{MWh} \right]$$

Όπου:

- *TCC* : Συνολικό κόστος κεφαλαίου (\$)
- *FCF* : Συντελεστής παγίου κόστους (Fixed charge factor)
- *FOM* : Σταθερό κόστος λειτουργίας και συντήρησης (\$/έτος)
- *CF* : Συντελεστής λειτουργίας
- *MW* : Ισχύς συστήματος
- *VOM* : Μεταβλητό κόστος λειτουργίας και συντήρησης (\$/MWh)

Με βάση τα αποτελέσματα της μελέτης, οι τιμές του δείκτη LCOE που προέκυψαν ήταν: 9.00-14.00 \$cents/kWh

Οι Hinkley et al. (2013) πραγματοποίησαν επισκόπηση των κοστών των τεχνολογιών συγκέντρωσης ηλιακής ενέργειας (Concentrating Solar Power – CSP) που έχουν αναπτυχθεί διεθνώς και πραγματοποίησαν εκτιμήσεις για τα αντίστοιχα κόστη στην Αυστραλία (ενδιαφέρουν οι τεχνολογίες γούρνας και πύργου). Παράλληλα, πραγματοποίησαν ανάλυση για την βελτίωση της απόδοσης των υφισταμένων CSP τεχνολογιών. Για τον υπολογισμό του κόστους, οι συγγραφείς χρησιμοποίησαν το σταθμισμένο κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας.

Ο τύπος που χρησιμοποιήθηκε για τον υπολογισμό του δείκτη LCOE ήταν :

$$LCOE = \frac{PMT(WACC, Life, CapEx) + O\&M}{8766 * CapFact * NamePlate}$$

Όπου:

- *PMT* : Ετήσια πληρωμή κεφαλαίου
- *WACC* : Σταθμισμένο μέσο κόστος κεφαλαίου (7%)
- *Life* : Ωφέλιμη διάρκεια ζωής συστήματος (20 χρόνια)
- *CapEx* : Κόστος του συστήματος (Παρούσα αξία)
- *O&M* : Ετήσιο κόστος συντήρησης και λειτουργίας
- *CapFact* : Μέσος ετήσιος συντελεστής λειτουργίας
- *NamePlate* : Ισχύς συστήματος (MW)

Με βάση τα αποτελέσματα της μελέτης και επηρεάζοντας τη μέγιστη θερμοκρασία του ρευστού μεταφοράς θερμότητας (heat transfer fluid – HTF) , οι τιμές του δείκτη LCOE που προέκυψαν ήταν:

Γούρνα : 170.00 – 400.00 (\$/MWh)
Πύργος : 158.00 – 400.00 (\$/MWh)

Οι Wagner και Rubin (2014) ανέπτυξαν ένα οικονομικό μοντέλο μηχανικής που συγκρίνει άμεσα την απόδοση, το κόστος και το κέρδος μιας παραβολικής κοίλης εγκατάστασης αποθήκευσης ηλιακής ενέργειας των 110 MW (parabolic trough CSP plant) με: (i) σύστημα TES (molten salt thermal energy storage) και (ii) με εφεδρικό σύστημα φυσικού αερίου (NG) και (iii) χωρίς εφεδρικό σύστημα. Στην ανάπτυξη του οικονομικού μοντέλου χρησιμοποιήθηκε και ο δείκτης LCOE.

Ο τύπος που χρησιμοποιήθηκε για τον υπολογισμό του δείκτη LCOE ήταν :

$$LCOE = \frac{C_{cap} * CRF + C_{OM}}{W_{sold}} \left[\frac{\$}{MWh} \right]$$

Όπου:

- C_{cap} : Κόστος κεφαλαίου
- CRF : Συντελεστής ανάκτησης κεφαλαίου
- C_{OM} : Ετήσιο κόστος συντήρησης και λειτουργίας
- W_{sold} : Παραχθείσα ηλεκτρική ενέργεια που έχει πουληθεί

Με βάση τα αποτελέσματα της μελέτης και για τις δύο υπό μελέτη περιπτώσεις (i και ii), οι τιμές του δείκτη LCOE που προέκυψαν ήταν :

	LCOE (\$2009/MWh)
TES	190.00 – 250.00
NG	190.00 – 220.00
TES μετά από φόρους	170.00 – 200.00
NG μετά από φόρους	170.00 – 190.00
TES με φορολογικές πιστώσεις για επενδύσεις	125.00 – 150.00
NG με φορολογικές πιστώσεις για επενδύσεις	125.00 – 150.00

Πίνακας 2.14 – Αποτελέσματα μελέτης των Wagner και Rubin (2014)

Οι Heffels et al. (2014) πραγματοποίησαν μια οικολογική και οικονομική αξιολόγηση της μεταρρύθμισης ενισχυμένης-απορρόφησης (absorption-enhanced reforming – AER) της αεριοποίησης βιομάζας. Η μέθοδος αυτή είναι μια πολλά υποσχόμενη τεχνολογία για την παραγωγή ενός προϊόντος αερίου πλούσιου σε υδρογόνο, που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την παραγωγή ηλεκτρισμού, θερμότητας, υποκατάστατου φυσικού αερίου (SNG) και υδρογόνου (ποιότητας 5.0). Για την αποτίμηση της ενεργειακής παραγωγής των τεσσάρων προϊόντων από οικολογική και οικονομική άποψη, εξετάστηκαν τρεις διαφορετικές διαμορφώσεις της διαδικασίας. Χρήση του παραχθέντος αερίου για τη λειτουργία μονάδων συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας (ΣΗΘ – διαμόρφωση 1), μετατροπή παραχθέντος αερίου σε μεθάνιο (διαμόρφωση 2) και χρήση παραχθέντος αερίου για την παραγωγή υδρογόνου υψηλής ποιότητας (διαμόρφωση 3). Ως χώρα μελέτης των συγκεκριμένων τεχνολογιών ήταν η Γερμανία και οι μορφές ενέργειας που μελετήθηκαν ήταν η βιομάζα, το φυσικό αέριο και το υδρογόνο.

Ο τύπος που χρησιμοποιήθηκε για τον υπολογισμό του δείκτη LCOE ήταν :

$$LCOE = \frac{\frac{(1+i)^T * i}{(1+i)^T - 1} * \left(-I_0 + \sum_{t \in T} \frac{G_t - A_t}{(1+i)^t} \right)}{AEO}$$

Όπου:

- I_0 : Αρχική επένδυση
- G_t : Έσοδα έτος t
- A_t : Κόστος έτος t
- i : Προεξοφλητικό επιτόκιο
- T, t : Χρονικές παράμετροι
- AEO : Ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας

Με βάση τα αποτελέσματα της μελέτης, η τιμή του δείκτη LCOE που προέκυψε για την διαμόρφωση 1 ήταν 22.00 €/ct/kWh (χωρίς να λαμβάνονται υπόψη τα έσοδα από την πώληση της υπερβάλλουσας θερμότητας) και 19.00 €/ct/kWh (λαμβάνοντας υπόψη τα έσοδα από την πώληση της υπερβάλλουσας θερμότητας). Για τη διαμόρφωση 2, η τιμή του δείκτη ήταν 10.00-11.00 €/ct/kWh και για τη διαμόρφωση 3, 16.00 €/ct/kWh (χωρίς να λαμβάνονται υπόψη τα έσοδα από την πώληση της υπερβάλλουσας θερμότητας) και 14.00 €/ct/kWh (λαμβάνοντας υπόψη τα έσοδα από την πώληση της υπερβάλλουσας θερμότητας).

Οι Windén et al. (2014) εισήγαγαν την έννοια των υπεράκτιων θερμικών ηλεκτρικών εγκαταστάσεων με σύστημα δέσμευσης και αποθήκευσης άνθρακα (Offshore thermal power plant with CCS – OTRPPC) και παρουσίασαν μια γενική διαδικασία επιλογής της σχεδίασης των OTRPPC. Οι μορφές ενέργειας που μελετήθηκαν ήταν τα ορυκτά καύσιμα και ο δείκτης LCOE χρησιμοποιείται για την αξιολόγηση της αποτελεσματικότητας, από την πλευρά του κόστους, αυτής της διαδικασίας.

Ο τύπος που χρησιμοποιήθηκε για τον υπολογισμό του δείκτη LCOE ήταν :

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Όπου:

- I_t : Κόστος επένδυσης το χρόνο t
- M_t : Κόστος συντήρησης και λειτουργίας το χρόνο t
- F_t : Κόστος καυσίμων το χρόνο t
- E_t : Παραχθείσα ηλεκτρική ενέργεια το χρόνο t
- r : Προεξοφλητικό επιτόκιο
- n : Ωφέλιμη διάρκεια ζωής συστήματος

Με βάση τα αποτελέσματα της μελέτης, προέκυψαν οι ακόλουθες τιμές του δείκτη LCOE:

Σενάριο	Απόσταση (km)	Κόστος HVDC καλωδίων (USD/MWkm)
1	285	2,000 (Χαμηλό)
2	285	4,000 (Υψηλό)
3	405	2,000 (Χαμηλό)
4	405	4,000 (Υψηλό)

Πίνακας 2.15 – Σενάρια μελέτης των Windén et al. (2014)

Σενάριο	Onshore	LCOE (\$/MWh)		
		0%	10%	20%
1	105	95	99	103
2	105	99	103	107
3	110	97	101	104
4	110	102	106	110

Πίνακας 2.16 - Αποτέλεσμα της επίδρασης της αύξησης του κόστους κεφαλαίου στην τιμή του LCOE

Ο Hutchby (2014) πραγματοποίησε έρευνα για το αν υπάρχει σχέση που να περιγράφει την εξέλιξη του σταθμισμένου κόστους ενέργειας (LCOE) των φωτοβολταϊκών συστημάτων, παρόμοια με το νόμο του Moore σχετικά με την μικροηλεκτρονική εξέλιξη του μεγέθους και πυκνότητας των τρανζίστορ.

Ο τύπος που χρησιμοποιήθηκε για τον υπολογισμό του δείκτη LCOE ήταν :

$$LCOE = \frac{\sum_{n=1}^N \left[\left(\frac{C_{mn}}{(1+D)^n} \right) + \left(\frac{C_{mn} * I * N}{(1+D)^n} \right) + \left(\frac{C_{omn}}{(1+D)^n} \right) + \left(\frac{C_{inv}}{(1+D)^n} \right) \right]}{\sum_{n=1}^N Q_n * (1-i)^n}$$

Όπου:

- C_{mn} : Κόστος αρχικής εγκατάστασης συστήματος
- C_{omn} : Ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης
- C_{inv} : Κόστος αντιστροφέα
- D : Προεξοφλητικό επιτόκιο
- Q_n : Παραχθείσα ηλεκτρική ενέργεια το έτος n
- N : Ωφέλιμη διάρκεια ζωής συστήματος
- i : Ετήσιος ρυθμός αποικοδόμησης συστήματος

Με βάση τα αποτελέσματα της μελέτης και θεωρώντας την περίπτωση μιας επίπεδης πλάκας 10 MW (flat-plate Utility Reference System), οι τιμές του δείκτη LCOE που προέκυψαν ήταν :

	2005	2011	2020
LCOE (\$/kWh)	0.15 – 0.22	0.10 – 0.15	0.06 – 0.09

Πίνακας 2.17 – Αποτελέσματα μελέτης του Hutchby (2014)

Ο Ondraczek (2014) πραγματοποίησε μελέτη για το αν τα φωτοβολταϊκά συστήματα είναι ανταγωνιστικά σε σχέση με συμβατικές τεχνολογίες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, στην Κένυα.

Για το σκοπό αυτό, αξιοποίησε το δείκτη LCOE, τον οποίο υπολόγισε με τον ακόλουθο τύπο :

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^T \frac{I_t + O_t + D_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^T \frac{S_{t=0} * (1-d)^t}{(1+r)^t}}$$

Όπου:

- I_t : Κόστος επένδυσης κατά το έτος t
- O_t : Κόστος συντήρησης και λειτουργίας κατά το έτος t
- D_t : Κόστος αποσυναρμολόγησης συστήματος (decommissioning costs) κατά το έτος t
- r : Προεξοφλητικό επιτόκιο
- d : Ετήσιος ρυθμός αποικοδόμησης συστήματος
- $S_{t=0}$: Παραχθείσα ενέργεια έτος t = 0
- T : Οικονομική διάρκεια ζωής συστήματος
- $t = 0$: Έτος εγκατάστασης και εκκίνησης λειτουργίας

Με βάση τα αποτελέσματα της μελέτης, οι τιμές του δείκτη LCOE που προέκυψαν για τα φωτοβολταϊκά συστήματα κυμαίνεται μεταξύ των τιμών : 0.17 – 0.30 \$/kWh

Ο Mari (2014) μελέτησε το ρόλο της πυρηνικής ενέργειας, ως περιουσιακό στοιχείο αντιστάθμισης έναντι της μεταβλητότητας των τιμών της ηλεκτρικής ενέργειας. Η οικονομική ανάλυση πραγματοποιήθηκε με χρήση του δείκτη LCOE και οι μορφές ενέργειας που μελετήθηκαν ήταν η πυρηνική ενέργεια, το φυσικό αέριο και ο άνθρακας. Ακόμη, χρησιμοποιήθηκε η θεωρία χαρτοφυλακίου του Markowitz για τον προσδιορισμό των βέλτιστων χαρτοφυλακίων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (φυσικό αέριο, άνθρακας, πυρηνική ενέργεια), λαμβάνοντας ως μέτρο απόδοσης την τιμή του δείκτη LCOE.

Ο τύπος που χρησιμοποιήθηκε για τον υπολογισμό του δείκτη LCOE ήταν :

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^m C_t F_{0,t}^W}{Q * \sum_{t=1}^m (1+i)^{t-t_0} F_{0,t}^W} + \frac{I_0^W - T_c * \sum_{t=1}^m dep_t * F_{0,t}^W}{(1-T_c) * Q * \sum_{t=1}^m (1+i)^{t-t_0} F_{0,t}^W}$$

Όπου:

- C_t : Έξοδα λειτουργίας (συντήρηση και λειτουργία, κόστος καυσίμων, διαχείριση ραδιενεργών αποβλήτων)
- Q : Παραχθείσα ηλεκτρική ενέργεια σε ένα χρόνο
- I_0^W : Αρχική επένδυση
- T_c : Φορολογικός συντελεστής
- dep_t : Αποσβέσεις παγίων

- m : Ωφέλιμη διάρκεια ζωής συστήματος
- $F_{0,t}^W$: Παράγοντας προεξόφλησης
- i : Αναμενόμενο ποσοστό πληθωρισμού

Ισχύει:

$$F_{0,t}^W = \frac{1}{(1 + WACC)^t}$$

Όπου:

- WACC: Προεξοφλητικό επιτόκιο

Με βάση τα αποτελέσματα της μελέτης και για διαφορετικές τιμές του δείκτη WACC, προέκυψαν οι ακόλουθες τιμές του δείκτη LCOE :

	Nuclear (WACC=9%)	Nuclear (WACC=8%)	Coal (WACC=7%)	Gas (WACC=7%)
LCOE (\$/MWh)	107.10	95.40	67.40	66.90
Initial Investment	75.9%	72.7%	47.7%	15.0%
O&M	15.3%	17.3%	15.6%	10.0%
Fuel	8.4%	9.4%	36.7%	75.0%
Decommissioning	0.4%	0.6%	0.00%	0.00%
Total	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%

Πίνακας 2.18 - Ποσοστό κάθε κατηγορίας κόστους στον υπολογισμό του LCOE

WACC (%)	Nuclear	Coal	Gas
5	67.00	58.00	65.50
6	75.40	62.40	66.10
7	84.80	67.40	66.90
8	95.40	72.80	67.80
9	107.10	78.70	69.00
10	119.80	85.10	70.30

Πίνακας 2.19 - Τιμές LCOE σε \$/MWh για διαφορετικές τιμές της παραμέτρου WACC

WACC (%)	Nuclear	Coal	Gas
5	67.00	78.80	74.90
6	75.40	83.30	75.50
7	84.80	88.20	76.20
8	95.40	93.60	77.20
9	107.10	99.60	78.30
10	119.80	105.90	79.70

Πίνακας 2.20 - Τιμές LCOE σε \$/MWh για διαφορετικές τιμές της παραμέτρου WACC και κόστος εκπομπής CO₂ ίσο με 25 \$/tCO₂

Ακόμη, με βάση την τιμή του δείκτη LCOE και την τυπική απόκλιση, τα βέλτιστα χαρτοφυλάκια παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ήταν :

$LCOE_{nuc1}=107.10$	$\sigma_x=0.2$	$\sigma_x=0.3$	$\sigma_x=0.4$
LCOE	86.30	84.60	81.70
σ	13.3	18.6	25.4
W_{coal}	66.4%	43.0%	12.5%
W_{gas}	26.8%	46.4%	74.7%
W_{nuc1}	6.8%	10.6%	12.8%

Πίνακας 2.21 - Βέλτιστα χαρτοφυλάκια στην περίπτωση που το κόστος παραγωγής πυρηνικής ενέργειας είναι ίσο με 107.1 \$/MWh

$LCOE_{nuc1}=95.40$	$\sigma_x=0.2$	$\sigma_x=0.3$	$\sigma_x=0.4$
LCOE	86.30	84.60	81.70
σ	11.7	16.0	22.3
W_{coal}	39.8%	15.9%	0.0%
W_{gas}	32.6%	50.2%	71.6%
W_{nuc1}	27.6%	33.9%	28.4%

Πίνακας 2.22 - Βέλτιστα χαρτοφυλάκια στην περίπτωση που το κόστος παραγωγής πυρηνικής ενέργειας είναι ίσο με 95.4 \$/MWh

	$LCOE_{nuc1}=107.10$			$LCOE_{nuc1}=95.40$		
	$\sigma_x=0.2$	$\sigma_x=0.3$	$\sigma_x=0.4$	$\sigma_x=0.2$	$\sigma_x=0.3$	$\sigma_x=0.4$
LCOE	91.40	95.00	97.10	87.60	88.70	89.20
W_{coal}	50.0%	23.1%	4.9%	34.0%	9.9%	0.0%
W_{gas}	20.2%	24.9%	29.4%	27.9%	31.3%	32.1%
W_{nuc1}	29.8%	52.0%	65.7%	38.1%	58.8%	67.9%

Πίνακας 2.23 - Βέλτιστα χαρτοφυλάκια για τυπική απόκλιση χαρτοφυλακίου $\sigma = 10.0$

2.5 Κόστος Αιολικής Ενέργειας

Οι βασικές παράμετροι που καθορίζουν το κόστος της αιολικής ενέργειας είναι :

- **Κόστος Επένδυσης** : Το κόστος επένδυσης αντιπροσωπεύει όλα τα κόστη που προκύπτουν μία φορά κατά την εκκίνηση του έργου. Συμπεριλαμβάνεται το κόστος των ανεμογεννητριών (wind turbines), τα θεμέλια (foundations), η κατασκευή δρόμων (road construction) και η σύνδεση στο δίκτυο (grid connection). Το κόστος επένδυσης αποτελεί την βασική παράμετρο του κόστους της αιολικής ενέργειας και μπορεί να φθάσει το 80% του συνολικού κόστους του έργου σε όλη την διάρκεια ζωής του.
- **Ετήσια Κόστη** : Αναφέρεται στα κόστη που προκύπτουν κατά την ομαλή λειτουργία της εγκατάστασης, αφού έχει πλέον ολοκληρωθεί η κατασκευή της και τα οποία διαφέρουν από χρονιά σε χρονιά. Η πιο σημαντική παράμετρος των ετήσιων κοστών είναι το κόστος λειτουργίας και συντήρησης (Operation and Maintenance Costs – O&M) των ανεμογεννητριών. Συμπεριλαμβάνονται επίσης η ενοικίαση της γης (land rental), η ασφάλεια (insurance), οι φόροι (taxes) και η διαχείριση και διοίκηση (management and administration). Τα ετήσια κόστη είναι συνήθως χαμηλά και κυμαίνονται γύρω στο 20% της συνολικής επένδυσης.
- **Κόστος Χρηματοδότησης** : Το κόστος χρηματοδότησης διαφέρει από το κόστος κεφαλαίου και τα μεταβλητά κόστη, καθώς δεν επηρεάζεται από τα τεχνικά και επιχειρησιακά χαρακτηριστικά του έργου, αλλά από τον τρόπο χρηματοδότησής του. Ο τρόπος χρηματοδότησης που χρησιμοποιείται για την υποστήριξη της κατασκευής ενός αιολικού έργου, καθώς και τα αντίστοιχα επίπεδα χρέους (debt) και ιδίων κεφαλαίων (equity), διαφέρουν μεταξύ των χωρών. Ακόμη, οι αντίστοιχες αναμενόμενες αποδόσεις, είτε από χρέος είτε από εταιρείες παροχής επενδυτικών κεφαλαίων, διαφέρουν επίσης σημαντικά. Επιπλέον, η δομή του εταιρικού φόρου (corporate tax) κάθε χώρας, επηρεάζει τα συνολικά χρηματοοικονομικά έξοδα ενός αιολικού έργου.
- **Παραχθείσα Ηλεκτρική Ενέργεια** : Η ηλεκτρική ενέργεια, η οποία με τη σειρά της εξαρτάται από τις τοπικές κλιματολογικές συνθήκες (wind climate), τις τεχνικές προδιαγραφές της ανεμογεννήτριας (wind turbine technical specifications), τα χαρακτηριστικά της γεωγραφικής θέσης (site characteristics) και τις απώλειες στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (power generation reductions). Ο δείκτης που περιγράφει καλύτερα την ικανότητα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ενός αιολικού πάρκου είναι ο συντελεστής χωρητικότητας (capacity factor), ο οποίος εκφράζει το ποσοστό του χρόνου κατά τον οποίο ένα αιολικό πάρκο παράγει ηλεκτρική ενέργεια σε ένα αντιπροσωπευτικό έτος.
- **Επιτόκιο Προεξόφλησης και Οικονομική Διάρκεια Επένδυσης** : Οι δύο αυτοί παράγοντες εκφράζουν τον κίνδυνο του έργου (perceived risk), το νομοθετικό (regulatory) και επενδυτικό (investment) κλίμα σε κάθε χώρα και την

αποδοτικότητα εναλλακτικών επενδύσεων (profitability of alternative investments).

Στα αιολικά πάρκα, το κόστος των καυσίμων είναι μηδενικό. Αυτή είναι και η θεμελιώδης διαφορά μεταξύ της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από την αιολική ενέργεια και τις περισσότερες συμβατικές επιλογές παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Για παράδειγμα, σε μια μονάδα ηλεκτροπαραγωγής που χρησιμοποιεί φυσικό αέριο, το 40%-60% των κοστών σχετίζονται με το κόστος των καυσίμων και της λειτουργίας και συντήρησης, ενώ σε ένα χερσαίο αιολικό πάρκο, τα αντίστοιχα κόστη είναι περίπου στο 10% του συνολικού κόστους.

Από την άλλη πλευρά, το γεγονός ότι τα έργα αιολικής ενέργειας απαιτούν ένα σημαντικό επενδυτικό κεφάλαιο, επηρεάζει την οικονομική βιωσιμότητα των έργων. Ένας διαχειριστής θα πρέπει να έχει διαθέσιμο το μεγαλύτερο μέρος του απαιτούμενου κεφαλαίου (περίπου 80%) τη στιγμή που θα κτιστεί το αιολικό πάρκο. Επομένως η πρόσβαση σε κεφάλαιο και οι καλές συνθήκες αποπληρωμής είναι ουσιώδη παράγοντες. Μερικά έργα μπορούν να μην ξεκινήσουν λόγω της αδυναμίας χρηματοδότησης κατά τα αρχικά στάδια. Βέβαια, το χαρακτηριστικό πλεονέκτημα της αιολικής ενέργειας είναι το γεγονός ότι μετά την διαδικασία εγκατάστασης και δεδομένου ότι οι μετρήσεις της ταχύτητας του ανέμου ήταν ακριβείς, το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από την συγκεκριμένη τεχνολογία είναι προβλέψιμο. Αυτό μειώνει το συνολικό κίνδυνο ενός εταιρικού ή κρατικού χαρτοφυλακίου παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

Κόστος Επένδυσης

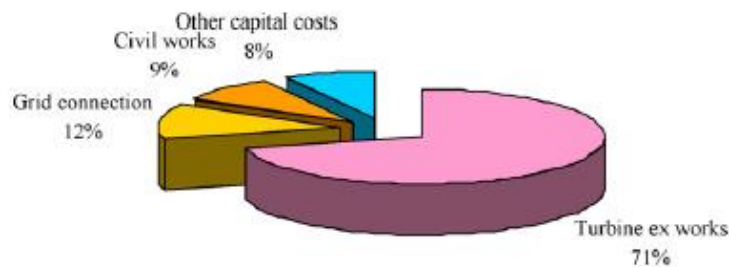
Τα κόστη επένδυσης μπορούν να διακριθούν σε διάφορες κατηγορίες:

- Το εργοστασιακό κόστος της ανεμογεννήτριας, το οποίο περιλαμβάνει την παραγωγή (production), τον πύργο (tower), τις λεπίδες (blades), τον μετασχηματιστή (transformer), την μεταφορά στην περιοχή και την εγκατάσταση.
- Το κόστος διασύνδεσης στο δίκτυο, το οποίο περιλαμβάνει τα καλώδια (cables), τον υποσταθμό (sub-station), τα συστήματα σύνδεσης και εκκένωσης ηλεκτρικής ενέργειας (connection and power evacuation systems) (όταν σχετίζονται ειδικά και κατασκευάζονται για χρήση σε αιολικά πάρκα)
- Το κόστος εργασίας, το οποίο συμπεριλαμβάνει την τοποθέτηση των θεμελίων (foundations) και την κατασκευή δρόμων και κτηρίων (road and building construction).
- Άλλα κόστη κεφαλαίου. Σε αυτά περιλαμβάνονται τα μηχανικά κόστη και κόστη ανάπτυξης (development and engineering costs), οι διαδικασίες αδειοδότησης (licensing procedures), οι παροχές συμβουλών και αδειών (consultancy and permits), SCADA (Εποπτεία, Έλεγχος και Συλλογή Δεδομένων, και τα συστήματα παρακολούθησης (monitoring systems).

Η αιολική ενέργεια είναι μια τεχνολογία υψηλής έντασης κεφαλαίου (capital-intensive technology). Επομένως, τα περισσότερα έξοδα προκύπτουν κατά το αρχικό στάδιο. Το κόστος επένδυσης μπορεί να φθάσει το 80% του συνολικού κόστους του έργου κατά τη

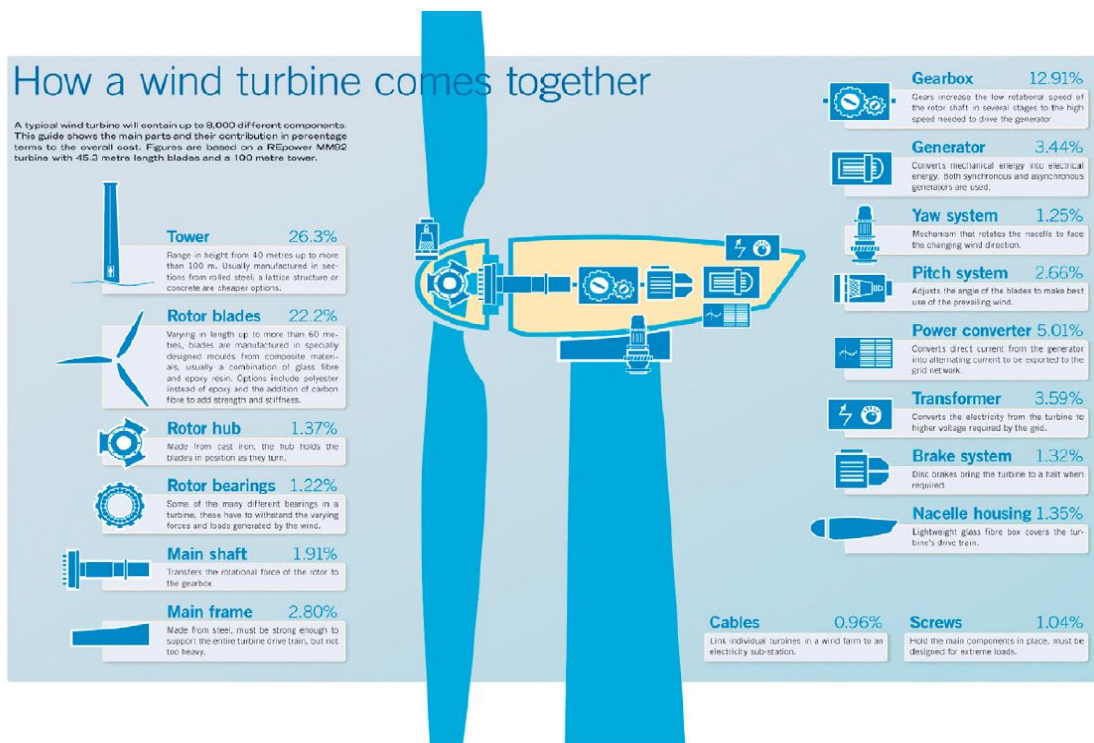
διάρκεια ζωής του, με το ποσοστό αυτό να μεταβάλλεται ανάλογα με τον μοντέλο, την ενεργειακή αγορά και την τοποθεσία. Η ανεμογεννήτρια συμβάλλει στο μεγαλύτερο μερίδιο του κόστους επένδυσης, με την διασύνδεση στο δίκτυο να ακολουθεί.

Το κόστος επένδυσης μπορεί να διαφέρει ανάλογα με τη χώρα. Αυτό οφείλεται σε παράγοντες όπως τα μικρότερα κόστη εργασίας σε ορισμένες αναπτυσσόμενες χώρες, ο βαθμός ανταγωνισμού σε μια συγκεκριμένη ενεργειακή αγορά, η διαπραγματευτική δύναμη των παραγόντων της αγοράς, η εθνική νομοθεσία σχετικά με τα χαρακτηριστικά της ανεμογεννήτριας, η απόσταση των απαιτούμενων διασυνδέσεων (συμπεριλαμβάνεται η πιθανότητα να απαιτείται η χρηματοδότηση για την αναβάθμιση του δικτύου) και η έκταση των εργασιών που απαιτούνται (εξαρτώνται από την προσβασιμότητα και τα γεωγραφικά χαρακτηριστικά της περιοχής εγκατάστασης).



Σχήμα 2.12 – Ανάλυση κόστους επένδυσης για αιολικά έργα στην Ευρώπη

Πηγή : M.I.Blanco – The economics of wind energy



Σχήμα 2.13 – Ανάλυση εργοστασιακού κόστους μιας ανεμογεννήτριας των 5 MW της RE Power

Πηγή : Wind Directions, January/February 2007

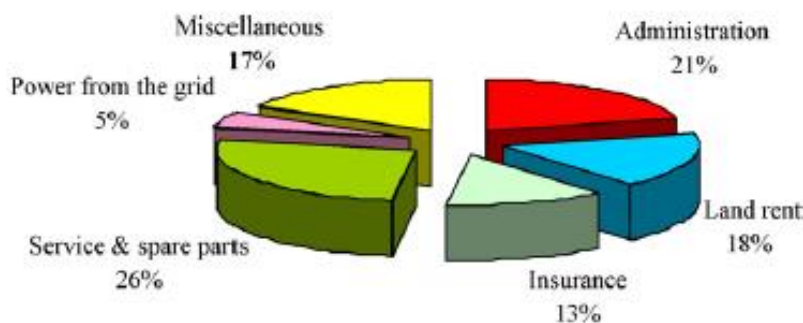
Ετήσιο Κόστος

Οι ανεμογεννήτριες, όπως και κάθε άλλος βιομηχανικός εξοπλισμός, απαιτεί κόστη λειτουργίας και συντήρησης (O&M), τα οποία και αποτελούν το μεγαλύτερο μερίδιο στα συνολικά ετήσια έξοδα. Βέβαια, το μέγεθος αυτό είναι σημαντικά χαμηλότερο σε σχέση με τις συμβατικές τεχνολογίες ηλεκτροπαραγωγής που βασίζονται στα ορυκτά καύσιμα.

Τα πιο σημαντικά ετήσια κόστη μιας επένδυσης σε αιολική ενέργεια είναι:

- Κόστος λειτουργίας και συντήρησης. Σε αυτό συμπεριλαμβάνονται και τα κόστη επισκευής, ανταλλακτικών και συντήρησης της ηλεκτρολογικής εγκατάστασης.
- Κόστος ενοικίασης γης και υποσταθμού.
- Κόστος ασφάλισης και φορολογία.
- Κόστος διαχείρισης και διοίκησης. Σε αυτό συμπεριλαμβάνονται οι έλεγχοι, οι δραστηριότητες της διαχείρισης, οι υπηρεσίες πρόβλεψης και τα απομακρυσμένα μέτρα ελέγχου (remote control measures).

Τα ετήσια κόστη παρουσιάζουν μεγάλες αποκλίσεις μεταξύ διαφορετικών χωρών, περιφερειών και τοποθεσιών. Μία από τις προτεραιότητες των κατασκευαστών ανεμογεννητριών, είναι η μείωση του ετήσιου κόστους και συγκεκριμένα των κοστών που σχετίζονται με τη λειτουργία και συντήρηση, μέσω της ανάπτυξης νέων σχεδίων ανεμογεννητριών που απαιτούν λιγότερες επισκέψεις για συντήρηση, με αποτέλεσμα την ύπαρξη μεγαλύτερης παραγωγικότητας της τουρμπίνας. Αξίζει να σημειωθεί ότι ο χρόνος μη λειτουργίας (downtime) των ανεμογεννητριών είναι μικρότερος από 2% ετησίως.

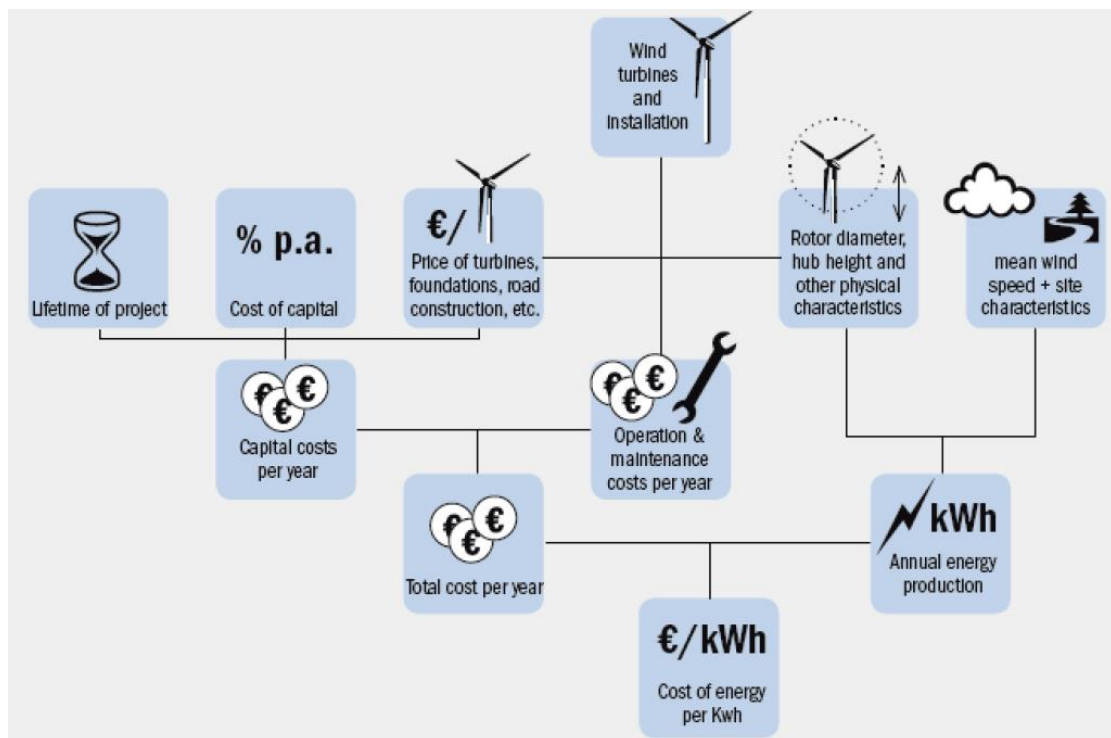


Σχήμα 2.14 – Ανάλυση ετήσιου κόστους

Πηγή : M.I.Blanco – *The economics of wind energy*

Το τοπικό αιολικό δυναμικό είναι κατά μακράν ο πιο σημαντικό παράγοντας που επηρεάζει την οικονομική αποδοτικότητα των επενδύσεων σε αιολική ενέργεια και εξηγεί και τις διαφορές που παρουσιάζονται στο κόστος ανά kWh μεταξύ διαφορετικών χωρών και έργων. Όπως μια αντλία πετρελαίου είναι άχρηστη χωρίς ένα μεγάλο κοίτασμα πετρελαίου, έτσι και μια ανεμογεννήτρια είναι άχρηστη χωρίς ένα ισχυρό τοπικό αιολικό δυναμικό.

Η σωστή επιλογή της τοποθεσίας μιας ανεμογεννήτριας είναι ζωτικής σημασίας για την οικονομική αποδοτικότητα οποιουδήποτε αιολικού έργου. Είναι ευρέως αποδεκτό ότι κατά τα αρχικά στάδια της σύγχρονης αιολικής βιομηχανίας (1975-1985), η ανάπτυξη μιας μεθοδολογίας για την εύρεση του Ευρωπαϊκού Αιολικού Άτλαντα (European Wind Atlas Methodology) ήταν πιο σημαντική για την αύξηση της παραγωγικότητας, παρά η πρόοδος στην αποτελεσματική σχεδίαση των ανεμογεννητριών. Οι ανεμογεννήτριες, των οποίων το μέγεθος και τα χαρακτηριστικά προσαρμόζονται ώστε να εξυπηρετούν καλύτερα τα παρατηρούμενα αιολικά χαρακτηριστικά της εκάστοτε περιοχής, χωροθετούνται μετά από προσεκτικούς υπολογισμούς υπολογιστικών μοντέλων, σύμφωνα με την τοπική τοπογραφία και τις μετρήσεις των εθνικών μετεωρολογικών υπηρεσιών.



Σχήμα 2.15 – Διάφοροι παράμετροι που περιλαμβάνονται στην εκτίμηση του κόστους της αιολικής ενέργειας

Πηγή *The Economics of Wind Energy, EWEA Report 2009*

2.6 Γεωγραφική Διαφοροποίηση

Τον Ιανουάριο του 2007 η Ευρωπαϊκή Επιτροπή (European Commission) υπέβαλε ένα σύνολο μεσοπρόθεσμων στόχων για την επιτάχυνση της μετάβασης προς μια οικονομία χαμηλών εκπομπών (low carbon economy), συμπεριλαμβανόμενης της μείωσης κατά 20% των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα μέχρι το 2020 και αύξηση ποσοστού συμμετοχής των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην τελική ενεργειακή κατανάλωση σε 20% μέχρι το 2020. Ο τομέας της ενέργειας θα φέρει πιθανότατα ένα δυσανάλογο μερίδιο του βάρους λόγω της περιορισμένης χρήσης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στους υπόλοιπους τομείς. Επομένως ο στόχος του 2020, μεταφράζεται σε ποσοστό συμμετοχής 30-40% των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο μείγμα ηλεκτροπαραγωγής μέχρι το 2020.

Μεταξύ των διαφορετικών ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, η ανάπτυξη της χρήσης της αιολικής ενέργειας αναμένεται να αντιπροσωπεύσει ένα μεγάλο μερίδιο της αύξησης του ποσοστού συμμετοχής των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, για την εκπλήρωση του στόχου του 2020. Η αιολική ενέργεια είναι η ταχύτερα αναπτυσσόμενη πηγή ανανεώσιμης ηλεκτρικής ενέργειας τα τελευταία χρόνια στην Ευρώπη και αποτελούσε το 4% της συνολικής Ευρωπαϊκής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας το 2007.

Ο βασικός στόχος της αξιοποίησης της αιολικής ενέργειας έγκειται στην οικονομική, βιώσιμη και φιλική προς το περιβάλλον αντικατάσταση των συμβατικών πηγών ενέργειας, όπως τα ορυκτά καύσιμα και η πυρηνική ενέργεια. Ωστόσο, τέτοιες φιλοδοξίες απαιτούν την εγκατάσταση αιολικών πάρκων μεγάλης κλίμακας, προκειμένου να επηρεαστούν σημαντικά οι εθνικές οικονομίες. Πολλές ανεπτυγμένες χώρες έχουν ήδη δεσμευτεί με πολιτικές οι οποίες ευνοούν την υψηλή διείσδυση της αιολικής ενέργειας στα ενεργειακά χαρτοφυλάκια, θέτοντας στόχους που πρέπει να επιτευχθούν στις δεκαετίες που έρχονται.

Ωστόσο, από τη σκοπιά του σχεδιασμού του συστήματος, το ζήτημα περιπλέκεται λόγω της διαλείπουσας φύσης του ίδιου του ανέμου, της έλλειψης ενός αποτελεσματικού και οικονομικού τρόπου αποθήκευσης της αιολικής ενέργειας και της περιφερειακής διαφοροποίησης ως προς τα μοτίβα παραγωγής αιολικής ενέργειας. Η διαλείπουσα φύση της αιολικής ενέργειας, έχει επιπτώσεις τόσο στο κόστος ενσωμάτωσης της αιολικής ενέργειας στο ηλεκτρικό σύστημα (“balancing costs”), όσο και στα κόστη που σχετίζονται με τη διατήρηση ενός ικανοποιητικού επιπέδου αξιοπιστίας του συστήματος (“backup costs”).

Το πρόβλημα αυτό καλείται να αντιμετωπίσει η γεωγραφική διαφοροποίηση των αιολικών πάρκων. Δηλαδή, η τοποθέτηση ανεμογεννητριών σε διεσπαρμένες μεταξύ τους τοποθεσίες και όχι όλες μαζί, γύρω από ένα κεντρικό σημείο. Η ιδέα βασίζεται στο ότι η γεωγραφική διαφοροποίηση των αιολικών πάρκων, μπορεί να μειώσει τη μεταβλητότητα που παρουσιάζεται στην αιολική παραγωγή, λόγω της διαλείπουσας φύσης του ανέμου, και παράλληλα η αιολική παραγωγή να γίνει πιο προβλέψιμη.

Υπάρχει μεγάλη διαφοροποίηση του αιολικού δυναμικού μεταξύ διαφορετικών περιοχών και χωρών. Η διαφοροποίηση αυτή είναι τέτοια, που θα υπήρχαν οφέλη από μια συντονισμένη πολιτική ανάπτυξης αιολικών πάρκων μεταξύ διαφορετικών χωρών, ώστε να αξιοποιηθούν οι περιοχές με το καλύτερο αιολικό δυναμικό. Επομένως, για την βέλτιστη ανάπτυξη της αιολικής ενέργειας σε επίπεδο χωρών, θα πρέπει να ληφθεί υπόψη η περιφερειακή διαφοροποίηση του αιολικού δυναμικού και η μείωση του συντελεστή συσχέτισης μεταξύ των αιολικών πάρκων, καθώς η απόσταση μεταξύ αυτών των αιολικών πάρκων αυξάνει.

Καθώς η απόσταση μεταξύ των αιολικών πάρκων αυξάνει, έχει παρατηρηθεί ότι οι βαθμοί συσχέτισης της ταχύτητας του ανέμου μεταξύ διαφορετικών αιολικών πάρκων, αρχίζουν να μειώνονται. Οι χαμηλοί συντελεστές συσχέτισης μεταξύ διαφορετικών αιολικών πάρκων είναι κάτι το επιθυμητό, καθώς περιορίζεται η μεταβλητότητα της συνολικής παραγωγής αιολικής ενέργειας. Αυτό επιτυγχάνεται κυρίως λόγω του γεγονότος ότι οι μεταβολές της αιολικής ενέργειας σε ένα μέρος της χώρας, μπορούν να αντισταθμίσουν τις μεταβολές της αιολικής ενέργειας σε ένα άλλο μέρος της χώρας. Για παράδειγμα, παρατηρήθηκε από τον Holttinen (2004), ότι τα σφάλματα στην πρόβλεψη της παραγωγής αιολικής ενέργειας μειωνόταν κατά 9%, όταν οι προβλέψεις γίνονταν για το σύνολο της Δανίας, σε σχέση με την πραγματοποίηση ξεχωριστών προβλέψεων για το Ανατολικό και Δυτικό τμήμα της Δανίας.

Ο ρόλος που παίζουν οι τιμές των συντελεστών συσχέτισης μεταξύ διαφορετικών αιολικών πάρκων είναι ο ακόλουθος:

- *Θετικοί συντελεστές συσχέτισης* : Αιολικά πάρκα που παρουσιάζουν παρόμοια μοτίβα ανέμου, συμπεριφέρονται με παρόμοιο τρόπο. Δηλαδή, μια πτώση στην ταχύτητα του ανέμου θα οδηγήσει σε μείωση στην παγκόσμια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.
- *Αρνητικοί (και μηδενικοί) συντελεστές συσχέτισης* : Αιολικά πάρκα που έχουν αντίθετα ή ανεξάρτητα μοτίβα ανέμων, θα αντισταθμίζουν το ένα το άλλο. Δηλαδή, η συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας θα παραμένει συνεχώς σταθερή γύρω από μια μέση τιμή. Όσο πιο μικρός είναι ο συντελεστής συσχέτισης μεταξύ δύο στατιστικών χρονοσειρών, τόσο μεγαλύτερη θα είναι η σταθερότητα και η αξιοπιστία.

Επομένως, η εκμετάλλευση περιοχών με μηδενικούς και αρνητικούς συντελεστές συσχέτισης είναι προτιμότερη, καθώς με αυτό τον τρόπο μπορεί να επιτευχθεί σταθερότητα και αξιοπιστία στην συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από αιολικά πάρκα.

Στο κομμάτι της γεωγραφικής διαφοροποίησης των αιολικών πάρκων, είτε στο επίπεδο μιας χώρας, είτε στο επίπεδο διαφορετικών χωρών, έχουν πραγματοποιηθεί διάφορες μελέτες:

Ο Giebel (2000), μελέτησε το βαθμό συσχέτισης της παραγωγής αιολικής ενέργειας στην Βόρεια Ευρώπη, καθώς και το βαθμό στον οποίο η γεωγραφική διαφοροποίηση της τοποθέτησης αιολικών πάρκων βοηθά στην εξομάλυνση της συνολικής παραγωγής. Με βάση τα αποτελέσματα της μελέτης, ο βαθμός στον οποίο μεταβάλλεται ο συντελεστής συσχέτισης σε σχέση με την μεταβολή της απόστασης διαφέρει από χώρα σε χώρα. Για παράδειγμα, στη Σουηδία ο συντελεστής συσχέτισης μειώνεται με μεγαλύτερο ρυθμό ανάλογα με την αύξηση της απόστασης, σε σχέση με την Νορβηγία. Ακόμη, παρατήρησε ότι η παραγωγή αιολικής ενέργειας από αιολικά πάρκα τα οποία έχουν απόσταση μεταξύ τους μεγαλύτερη των 15000km, είναι σχεδόν ασυσχέτιστη. Ο Giebel κατέληξε στο συμπέρασμα ότι η κατανομή της αιολικής παραγωγής σε μια περιοχή όπως η Βόρεια Ευρώπη έχει μεγάλα οφέλη για την συνέχεια του εφοδιασμού και ότι η πρόσθετη κατανομή αιολικής ισχύος στην Βόρεια Γερμανία και την Πολωνία δεν συμβάλει ιδιαίτερος στην εξομάλυνση της αιολικής παραγωγής. Τέλος, ο Giebel παρατήρησε ότι η συνολική ετήσια αιολική παραγωγή ολόκληρης της περιοχής της Βόρειας Ευρώπης μεταβάλλεται $\pm 15\%$ από χρόνο σε χρόνο.

Ο Sinden (2007) μελέτησε τον τρόπο με τον οποίο η γεωγραφική διαφοροποίηση στην τοποθέτηση αιολικών πάρκων στο Ηνωμένο Βασίλειο, μπορεί να σταθεροποιήσει την αιολική παραγωγή σε ένα επίπεδο. Με βάση τα αποτελέσματα της μελέτης που προέκυψαν από τη συλλογή δεδομένων από 2080 χειρσαία αιολικά πάρκα, ο συντελεστής συσχέτισης μεταξύ των αιολικών πάρκων μειώνεται, καθώς μεγαλώνει η απόσταση μεταξύ τους. Το φαινόμενο αυτό είναι ιδιαίτερα αισθητό όταν η απόσταση μεταξύ δύο διαδοχικών αιολικών πάρκων είναι μεγαλύτερη από 600km, όπου ο συντελεστής συσχέτισης είναι πλέον μικρότερος του 0.3.

Μέσω της γεωγραφικής διαφοροποίησης, επιτυγχάνεται η μείωση στη διακύμανση της συνολικής παραχθείσας αιολικής ενέργειας από αιολικά πάρκα στο Ηνωμένο Βασίλειο. Μία από τις επιπτώσεις της εξομάλυνσης που προκύπτει από την αξιοποίηση της σχέσης απόστασης-συσχέτισης, είναι ότι η αλλαγή στο επίπεδο της παραγόμενης αιολικής ενέργειας από αιολικά πάρκα του Ηνωμένου Βασιλείου θα είναι λιγότερη ευαίσθητη στις αλλαγές της μέσης ταχύτητας του ανέμου στο Ηνωμένο Βασίλειο, από ότι θα αναμενόταν από την καμπύλη ισχύος εξόδου μίας ανεμογεννήτριας.

Οι Drake και Hubacek (2007) μελέτησαν τα οφέλη από την τοποθέτηση 2.7 GW αιολικής ενέργειας σε τέσσερις διαφορετικές περιοχές στο Ηνωμένο Βασίλειο, σε αντίθεση με την τοποθέτηση και των 2.7 GW σε μία περιοχή και μόνο του Ηνωμένου Βασιλείου. Το συμπέρασμα ήταν ότι η τοποθέτηση της διαθέσιμης αιολικής ισχύος σε τέσσερις διαφορετικές περιοχές, πέτυχε μείωση στο συνολικό ρίσκο του χαρτοφυλακίου της τάξης του 36%, αν και η μέση παραγωγή αιολικής ενέργειας μειώθηκε κατά 9.2%. Ακόμη, παρατηρήθηκε ότι για αιολικά πάρκα στο Ηνωμένο Βασίλειο, η ωριαία συσχέτιση μεταξύ τους μειώνεται κατά 0.1 για αποστάσεις μεγαλύτερες των 120km.

Οι Adams και Cadieux (2009) χρησιμοποιώντας τα αιολικά δεδομένα του Οντάριο (Καναδάς), πραγματοποίησαν μελέτη που ποσοτικοποιεί τα οφέλη από την τοποθέτηση αιολικών πάρκων σε διαφορετικές γεωγραφικά περιοχές, με στόχο την μείωση της

μεταβλητότητας και την σταθεροποίηση της συμβολής της αιολικής ενέργειας στην συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

Οι μετρήσεις που παρουσιάστηκαν, και οι οποίες βασίζονται στην αιολική παραγωγή από αιολικά πάρκα κοντά και μέσα στο Οντάριο, δείχνουν ότι απαιτούνται αποστάσεις μεταξύ αιολικών πάρκων άνω των 250km ώστε οι ωριαίες συσχετίσεις παραγωγής να μειωθούν στο 50%, ενώ για τις ημερήσιες συσχετίσεις παραγωγής απαιτούνται αποστάσεις άνω των 350km ώστε να μειωθούν στο 50%. Ακόμη, τα αποτελέσματα της μελέτης έδειξαν ότι οι συντελεστές συσχέτισης θα παραμείνουν θετικοί ακόμα και για αποστάσεις άνω των 800km και δεν πρόκειται να πάρουν αρνητικές τιμές για πιθανές αποστάσεις εντός της επαρχίας του Οντάριο. Τα ελαφρά οφέλη που προκύπτουν από την γεωγραφική διαφοροποίηση παρουσιάζονται με την πρόσθεση ενός μεγάλου αιολικού πάρκου σε μια ήδη υπάρχουσα ομάδα αιολικών πάρκων ίσης δυναμικότητας, σε απόσταση μεγαλύτερη των 360km. Με βάση τα αποτελέσματα, η τυπική απόκλιση της παραγωγής αιολικής ενέργειας μειώθηκε κατά 2.7%. Παρόμοια αποτελέσματα παρουσιάζονται και σε άλλες μελέτες που έχουν πραγματοποιηθεί στην Ευρώπη, αν και η απόσταση φαίνεται να είναι λιγότερη αποτελεσματική στην μείωση της διακύμανσης της παραγωγής του Οντάριο σε σχέση με την Ευρώπη.

Από τα αποτελέσματα αυτά, οι συγγραφείς συμπεραίνουν ότι η τοποθέτηση αιολικών πάρκων σε διαφορετικές γεωγραφικές τοποθεσίες, επιτυγχάνει τη μείωση στη διακύμανση για ένα δεδομένο αριθμό εγκατεστημένης αιολικής ισχύος. Επομένως, για να επιτευχθεί ο στόχος της μεγιστοποίησης της συμβολής της αιολικής ενέργειας στο μείγμα ηλεκτρικής ενέργειας του Οντάριο, ελαχιστοποιώντας παράλληλα της επιπτώσεις στο δίκτυο, οποιαδήποτε νέα δυναμικότητα αιολικής ισχύος θα πρέπει να εγκαθίσταται μακριά από άλλα αιολικά πάρκα.

Ο Degeilh (2009) μελέτησε τη γεωγραφική διαφοροποίηση και των οφελών που προκύπτουν από αυτήν, ως προς την αναζήτηση μιας πιο σταθερής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, σε συστήματα που βασίζονται στην αιολική ενέργεια. Ακόμη, η μελέτη παρουσιάζει μια γενική μέθοδο για την μείωση της συνολικής διακύμανσης στην παραγωγή ενέργειας από αιολικά πάρκα, μέσω της βέλτιστης κατανομής ενός προκαθορισμένου αριθμού ανεμογεννητριών, σε ένα προκαθορισμένο αριθμό περιοχών, όπου τα μοτίβα του ανέμου είναι στατιστικώς γνωστά. Μελετήθηκαν δύο ξεχωριστά σύνολα περιοχών. Ένα σύνολο όπου οι περιοχές παρουσιάζουν υψηλό θετικό βαθμό συσχέτισης μεταξύ τους και ένα σύνολο ασυσχέτιστων μεταξύ τους περιοχών. Με βάση τα αποτελέσματα της μελέτης, ο βαθμός συσχέτισης έχει σημαντική επίδραση στην αξιοπιστία του συστήματος και οι ασυσχέτιστες (και αρνητικά συσχετισμένες) περιοχές θα πρέπει να προτιμώνται κατά την σχεδίαση και εγκατάσταση μεγάλων αιολικών πάρκων. Με αυτό τον τρόπο, εξομαλύνεται η παγκόσμια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και επομένως γίνεται πιο προβλέψιμη.

Οι Roques et al. (2010) μελέτησαν του τρόπο με τον οποίο η γεωγραφική διαφοροποίηση στην τοποθέτηση αιολικών πάρκων, μπορεί να εξομαλύνει τις διακυμάνσεις στην παραγωγή της αιολικής ενέργειας και να μειώσει τις δαπάνες που σχετίζονται με την εξισορρόπηση και αξιοπιστία του συστήματος. Μελετήθηκαν συνολικά 5 Ευρωπαϊκές

χώρες : Αυστρία, Δανία, Γαλλία, Γερμανία και Ισπανία, και εφαρμόστηκε η θεωρία χαρτοφυλακίου για τον προσδιορισμό των βέλτιστων χαρτοφυλακίων cross-country, που ελαχιστοποιούν τη συνολική διακύμανση της παραχθείσας ηλεκτρικής ενέργειας για ένα δεδομένο επίπεδο παραγωγής. Εξετάστηκαν δύο διαφορετικά σενάρια. Στο 1^ο σενάριο, στόχος ήταν η ελαχιστοποίηση της συνολικής διακύμανσης της παραχθείσας αιολικής ενέργειας, ενώ στο 2^ο σενάριο στόχος ήταν η μεγιστοποίηση της συμβολής της αιολικής ενέργειας στην αξιοπιστία του συστήματος κατά τις ώρες αιχμής.

Ακόμη, η μελέτη απέδειξε ότι οι περιορισμοί στο δίκτυο μεταφοράς και στην διαθεσιμότητα αιολικού δυναμικού, μπορούν να μειώσουν σημαντικά τα οφέλη της γεωγραφικής διαφοροποίησης των αιολικών πάρκων σε διαφορετικές χώρες. Επομένως, η αφαίρεση των διασυνοριακών περιορισμών και η βελτίωση του συνόλου της Ευρωπαϊκής αγοράς, πρέπει να είναι προτεραιότητα ώστε να καταστεί δυνατή η βέλτιστη ανάπτυξη των αιολικών πάρκων μεταξύ των Ευρωπαϊκών χωρών.

Οι Degeilh και Singh (2011) πρότειναν μια γενική μέθοδο σχεδιασμού της τοποθέτησης αιολικών πάρκων, με στόχο την ελαχιστοποίηση της συνολικής διακύμανσης της παραχθείσας αιολικής ενέργειας, μέσω της βέλτιστης κατανομής ενός προκαθορισμένου αριθμού ανεμογεννητριών σε ένα προκαθορισμένο αριθμό τοποθεσιών. Στόχος είναι η διευκόλυνση της υψηλής διείσδυσης της αιολικής ενέργειας στην ενεργειακή αγορά, μέσω της παραγωγής μιας σταθερής συνολικής ισχύος. Εξετάστηκε αν είναι δυνατόν να επωφεληθούμε από τα διαφορετικά μοτίβα της ταχύτητας του ανέμου σε διαφορετικές τοποθεσίες, ώστε να εξισορροπηθεί η παγκόσμια παραγωγή αιολικής ενέργειας, ελέγχοντας παράλληλα το συνολικό κόστος μέσω της προεπιλογής του συνολικού αριθμού των ανεμογεννητριών που θα χρησιμοποιηθούν. Για το σκοπό αυτό εξετάστηκαν δύο σύνολα από επτά περιοχές το καθένα, για ένα σύνολο 40 ανεμογεννητριών.

Το πρώτο σύνολο χαρακτηριζόταν από περιοχές που έχουν θετική συσχέτιση μεταξύ τους, ενώ το δεύτερο σύνολο χαρακτηριζόταν από περιοχές που παρουσιάζονται ως εντελώς ασυσχέτιστες μεταξύ τους. Με βάση τα αποτελέσματα της έρευνας, η συνολική παραγωγή ισχύος παρουσιάζεται πιο σταθερή όταν αξιοποιούνται οι περιοχές του δεύτερου συνόλου, δηλαδή όταν οι ανεμογεννήτριες τοποθετούνται σε περιοχές που είναι μηδενικά ή και αρνητικά συσχετισμένες μεταξύ τους. Τέλος, τα αποτελέσματα της μελέτης έδειξαν ότι η γεωγραφική διαφοροποίηση των αιολικών πάρκων θα πρέπει να πραγματοποιηθεί σε εθνικό επίπεδο, προκειμένου να επωφεληθούμε από όσα διαφορετικά μοτίβα ανέμων χρειάζεται.

Ο Chaves-Schwintek (2011) παρουσίασε τη προοπτική της γεωγραφικής διαφοροποίησης στην μείωση των κινδύνων που σχετίζονται με την διαθεσιμότητα του αιολικού δυναμικού. Για το σκοπό αυτό, μελετήθηκαν δύο διαφορετικά χαρτοφυλάκια. Το πρώτο χαρτοφυλάκιο αποτελούνταν από εννέα αιολικά πάρκα (συνολικής δυναμικότητας 697 MW), τα οποία βρισκόταν σε πέντε διαφορετικές χώρες : Γαλλία, Σουηδία, Πολωνία, Τουρκία και Βραζιλία. Το δεύτερο χαρτοφυλάκιο αποτελούνταν από εννέα αιολικά πάρκα (συνολικής δυναμικότητας 75 MW), τα οποία βρισκόταν στην Γερμανία.

Στο διεθνές χαρτοφυλάκιο, οι προβλεπόμενες ταχύτητες του ανέμου είχαν χαμηλή συσχέτιση από περιοχή σε περιοχή. Για παράδειγμα, οι προβλεπόμενες ταχύτητες ανέμου στην Βραζιλία είχαν συσχέτιση με τις προβλεπόμενες ταχύτητες ανέμου στην Σουηδία, της τάξης του 2%. Αντίθετα, οι συσχετίσεις μεταξύ διαφορετικών αιολικών πάρκων στην Γερμανία είχαν υψηλή θετική τιμή. Επομένως, όσο μεγαλύτερη είναι η απόσταση μεταξύ δύο αιολικών πάρκων, τόσο μικρότερος είναι και ο συντελεστής συσχέτισης. Με βάση τα αποτελέσματα της μελέτης, ο Chaves-Schwintecκ κατέληξε στο συμπέρασμα ότι στο διεθνές χαρτοφυλάκιο η μείωση του κινδύνου λόγω της γεωγραφικής διαφοροποίησης ήταν της τάξης του 35%, ενώ στην περίπτωση του χαρτοφυλακίου της Γερμανίας, η αντίστοιχη μείωση ήταν της τάξης του 1.2%. Επομένως, για την πλήρη αξιοποίηση των οφελών που προκύπτουν από την γεωγραφική διαφοροποίηση των αιολικών πάρκων, θα πρέπει η τοποθέτηση των αιολικών πάρκων να γίνεται σε επίπεδο μεταξύ χωρών και όχι εντός των συνόρων μίας και μόνο χώρας.

Ο Diakon (2012) μελέτησε τον τρόπο με τον οποίο η γεωγραφική διαφοροποίηση αιολικών και φωτοβολταϊκών πάρκων μπορεί να μειώσει τη συνολική διακύμανση στην παραγωγή και επομένως να επιτραπεί σε αυτές τις τεχνολογίες, να έχουν μεγαλύτερη συμβολή στην κάλυψη της ζήτησης. Με βάση τα στοιχεία που συγκέντρωσε από δεκάδες χιλιάδες περιοχές της Αμερικής, ο Diakon κατασκεύασε ένα θεωρητικό μοντέλο για την εύρεση της καλύτερης γεωγραφικής κατανομής των αιολικών και φωτοβολταϊκών πάρκων για την κάλυψη της ζήτησης στην Αμερικής, χωρίς να ληφθούν υπόψη οι περιορισμοί στο δίκτυο μεταφοράς.

Ο Rao (2012) μελέτησε τη γεωγραφική διαφοροποίηση σε αιολικά και φωτοβολταϊκά πάρκα, με στόχο την μείωση της διακύμανσης της αναμενόμενης παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, σύμφωνα με τη θεωρία χαρτοφυλακίου. Για το σκοπό αυτό μελετήθηκαν κυρίως περιοχές στο Τέξας (Αμερική) και κάποιες γειτονικές στο Τέξας περιοχές. Η μελέτη αυτή είχε ως στόχο να μετρήσει τους δείκτες αξιοπιστίας, ώστε να υπολογιστεί η μείωση στη συνολική διακύμανση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από γεωγραφικά διεσπαρμένα αιολικά και φωτοβολταϊκά πάρκα, σε σχέση με την απόσταση μεταξύ τους. Η εργασία αυτή, δεν είχε ως στόχο την επίτευξη της μείωσης του συνολικού κόστους του συστήματος, αλλά επικεντρώθηκε στην επίδραση που έχουν οι συντελεστές συσχέτισης στην αξιοπιστία του συστήματος. Με αυτό τον τρόπο επιτυγχάνεται η εξέταση των ανεξάρτητων οφελών που προκύπτουν από την γεωγραφική διαφοροποίηση μεταξύ περιοχών που έχουν χαμηλή συσχέτιση μεταξύ τους λόγω απόστασης.

Με βάση τα αποτελέσματα της μελέτης, τα οφέλη της γεωγραφικής διαφοροποίησης αυξάνονται όταν λαμβάνονται υπόψη και περιοχές εκτός του Τέξας. Το βέλτιστο όφελος προκύπτει για μέσες αποστάσεις μεταξύ των περιοχών, περίπου 500 μίλια. Οποιαδήποτε μεγαλύτερη απόσταση οδηγεί σε ελάχιστη βελτίωση της αξιοπιστίας του συστήματος, καθώς τα κόστη μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας για αποστάσεις μεγαλύτερες των 500 μιλίων είναι πολύ μεγάλα.

Οι Naughton et al. (2013) μελέτησαν την αποτελεσματικότητα της γεωγραφικής διαφοροποίησης στην τοποθέτηση αιολικών πάρκων μεταξύ του Κολοράντο και του Ουαϊόμινγκ, στην Αμερική. Με βάση τα αποτελέσματα της μελέτης, προέκυψε ότι η

χρήση περιοχών που έχουν διαφορετικά αιολικά χαρακτηριστικά, οδηγεί σε σημαντική μείωση της διακύμανσης της αιολικής παραγωγής. Ακόμη, προέκυψε ότι δύο παράγοντες επηρεάζουν την τιμή του συντελεστή συσχέτισης. Αρχικά, η απόσταση μεταξύ των περιοχών και στη συνέχεια το αν οι περιοχές βρίσκονται σε πεδιάδες ή βουνά (τοπογραφικά χαρακτηριστικά). Λαμβάνοντας υπόψη τους συντελεστές συσχέτισης μεταξύ περιοχών του Κολοράντο, παρατηρήθηκε ότι οι συντελεστές συσχέτισης παίρνουν, όπως ήταν και αναμενόμενο, υψηλές θετικές τιμές (>0.53 και κυρίως στο εύρος $0.7-0.8$). Σε αντίθεση, λαμβάνοντας υπόψη ζεύγη περιοχών, όπου η μία είναι στο Κολοράντο και η άλλη στο Ουαϊόμινγκ, οι συντελεστές συσχέτισης παίρνουν πολύ χαμηλότερες τιμές (<0.53 και κυρίως στο εύρος $0.2-0.3$), με αποτέλεσμα να υπάρχει καλή διαφοροποίηση μεταξύ αυτών των περιοχών. Ακόμη, οι χαμηλές τιμές οφείλονται και στο γεγονός ότι οι περιοχές του Κολοράντο χαρακτηρίζονται από πεδιάδες, ενώ του Ουαϊόμινγκ από βουνά. Επομένως, ο συνδυασμός αιολικής παραγωγής εν μέρει στο Κολοράντο και εν μέρει στο Ουαϊόμινγκ είναι ο βέλτιστος. Η αξιοποίηση της γεωγραφικής διαφοροποίησης σε κάθε περίπτωση που μελετήθηκε, οδήγησε σε μείωση της μεταβλητότητας της αιολικής παραγωγής κατά 33%.

Επίσης, οι ίδιοι συγγραφείς (2013), μελέτησαν την αποτελεσματικότητα της γεωγραφικής διαφοροποίησης στην τοποθέτηση αιολικών πάρκων μεταξύ της Καλιφόρνιας και του Ουαϊόμινγκ, στην Αμερική. Τα αποτελέσματα της μελέτης τους ήταν παρόμοια με αυτά που προέκυψαν για την περίπτωση Κολοράντο και Ουαϊόμινγκ. Παρατηρήθηκε ότι το Ουαϊόμινγκ έχει υψηλούς συντελεστές συσχέτισης (≈ 0.5) με τις ορεινές περιοχές της Καλιφόρνια, ενώ πολύ χαμηλούς συντελεστές συσχέτισης με την υπόλοιπη πολιτεία. Η αξιοποίηση της γεωγραφικής διαφοροποίησης σε κάθε περίπτωση που μελετήθηκε, οδήγησε σε μείωση της μεταβλητότητας της αιολικής παραγωγής κατά 33% - 50%.

Κεφάλαιο 3 - Μεθοδολογία

Στο **Κεφάλαιο 3** θα παρουσιαστεί ο σκοπός της παρούσας εργασίας και ο τρόπος αξιοποίησης της σύγχρονης θεωρίας χαρτοφυλακίου για την επίτευξη του σκοπού αυτού. Ακόμη, θα παρουσιαστούν και αναλυθούν οι χώρες που θα σχηματίσουν τα βέλτιστα χαρτοφυλάκια και στη συνέχεια, θα κατασκευαστούν τα δύο μοντέλα υπολογισμού του σταθμισμένου κόστους ηλεκτρικής ενέργειας, που θα χρησιμοποιηθούν στην εργασία αυτή. Τέλος, θα παρουσιαστεί η μεθοδολογία που χρησιμοποιήθηκε για την εύρεση των χαρτοφυλακίων μέγιστης απόδοσης (βέλτιστα) και των αποδοτικών συνόρων (efficient frontiers) και θα περιγραφεί η μεθοδολογία που χρησιμοποιήθηκε για την πραγματοποίηση ανάλυσης ευαισθησίας επί των αποτελεσμάτων.

Πιο συγκεκριμένα, το κεφάλαιο 3 περιλαμβάνει τις παρακάτω παραγράφους:

- | | | |
|-----------------------|---|--|
| <i>Παράγραφος 3.1</i> | – | Εισαγωγή |
| <i>Παράγραφος 3.2</i> | – | Παρουσίαση και ανάλυση των χωρών που θα σχηματίσουν τα βέλτιστα χαρτοφυλάκια |
| <i>Παράγραφος 3.3</i> | – | Παρουσίαση των δύο μοντέλων υπολογισμού του σταθμισμένου κόστους ηλεκτρικής ενέργειας |
| <i>Παράγραφος 3.4</i> | – | Περιγραφή μεθοδολογίας για την εύρεση των βέλτιστων χαρτοφυλακίων και των αποδοτικών συνόρων σύμφωνα με κάθε μοντέλο |
| <i>Παράγραφος 3.5</i> | – | Περιγραφή μεθοδολογίας ανάλυσης ευαισθησίας |

3.1 Εισαγωγή

Κύριος στόχος της μελέτης είναι η αξιολόγηση των οφελών που προκύπτουν από την γεωγραφική διαφοροποίηση των ενεργειακών επενδύσεων που πραγματοποιούνται στον τομέα της αιολικής ενέργειας μεταξύ χωρών της Ευρωπαϊκής Ένωσης (cross-country portfolios). Μελετώνται τα οφέλη που προκύπτουν από την γεωγραφική διαφοροποίηση στην τοποθέτηση χερσαίων αιολικών πάρκων, αξιοποιώντας τη θεωρία χαρτοφυλακίου του Markowitz (1952), ώστε να προσδιοριστούν οι βέλτιστες κατανομές των νέων χερσαίων αιολικών πάρκων μεταξύ των διαφορετικών χωρών.

Για το σκοπό αυτό, κατασκευάστηκαν δύο διαφορετικά μοντέλα για τον υπολογισμό του σταθμισμένου κόστους της ηλεκτρικής ενέργειας. Ένα απλοποιημένο μοντέλο στο οποίο λαμβάνεται υπόψη μόνο το κόστος επένδυσης και το κόστος συντήρησης και λειτουργίας των αιολικών πάρκων σε κάθε χώρα, καθώς και ο δείκτης πληθωρισμού και το προεξοφλητικό επιτόκιο. Και ένα σύνθετο μοντέλο στο οποίο, εκτός από τις παραμέτρους που προαναφέρθηκαν, λαμβάνονται υπόψη και άλλες χρηματοοικονομικές παράμετροι όπως το ποσοστό χρηματοδότησης του έργου από ίδια κεφάλαια και από δανεισμό, ο φορολογικός συντελεστής και το κόστος κεφαλαίου. Το σύνθετο μοντέλο μπορεί να χρησιμοποιηθεί κυρίως από επενδυτές που θέλουν να επενδύσουν στον αιολικό τομέα. Οι επενδυτές ενδιαφέρονται και για το κόστος και την οικονομική αποδοτικότητα των επενδύσεων τους και όχι μόνο για την μεγιστοποίηση της παραγωγικότητας των αιολικών πάρκων και επομένως, η ανάλυση των οικονομικών και τεχνικών παραμέτρων των αιολικών πάρκων των εξεταζόμενων χωρών πρέπει να ενσωματωθεί στην ανάλυση κόστους της αιολικής ενέργειας.

Ως μέτρο απόδοσης των χαρτοφυλακίων έχει χρησιμοποιηθεί ο αντίστροφος του σταθμισμένου κόστους ενέργειας ($\frac{1}{LCOE}$). Δηλαδή, στόχος δεν είναι η ελαχιστοποίηση του κόστους της παραχθείσας αιολικής ενέργειας ($\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$), αλλά η μεγιστοποίηση των kWh που μπορούν να παραχθούν για κάθε ευρώ που επενδύεται στο χαρτοφυλάκιο ($\frac{\text{kWh}}{\text{€}}$). Ως μέτρο κινδύνου των χαρτοφυλακίων έχει ληφθεί υπόψη η τυπική απόκλιση του μέτρου απόδοσης. Ο προσδιορισμός των βέλτιστων χαρτοφυλακίων που συνθέτουν το αποδοτικό σύνορο (efficient frontier), βασίζεται στην μεγιστοποίηση της μέσης τιμής του δείκτη $\frac{1}{LCOE}$ για κάθε δεδομένο επίπεδο κινδύνου.

3.2 Παρουσίαση Χωρών

Η επιλογή των Ευρωπαϊκών χωρών που θα απαρτίζουν τα αποδοτικά χαρτοφυλάκια, πραγματοποιήθηκε με βάση την υπάρχουσα αιολική δυναμικότητα της κάθε χώρας αλλά και τις προοπτικές εξέλιξης στο μέλλον. Με βάση αυτά τα δύο κριτήρια, οι χώρες που επιλέχθηκαν είναι:

- Αυστρία
- Δανία
- Γαλλία
- Γερμανία
- Ιρλανδία
- Ρουμανία
- Ισπανία
- Σουηδία
- Ηνωμένο Βασίλειο

Τα χαρακτηριστικά των ενεργειακών της κάθε χώρας, τόσο ιστορικά όσο και μελλοντικά, παρουσιάζονται στη συνέχεια :

3.2.1 Αυστρία

➤ Χαρακτηριστικά και ιστορικά στοιχεία της ενεργειακής αγοράς της Αυστρίας

Η Αυστρία είναι μία από τις πέντε μόλις χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης που πληροί ήδη τον στόχο του 2020, για την κάλυψη τουλάχιστον του 20% του πρωτογενούς ενεργειακού εφοδιασμού της από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Το 2005, το 21.3% της συνολικής παροχής πρωτογενούς ενέργειας της Αυστρίας, προερχόταν από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας.

Η πρωταρχική εγχώρια πηγή ενέργειας στην Αυστρία είναι οι μεγάλες (large-scale) υδροηλεκτρικές εγκαταστάσεις για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, η βιομάζα για την παραγωγή ηλεκτρισμού και θερμότητας, καθώς και επίσης το πετρέλαιο και το φυσικό αέριο. Το πετρέλαιο είναι ο πιο σημαντικός φορέας ενέργειας στην Αυστρία, για την συνολική παροχή πρωτογενούς ενέργειας, συνεισφέροντας το 42% το 2005. Δεν έχουν υπάρξει σημαντικές αλλαγές στην κατανομή της συνολικής παροχής πρωτογενούς ενέργειας στην Αυστρία, από το 1990, με εξαίρεση τη μείωση της χρήσης του άνθρακα, ο οποίος έχει αντικατασταθεί από ένα μείγμα φυσικού αερίου και βιομάζας.

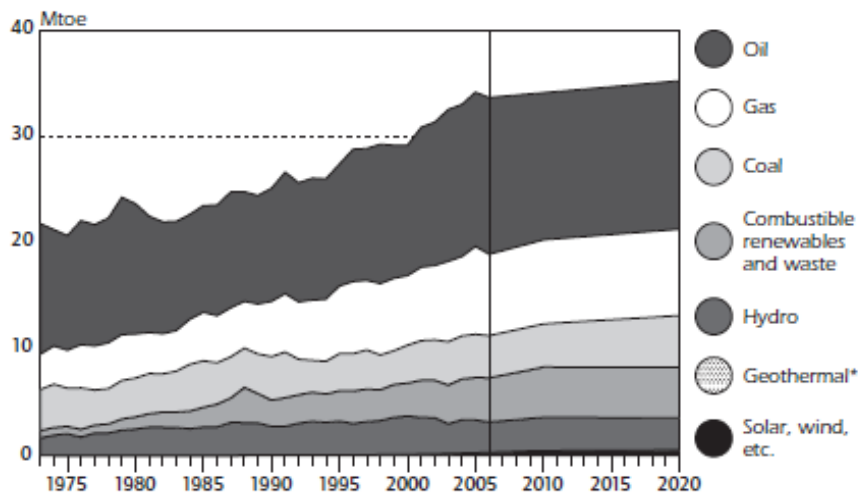
Η Αυστρία παράγει το 40% των ενεργειακών της αναγκών από εγχώριες πηγές ενέργειας. Ως προς τα ορυκτά καύσιμα, σχεδόν το 7% του πετρελαίου και το 17% του φυσικού αερίου που απαιτήθηκαν, παρήχθησαν στην εγχώρια αγορά το 2005, αλλά αυτή η παραγωγή μειώνεται ραγδαία. Κατά το ίδιο έτος (2005), οι εγχώριες ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, συνέβαλαν με ποσοστό πάνω από 63% στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Επίσης, οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας συνέβαλαν με ποσοστό πάνω από 10% στη βιομηχανική (industrial) ζήτηση ενέργειας και 19% της ενεργειακής ζήτησης άλλων κλάδων, μια πολύ υψηλή συμβολή σε σύγκριση με άλλες χώρες του διεθνούς οργανισμού ενέργειας (International Energy Agency). Η αυστριακή κυβέρνηση σχεδιάζει να

αξιοποιήσει αυτά τα θεμέλια, αυξάνοντας το μερίδιο των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας σε όλους τους τομείς του ενεργειακού εφοδιασμού.

Η Αυστρία παράγει ένα μεγάλο μερίδιο του ενεργειακού της εφοδιασμού από εγχώριες πηγές ενέργειας, μειώνοντας με αυτό τον τρόπο τον κίνδυνο της ασφάλειας του εφοδιασμού της. Η Αυστρία είναι διασυνδεδεμένη πολύ καλά με τις γειτονικές της χώρες, για την προμήθεια πετρελαίου, φυσικού αερίου και ηλεκτρικής ενέργειας. Το δυτικότερο τμήμα της Αυστρίας είναι πλήρως ενσωματωμένο στα γερμανικά συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου. Η Αυστριακή κυβέρνηση ακολουθεί μια πολιτική αύξηση της εγχώριας παραγωγής ενέργειας (κυρίως από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας) για να μειώσει περαιτέρω την εξάρτηση από εισαγωγές της Αυστρίας.

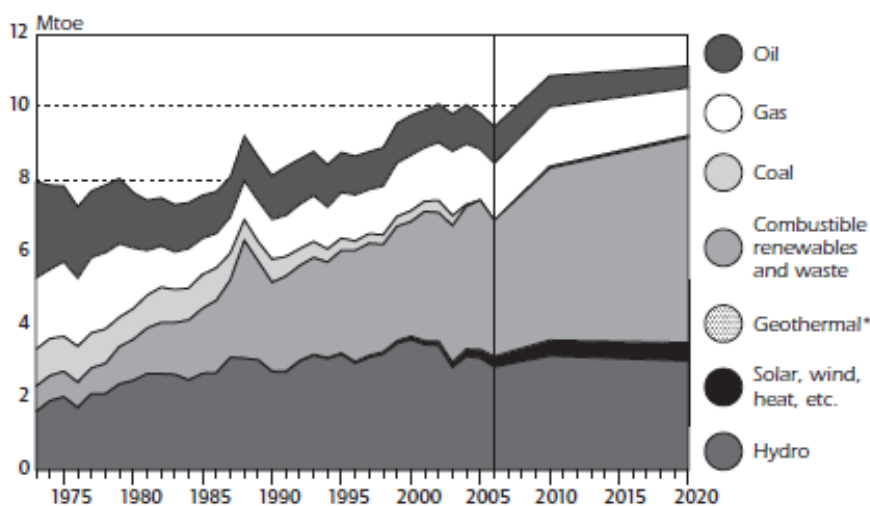
Συγκεκριμένα έργα που στηρίζουν την αύξηση της εγχώριας παραγωγής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας περιλαμβάνουν την παραγωγή βιοαερίου για την τροφοδότηση του δικτύου του φυσικού αερίου, την αυξημένη χρήση βιομάζας σε μονάδες συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας (CHP) και την αυξημένη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανεμογεννήτριες.

Για την αύξηση της διαφοροποίησης των πηγών από τις οποίες η Αυστρία εισάγει ενεργειακούς πόρους και τη μείωση της μεγάλης εξάρτησης για ρωσικό φυσικό αέριο, η αυστριακή κυβέρνηση προωθεί ενεργά την ανάπτυξη του αγωγού Nabucco το οποίο θα μεταφέρει το φυσικό αέριο από την Κασπία Θάλασσα στην Ευρώπη. Ακόμη, η αυστριακή κυβέρνηση είναι υπέρ της κατασκευής ενός τερματικού σταθμού υγροποιημένου φυσικού αερίου στο Κροατικό νησί Krk.



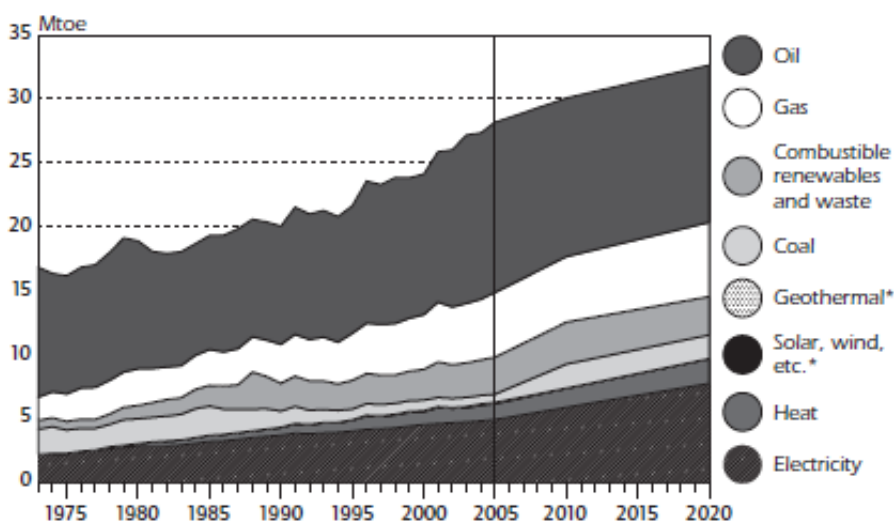
Σχήμα 3.1 – Συνολική παροχή πρωτογενούς ενέργειας 1973 – 2020

Πηγή : Energy Policies of IEA Countries / Austria 2007



Σχήμα 3.2 – Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ανά πηγή ενέργειας 1973 – 2020

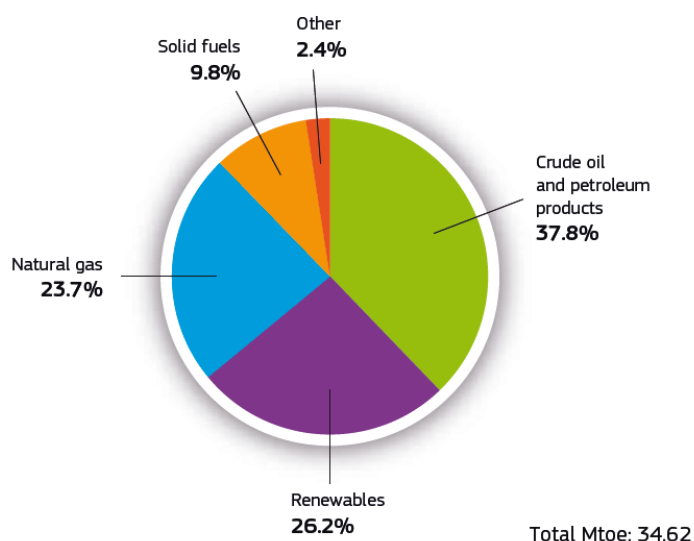
Πηγή : Energy Policies of IEA Countries / Austria 2007



Σχήμα 3.3 – Συνολική τελική κατανάλωση ενέργειας ανά πηγή ενέργειας 1973 – 2020

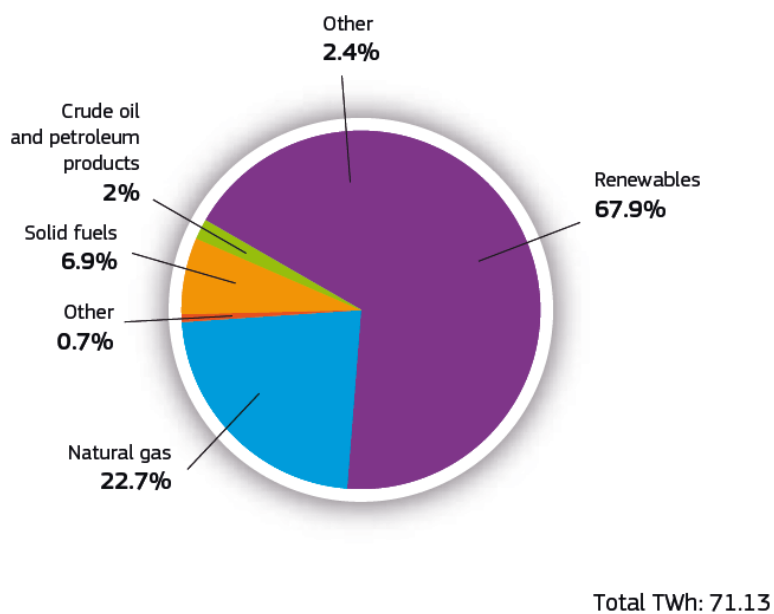
Πηγή : Energy Policies of IEA Countries / Austria 2007

Το 2010, το αργό πετρέλαιο και τα προϊόντα πετρελαίου ήταν η κύρια πηγή ενέργειας στο ενεργειακό μείγμα ενέργειας της Αυστρίας με ποσοστό περίπου 38%, ενώ οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας αντιστοιχούσαν στο 15%. Οι πιο σημαντικές ανανεώσιμες πηγές ενέργειας ήταν η βιομάζα και τα απόβλητα (waste), με την υδροηλεκτρική ενέργεια να ακολουθεί. Από τις 71 TWh ηλεκτρικής ενέργειας που παρήχθησαν στην Αυστρία το 2010, το 68% προερχόταν από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, με την υδροηλεκτρική ενέργεια να κατέχει πρωταρχική θέση (58% της συνολικής παραγωγής). Ο δείκτης της Αυστρίας, σχετικά με την επίτευξη του ενεργειακού της στόχου για ποσοστό συμμετοχής των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο ενεργειακό μείγμα του 2020 ίσο με 34%, έχει βελτιωθεί σημαντικά τα τελευταία χρόνια (από 25.1% το 2006, σε 30% το 2010). Το ποσοστό της συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας (CHP) στην συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ήταν 15.4% το 2010, τιμή ίση με το αντίστοιχο ποσοστό το 2005.



Σχήμα 3.4 – Ακαθάριστη κατανάλωση ενέργειας το 2010

Πηγή : Austria – European Commission - Europa



Σχήμα 3.5 – Ακαθάριστη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας το 2010

Πηγή : Austria – European Commission – Europa

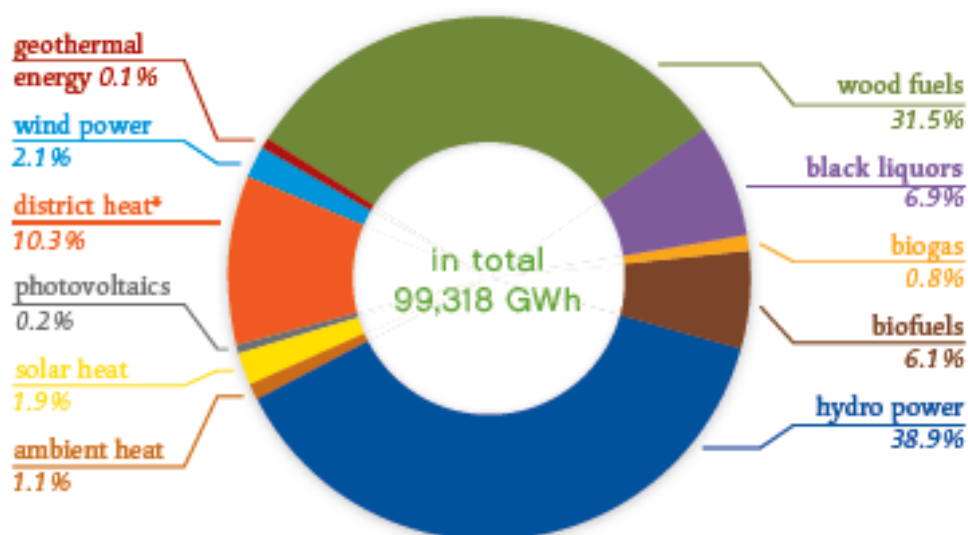
➤ Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας στην Αυστρία το 2011

Το 2011, η κατάσταση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην Αυστρία είχε ως εξής:

Ποσοστό ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην Αυστρία το 2011	Ποσοστό
Συνολικό ποσοστό	31.0%
Ποσοστό στην ηλεκτρική ενέργεια	64.6%
Ποσοστό στην θέρμανση	46.3%
Ποσοστό στην μεταφορά	6.6%

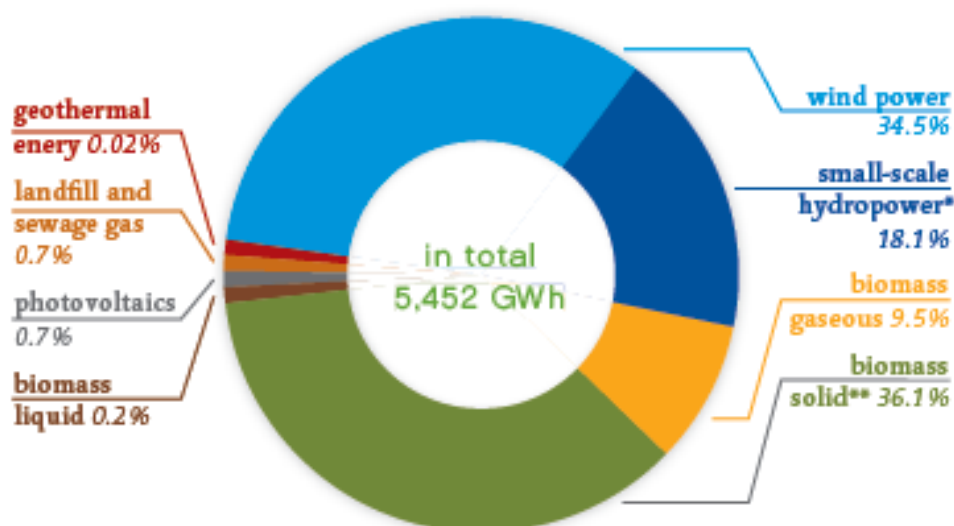
Ποσοστό άλλων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας	27.6%
Αποφυγή εκπομπής CO ₂ λόγω ανανεώσιμων πηγών ενέργειας	Τόνοι ισοδύναμου CO ₂
Χωρίς μεγάλες υδροηλεκτρικές εγκαταστάσεις	15.83
Με μεγάλες υδροηλεκτρικές εγκαταστάσεις	29.80
Τελική διαθέσιμη ενέργεια από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας	GWh [PJ]
Ηλεκτρική ενέργεια	
Υδροηλεκτρική ενέργεια	38,657
Βιομάζα	3,240
Αιολική ενέργεια	2,089
Φωτοβολταϊκά	1,282
Γεωθερμική ενέργεια	174
Άλλα	1.5
Συνολική ηλεκτρική ενέργεια από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας	45,443 [164 PJ]

Πίνακας 3.1 – Ποσοστά ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην Αυστρία το 2011, σύμφωνα με το EU Renewable Energy Directive 2009/28/EG



Σχήμα 3.6 – Τελική ενεργειακή κατανάλωση από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας στην Αυστρία το 2011

Πηγή : Statistik Austria (2012)



Σχήμα 3.7 – Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας στην Αυστρία το 2011

Πηγή : E-Control (2012)

➤ Το μέλλον της ενεργειακής αγοράς της Αυστρίας

Η Ευρωπαϊκή Ένωση έχει θέσει τους παρακάτω στόχους για το 2020:

- Μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου κατά 20% σε σχέση με τα επίπεδα του 1990
- Το 20% της κατανάλωσης ενέργειας να προέρχεται από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας.
- Αύξηση της ενεργειακής απόδοσης κατά 20% έως το 2020

Με βάση τους παραπάνω στόχους, η Αυστρία έχει θέσει τους παρακάτω ενεργειακούς στόχους για το 2020:

- Το ποσοστό των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο ενεργειακό μείγμα να είναι ίσο με 34%
- 16% μείωση των εκπομπών αερίου σε τομείς που δεν υπάγονται στο σύστημα εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου της Ευρωπαϊκής Ένωσης (EU Emission Trading Scheme)

Αυτό το νομικό, οικονομικό και οικολογικό πλαίσιο καθιστά την ανάγκη για δράση, σαφής. Μια ενεργειακή στρατηγική στην Αυστρία, θα πρέπει να διασφαλίζει ότι αυτοί οι ενεργειακοί στόχοι θα επιτευχθούν μέχρι το 2020 και θα καθορίζει την ημερήσια διάταξη για μετά το 2020, καλύπτοντας έτσι το σύνολο του ενεργειακού συστήματος, καθώς και την ενσωμάτωση των διεθνών αγορών και τη διαθεσιμότητα των πόρων.

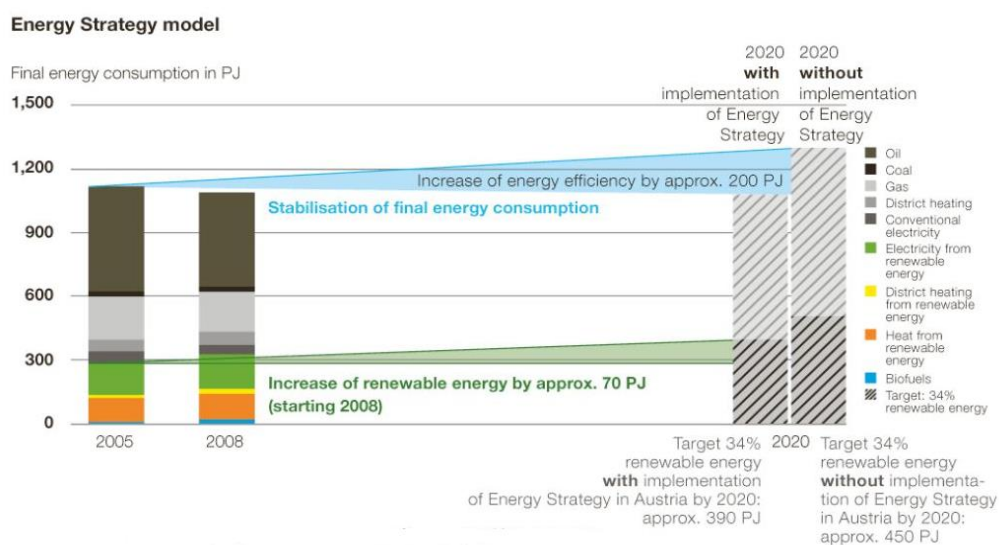
Ο στόχος της αυστριακής ενεργειακής στρατηγικής είναι να αναπτυχθεί ένα βιώσιμο ενεργειακό σύστημα το οποίο καθιστά τις ενεργειακές υπηρεσίες διαθέσιμες για την ιδιωτική κατανάλωση και τις επιχειρήσεις, εφαρμόζοντας παράλληλα τους κανόνες της

Ευρωπαϊκής Ένωσης. Η ασφάλεια του εφοδιασμού, η περιβαλλοντική συμβατότητα, η αποτελεσματικότητα του κόστους, η κοινωνική συμβατότητα και η ανταγωνιστικότητα, έχουν καθοριστεί ως βασικοί στόχοι της αυστριακής ενεργειακής πολιτικής.

Οι τρεις πυλώνες της αυστριακής ενεργειακής πολιτικής είναι:

1. *Ενεργειακή απόδοση* : Η βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης σε όλα τα στάδια της παροχής και χρήσης ενέργειας (π.χ. Νέα και ανακαινισμένα κτήρια, βιώσιμη κινητικότητα, εφαρμογή συστημάτων διαχείρισης ενέργειας, χωροταξικός σχεδιασμός)
2. *Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας* : Επικέντρωση στην υδροηλεκτρική ενέργεια, την αιολική ενέργεια, την βιομάζα και τα φωτοβολταϊκά
3. *Ασφάλεια του εφοδιασμού (Security of Supply)* : Αύξηση της ασφάλειας του εφοδιασμού στο μέγιστη δυνατή σχέση κόστους – αποτελεσματικότητας (π.χ. τηλεθέρμανση και τηλεψύξη, νέα δίκτυα μεταφοράς, διαφοροποίηση των πηγών και των οδών εφοδιασμού, αποθήκευση φυσικού αερίου, έξυπνα δίκτυα και μετρητές)

Προκειμένου η ζήτηση για ενεργειακές υπηρεσίες να μπορεί να ικανοποιηθεί με τρόπο που να είναι συμβατός με τους στόχους της Ευρωπαϊκής Ένωσης, είναι απαραίτητο να αντιμετωπιστεί η τάση της σταθερά αυξανόμενης κατανάλωσης ενέργειας. Επομένως, ήταν απαραίτητο να καθοριστεί ένας τελικός στόχος κατανάλωσης ενέργειας για το 2020. Ως στόχος, της τελικής ενεργειακής κατανάλωσης για την Αυστρία το 2020, καθορίστηκαν τα 1,100 PJ. Η ενεργειακή στρατηγική της Αυστρίας που παρουσιάστηκε στο κοινό τον Μάρτιο του 2010, περιλαμβάνει ένα ολοκληρωμένο σύνολο μέτρων για την επίτευξη αυτής της φιλόδοξης ενεργειακής απόδοσης και εξοικονόμησης σε όλους τους σχετικούς κλάδους.



Σχήμα 3.8 – Μοντέλο ενεργειακής στρατηγικής της Αυστρίας για το 2020

Πηγή : Federal Ministry of Economy, Family and Youth

Στο παραπάνω διάγραμμα απεικονίζονται δύο σενάρια:

- Τελική κατανάλωση ενέργειας μέχρι το 2020, με την εφαρμογή της ενεργειακής στρατηγικής
- Τελική κατανάλωση ενέργειας μέχρι το 2020, χωρίς την εφαρμογή της ενεργειακής στρατηγικής

Η σταθεροποίηση της τελικής κατανάλωσης ενέργειας στα 1,100 PJ, αντιστοιχεί σε μια αύξηση της ενεργειακής απόδοσης κατά 200 PJ. Η επίτευξη του ποσοστού 34% (από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας), μπορεί να πραγματοποιηθεί μόνο αν η αυστριακή ενεργειακή στρατηγική εφαρμοστεί πλήρως. Το ποσοστό αυτό θα αντιστοιχεί σε μια τελική ενεργειακή κατανάλωση 390 PJ το 2020, από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, επομένως μια αύξηση της τάξης των 70 PJ απαιτείται σε αυτό το σενάριο.

	2005	2008	2020
Πετρέλαιο	496.0	444.2	362.3
Άνθρακας	24.8	24.3	27.3
Φυσικό Αέριο	202.7	187.8	191.2
Τηλεθέρμανση	55.1	62.2	59.0
Συμβατική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας	57.7	44.1	42.9
Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας	147.8	163.0	179.9
Τηλεθέρμανση από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας	14.9	23.5	38.2
Θέρμανση από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας	117.0	121.6	143.4
Βιοκαύσιμα	2.3	17.9	34.0
Συνολική ανανεώσιμη ενέργεια	282.0	326.0	395.6
Συνολική τελική ενεργειακή κατανάλωση	1,118.4	1,088.5	1,078.3
Κατανάλωση ενέργεια από ενεργειακό βιομηχανικό τομέα και απώλειες ηλεκτρισμού/τηλεθέρμανσης	37.7	43.2	36.6
Τελική ακαθάριστη ενεργειακή κατανάλωση	1,156.0	1,131.8	1,114.9
Ποσοστό ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην τελική ακαθάριστη ενεργειακή κατανάλωση	24.40%	28.80%	35.48%

Πίνακας 3.2 – Η αυστριακή ενεργειακή στρατηγική σε νούμερα (μονάδες : PJ)

Πηγή : Federal Ministry of Economy, Family and Youth

Συνολικά, η αυστριακή ενεργειακή στρατηγική δεν παρέχει μόνο μια ρεαλιστική ευκαιρία για την επίτευξη των ενεργειακών στόχων και των στόχων μείωσης εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου που έχουν υιοθετηθεί από την Ευρωπαϊκή Ένωση, αλλά θα βοηθήσει και στην βελτίωση της οικονομίας της Αυστρίας. Μέσω της αυστριακής ενεργειακής πολιτικής, θα εξασφαλιστεί και η δημιουργία «πράσινων» θέσεων εργασίας (“green jobs”).

Τέλος, η Αυστρία ως προς τη συνολική αιολική δυναμικότητα και αιολική παραγωγή, έχει θέσει τους παρακάτω στόχους για το διάστημα 2014-2020.

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
MW	1793	1951	2096	2231	2355	2471	2578
GWh	3500	3780	4032	4258	4462	4646	4811

Πίνακας 3.3 – Συνολική αιολική δυναμικότητα και παραγωγή για το διάστημα 2014 – 2020

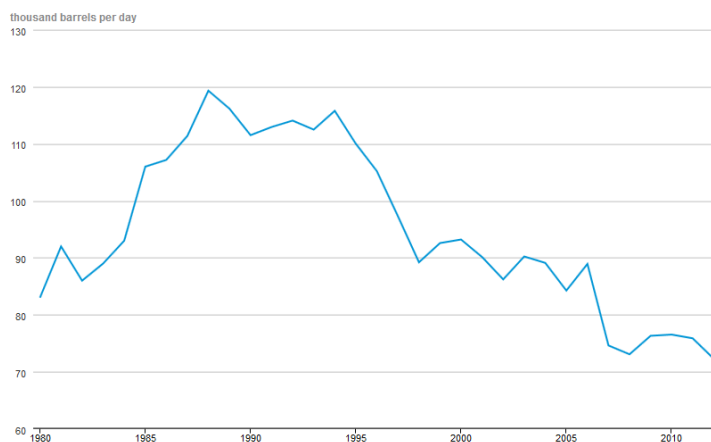
Πηγή : National Renewable Energy Action Plan (Austria)

3.2.2 Γαλλία

➤ Χαρακτηριστικά ενεργειακής αγοράς της Γαλλίας

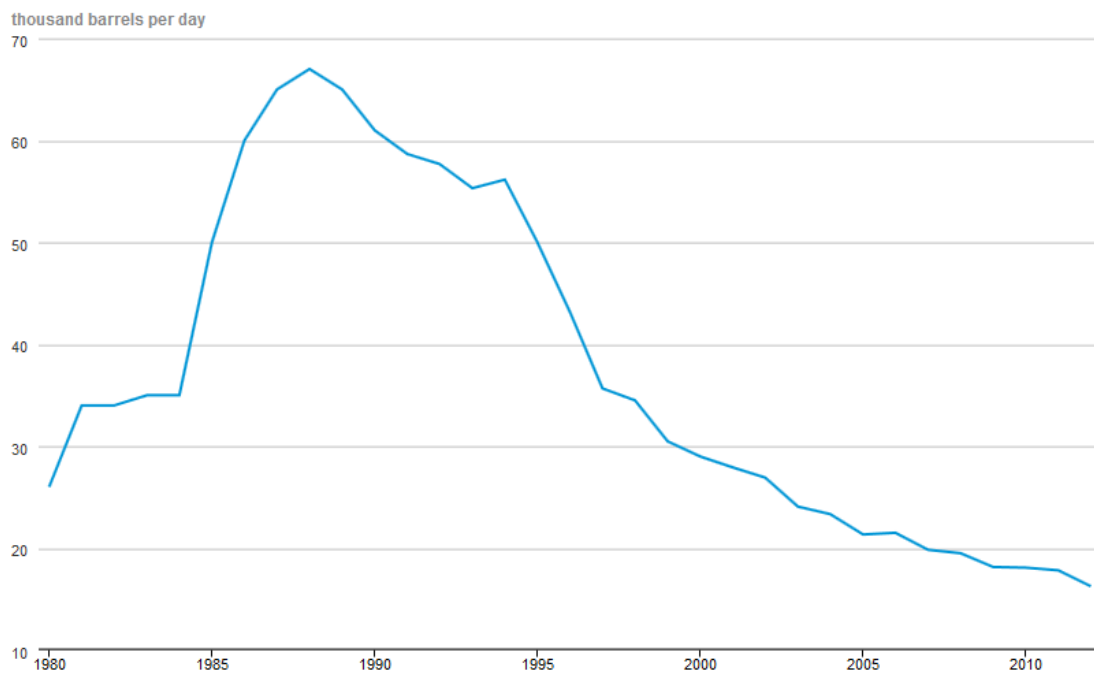
- Η Γαλλία έχει τη δεύτερη μεγαλύτερη οικονομία στην Ευρώπη ως προς το ονομαστικό ακαθάριστο εγχώριο προϊόν (ΑΕΠ), μετά τη Γερμανία και τη πέμπτη μεγαλύτερη στον κόσμο. Με μικρή εγχώρια παραγωγή ενέργειας, η Γαλλία βασίζεται σε ένα διαφοροποιημένο σύνολο εισαγωγών για να καλύψει το μεγαλύτερο μέρος της ζήτησης πετρελαίου και φυσικού αερίου. Το 2011, η Γαλλία ήταν η δωδέκατη μεγαλύτερη καταναλώτρια πετρελαίου και η έβδομη μεγαλύτερη εισαγωγές υγρών πετρελαιοειδών (petroleum liquids).
- Το πετρέλαιο αντιστοιχεί περίπου στο ένα τρίτο (1/3) της συνολικής κατανάλωσης πρωτογενούς ενέργειας της Γαλλίας και αυτό το μερίδιο μειώνεται από το 2001. Η Γαλλία εισάγει αργό πετρέλαιο μέσω τριών μεγάλων λιμανιών (Marseille, La Havre, Saint-Nazaire) και μέσω του νότιου Ευρωπαϊκού συστήματος αγωγών (South European Pipeline System - SPSE) στη Γερμανία. Τέσσερις κύριου αγωγού προϊόντων (product pipelines), ιδίως η γραμμή LHP που προμηθεύει το Παρίσι, και επτά θαλάσσια λιμάνια (συμπεριλαμβανομένων εκείνων που εισάγουν αργό πετρέλαιο), προμηθεύουν τη Γαλλία με προϊόντα διύλισης πετρελαίου (refined petroleum products).
- Με βάση το περιοδικό Oil & Gas, η Γαλλία έχει ικανότητα διύλισης πετρελαίου περίπου 1.8 εκατομμυρίων βαρελιών την ημέρα, τον τέταρτο μεγαλύτερο αριθμό στην Ευρώπη, μετά τη Ρωσία, τη Γερμανία και την Ιταλία. Η κύρια Γαλλική πετρελαϊκή εταιρία είναι η Total, μια από τις μεγαλύτερες κρατικές εταιρείες πετρελαίου και φυσικού αερίου στον κόσμο. Συνολικά λειτουργεί πέντε από τα δώδεκα διυλιστήρια της Γαλλίας και διαχειρίζεται περίπου το ήμισυ της παραγωγικής ικανότητας διύλισης πετρελαίου της χώρας.
- Η Γαλλία έχει πολύ μικρή εγχώρια παραγωγή φυσικού αερίου. Οι Γαλλικές αρχές προβλέπουν η ζήτηση για φυσικό αέριο να παραμείνει σταθερή ή να μειωθεί ελαφρώς μέχρι το 2020. Η Γαλλία εισάγει φυσικό αέριο μέσω μιας σειράς διασυνοριακών αγωγών από την Ολλανδία, τη Νορβηγία και τη Ρωσία. Η Γαλλία επίσης εισάγει υδροποιημένο φυσικό αέριο από έναν αριθμό λιμανιών σε όλο τον κόσμο, κυρίως την Αλγερία και το Κατάρ. Ο τομέας της ηλεκτρικής ενέργειας και ο βιομηχανικός τομέας παρουσιάζουν αυξανόμενη ζήτηση φυσικού αερίου, ενώ η ζήτηση στον οικιακό τομέα έχει αρχίσει να μειώνεται, κυρίως λόγω της βελτίωσης της αποδοτικότητας, σύμφωνα με τον Διεθνή Οργανισμό Ενέργειας.

- Η κύρια πηγή ενέργειας που χρησιμοποιεί η Γαλλία για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, είναι η πυρηνική ενέργεια. Η Γαλλία είναι η δεύτερη, μετά τις Ηνωμένες Πολιτείες, όσον αφορά τη λειτουργική πυρηνική ισχύς (operable nuclear capacity). Η Γαλλία διαθέτει πενήντα οκτώ (58) λειτουργικούς πυρηνικούς αντιδραστήρες, με συνολική ισχύς 63.1 GW, οι οποίοι συνδέθηκαν στο δίκτυο μεταξύ του 1977 και 1999, ενώ ένας ακόμα πυρηνικός αντιδραστήρας, που βρίσκεται υπό κατασκευή, αναμένεται να συνδεθεί στο δίκτυο το Δεκέμβριο του 2016. Η συνολική παραγωγή πυρηνικής ενέργειας το 2011 ήταν 420 TWh, περίπου το 75% της συνολικής παραγωγής της χώρας. Η Γαλλία είναι ο μεγαλύτερος εξαγωγέας ηλεκτρικής ενέργειας στον κόσμο και είναι εξαγωγέας τεχνολογίας αντιδραστήρων.
 - Η Γαλλία διαθέτει ένα κλειστό κύκλωμα καυσίμων, το οποίο εκμεταλλεύεται χρησιμοποιημένα πυρηνικά καύσιμα με στόχο την μείωση του όγκου των αποβλήτων προς διάθεση και για τη δημιουργία νέων καυσίμων μεικτού οξειδίου για τους πυρηνικούς της σταθμούς. Ο νόμος περί πυρηνικών υλικών και προγράμματος διαχείρισης αποβλήτων (Nuclear Materials and Waste Management Program Act) καθιέρωσε τα βαθιά γεωλογικά αποθετήρια ως την εθνική προσέγγιση για την απόρριψη των αποβλήτων. Η Εθνική Υπηρεσία Διαχείρισης Ραδιενεργών Αποβλήτων (National Radioactive Waste Management Agency – ANDRA), αναμένει να ξεκινήσει η χορήγηση αδειών για το βαθύ γεωλογικό αποθετήριο του Bure το 2015 και να αρχίσει τις επιχειρήσεις απόρριψης το 2025.
 - Η Γαλλία παράγει επίσης μια σημαντική ποσότητα ενέργειας, από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Είναι η δεύτερη μεγαλύτερη παραγωγός βιοκαυσίμων στην Ευρώπη, μετά τη Γερμανία, και παράγει κυρίως βιοντίζελ για τον τομέα των μεταφορών.
- Ιστορικά στοιχεία της ενεργειακής αγοράς της Γαλλίας



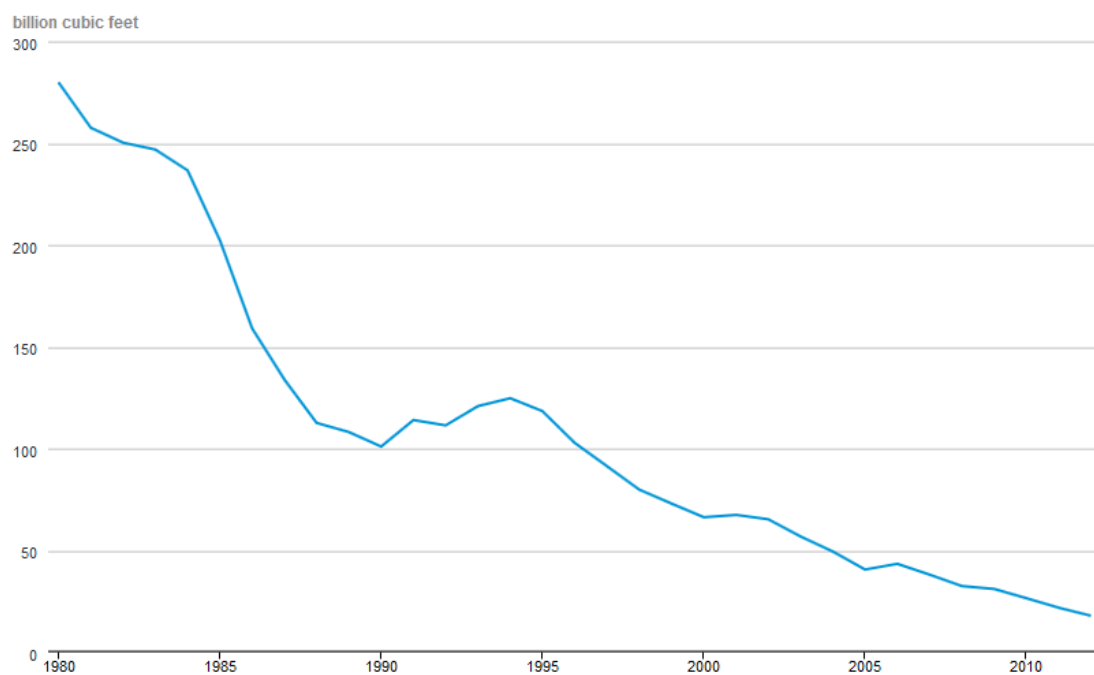
Σχήμα 3.9 – Συνολική παραγωγή πετρελαίου 1980-2012

Πηγή : U.S Energy Information Administration (EIA)



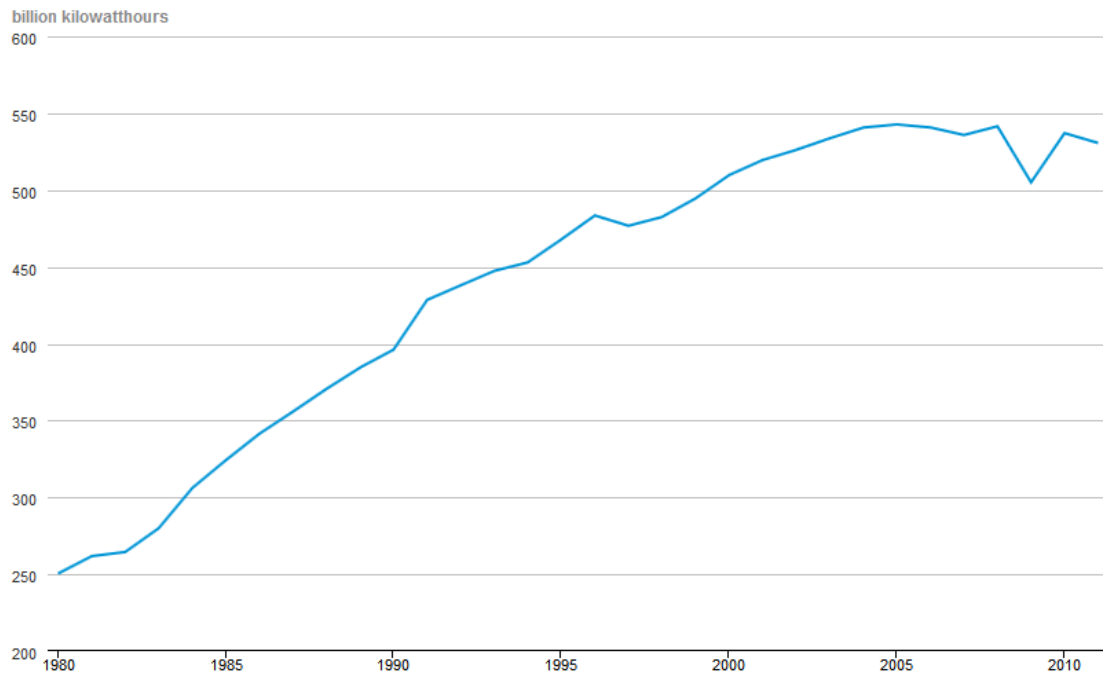
Σχήμα 3.10 – Παραγωγή αργού πετρελαίου 1980-2012

Πηγή : U.S Energy Information Administration (EIA)



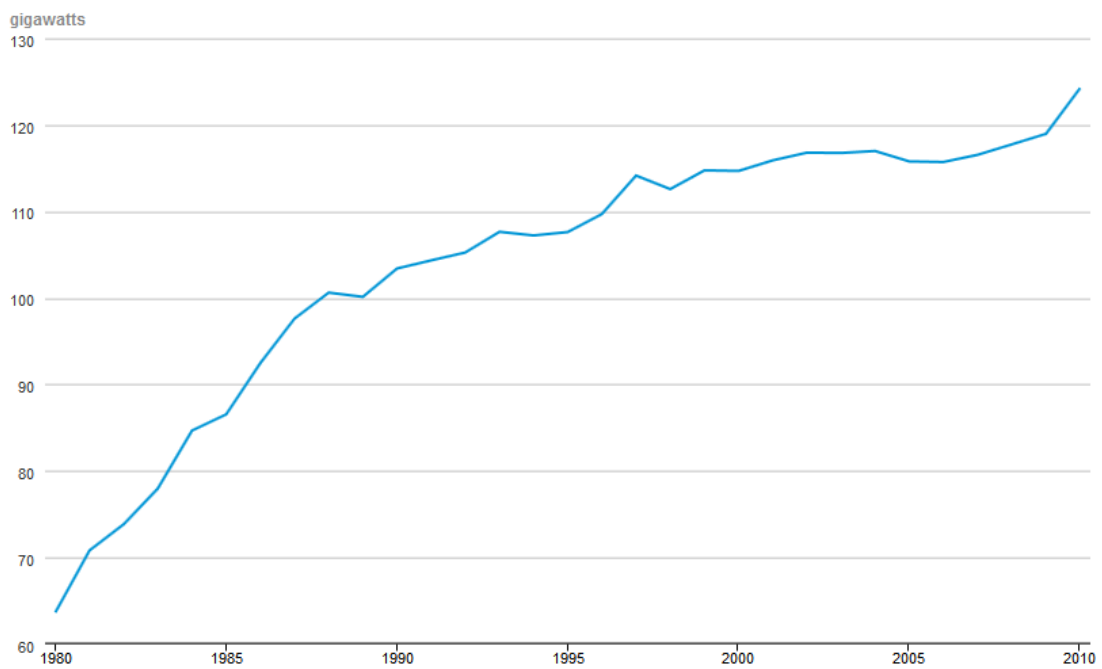
Σχήμα 3.11 – Παραγωγή φυσικού αερίου 1980-2012

Πηγή : U.S Energy Information Administration (EIA)



Σχήμα 3.12 – Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας 1980-2011

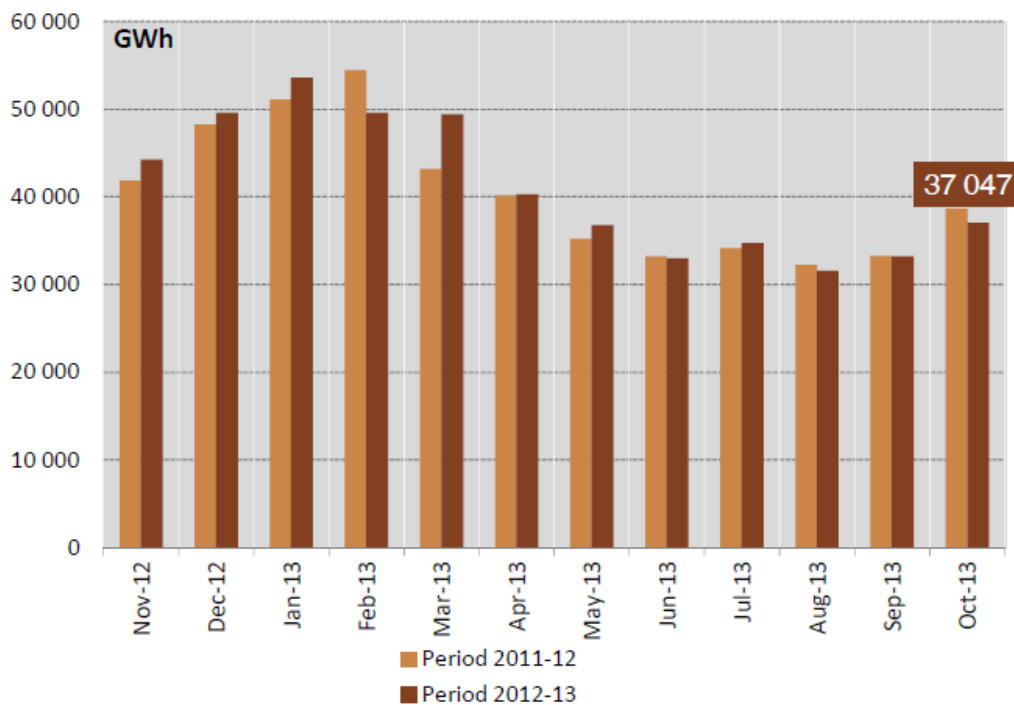
Πηγή : U.S Energy Information Administration (EIA)



Σχήμα 3.13 – Εγκατεστημένη Ισχύς 1980-2010

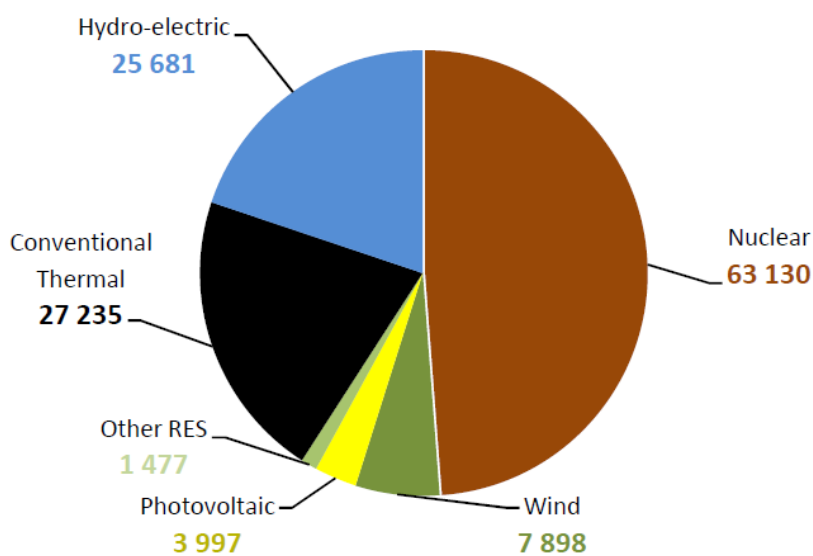
Πηγή : U.S Energy Information Administration (EIA)

- Η κατάσταση της παραγωγής και κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας στην Γαλλία το 2013



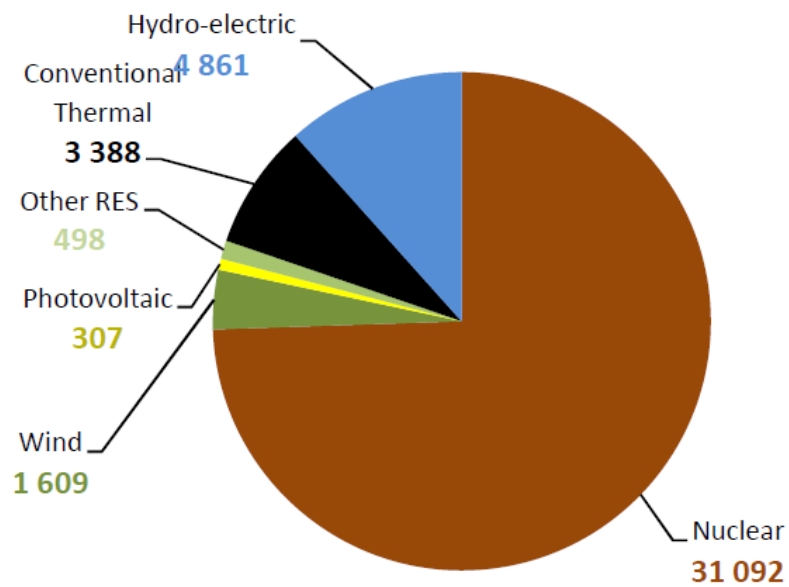
Σχήμα 3.14 – Συνολική κατανάλωση ενέργειας

Πηγή : Réseau de transport d' électricité – Rte



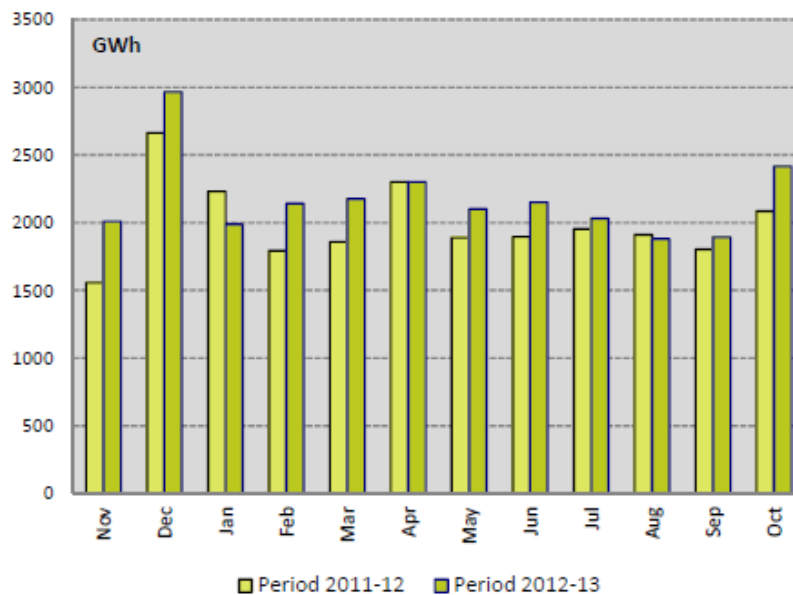
Σχήμα 3.15 – Εγκατεστημένη Ισχύς ανά πηγή ενέργειας (MW)

Πηγή : Réseau de transport d' électricité – Rte



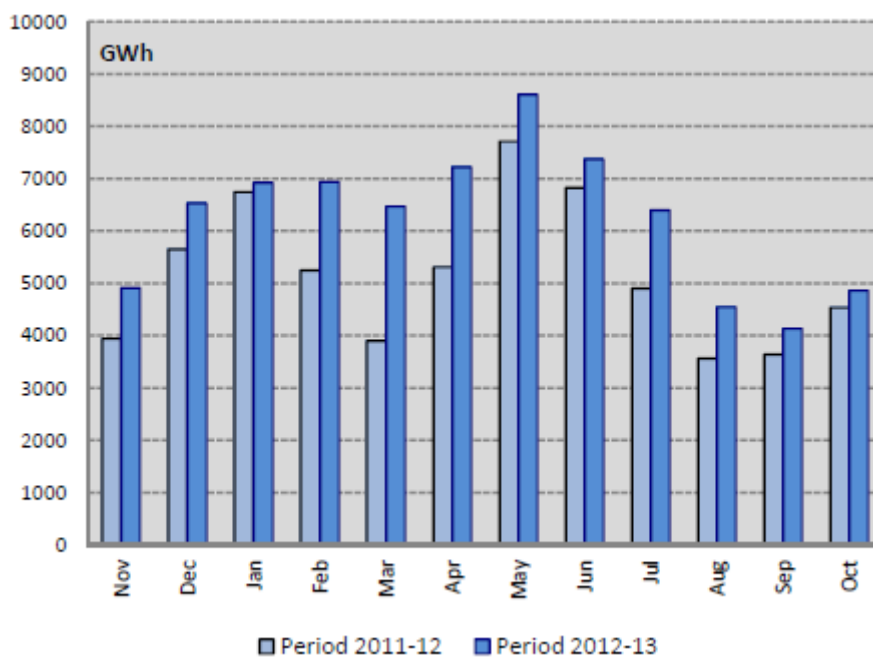
Σχήμα 3.16 – Παραχθείσα ενέργεια (GWh) ανά πηγή ενέργειας

Πηγή : Réseau de transport d' électricité – Rte



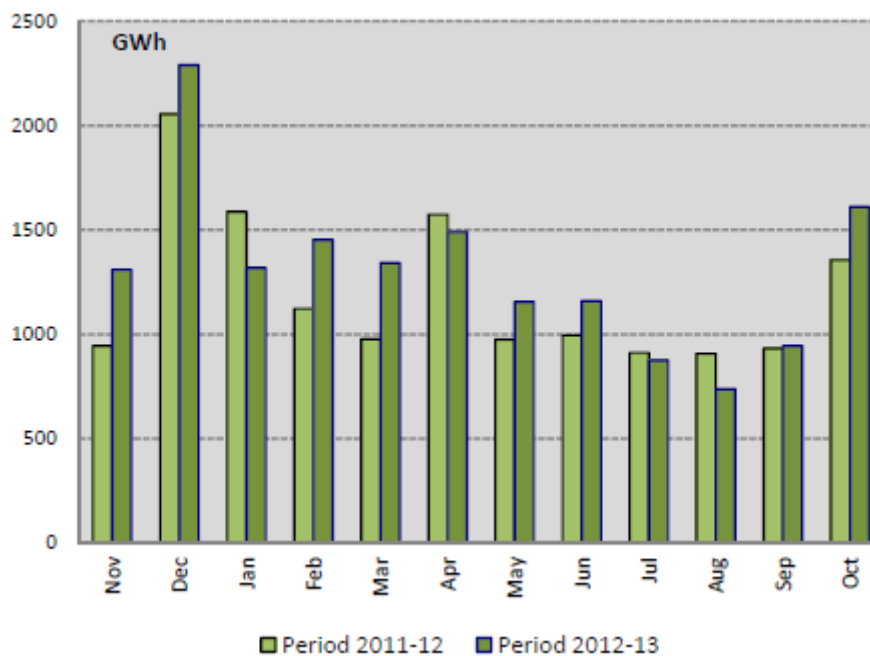
Σχήμα 3.17 – Παραχθείσα ενέργεια (GWh) από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (χωρίς υδροηλεκτρικά)

Πηγή : Réseau de transport d' électricité – Rte



Σχήμα 3.18 – Παραχθείσα ενέργεια (GWh) από υδροηλεκτρικές εγκαταστάσεις

Πηγή : Réseau de transport d' électricité – Rte



Σχήμα 3.20 – Παραχθείσα ενέργεια (GWh) από ανεμογεννήτριες

Πηγή : Réseau de transport d' électricité – Rte

➤ Το μέλλον των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας της Γαλλίας

Ο Γαλλικός εθνικός στόχος για το ποσοστό των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στη συνολική τελική κατανάλωση ενέργειας το 2020, είναι 23%.

Από την άποψη της προσπάθειας, κύριος στόχος είναι η βελτιώσεις στις θερμικές αποδόσεις των κατοικιών και των κτηρίων. Το φόρουμ Grenelle Environment, προβλέπει μείωση κατά 38% στην κατανάλωση ενέργειας από τις κατοικίες μέχρι το 2020. Αυτή η σημαντική μείωση στην κατανάλωση ενέργειας είναι απαραίτητη για την επίτευξη ενός σημαντικού μεριδίου των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας μέχρι το 2020. Από την άποψη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, ο στόχος για το 2020 είναι η πρόσθετη παραγωγή 20 εκατομμυρίων τόνων ισοδύναμου πετρελαίου (million tons of oil equivalent – Mtoe). Όλες οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας θα εξελιχθούν.

Οι στόχοι που έχουν θέσει οι διάφοροι τομείς (θέρμανση, ηλεκτρισμός και μεταφορές) για την παραγωγή ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, θα δώσουν τη δυνατότητα στη Γαλλία να επιτύχει το συνολικό στόχο της συνολικής κατανάλωσης ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας ίση με 23%, μέχρι το 2020.

Θέρμανση και Ψύξη

Ο πολυετής προγραμματισμός επενδύσεων για την παραγωγή θερμότητας (Multi-annual Investment Programming for heat production – heating PPI) για την περίοδο 2009-2020, προβλέπει μια σημαντική αύξηση στην παραγωγή θερμότητας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Μια αύξηση που σχετίζεται με την συνολική μείωση κατά 19% στη θέρμανση και ψύξη μεταξύ 2005 και 2020 (από 73.8 Mtoe σε 60 Mtoe). Η θέρμανση που παράγεται από βιομάζα στον οικιακό, τριτογενή και βιομηχανικό τομέα, θα είναι η κύρια πηγή θερμότητας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, πάνω από τις αντλίες θερμότητας, την ηλιακή θέρμανση και τη γεωθερμική ενέργεια.

Μεταφορές

Στον τομέα των μεταφορών, οι δύο πηγές για τη χρήση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας είναι :

1. Αυξημένη χρήση βιοκαυσίμων, με στόχο την κατανάλωση του 10% των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας μέχρι το 2020, με τα βιοκαύσιμα να έχουν τη μεγαλύτερη συμβολή.
2. Η χρήση ηλεκτρικών οχημάτων, με την ηλεκτρική ενέργεια που θα χρησιμοποιείται να προέρχεται εν μέρει από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας με βάση την εξέλιξη του εθνικού ηλεκτρικού μείγματος. Στόχος είναι η χρήση 450 χιλιάδων ηλεκτρικών οχημάτων μέχρι το 2015 και 2 εκατομμυρίων ηλεκτρικών οχημάτων μέχρι το 2020. Οι ετήσιες καταναλώσεις τελικής ηλεκτρικής ενέργειας είναι 1 TWh και 4 TWh, αντίστοιχα.

Ηλεκτρισμός

Το γεγονός ότι η Γαλλία διαθέτει κυρίως πυρηνικούς σταθμούς και υδροηλεκτρικές εγκαταστάσεις, έχει ως αποτέλεσμα ο τομέας της ηλεκτρικής ενέργειας της Γαλλίας να είναι ένα από τους τομείς με την χαμηλότερη εκπομπή αερίων του θερμοκηπίου στον κόσμο. Ωστόσο, ο πολυετής προγραμματισμός επενδύσεων για ηλεκτρισμό (Multi-annual Investment Programming for electricity– electricity PPI) που παρουσιάστηκε το 2009, περιέχει μια σημαντική αύξηση του ποσοστού της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας το 2020, με στόχο την αντιμετώπιση της αυξημένης κατανάλωσης και για να τοποθετήσει τη Γαλλία ως ηγέτη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.

Ο τομέας της ηλεκτρικής ενέργειας, είναι ο μόνος φορέας ενέργειας του οποίου το μέγεθος πρέπει να αυξηθεί (από 45.3 Mtoe το 2005 σε 46.9 Mtoe το 2020). Οι κύριοι λόγοι για αυτή την αύξηση είναι, η αύξηση της χρήσης των ηλεκτρικών και η εμφάνιση νέων χρήσεων, όπως τα ηλεκτρικά αυτοκίνητα και οι αντλίες θερμότητας.

Η αιολική ενέργεια και η βιομάζα είναι οι δύο κύριες πρόσθετες πηγές που εντοπίστηκαν, με κύρια πηγή να αποτελεί η υδροηλεκτρική ενέργεια. Για τις αναδυόμενες τεχνολογίες, όπως η ηλιακή ενέργεια (solar energy) και η θαλάσσια ενέργεια (maritime energy), σημαντικές προσπάθειες στην έρευνα και ανάπτυξη απαιτούνται ώστε να τοποθετήσουν την Γαλλία σε ηγετική θέση αυτών των τεχνολογιών στο μέλλον, των οποίων το δυναμικό θα είναι απόλυτα εκμεταλλεύσιμο από το 2020.

Επομένως, η Γαλλία επιλέγει να διαφοροποιήσει το ενεργειακό της μείγμα στο μέγιστο, και να συμπεριλάβει όλες τις διαθέσιμες τεχνολογίες.

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Θέρμανση/Ψύξη	20.5%	22%	24%	25.5%	27.5%	29%	31%	33%
Μεταφορές	18%	19%	20.5%	21.5%	23%	24%	25%	27%
Ηλεκτρισμός	7.5%	7.6%	7.7%	8.4%	8.8%	9.4%	10%	10.5%
Σύνολο	15%	16%	17%	18%	19.5%	20.5%	22%	23%

Πίνακας 3.4 – Γαλλικοί στόχοι και εκτιμώμενη εξέλιξη της ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας στον τομέα της θέρμανσης και ψύξης, της ηλεκτρικής ενέργειας και των μεταφορών

Πηγή : National action plan for the promotion of renewable energies 2009-2020 / Ministry of Ecology, Sustainable Development and Energy

Ορισμένα από τα μέτρα και τις ενεργειακές πολιτικές που έχει εφαρμόσει η Γαλλική κυβέρνηση, για την επίτευξη του στόχου του 2020 είναι :

- Οικολογικά δάνεια μηδενικού επιτοκίου για την βελτίωση της συνολικής ενεργειακής απόδοσης των κατοικιών
- Σχέδιο για την ανακαίνιση των δημόσιων κτηρίων (public buildings) και της κοινωνικής στέγασης (social housing)
- Πιστοποιητικά εξοικονόμησης ενέργειας

- Ταξινόμηση των δικτύων θέρμανσης ανά περιοχή
- Σχέδια ενεργειακής απόδοσης για τις φάρμες
- Σχέδια στήριξης για την διαχείριση των αποβλήτων
- Ταρίφες για την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας που έχει παραχθεί από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας
- Κάλεσμα για την ανάληψη έργων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας
- Ανακαίνιση των καναλιών των ποταμών και των λιμενικών εγκαταστάσεων
- Κατασκευή σιδηροδρομικών γραμμών μήκους 2000 km
- Κατασκευή 1500 χιλιομέτρων λωρίδων δημοσίων μεταφορών

Τέλος, η Γαλλία ως προς τη συνολική αιολική δυναμικότητα και αιολική παραγωγή, έχει θέσει τους παρακάτω στόχους για το διάστημα 2014-2020.

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
MW	11572	13445	15463	17628	19939	22397	25000
GWh	26101	30634	35473	40620	46073	51833	57900

Πίνακας 3.5 – Συνολική αιολική δυναμικότητα και παραγωγή για το διάστημα 2014 – 2020

Πηγή : National Renewable Energy Action Plan (France)

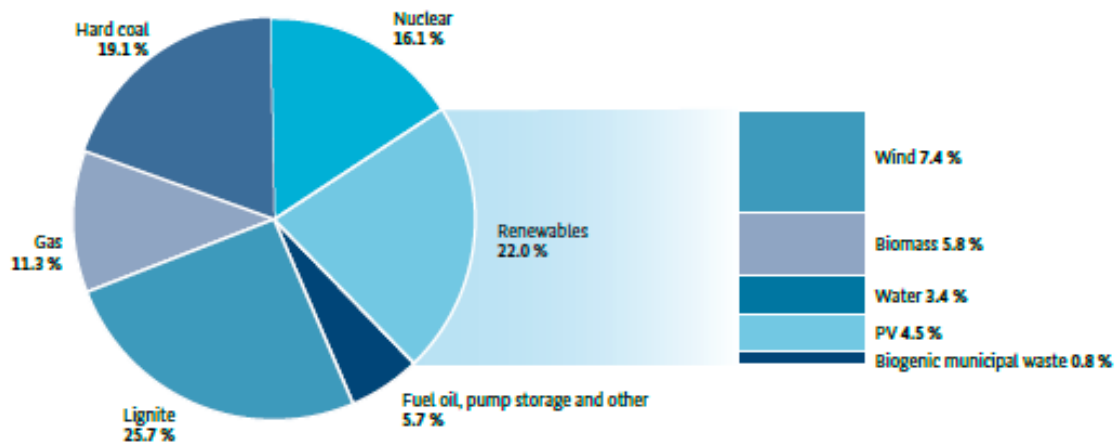
3.2.3 Γερμανία

- Χαρακτηριστικά ενεργειακής αγοράς της Γερμανίας
- Η Γερμανία είναι ο μεγαλύτερος καταναλωτής ενέργειας στην Ευρώπη (δεν συμπεριλαμβάνεται η Ρωσία), και ο έβδομος μεγαλύτερος καταναλωτής ενέργειας στον κόσμο. Ακόμη, διαθέτει την τέταρτη μεγαλύτερη οικονομία στον κόσμο με βάση το ονομαστικό ακαθάριστο εγχώριο προϊόν (ΑΕΠ), μετά τις Ηνωμένες Πολιτείες, την Κίνα και την Ιαπωνία. Το μέγεθος και η τοποθεσία της Γερμανίας, της δίνει την δυνατότητα να ασκεί σημαντική επιρροή στον ενεργειακό τομέα της Ευρωπαϊκής Ένωσης. Ωστόσο, η Γερμανία βασίζεται στις εισαγωγές για την κάλυψη του μεγαλύτερου μέρους της ενεργειακής ζήτησής της.
- Το πετρέλαιο αποτελεί την πρωταρχική πηγή ενέργειας της Γερμανίας, αποτελώντας το 38% της συνολικής κατανάλωσης πρωτογενούς ενέργειας (primary energy) της Γερμανίας το 2011. Ο τομέας των μεταφορών, αποτελεί τον τομέα με τη μεγαλύτερη ζήτηση πετρελαϊκών προϊόντων (petroleum products), αν και η κυβερνητική δημοσίευση του 2010 “Energy Concept” υποστηρίζει ότι το 2020 θα υπάρχουν ένα εκατομμύριο ηλεκτρικά αυτοκίνητα στο δρόμο, ενώ το 2030 θα υπάρχουν έξι εκατομμύρια.
- Με ικανότητα διύλισης 2.2 εκατομμυρίων βαρελιών αργού πετρελαίου ημερησίως, η Γερμανία αποτελεί ένα από τα μεγαλύτερα διυλιστήρια στον κόσμο, και δεύτερη στην Ευρώπη μετά τη Ρωσία. Η Γερμανία εισάγει πετρέλαιο μέσω τεσσάρων αγωγών αργού πετρελαίου, ενός αγωγού πετρελαϊκών προϊόντων και

τεσσάρων βασικών θαλάσσιων λιμένων. Το μοναδικό λιμάνι βαθέων υδάτων (deep-water port) στο Wilhemshaven διαχειρίζεται ένα μεγάλο μέρος του διεθνούς εμπορίου πετρελαίου της Γερμανίας.

- Η Γερμανία δεν διαθέτει τερματικούς σταθμούς υγροποιημένου φυσικού αερίου (LNG) και για αυτό το λόγο πρέπει να εισάγει φυσικό αέριο αποκλειστικά μέσω πολλών μεγάλων διασυνοριακών αγωγών. Σχεδόν όλες οι εισαγωγές φυσικού αερίου προέρχονται από τη Ρωσία μέσω του συστήματος Nord Stream (που ολοκληρώθηκε το 2011), τη Νορβηγία μέσω των συστημάτων Norpipe και Europipe και την Ολλανδία μέσω τεσσάρων κύριων αγωγών. Η χρήση φυσικού αερίου στην Γερμανία παρουσιάζει μείωση από την μέγιστη τιμή της το 2003, με ρυθμό 3.2% το χρόνο μέχρι το 2011, κυρίως λόγω των βελτιώσεων της ενεργειακής απόδοσης.
- Η Γερμανία ήταν η έκτη μεγαλύτερη παραγωγός πυρηνικής ενέργειας το 2011 με 102.6 TWh, και ιστορικά έχει υπάρξει ένας σημαντικός εξαγωγέας πυρηνικής ενέργειας. Μετά το ατύχημα του πυρηνικού αντιδραστήρα της Fukushima τον Μάρτιο του 2011, η Γερμανική κυβέρνηση αποφάσισε να κλείσει οκτώ πυρηνικούς αντιδραστήρες που λειτουργούν από το 1980, λόγω δημόσιων διαμαρτυριών, και να κλείσει τους εννιά εναπομείναντες πυρηνικούς αντιδραστήρες μέχρι το 2022.
- Παρά το γεγονός ότι ο άνθρακας αποτελεί την πιο άφθονη εγχώρια ενεργειακή πηγή της Γερμανίας, ο ρόλος του στο ενεργειακό μείγμα της χώρας, αν και σημαντικός, μειώνεται σταθερά με την πάροδο του χρόνου. Ωστόσο, η χρήση άνθρακα έχει αυξηθεί μετά το ατύχημα του πυρηνικού αντιδραστήρα της Fukushima, καθώς μπορεί να χρησιμοποιηθεί ως υποκατάστατο της πυρηνικής ενέργειας στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Η Γερμανία ήταν η όγδοη μεγαλύτερη παραγωγός άνθρακα το 2011. Σχεδόν όλος ο άνθρακας χρησιμοποιείται από τους βιομηχανικούς και ενεργειακούς τομείς.
- Η Γερμανία κρατάει μια περιφερειακή ή παγκόσμια ηγετική θέση σε διάφορες κατηγορίες χρήσης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Το 2011, ήταν η μεγαλύτερη Ευρωπαϊκή παραγωγός μη-υδροηλεκτρικής ανανεώσιμης ενέργειας (non-hydro renewable electricity), αιολικής ενέργειας και βιοκαυσίμων (κυρίως βιοντίζελ). Η χώρα, ήταν επίσης η μεγαλύτερη παραγωγός ηλιακής ηλεκτρικής ενέργειας στον κόσμο. Η γερμανική κυβέρνηση έχει δηλώσει ότι θα συνεχίσει την μετάβαση από πυρηνική ενέργεια σε ανανεώσιμες πηγές ενέργειας.

Το 2012, το ποσοστό συμμετοχής της κάθε πηγής ενέργειας στην συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας της Γερμανίας, είναι αυτό του σχήματος 3.21.



Σχήμα 3.21 – Ποσοστό συμμετοχής κάθε πηγής ενέργειας στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας της Γερμανίας το 2012

Πηγή : *Energy reforms on path to success / Federal Ministry of Economics and Technology*

➤ Γερμανία και Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

Το ποσοστό των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην συνολική κατανάλωση ενέργειας της Γερμανίας αυξήθηκε σημαντικά το 2012 φτάνοντας το 22.9%. Αυτό το ποσοστό, αντιπροσωπεύει μια αύξηση της τάξης του 2.5% έναντι του ποσοστού του προηγούμενου έτους (2011 – 20.5%). Στις 136 εκατομμύρια KWh, η ηλεκτρική παραγωγή από ηλιακή ενέργεια, αιολική ενέργεια, υδροηλεκτρική ενέργεια και βιομάζα, παρουσίασε αύξηση κατά 10% σε σχέση με το 2011. Αυτή η ανοδική τάση οφείλεται σε μεγάλο βαθμό, στην απότομη αύξηση παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκά. Τα βιοαέρια αποτελούν ένα άλλο τομέα ανάπτυξης και η υδροηλεκτρική ενέργεια παρουσίασε αύξηση λόγω των ισχυρών βροχοπτώσεων. Οι κακές συνθήκες αιολικού δυναμικού (wind power), οδήγησε σε μείωση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ανεμογεννήτριες.

Η πρόσθετη δυναμικότητα λόγω φωτοβολταϊκών, έφθασε σε επίπεδα ρεκόρ το 2012. Στο τέλος της χρονιάς, οι νέες εγκαταστάσεις συνολικής δυναμικότητας 7604 MW, αύξησαν τη συνολική δυναμικότητα του δικτύου σε 32643 MW. Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας έφθασε τις 28 δισεκατομμύρια KWh, μια αύξηση της τάξης του 45% σε σχέση με το 2011 (19.3 δισεκατομμύρια KWh). Η παραγωγή αυτή αντιστοιχεί στο 4.7% της συνολικής κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας. Τα φωτοβολταϊκά ενίσχυσαν σημαντικά τη θέση τους, ως η τρίτη πιο σημαντική μορφή ανανεώσιμης ενέργειας μετά την αιολική ενέργεια και τη βιομάζα.

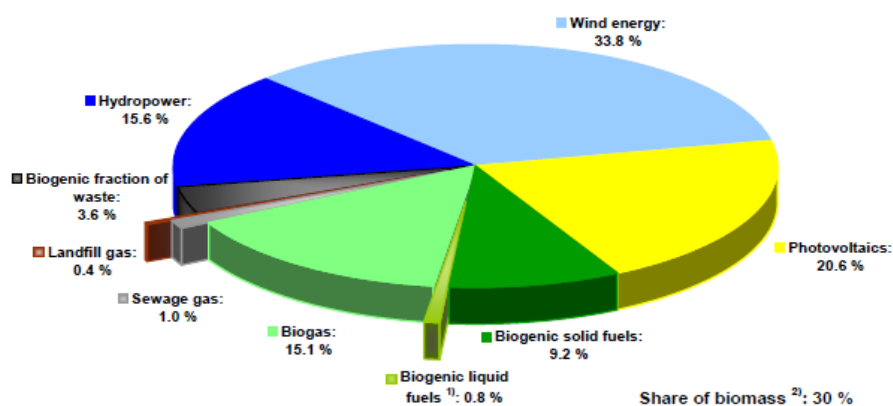
Το 2012, σημειώθηκε επίσης ισχυρή ανοδική τάση στην επέκταση των εγκαταστάσεων αιολικής ενέργειας. Η κατασκευή νέων ανεμογεννητριών αύξησαν τη διαθέσιμη δυναμικότητα κατά 2440 MW, μια σαφή αύξηση σε σχέση με το 2011 (2007 MW). Στο τέλος της χρονιάς, η συνολική εγκατεστημένη ισχύς αιολικής ενέργειας στη Γερμανία, έφθασε τα 31315 MW, από τα οποία τα 280 MW ήταν από υπεράκτιες (offshore) ανεμογεννήτριες. Ωστόσο, στις 46 δισεκατομμύρια KWh, η ηλεκτρική παραγωγή ήταν χαμηλότερη από την προηγούμενη χρονιά (48.9 δισεκατομμύρια KWh). Η μείωση αυτή οφείλεται στις χειρότερες συνθήκες αιολικού δυναμικού, σε σχέση με το 2011. Παρ' όλα

αυτά, με ποσοστό 7.7% (2011 - 8.1%), η αιολική ενέργεια έχει κυρίαρχη θέση ως η κύρια πηγή ανανεώσιμης μορφής ενέργειας. Το ποσοστό της αιολικής ενέργειας από υπεράκτιες ανεμογεννήτριες παρέμεινε χαμηλό το 2012, συμβάλλοντας 1.5% στην συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανεμογεννήτριες. Ακόμα και έτσι, 675 εκατομμύρια KWh παρήχθησαν από υπεράκτιες ανεμογεννήτριες το 2012, περίπου 19% περισσότερο σε σχέση με την προηγούμενη χρονιά.

Ανοδική τάση παρουσίασε και η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από βιομάζα, αύξηση που οφείλεται στην αυξημένη χρήση βιοαερίου. Το 2012, οι νέες εγκαταστάσεις βιοαερίου οδήγησαν σε πρόσθετη αύξηση δυναμικότητας κατά 350 MW, μείωση κατά ένα τρίτο σε σχέση με την πρόσθετη αύξηση δυναμικότητας το 2011 (550 MW). Η κατασκευή νέων εγκαταστάσεων στερεής βιομάζας (solid biomass) παρέμεινε στα ίδια επίπεδα με το 2011 με περίπου 35 MW, ενώ πολλές εγκαταστάσεις υγρής βιομάζας (liquid biomass) έκλεισαν. Σύμφωνα με μια αρχική εκτίμηση, η παραχθείσα ηλεκτρική ενέργεια από βιομάζα έφτασε τις 20.5 δισεκατομμύρια KWh (2011 – 17.5 δισεκατομμύρια KWh). Λαμβάνοντας υπόψη τη στερεή και την υγρή βιομάζα, η ηλεκτρική ενέργεια από βιομάζα έφτασε τις 34 δισεκατομμύρια KWh, αύξηση κατά 10% σε σχέση με την προηγούμενη χρονιά. Το ποσοστό της βιομάζας στην συνολική κατανάλωση ενέργειας, ήταν 5.7%.

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από υδροηλεκτρική ενέργεια αυξήθηκε το 2012. Όπως και τα προηγούμενα χρόνια, πολύ μικρή πρόσθετη δυναμικότητα κατασκευάστηκε. Η υδροηλεκτρική ενέργεια κάλυψε το 3.6% της συνολικής κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας με 21.2 δισεκατομμύρια KWh.

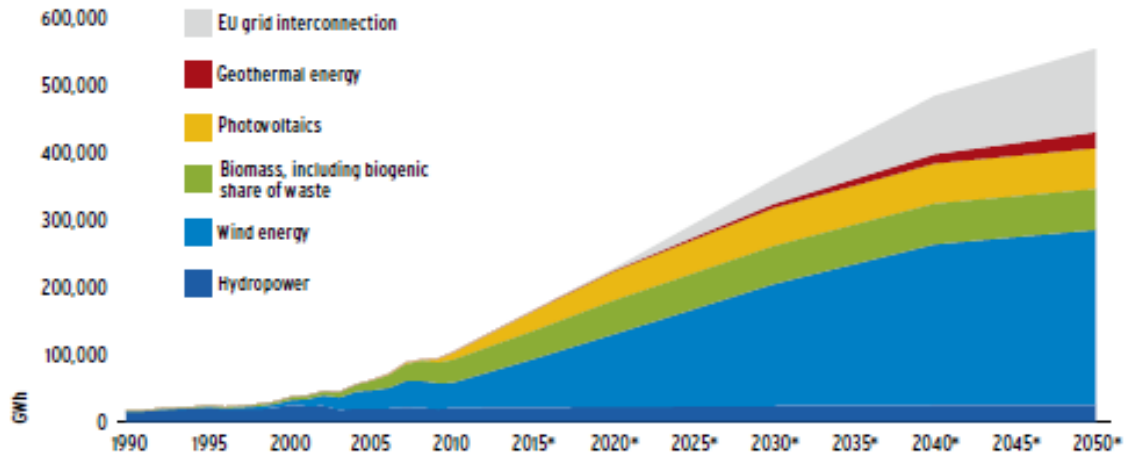
Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από γεωθερμική ενέργεια ήταν χαμηλής σημασίας, παρά τη κατασκευή και λειτουργία δύο νέων σταθμών θερμικής παραγωγής συνολικής παραγωγικότητας 25 εκατομμυρίων KWh, μια αύξηση της τάξης του 35% σε σχέση με το 2011.



Σχήμα 3.22 – Μείγμα παραχθείσας ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας ανά πηγή το 2012

Πηγή : Renewable Energy Sources 2012 / Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and

Nuclear Safety (BMU)



Σχήμα 3.23 – Εξέλιξη της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας 1990-2050

Πηγή : Climate Protection and Growth / Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU)

➤ Το μέλλον της ενεργειακής αγοράς της Γερμανίας

Με το Energy Concept του 2010 και τις αποφάσεις ενεργειακής πολιτικής του 2011, η γερμανική κυβέρνηση έθεσε ως στόχο να κάνει την οικονομία της Γερμανίας μια από τις πιο ενεργειακά αποδοτικές και φιλικές προς το περιβάλλον, στο κόσμο, διατηρώντας παράλληλα ανταγωνιστικές ενεργειακές τιμές και υψηλό επίπεδο ευημερίας. Υπάρχει ένα τεράστιο ενδιαφέρον για το Energiewende (μετασχηματισμός του ενεργειακού συστήματος) της Γερμανίας, ειδικά στην Ευρώπη.

Η γερμανική κυβέρνηση, έχει ήδη σημειώσει σημαντική πρόοδο στην εφαρμογή αυτού του μετασχηματισμού. Η κατανάλωση ενέργειας μειώνεται, οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας παίζουν ολοένα και σημαντικότερο ρόλο στην παροχή ηλεκτρικής ενέργειας, οι εκπομπές των αερίων του θερμοκηπίου μειώνονται και η αξιόπιστη παροχή ηλεκτρικής ενέργειας είναι εγγυημένη παρά το κλείσιμο οκτώ πυρηνικών σταθμών. Παράλληλα, έχουν τεθεί οι βάσεις για την επέκταση των ηλεκτρικών δικτύων. Μία πρόκληση που απομένει είναι η επιβάρυνση από την αύξηση της τιμής της ενέργειας. Αυτό οφείλεται κατά κύριο λόγο στις τιμές της παγκόσμιας αγοράς για το αργό πετρέλαιο, το φυσικό αέριο και τον άνθρακα, οι οποίες ανήλθαν σε επίπεδο ρεκόρ το 2011. Στην περίπτωση της ηλεκτρικής ενέργειας, η αυξανόμενη επιβάρυνση σύμφωνα με το πλαίσιο νόμου περί Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (Renewable Energy Sources Act – Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG), επίσης συμβάλλει στην αύξηση των τιμών. Κατά την εφαρμογή του Energiewende, η γερμανική κυβέρνηση θα επικεντρωθεί στη διασφάλιση ότι το κόστος του ενεργειακού εφοδιασμού μπορεί να περιοριστεί.

Για την επίτευξη των φιλόδοξων στόχων σχετικά με την ενέργεια και το κλίμα, σημαντικές προσπάθειες απαιτούνται για την μείωση της ενεργειακής κατανάλωσης σε όλους τους τομείς, τη βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας, την περαιτέρω επέκταση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, την αναδιάρθρωση των γερμανικών

σταθμών παραγωγής και την προώθηση της επέκτασης των δικτύων. Περίπου 160 μέτρα έχουν παρθεί, μετά την έγκριση του Energy Concept. Πολλά από αυτά τα μέτρα υλοποιήθηκαν μέσα σε σύντομο χρονικό διάστημα.

Στόχοι του Energiewende:

	2011	2020	2050		
Εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου					
Εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου (σε σχέση με τα επίπεδα του 1990)	-26.4%	-40%	2030 -55%	2040 -70%	2050 -80% με - 95%
Αποδοτικότητα					
Κατανάλωση πρωτογενούς ενέργειας (σε σχέση με τα επίπεδα του 2008)	-6.0%	-20%	-50%		
Ενεργειακή παραγωγικότητα (τελική ενεργειακή κατανάλωση)	2.0% ανά έτος (2008- 2011)	2.1% ανά έτος (2008-2050)			
Ακαθάριστη (Gross) ενεργειακή κατανάλωση (σε σχέση με τα επίπεδα του 2008)	-2.1%	-10%	-25%		
Ποσοστό ηλεκτρικής παραγωγής από μονάδες συμπαραγωγής θερμότητας και ηλεκτρισμού	15.4% (2010)	25%	-		
Κτήρια					
Απαιτήσεις θερμότητας	-	-20%	-		
Απαιτήσεις πρωτογενούς ενέργειας	-	-	≈ -80%		
Ρυθμός εκσυγχρονισμού	≈ 1% ανά έτος	Διπλασιασμός επιπέδων σε 2% ετησίως			
Μεταφορές					
Τελική ενεργειακή κατανάλωση (σε σχέση με τα επίπεδα του 2005)	≈ -0.5%	-10%	-40%		
Αριθμός ηλεκτρικών οχημάτων	≈ 6600	1 εκατομμύριο	2030 6 εκατομμύρια	-	
Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας					
Ποσοστό συμμετοχής στην ακαθάριστη (gross) ενεργειακή κατανάλωση	20.3%	≥ 35%	2030 ≥ 50%	2040 ≥ 65%	2050 ≥ 80%
Ποσοστό συμμετοχής στην τελική ακαθάριστη ενεργειακή κατανάλωση	12.1%	18%	2030 30%	2040 45%	2050 60%

Πίνακας 3.6 – Στόχοι του Energiewende

Πηγή: First Monitoring Report "Energy of the future" / Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU) & Federal Ministry of Economics and Technology

- Κατανάλωση ενέργειας και ενεργειακή απόδοση
 - Υπήρξε σημαντική μείωση στην κατανάλωση ενέργειας το 2011 (-4.9%), παρά τη σημαντική άνοδο της οικονομικής δραστηριότητας. Η συνολική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας το 2011, ήταν περίπου 1.5% λιγότερη από τα επίπεδο του 2010 και 2.1% λιγότερη από το επίπεδο του 2008.
 - Οι συγκριτικά ήπιες θερμοκρασίες είχαν θετική επίδραση στην κατανάλωση ενέργειας και την ενεργειακή απόδοση.
 - Η ενεργειακή απόδοση βελτιώθηκε κατά την περίοδο 2008-2011 (2% μέση ετήσια αύξηση της τελικής ενεργειακής παραγωγικότητας). Η τάση αυτή θα πρέπει να συνεχιστεί και να επιταχυνθεί, προκειμένου να επιτευχθεί ο στόχος της γερμανικής κυβέρνησης (+2.1% ανά έτος μέχρι το 2020).

- Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας
 - Γενικά, η επέκταση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στη Γερμανία, βρίσκεται σε καλό δρόμο. Το 2011, το ποσοστό των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην τελική συνολική ενεργειακή κατανάλωση, ήταν περισσότερο από 12%.
 - Στον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας, η επέκταση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας έχει ξεπεράσει τον ελάχιστο στόχο. Το 2011, το ποσοστό των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην συνολική ηλεκτρική κατανάλωση ξεπέρασε το όριο των 20% για πρώτη φορά και στο πρώτο εξάμηνο του 2012, το ποσοστό των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας ήταν περίπου ένα τέταρτο (25%).
 - Η προώθηση της ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας σύμφωνα με το EEG, δημιουργεί κόστη τα οποία στη συνέχεια επιβαρύνουν τους καταναλωτές. Το 2011, ο όγκος τροφοδοσίας EEG ήταν περίπου 91.2 TWh. Τα διαφορικά κόστη ανήλθαν σε 12.1 δισεκατομμύρια Ευρώ (2010 – 9.4 δισεκατομμύρια Ευρώ).
 - Οι βασικές προκλήσεις της οικονομικής αποδοτικότητας, της αγοράς και ολοκλήρωσης του συστήματος, έχουν ήδη αντιμετωπιστεί μέχρι ενός βαθμού μέσω αναθεωρήσεων του EEG, αλλά μια συνολική μεταρρύθμιση του νόμου είναι απαραίτητη για να καθοδηγήσει την επέκταση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.

- Κτήρια
 - Η θέρμανση των χώρων, το ζεστό νερό και ο κλιματισμός των κτηρίων ευθύνονται για το 31.1% της συνολικής τελικής ενεργειακής κατανάλωσης. Μέχρι το 2011, η τελική ενεργειακή κατανάλωση στα νοικοκυριά είχε μειωθεί κατά περίπου 11% κατά τη διάρκεια της ίδιας περιόδου.

- Μεταφορές
 - Μέχρι το 2011, η τελική ενεργειακή κατανάλωση για το τομέα των μεταφορών μειώθηκε κατά περίπου 7.5% από το υψηλότερο επίπεδο της το 1999, παρόλο που τα χιλιόμετρα που ταξίδεψαν οι επιβάτες αυξήθηκαν κατά 7% και τα χιλιόμετρα που ταξίδεψαν τα εμπορεύματα κατά 31%, κατά τη διάρκεια της ίδιας περιόδου. Ένας λόγος για την πτώση της κατανάλωσης, ενώ ο αριθμός των χιλιομέτρων που διανύθηκαν αυξήθηκε, είναι οι βελτιώσεις της ενεργειακής αποδοτικότητας του τομέα των μεταφορών. Συνολικά, η κατανάλωση ενέργειας μειώθηκε κατά 0.5% σε σχέση με το 2005.
 - Από το 1990 έως το 2010, η μέση ειδική ενεργειακή κατανάλωση σε μεταφορές επιβατών και εμπορευμάτων, μειώθηκε κατά ένα μέσο της τάξης του 3.1% σε ετήσια βάση.
 - Η μέση κατανάλωση καυσίμου των νέων οχημάτων, μειώθηκε από 8 λίτρα ανά 100 χιλιόμετρα το 1998, σε 5.9 λίτρα ανά 100 χιλιόμετρα το 2011. Αυτό ισοδυναμεί με μια συνολική μείωση της τάξης του 26% κατά την περίοδο 1998-2011.

- Ασφάλεια εφοδιασμού
 - Όπως και στα προηγούμενα χρόνια, ο εφοδιασμός της Γερμανίας σε ενεργειακές πρώτες ύλες, το 2011, δεν βρισκόταν σε κίνδυνο.
 - Ο τομέας ηλεκτρικής ενέργειας διανύει αυτή την στιγμή μια περίοδο ριζικών αλλαγών με το κλείσιμο πυρηνικών σταθμών συνολικής δυναμικότητας 8.4 GW και με την εντατική ανάπτυξη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.
 - Το 2011, ασφάλεια εφοδιασμού της Γερμανίας παρέμεινε σε υψηλά επίπεδα, αλλά το δίκτυο της νότιας Γερμανίας ήταν υπό πίεση. Για το λόγο αυτό, η τελευταία αναθεώρηση του νόμου περί βιομηχανικής ενέργειας (Energy Industry Act), προβλέπει νέες νομικές διατάξεις για την εξασφάλιση εφεδρικής ισχύς για τους σταθμούς παραγωγής. Ακόμη, η ομοσπονδιακή κυβέρνηση σχεδιάζει να εκπονήσει μια συντονισμένη πρόταση για ένα ρυθμιστικό πλαίσιο που θα εξασφαλίζει μια προσέγγιση της αγοράς για την εξασφάλιση επαρκούς ποσότητας εφεδρικής ισχύς μεσοπρόθεσμα και μακροπρόθεσμα.
 - Για να διευκολυνθεί η μετάβαση στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και η παράλληλη εξασφάλιση υψηλού επιπέδου ασφαλείας του εφοδιασμού, η επέκταση των συστημάτων δικτύου υπερυψηλής τάσης είναι απαραίτητη. Οι ελκυστικές συνθήκες για τις επενδύσεις στα δίκτυα προσφέρουν μια καλή βάση για αυτό. Νέοι νόμοι, όπως ο νόμος για την γρήγορη επέκταση του δικτύου (Grid Expansion Acceleration Act), τέθηκαν σε εφαρμογή το καλοκαίρι του 2011 για τον προσδιορισμό των απαιτήσεων της επέκτασης του δικτύου και των διαδικασιών έγκρισης. Η νέα νομοθεσία θα επιταχύνει την επέκταση των δικτύων και θα οδηγήσει σε μεγαλύτερη συμμετοχή του κοινού.

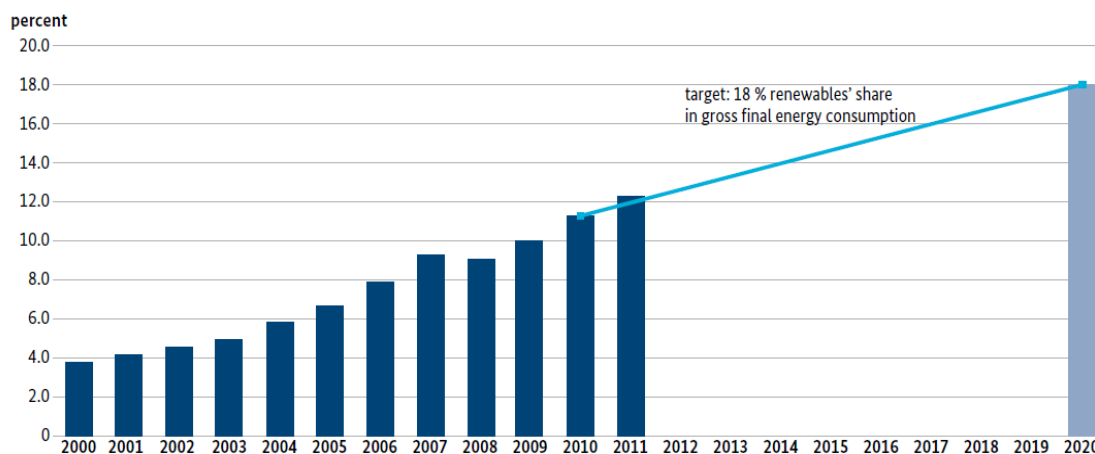
- Γενικά, η Γερμανία έχει μια από τις πιο αξιόπιστες προμήθειες ηλεκτρικής ενέργειας στην Ευρώπη.
 - Τα τελευταία χρόνια η Γερμανία έχει επιτύχει ποσοτικό πλεόνασμα των εξαγωγών ηλεκτρικής ενέργειας.
- Αέρια του θερμοκηπίου
 - Μέχρι το 2011, η Γερμανία είχε επιτύχει μια συνολική μείωση στις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου της τάξης του 26.4% σε σχέση με τα επίπεδα του 1990.

Τέλος, η Γερμανία ως προς τη συνολική αιολική δυναμικότητα και αιολική παραγωγή, έχει θέσει τους παρακάτω στόχους για το διάστημα 2014-2020.

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
MW	34802	36647	38470	40154	41909	43751	45750
GWh	63657	69994	76067	82466	89210	96359	104435

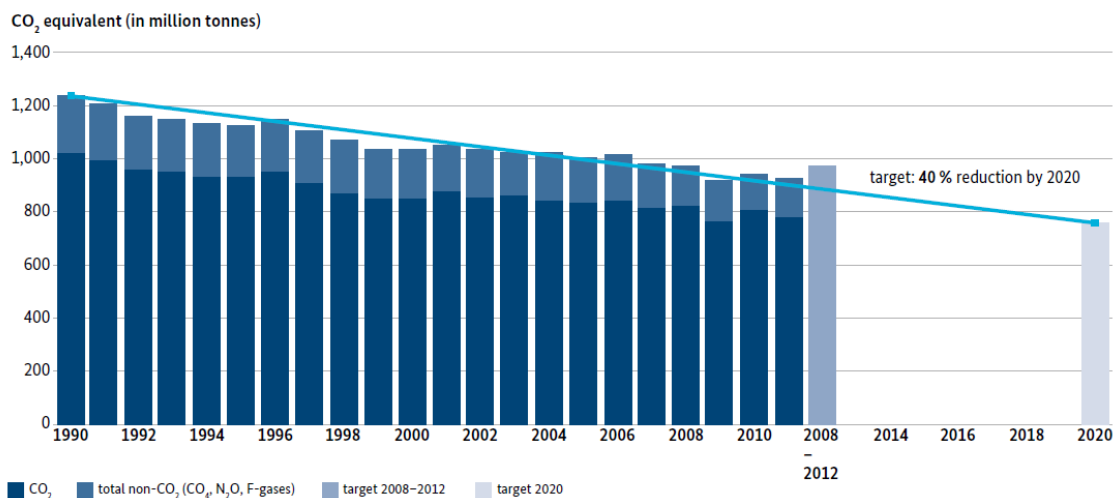
Πίνακας 3.6 – Συνολική αιολική δυναμικότητα και παραγωγή για το διάστημα 2014 – 2020

Πηγή : National Renewable Energy Action Plan (Germany)



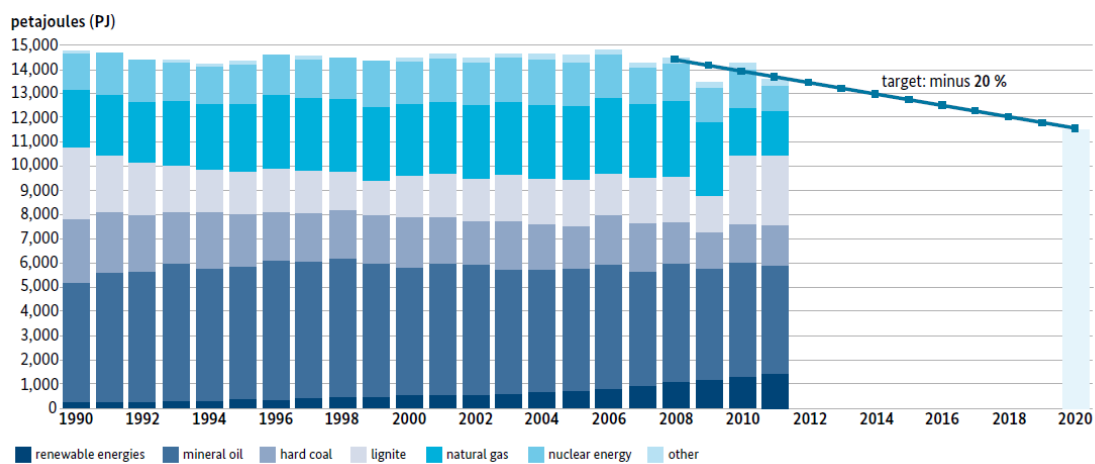
Σχήμα 3.24 – Ποσοστό ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στη συνολική τελική ενεργειακή κατανάλωση 2000-2020

Πηγή : First Monitoring Report "Energy of the future" / Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU) & Federal Ministry of Economics and Technology



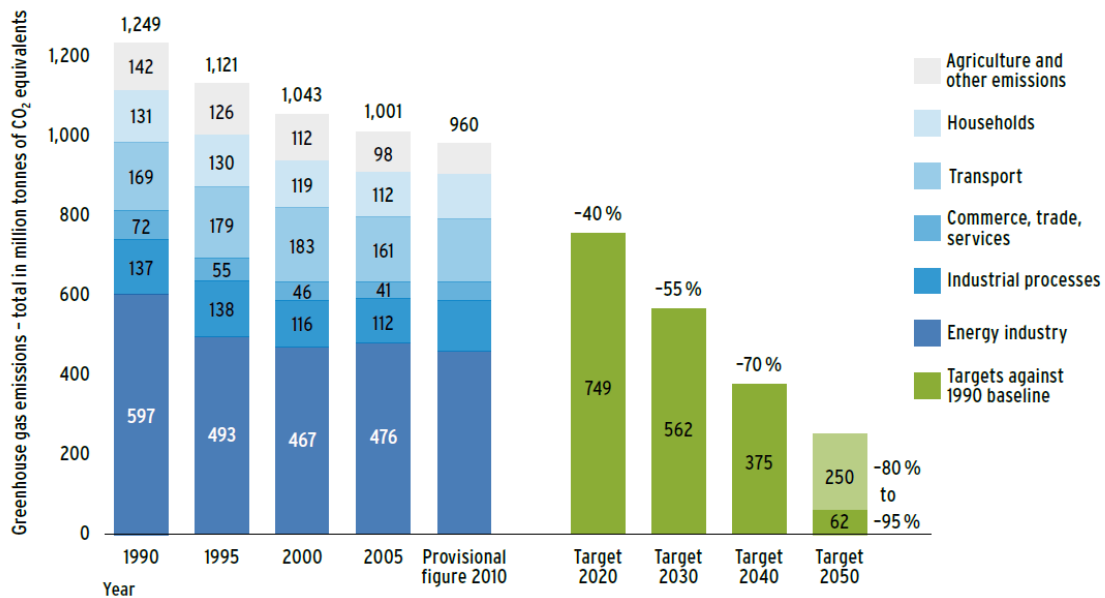
Σχήμα 3.25 – Εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου 1990-2020

Πηγή : First Monitoring Report "Energy of the future" / Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU) & Federal Ministry of Economics and Technology



Σχήμα 3.26 – Κατανάλωση πρωτογενούς ενέργειας ανάλογα με τις πηγές ενέργειας 1990-2020

Πηγή : First Monitoring Report "Energy of the future" / Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU) & Federal Ministry of Economics and Technology



Σχήμα 3.27 – Εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου 1990-2050

Πηγή : Climate Protection and Growth / Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and

Nuclear Safety (BMU)

3.2.4 Δανία

➤ Χαρακτηριστικά Ενεργειακής Αγοράς της Δανίας το 2012

Η ανάπτυξη της αγοράς και οι κλιματικές συνθήκες, παίζουν καθοριστικό ρόλο στη διαμόρφωση του μείγματος ενέργειας της Δανίας. Το μείγμα ηλεκτρικής ενέργειας της Δανίας, χαρακτηρίζεται από την έντονη παρουσία ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και κυρίως της αιολικής ενέργειας.

Ορισμένα χαρακτηριστικά της ενεργειακής αγοράς της Δανίας το 2012, ήταν :

- Μεγαλύτερη εισαγωγή Σκανδιναβικής υδροηλεκτρικής ενέργειας, εκτεταμένη παραγωγή αιολικής ενέργειας και μικρότερη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας, οδήγησε σε μικρή παραγωγή θερμικής ενέργειας.
- Το μερίδιο των ορυκτών καυσίμων στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, υποχώρησε σε ιστορικό χαμηλό επίπεδο.
- Η εγκατεστημένη ισχύς των ιδιόκτητων μονάδων φωτοβολταϊκών, κάτω των 6 kW, ήταν στο τέλος τους 2012 περίπου 400 MW. Το νούμερο αυτό, αντιστοιχεί περίπου στο 1 % της συνολικής κατανάλωσης ενέργειας της Δανίας το 2013.

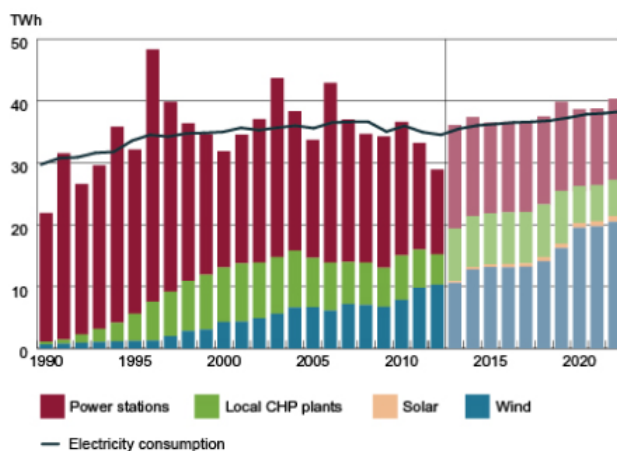
Ανάπτυξη των βασικών μεγεθών για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στη Δανία	2011	2012	Αλλαγή
	GWh	GWh	%
Καθαρή παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας	33210	28921	-13
Καθαρές εισαγωγές	1318	5214	-
Κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας (οι απώλειες στις γραμμές μεταφοράς συμπεριλαμβάνονται)	34528	34135	-1
Προδιαγραφές παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας	GWh	GWh	%
Αιολική ενέργεια	9765	10267	5
Υδροηλεκτρική ενέργεια και φωτοβολταϊκά	18	18	3
Θερμική παραγωγή (ανανεώσιμες πηγές ενέργειας)	3851	3935	2
Θερμική παραγωγή (μη ανανεώσιμες πηγές ενέργειας)	19577	14700	-25
Μερίδιο ανανεώσιμης μορφής ενέργειας	%	%	Διαφορά
Αιολική ενέργεια (καθαρή παραγωγή)	29,4	35,5	6,1
Αιολική ενέργεια (κατανάλωση)	28,3	30,1	1,8
Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (καθαρή παραγωγή)	41,1	49,2	8,1
Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (κατανάλωση)	39,5	41,7	2,2

Πίνακας 3.7 – Μεταβολές στα βασικά μεγέθη 2011-2012

Η εκπομπή CO₂ λόγω της παραγωγής και συμπαραγωγής (CHP) ηλεκτρικής ενέργειας έπεσε κατά 17.3 % το 2012, σε σχέση με το 2011. Η πτώση αυτή, οφείλεται στη σημαντική μείωση των θερμικών μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, που βασίζονται στον άνθρακα, το πετρέλαιο και το φυσικό αέριο. Ακόμη, η κατανάλωση βιοκαυσίμων (biofuels) έχει παρουσιάσει σημαντική αύξηση την περίοδο 2009-2010, και ως εκ τούτου έχει παραμείνει σε σχετικά σταθερά υψηλά επίπεδα. Η εκπομπή των αερίων SO₂ και NO_x έχει παρουσιάσει μείωση κατά 8% και 17% αντίστοιχα στο διάστημα 2011-2012.

➤ Ιστορικά Στοιχεία Ενεργειακής Αγοράς της Δανίας

Παραγωγή και Κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας στη Δανία 1990-2022



Σχήμα 3.28 – Παραγωγή και Κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας στη Δανία 1990-2022

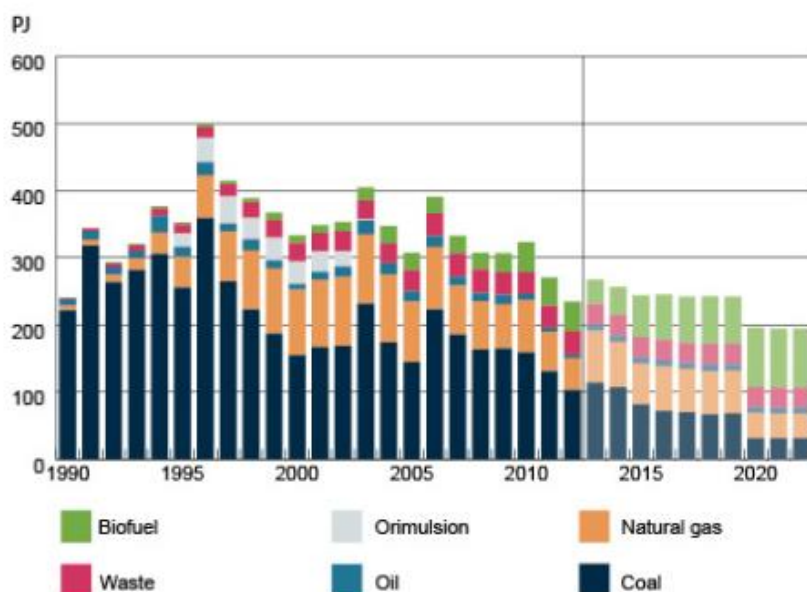
Πηγή : Environmental report for Danish electricity and CHP 2012 / energinet.dk

Από το 1990, έχει υπάρξει μια σημαντική επέκταση των τοπικών μονάδων συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας (Local CHP plants) και των ανεμογεννητριών, στη Δανία. Το 2012, η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στη Δανία ήταν 28921 GWh, περίπου 13% μικρότερη από το 2011. Η μείωση στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, οφείλεται στην μείωση των θερμικών μονάδων παραγωγής κατά 20% και την παράλληλη αύξηση της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από ανεμογεννήτριες κατά 5%. Επομένως, η αιολική ενέργεια καλύπτει περίπου το 30% της ετήσιας κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας το 2012, σε αντίθεση με το 1990, όπου καλύπτει μόνο το 2%.

Η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας στη Δανία αυξήθηκε κατά 12 % στο διάστημα 1990-2012, ενώ μειώθηκε κατά 1 % το διάστημα 2011-2012, γεγονός το οποίο οφείλεται μεταξύ άλλων, στην μεγάλη αύξηση των εγκατεστημένων ιδιόκτητων φωτοβολταϊκών μονάδων. Στο διάστημα πρόβλεψης 2012-2022, αναμένεται περαιτέρω αύξηση της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας κατά 10%. Μεγάλο μέρος της αναμενόμενης αύξησης, προέρχεται από την σταδιακή εισαγωγή των ηλεκτρικών λεβήτων (electric boilers), των αντλιών θερμότητας (heat pumps) και των ηλεκτρικών οχημάτων (electric vehicles).

Επίσης κατά την περίοδο πρόβλεψης 2012-2022 αναμένεται σημαντική αύξηση στον αριθμό των ανεμογεννητριών, με την εγκατεστημένη ισχύ να αναμένεται να αυξηθεί κατά 44% το 2022 σε σχέση με το 2012. Αποτέλεσμα αυτής της αύξησης, θα είναι η αύξηση της παραγόμενης αιολικής ενέργειας από 10,3 TWh το 2012, σε 20,5 TWh το 2022. Ακόμη, η σημασία των φωτοβολταϊκών αναμένεται να αυξηθεί στο μέλλον, με εκτιμώμενη ισχύ εγκατάστασης 1400 MW το 2022 και παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια 0,9 TWh (ισοδύναμη με το 2% της συνολικής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας).

Κατανάλωση καυσίμων στη Δανία 1990-2022



Σχήμα 3.29 – Κατανάλωση καυσίμων στη Δανία 1990-2022

Πηγή : Environmental report for Danish electricity and CHP 2012 / energinet.dk

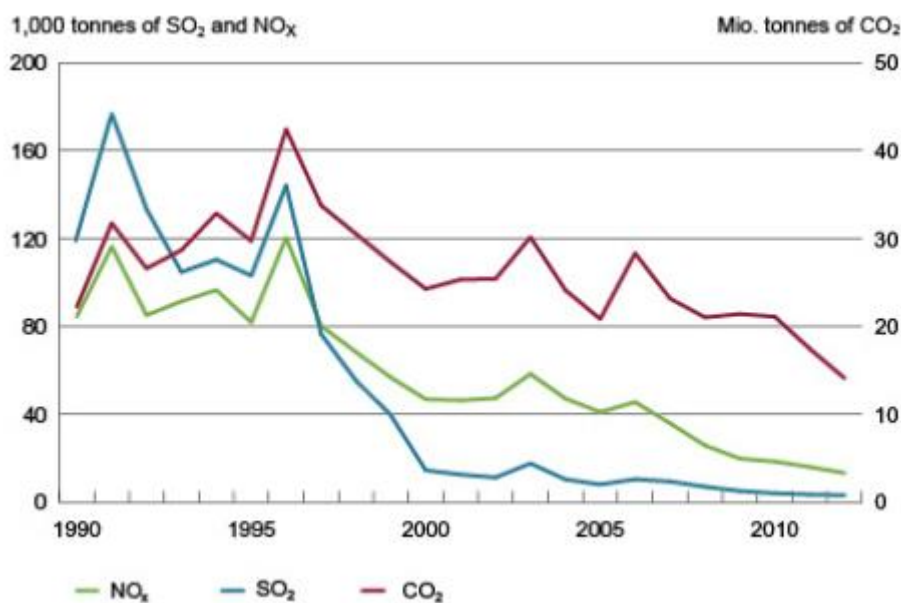
Η κατανάλωση των βιοκαυσίμων (βιομάζα - biomass και βιοαέριο - biogas) έχει αυξηθεί σημαντικά τα τελευταία χρόνια. Το 2012, τα βιοκαύσιμα αποτελούσαν το 19% της συνολικής κατανάλωσης καυσίμων από τους σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής της Δανίας. Με βάση το παραπάνω σχήμα, το μερίδιο των βιοκαυσίμων αναμένεται να αυξηθεί σε 45% το 2022.

Από το 1990 μέχρι το 2012, το μερίδιο του άνθρακα στην κατανάλωση καυσίμων της Δανίας, παρουσιάζει σταθερή μείωση. Αυτό οφείλεται στην επέκταση των τοπικών μονάδων συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας (CHP plants) που βασίζονται στο φυσικό αέριο και απόβλητα, καθώς και επίσης στην μεταστροφή σε φυσικό αέριο και βιομάζα πολλών σταθμών παραγωγής.

Περαιτέρω μείωση της χρήσης ορυκτών καυσίμων στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας της Δανίας, αναμένεται κατά το διάστημα 2012-2022, καθώς ένας αριθμός μονάδων καύσης άνθρακα αναμένεται είτε να τεθούν εκτός λειτουργίας είτε να μετατραπούν σε σταθμούς παραγωγής που τροφοδοτούνται με βιομάζα.

Εκπομπές CO₂, SO₂ και NO_x

Σύμφωνα με την τελευταία δήλωση του 2011, ο τομέας ηλεκτρικής ενέργειας της Δανίας, συμβάλλει κατά 32%, 24% και 13% του συνόλου εκπομπών της Δανίας σε CO₂, SO₂, NO_x αντίστοιχα. Η εξέλιξη των εκπομπών αυτών των τριών αερίων (λόγω της παραγωγής της ηλεκτρικής ενέργειας) στη Δανία, για το διάστημα 1990-2012, παρουσιάζεται στο σχήμα 3.30.



Σχήμα 3.30 –Εκπομπές αερίων CO₂, SO₂, NO_x στη Δανία 1990-2012

Πηγή : Environmental report for Danish electricity and CHP 2012 / energinet.dk

Από το 1990, οι εκπομπές των αερίων CO₂, SO₂ και NO_x, έχουν μειωθεί κατά 41%, 97% και 84% αντίστοιχα. Οι εκπομπές CO₂ ακολουθούν την εξέλιξη που ακολουθεί η κατανάλωση καυσίμων στους σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, και επομένως

παρουσιάζουν σημαντικές διακυμάνσεις στις ιστορικές αξίες, ανάλογα με την εμπορία ηλεκτρικής ενέργειας με τις γειτονικές χώρες. Προς το 2022, αναμένεται περαιτέρω μείωση στην εκπομπή CO₂, λόγω της αντικατάστασης του άνθρακα με βιομάζα σε πολλούς σταθμούς παραγωγής.

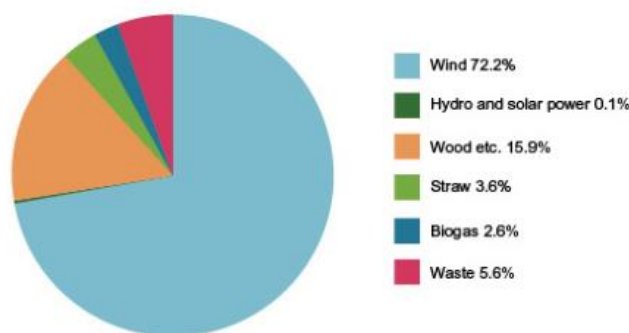
Η μείωση που παρατηρείται στην εκπομπή SO₂ μπορεί να αποδοθεί στην χρήση καυσίμων με χαμηλότερη περιεκτικότητα σε θείο και στην εγκατάσταση μονάδων αποθείωσης (desulphurization units) σε μεγάλους σταθμούς παραγωγής και σταθμούς που βασίζονται στην επεξεργασία αποβλήτων (waste-fired plants). Η μείωση που παρατηρείται στην εκπομπή NO_x, οφείλεται κυρίως στην εγκατάσταση μονάδων deNO_x και καυστήρων χαμηλού NO_x (low-NO_x burners).

Προς το 2022, οι εκπομπές SO₂ και NO_x αναμένεται να παραμείνουν σε σταθερά χαμηλά επίπεδα. Η εισαγωγή ενός αυξημένου φόρου για την εκπομπή NO_x, από τα μέσα του 2012, αναμένεται να έχει επίσης ένα αντίκτυπο στην εκπομπή NO_x.

➤ Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας το 2012

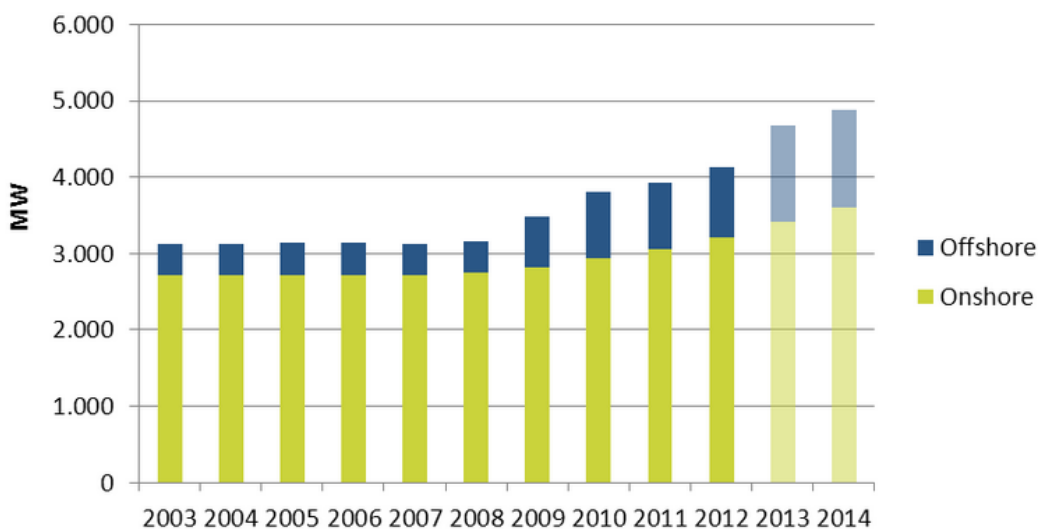
Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας κυριαρχείται κυρίως από την αιολική ενέργεια. Άλλες ανανεώσιμες πηγές ενέργειας που χρησιμοποιούνται είναι η υδροηλεκτρική ενέργεια, τα φωτοβολταϊκά, το βιοαέριο, η βιομάζα (άχυρο και ξύλο) και το βιοαποικοδομήσιμο μέρος των αποβλήτων. Στο σχήμα 3.31, παρουσιάζεται η κατανομή των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας της Δανίας το 2012.

Συνολικά, η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας αυξήθηκε κατά 4% στο διάστημα 2011-2012. Το 2011, η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας αποτελούσε το 41% της συνολικής παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας της Δανίας, ενώ το 2012 αποτελούσε το 49%.



Σχήμα 3.31 –Κατανομή ανανεώσιμων πηγών ενέργειας της Δανίας το 2012

Πηγή : Environmental report for Danish electricity and CHP 2012 / energinet.dk



Σχήμα 3.32 – Συγκεντρωτική αιολική ισχύς (MW) υπεράκτιων και χερσαίων εγκαταστάσεων 2003-2014

Πηγή : Danish wind industry association & Danish Energy Agency

➤ Ενεργειακοί Στόχοι για το 2020

Το 2020, το 30% της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας της Δανίας, πρέπει να καλύπτεται από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Η διασφάλιση ότι οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, και ιδιαίτερα η αιολική ενέργεια, θα μπορούν να καλύπτουν το 50% της κατανάλωσης αποτελεί μια σημαντική συμβολή στην επίτευξη αυτού του στόχου. Το 2020, η αιολική ενέργεια προβλέπεται να αποτελεί το 52% της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας της Δανίας.

Ορισμένες από τις προκλήσεις που σχετίζονται με το μερίδιο της τάξης του 52% της αιολικής ενέργειας, είναι :

- *Δίκτυο Ηλεκτρικής Ενέργειας* : Η πρόκληση είναι να ενισχυθεί και επεκταθεί το υπάρχον δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας, ώστε η ισχύς να μπορεί να μεταδοθεί από τα νέα αιολικά πάρκα εκεί που είναι σε ζήτηση στη διασυνδεδεμένη διεθνή ηλεκτρική αγορά.
- *Σύστημα Ισχύος* : Δεδομένοι ότι η ηλεκτρική ενέργεια δεν μπορεί να αποθηκευτεί αποτελεσματικά σήμερα, το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας πρέπει πάντα να ισορροπεί μεταξύ παραγωγής και κατανάλωσης. Μερίδιο της αιολικής ενέργειας της τάξης του 52%, αυξάνει σημαντικά την ανάγκη να μπορεί το σύστημα να χειριστεί τις ελλείψεις χωρητικότητας όταν δεν υπάρχει άνεμος και τις υπερπροσφορές όταν υπάρχουν ισχυροί άνεμοι.
- *Εξισορρόπηση συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας* : Σήμερα, όπου το μερίδιο της αιολικής ενέργειας είναι της τάξης του 20%, οι ελλείψεις χωρητικότητας δεν αποτελούν πρόβλημα καθώς οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας δεν έχουν εκτοπίσει ακόμα τους μεγάλους σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Η υπερπροσφορά αποτελεί πρόβλημα για περίπου 100 ώρες το χρόνο. Το πρόβλημα

αυτό αναμένεται να γίνει 3-5 φορές χειρότερο σε λίγα χρόνια, εάν δεν εισαχθούν νέα μέσα.

Εκτεταμένη έρευνα και ανάπτυξη διεξάγεται στα μέσα χειρισμού των αυξανόμενων ποσοτήτων αιολικής ενέργειας στο σύστημα ισχύος. Μερικά από τα μέσα είναι :

Εξισορρόπηση Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας

- Βραχυπρόθεσμα
 - Επέκταση των διασυνδέσεων
 - Ενίσχυση και επέκταση του υπάρχοντος δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας
 - Καλύτερη πρόβλεψη της ισχύος των ανέμων
 - Σύζευξη της αγοράς
 - Απορρύθμιση της παραγωγής με βοήθεια από τις αρνητικές τιμές spot

- Μεσοπρόθεσμα
 - Γεωγραφική κατανομή των υπεράκτιων (offshore) αιολικών πάρκων
 - Υπεράκτιο ηλεκτρικό δίκτυο
 - Έξυπνα δίκτυα (Smart grids)
 - Αντιμετώπιση ζήτησης
 - Ευέλικτη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας

- Μακροπρόθεσμα
 - Αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο φυσικού αερίου
 - Αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας σε μπαταρίες
 - Αποθήκευση ενέργειας πεπιεσμένου αέρα (compressed energy air storage)

Ένταξη ηλεκτρικής ενέργειας ανανεώσιμων πηγών ενέργειας σε άλλους τομείς

- Βραχυπρόθεσμα
 - Αντλίες θερμότητας σε εγκαταστάσεις ΣΗΘ (Συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας)
 - Ηλεκτρικοί λέβητες σε εγκαταστάσεις ΣΗΘ
 - Αντλίες θερμότητας σε νοικοκυριά

- Μεσοπρόθεσμα
 - Plug-in υβριδικά αυτοκίνητα
 - Ηλεκτρικά αυτοκίνητα

- Μακροπρόθεσμα
 - Χρήση υδρογόνου (electrolysis-based hydrogen) στον τομέα των μεταφορών

- Χρήση υδρογόνου (electrolysis-based hydrogen) στο δίκτυο φυσικού αερίου
- Ενεργειακή Στρατηγική 2050 - Από τον άνθρακα, πετρέλαιο και φυσικό αέριο στην πράσινη ενέργεια

Η Ενεργειακή Στρατηγική 2050, αποτελεί ένα τεράστιο βήμα προς την υλοποίηση του οράματος της Δανικής κυβέρνησης για την ανεξαρτοποίηση από τον άνθρακα, το πετρέλαιο και το φυσικό αέριο.

Το 2010, η Δανική Επιτροπή για την Πολιτική Αλλαγή του Κλίματος (Danish Commission on Climate Change Policy), κατέληξε στο συμπέρασμα ότι η μετάβαση σε μια κοινωνία ανεξάρτητη από τα ορυκτά καύσιμα, είναι μια πραγματική δυνατότητα. Η ενεργειακή στρατηγική 2050, υλοποιεί αυτό το έργο.

Η στρατηγική, παρουσιάζει ένα ευρύ φάσμα νέων πρωτοβουλιών ενεργειακής πολιτικής. Οι πρωτοβουλίες αυτές, είναι ικανές να μειώσουν σημαντικά την εξάρτηση στα ορυκτά καύσιμα σε βραχυπρόθεσμο χρονικό διάστημα. Μέχρι το 2020, η στρατηγική αυτή μπορεί να μειώσει τη χρήση των ορυκτών καυσίμων στον ενεργειακό τομέα κατά 33 % σε σχέση με το 2009. Ακόμη, η στρατηγική αυτή θα αυξήσει το μερίδιο των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην τάξη του 33 % μέχρι το 2020 και θα μειώσει την κατανάλωση πρωτογενούς ενέργειας κατά 6 % μέχρι το 2020 σε σχέση με το 2006, λόγω της ισχυρής έμφασης στις βελτιώσεις της ενεργειακής απόδοσης.

Ο στόχος της κυβέρνησης να ανεξαρτοποιηθεί η Δανία από τα ορυκτά καύσιμα μέχρι το 2050, βασίζεται στη συνειδητοποίηση ότι ο κόσμος αντιμετωπίζει μια νέα εποχή για την ενεργειακή πολιτική. Ο 20^{ος} αιώνας χαρακτηριζόταν από την πρόσβαση σε φθινό και άφθονο άνθρακα, πετρέλαιο και φυσικό αέριο. Τον 21^ο αιώνα, θα πρέπει να βρούμε άλλους τρόπους για την ικανοποίηση των ενεργειακών αναγκών μας.

Μέσα στα επόμενα 25 χρόνια, η συνολική κατανάλωση ενέργειας του κόσμου αναμένεται να αυξηθεί κατά ένα τρίτο. Σε παγκόσμιο επίπεδο, η αυξανόμενη πίεση για ορυκτές πηγές ενέργειας έχει συμβάλει στην δημιουργία μιας ενεργειακής κούρσας, όπου η επιρροή και οι ευκαιρίες ανάπτυξης των περιφερειών εξαρτώνται σε μεγάλο βαθμό από την πρόσβαση σε ορυκτά καύσιμα, με αποτέλεσμα την αύξηση των τιμών και τη δημιουργία αβεβαιότητας.

Στόχος της Δανικής κυβέρνησης είναι η ανεξαρτησία από τον άνθρακα, το πετρέλαιο και το φυσικό αέριο μέχρι το 2050. Με την κίνηση αυτή προς την ανεξαρτησία από τα ορυκτά καύσιμα, η Δανία θα ικανοποιήσει και άλλες δύο σημαντικές φιλοδοξίες :

- Η Δανία θα διατηρήσει ένα υψηλό επίπεδο ασφάλειας του εφοδιασμού και θα εξασφαλίσει μια σταθερή, οικονομικά προσιτή ενέργεια. Η ασφάλεια του εφοδιασμού θα είναι μια σημαντική πρόκληση σε ένα μέλλον, όπου η παγκόσμια ζήτηση για ενέργεια αυξάνεται ανάλογα με την αύξηση του πληθυσμού και την οικονομική ανάπτυξη, και οι εναπομείναντες πόροι

πετρελαίου και φυσικού αερίου θα βρίσκονται στα χέρια λίγων, και συχνά πολιτικά ασταθών χωρών.

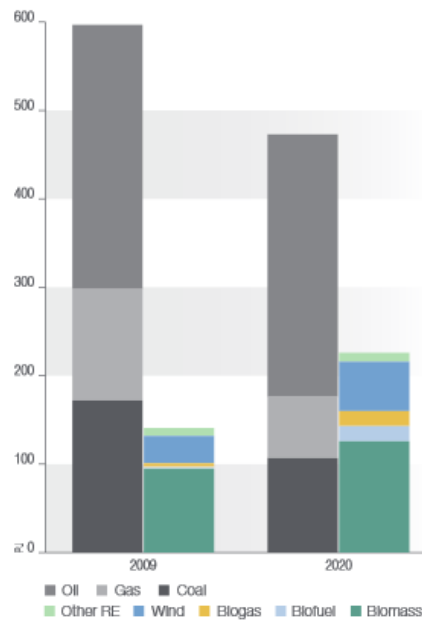
- Η Δανία θα συμβάλλει στον περιορισμό της παγκόσμιας κλιματικής αλλαγής, όπως έχει συμφωνηθεί στη Κοπεγχάγη (2009) και στον Κανκούν (2010). Ως εκ τούτου, η Δανία πρέπει να συμβάλλει στην επίτευξη του στόχου της Ευρωπαϊκής Ένωσης για περιορισμό των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου το 2050 κατά 80 % - 95 %, σε σχέση με τα επίπεδα του 1990. Αυτό απαιτεί τη μετάβαση σε μια οικονομία με χαμηλές εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου και μικρής εξάρτησης από ορυκτά καύσιμα.

Τέλος, η ενεργειακή στρατηγική μπορεί να ενισχύσει την ανάπτυξη και πλούτο της Δανίας. Η μετάβαση, θα ενισχύσει τις ευκαιρίες των επιχειρήσεων για καινοτομία και επίδειξη καινούργιων πράσινων λύσεων. Αυτό θα βελτιώσει τις δυνατότητες των Δανικών εταιριών σε μια ταχέως αναπτυσσόμενη παγκόσμια αγορά για ενεργειακές λύσεις.

Μείωση ορυκτών καυσίμων

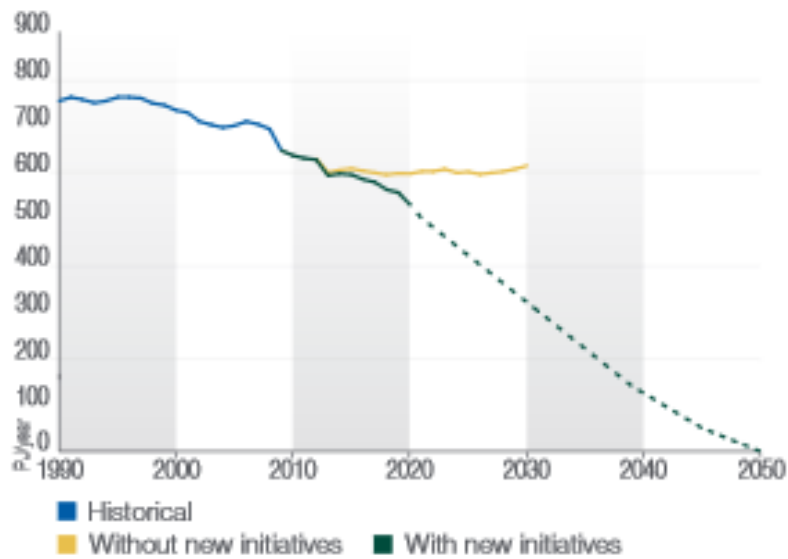
Οι νέες πρωτοβουλίες της κυβέρνησης για την αύξηση της χρήσης της βιομάζας , των ανεμογεννητριών , το βιοαέριο και τα βιοκαύσιμα , καθώς και για τη βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης, θα οδηγήσει σε μείωση κατά 18% στη χρήση των ορυκτών καυσίμων μέχρι το 2020 σε σύγκριση με το 2009, ενώ η κατανάλωση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας αναμένεται να αυξηθεί, όπως φαίνεται και από το σχήμα 6.

Σημαντικές μειώσεις στη χρήση των ορυκτών καυσίμων μέχρι το 2020 και ένα πλαίσιο για τις μελλοντικές προσπάθειες θα αποτελέσει ένα τεράστιο βήμα προς την ανεξαρτοποίηση από τα ορυκτά καύσιμα μέχρι το 2050. Ωστόσο, η υλοποίηση αυτού του στόχου μέχρι το 2050 , θα απαιτήσει τη συνέχεια των υφιστάμενων προσπαθειών και της εφαρμογής νέων πρωτοβουλιών μετά το 2020.



Σχήμα 3.33 –Κατανάλωση ορυκτών καυσίμων και ανανεώσιμων πηγών ενέργειας το 2009 και το 2020

Πηγή : Danish Energy Agency



Σχήμα 3.34 –Κατανάλωση άνθρακα, πετρελαίου και φυσικού αερίου τη περίοδο 1990-2050

Πηγή : Danish Energy Agency

Ο τομέας της ενέργειας ιδίως θα επιτύχει σημαντική μείωση της χρήσης των ορυκτών καυσίμων σε σύντομο χρονικό διάστημα . Η χρήση ορυκτών καυσίμων θα μειωθεί κατά 33% το 2020 σε σύγκριση με το 2009 . Επιπλέον , το μερίδιο των ορυκτών καυσίμων στον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας αναμένεται να μειωθεί από το 71% της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας το 2009 σε κάτω από 40% το 2020.

Περισσότερες ανανεώσιμες πηγές ενέργειας

Οι πρωτοβουλίες της κυβέρνησης για την επέκταση της αιολικής ενέργειας και τη χρήση της βιομάζας αναμένεται να αυξήσει το μερίδιο των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο 33% μέχρι το 2020, έναντι 19% το 2009. Επομένως, η Δανία θα έχει ξεπεράσει τον στόχο που έχει θέσει η Ευρωπαϊκή Ένωση για μερίδιο της τάξης του 30% των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας έως το 2020.

Οι πρωτοβουλίες αυτές, θα βοηθήσουν επίσης τη Δανία να διατηρήσει τη θέση της στην απόλυτη ελίτ του κόσμου των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Με αυτές τις νέες πρωτοβουλίες, η Δανία αναμένεται να καταταχθεί ως μία από τις τρεις χώρες στον κόσμο που θα αυξήσει το μερίδιο των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας περισσότερο μέχρι το 2020.

Παρατηρώντας τον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας ξεχωριστά, οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας θα συμβάλλουν περισσότερο από το 60% της συνολικής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας το 2020, έναντι 29% το 2009. Ακόμη, η αιολική ενέργεια θα παρέχει περισσότερο από το 40 % της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας σε σύγκριση με το 2009, όπου παρείχε το 19%.

Ένα μεγάλο εύρος πρωτοβουλιών ενεργειακής πολιτικής

Η στρατηγική της κυβέρνησης περιλαμβάνει ένα ευρύ φάσμα φιλόδοξων νέων πρωτοβουλιών ενεργειακής πολιτικής. Αυτές περιλαμβάνουν :

- Πρωτοβουλίες με άμεση επίδραση στο Δανικό ενεργειακό σύστημα
- Πρωτοβουλίες που σχεδιάζουν και προετοιμάζουν τη μετάβαση για ανεξαρτησία από τα ορυκτά καύσιμα
- Πρωτοβουλίες προς την ανάπτυξη και βελτίωση ενεργειακών τεχνολογιών

Οι προτεινόμενες πρωτοβουλίες της κυβέρνησης είναι σύμφωνες με την προσέγγιση που υιοθετήθηκε από την Δανική Επιτροπή για Πολιτική Κλιματική Αλλαγή, με έμφαση και στην ενεργειακή αποδοτικότητα και στην επέκταση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Επίσης, η στρατηγική περιλαμβάνει μια σειρά πρωτοβουλιών που αφορούν την αποτελεσματική και περιβαλλοντικά ορθή αξιοποίηση των πόρων της Δανία στη Βόρεια Θάλασσα.

Πιο αναλυτικά :

Πρωτοβουλίες με άμεση επίδραση στο Δανικό ενεργειακό σύστημα

- Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας
 - Πρόσκληση για υποβολή προσφορών για υπεράκτιο αιολικό πάρκο (offshore) των 600MW στο Kriegers Flak
 - Πρόσκληση για υποβολή προσφορών για εγκαταστάσεις ανεμογεννητριών των 400 MW πιο κοντά στην ακτή

- Πρωτοβουλίες για περισσότερες χερσαίες ανεμογεννήτριες, με στόχο την εγκατάσταση πρόσθετης ισχύος της τάξης των 500 MW
 - Αλλαγή του καυσίμου των μεγάλων σταθμών παραγωγής από άνθρακα σε βιομάζα, μέσω αναθεωρημένων κανόνων για την τιμολόγηση των προμηθειών θερμότητας
 - Βελτίωση συνθηκών για την παραγωγή βιοαερίου
 - Υποχρέωση 10% βιοκαυσίμων στον τομέα μεταφοράς μέχρι το 2020
 - Συνέχιση της γραμματείας των ανεμογεννητριών (Wind Turbine Secretariat)
- Βελτιώσεις αποδοτικότητας
 - Υποχρεώσεις εξοικονόμησης ενέργειας από τις ενεργειακές επιχειρήσεις με στόχο τα ιδιόκτητα σπίτια και επιχειρήσεις
 - Ενίσχυση των υποχρεώσεων εξοικονόμησης ενέργειας από τις επιχειρήσεις
 - Διαχρονικά πρότυπα απόδοσης για τα δομικά στοιχεία, με στόχο της ενεργειακής απόδοσης των σπιτιών
 - Μη ύπαρξη νέων λεβήτων πετρελαίου στα καινούργια κτήρια από το 2012 και στα υπάρχοντα κτιριακά αποθέματα από το 2017
 - Προώθηση στην αγορά εναλλακτικών λύσεων (που βασίζονται στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας) για θέρμανση πετρελαίου και φυσικού αερίου
 - Προώθηση κτηρίων με πολύ χαμηλή ενεργειακή κατανάλωση
 - Ενισχυμένες προσπάθειες εξοικονόμησης ενέργειας στο δημόσιο τομέα

Πρωτοβουλίες που σχεδιάζουν και προετοιμάζουν τη μετάβαση για ανεξαρτησία από τα ορυκτά καύσιμα

- Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας
 - Χρηματοδότηση του στρατηγικού ενεργειακού σχεδιασμού σε δήμους με σκοπό την καλύτερη αξιοποίηση των τοπικών πόρων
 - Ανάλυση της χρήσης και αξιοποίησης της βιομάζας στην ενέργεια
 - Αποτελεσματικότερη δημοπράτηση των υπεράκτιων ανεμογεννητριών
 - Ανάλυση των δυνατοτήτων για τον εντοπισμό ανεμογεννητριών πιο κοντά στους δρόμους και τους σιδηρόδρομους
- Βελτιώσεις αποδοτικότητας
 - Αυστηρότερα πρότυπα ενεργειακής απόδοσης για τα νέα κτήρια το 2015 και 2020
 - Η δημιουργία ενός μοντέλου για την απεξάρτηση από το φυσικό αέριο στην ιδιόκτητη θέρμανση
 - Περαιτέρω βελτίωση των προτύπων απόδοσης της Ευρωπαϊκής Ένωσης για την ενεργειακή αποδοτικότητα των συσκευών, προϊόντων και υπαρχόντων κτηρίων

- Ευφυή συστήματα ενέργειας
 - Νέο διεθνές μεταφορικό δίκτυο με σύνδεση στο υπεράκτιο αιολικό πάρκο στο Kriegers Flak
 - Ανάλυση της ανάγκης επέκτασης του διεθνούς μεταφορικού δικτύου
 - Roll-out των ευφών μέτρων της ηλεκτρικής ενέργειας
 - Στρατηγική για την προώθηση των έξυπνων δικτύων
 - Ανάλυση της ρύθμισης των μελλοντικών δομών του φυσικού αερίου

- Μεταφορά
 - Τεχνολογική αξιολόγηση με στόχο την υποστήριξη του σωστού πλαισίου προϋποθέσεων για νέες τεχνολογίες μεταφοράς
 - Χρηματοδότηση για την προώθηση της δημιουργίας σταθμών επαναφόρτισης για ηλεκτρικά αυτοκίνητα
 - Περαιτέρω προσπάθειες για τη βελτίωση των προτύπων της Ευρωπαϊκής Ένωσης σχετικά με τις εκπομπές CO₂ και ενεργειακή αποδοτικότητα των οχημάτων
 - Πίεση για την εναρμόνιση και τυποποίηση των τεχνολογιών για τα ηλεκτρικά αυτοκίνητα, από την Ευρωπαϊκή Ένωση

- Διεθνή
 - Στρατηγική επανεξέταση των υπαρχόντων κανονισμών του τομέα παροχής ηλεκτρικής ενέργειας της Δανίας
 - Ανάλυση της υπάρχουσας επιδότησης και του φορολογικού συστήματος
 - Πίεση για μια φιλόδοξη ατζέντα διεθνής ενέργειας και κλίματος
 - Πίεση για ένα μακροπρόθεσμο όραμα, μιας Ευρωπαϊκής Ένωσης που δεν εξαρτάται από τα ορυκτά καύσιμα
 - Εργασίες για την αύξηση του στόχου της Ευρωπαϊκής Ένωσης, που αφορά την μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου, σε 30%
 - Εργασίες για τον διπλασιασμό της χρηματοδότησης της ενεργειακής έρευνας της Ευρωπαϊκής Ένωσης

Πρωτοβουλίες προς την ανάπτυξη και βελτίωση ενεργειακών τεχνολογιών

- Έρευνα, ανάπτυξη και παρουσίαση
 - Ενισχυμένη ιεράρχηση και συνεκτικότητα στην έρευνα, την ανάπτυξη και παρουσίαση στον τομέα της ενέργειας και του κλίματος
 - Χρηματοδότηση για την παρουσίαση μεγάλων αντλιών θερμότητας στον τομέα της τηλεθέρμανσης (district heating)
 - Χρηματοδότηση για μελέτες που αφορούν το κατά πόσο διάφορα γεωθερμικά έργα είναι υλοποιήσιμα

- Συνέχιση της στήριξης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας που παράγουν μικρές ποσότητες ηλεκτρικής ενέργειας
- Χρηματοδότηση για την παρουσίαση έργων που αφορούν την ηλιακή θέρμανση
- Ίδρυση μεγαλύτερων εγκαταστάσεων δοκιμής
- Συνεργασίες με επιχειρήσεις και ερευνητικά ιδρύματα για την ανάπτυξη λύσεων καθαρής τεχνολογίας (cleantech solutions)
- Ανάλυση της μελλοντικής ζήτησης για ερευνητές και αποφοίτους πανεπιστημίων εντός της πράσινης περιοχής (green area)
- Αξιολογήσεις των τεχνολογιών σε ένα μεγάλο εύρος τομέων

Τέλος, η Δανία ως προς τη συνολική αιολική δυναμικότητα και αιολική παραγωγή, έχει θέσει τους παρακάτω στόχους για το διάστημα 2014-2020.

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
MW	4214	4180	4316	4313	4213	4109	3960
GWh	11329	11242	11667	11837	11832	11787	11713

Πίνακας 3.8 – Συνολική αιολική δυναμικότητα και παραγωγή για το διάστημα 2014 – 2020

Πηγή : National Renewable Energy Action Plan (Denmark)

3.2.5 Ιρλανδία

- Χαρακτηριστικά και ιστορικά στοιχεία της ενεργειακής αγοράς της Ιρλανδίας

Ο συνολικός εφοδιασμός πρωτογενούς ενέργειας (total primary energy supply) στην Ιρλανδία ήταν 14.4 εκατομμύρια τόνοι ισοδύναμου πετρελαίου (Million tons of oil equivalent – Mtoe) το 2010, 5% χαμηλότερα από το 2007, ως αποτέλεσμα της οικονομικής κρίσης. Λαμβάνοντας όμως υπόψη ένα μεγαλύτερο χρονικό διάστημα, ο μέσος ετήσιος ρυθμός ανάπτυξης του συνολικού εφοδιασμού πρωτογενούς ενέργειας ανέρχεται σε περίπου 0.5%, ενώ η οικονομία αναπτύσσεται με ένα μέσο ετήσιο ρυθμό 2.5% κατά την ίδια περίοδο. Με βάση τις προβλέψεις της κυβέρνησης, ο συνολικός εφοδιασμός πρωτογενούς ενέργειας θα παραμείνει σταθερός κατά την επόμενη δεκαετία.

Όσον αφορά τα καύσιμα, το πετρέλαιο αποτελεί την μεγαλύτερη πηγή ενέργειας στον συνολικό εφοδιασμό πρωτογενούς ενέργειας, με το ποσοστό συμμετοχής του πετρελαίου να ανέρχεται σε περίπου 50%. Η Ιρλανδία έχει το τρίτο μεγαλύτερο ποσοστό πετρελαίου στο ενεργειακό μείγμα, μεταξύ των χωρών που ανήκουν στο Διεθνή Οργανισμό Ενέργειας (International Energy Agency-IEA), με μόνο το Λουξεμβούργο και την Ελλάδα να έχουν ακόμα μεγαλύτερο μερίδιο του πετρελαίου στο ενεργειακό τους μείγμα.

Το φυσικό αέριο αποτελεί την δεύτερη μεγαλύτερη πηγή ενέργειας. Ο εφοδιασμός φυσικού αερίου έχει αυξηθεί με ταχείς ρυθμούς, κατά 3% ετησίως την τελευταία δεκαετία, και ήταν υπεύθυνο για 4.7 εκατομμύρια τόνους ισοδύναμου πετρελαίου ή εναλλακτικά για το 33% του συνολικού εφοδιασμού πρωτογενούς ενέργειας το 2010. Η Ιρλανδία έχει το πέμπτο μεγαλύτερο μερίδιο φυσικού αερίου στον συνολικό εφοδιασμό

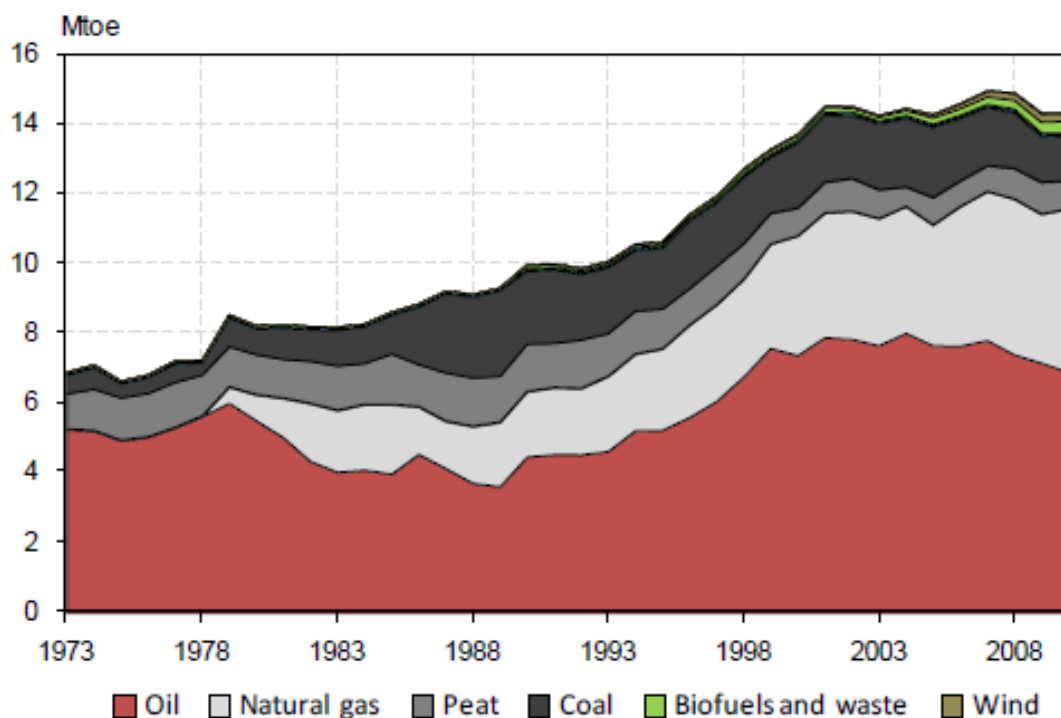
πρωτογενούς ενέργειας, μεταξύ των χωρών του διεθνή οργανισμού ενέργειας, πίσω από την Ολλανδία, το Ηνωμένο Βασίλειο, την Ιταλία και την Ουγγαρία.

Ο άνθρακας αποτελεί την τρίτη μεγαλύτερη πηγή ενέργειας στην Ιρλανδία, με ποσοστό 9% στον συνολικό εφοδιασμό πρωτογενούς ενέργειας το 2010, και η τύρφη (peat) της τέταρτη μεγαλύτερη πηγή ενέργειας στην Ιρλανδία με ποσοστό περίπου 6%. Επομένως, το συνολικό μερίδιο των ορυκτών καυσίμων ανέρχεται (αθροιστικά) σε 95% του συνολικού εφοδιασμού πρωτογενούς ενέργειας το 2010, το δεύτερο μεγαλύτερο μερίδιο ανάμεσα στις χώρες του διεθνή οργανισμού ενέργειας. Το ποσοστό των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο συνολικό εφοδιασμό πρωτογενούς ενέργειας το 2010, ανέρχεται σε 4.6%, με τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας να αποτελούνται από αιολική ενέργεια, βιοκαύσιμα και απόβλητα.

Η Ιρλανδία εισάγει σχεδόν το σύνολο των ενεργειακών αναγκών της, καθώς η εγχώρια παραγωγή ενέργειας ανέρχεται σε 2 εκατομμύρια τόνους ισοδύναμου πετρελαίου, καλύπτοντας το 14% του συνολικού εφοδιασμού πρωτογενούς ενέργειας. Η μεγαλύτερη εγχώρια πηγή ενέργειας είναι η τύρφη, με ποσοστό 50% στη συνολική παραγωγή της Ιρλανδίας το 2010, ενώ το φυσικό αέριο, τα βιοκαύσιμα και η αιολική ενέργεια ακολουθούν με συνολικό μερίδιο 0.3 τόνους ισοδύναμου πετρελαίου ή εναλλακτικά 16% της παραγωγής.

Σε σύγκριση με τις υπόλοιπες χώρες του διεθνή οργανισμού ενέργειας, η αιολική ενέργεια παίζει πολύ σημαντικό ρόλο στο ενεργειακό μείγμα της Ιρλανδίας. Η Ιρλανδία έχει το τέταρτο μεγαλύτερο μερίδιο αιολικής ενέργειας στον συνολικό εφοδιασμό πρωτογενούς ενέργειας και στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, μετά την Δανία, την Ισπανία και την Πορτογαλία. Η αιολική ενέργεια, αποτελεί το 16% της εγχώριας παραγωγής ενέργειας, το υψηλότερο ποσοστό μεταξύ όλων των χωρών του διεθνή οργανισμού ενέργειας.

Άλλες ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, όπως η ηλιακή ενέργεια και η υδροηλεκτρική ενέργεια, δεν παίζουν μεγάλο ρόλο στην Ιρλανδία, κυρίως λόγω των γεωγραφικής και τοπογραφικής κατάστασης. Επίσης, στην Ιρλανδία, η χρήση και παραγωγή πυρηνικής ενέργειας απαγορεύεται.



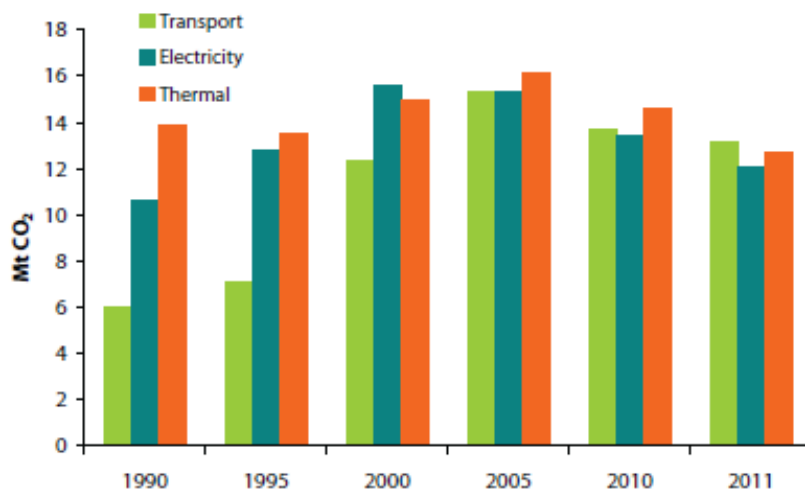
Σχήμα 3.35 – Συνολικός εφοδιασμός πρωτογενούς ενέργειας 1973-2009

Πηγή: Energy Policies of IEA Countries / Ireland 2012 Review

Η τελική συνολική ενεργειακή κατανάλωση ανήλθε σε 11.2 εκατομμύρια τόνους ισοδύναμου πετρελαίου το 2010, μέγεθος το οποίο είναι συγκρίσιμο με τα αντίστοιχα επίπεδα κατανάλωσης το 2009, αλλά 11% χαμηλότερο από την μέγιστη τιμή το 2006. Η κυβέρνηση της Ιρλανδία, αναμένει ότι η τελική κατανάλωση θα παραμείνει στα σημερινά περίπου επίπεδα κατά την επόμενη δεκαετία. Ο τομέας των μεταφορών είναι ο μεγαλύτερο τομέας τελικής ενεργειακής κατανάλωσης, με ποσοστό 35% της συνολικής ενεργειακής κατανάλωσης το 2010, και η ζήτηση στον τομέα αναμένεται να αυξηθεί τουλάχιστον κατά 40% μέχρι το 2020. Ο βιομηχανικός τομέας, ήταν υπεύθυνο για το 19% της τελικής ενεργειακής κατανάλωσης το 2010, σημαντικά χαμηλότερη από το μέσο όρο (32%) του διεθνή οργανισμού ενέργειας. Ο βιομηχανικός τομέας της Ιρλανδίας, έχει το δεύτερο χαμηλότερο μερίδιο στη τελική ενεργειακή κατανάλωση, ανάμεσα στα κράτη-μέλη του διεθνή οργανισμού ενέργειας, μετά τη Δανία, όπου το μερίδιο του βιομηχανικού τομέα στην τελική ενεργειακή κατανάλωση είναι 18%. Από την άλλη πλευρά, η κατανάλωση ενέργειας στον οικιακό τομέα αντιστοιχούσε στο 28% της τελικής ενεργειακής κατανάλωσης το 2010, πολύ υψηλότερη από το μέσο όρο (20%) του διεθνή οργανισμού ενέργειας. Ο εμπορικός τομέας, ο τομέας των δημόσιων υπηρεσιών και ο τομέας γεωργίας, αντιστοιχούσαν (αθροιστικά) στο 17% της τελικής ενεργειακής κατανάλωσης το 2010.

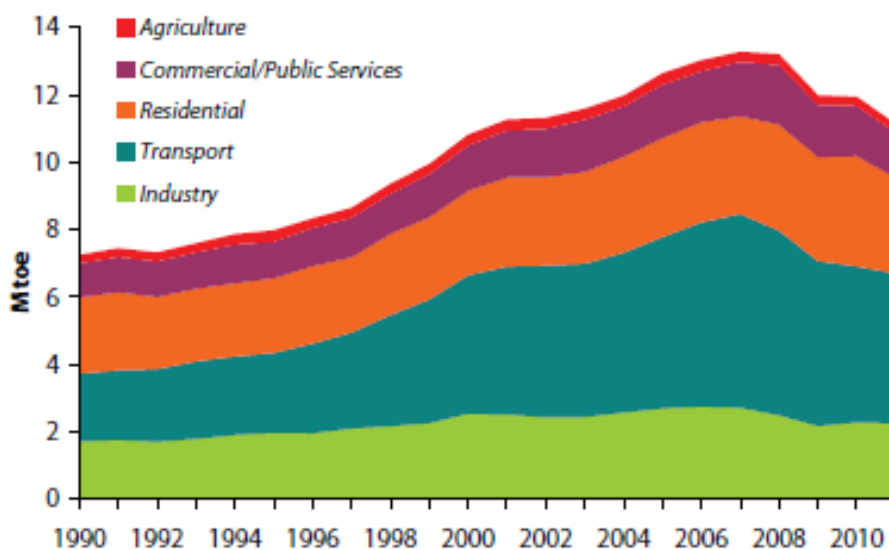
Συνολικά, το μερίδιο της πρωτογενούς ενέργειας που μετατράπηκε σε θερμότητα, στην Ιρλανδία, ήταν 44% το 2010. Αυτό το μερίδιο έχει παρουσιάσει μείωση, αλλά παραμένει υψηλότερο από το μέσο όρο του διεθνή οργανισμού ενέργειας (37% το 2010). Η ενέργεια που χρησιμοποιήθηκε στον τομέα των μεταφορών, μέγεθος το οποίο αυξάνεται, είναι

επίσης υψηλότερη από το μέσο όρο του διεθνή οργανισμού ενέργειας. Αντίθετα, η χρήση ενέργειας στη μορφή ηλεκτρικής ενέργειας αντιστοιχούσε στο 19% της τελικής ενεργειακής κατανάλωσης, ποσοστό χαμηλότερο από το μέσο όρο (22%) του διεθνή οργανισμού ενέργειας, αλλά σε παρόμοια επίπεδα με χώρες όπως το Ηνωμένο Βασίλειο, τη Γερμανία και την Αυστρία.



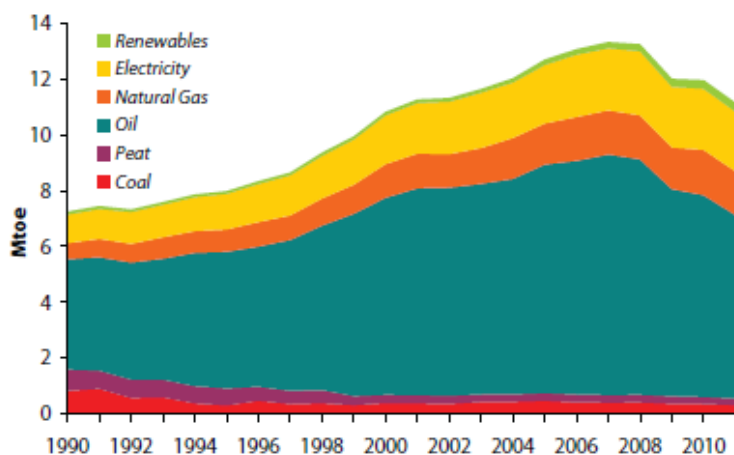
Σχήμα 3.36 – Εκπομπές CO₂ ανά τομέα, 2011

Πηγή: Energy in Ireland – Key Statistics



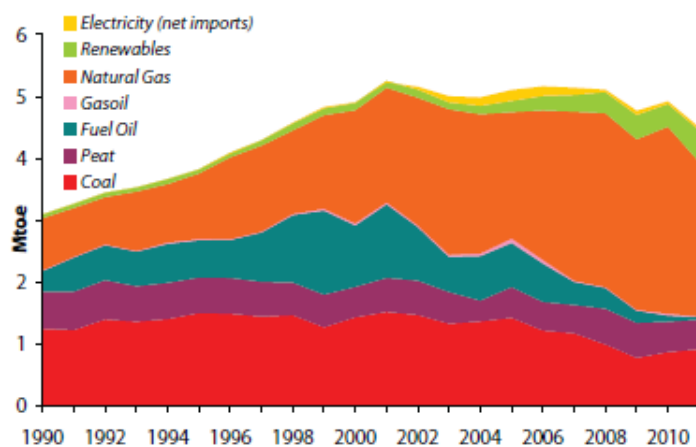
Σχήμα 3.37 – Τελική ενεργειακή κατανάλωση ανά τομέα, 1990 - 2011

Πηγή: Energy in Ireland – Key Statistics



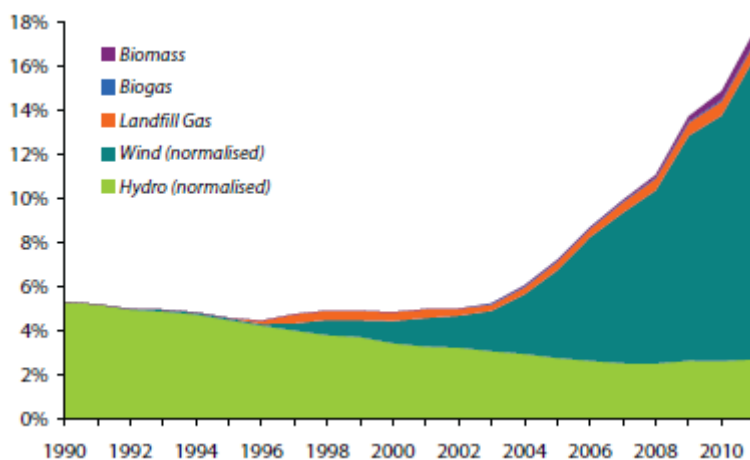
Σχήμα 3.38 – Τελική ενεργειακή κατανάλωση ανά πηγή ενέργειας, 1990 - 2011

Πηγή: Energy in Ireland – Key Statistics



Σχήμα 3.39 – Μείγμα καυσίμων για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, 1990 - 2011

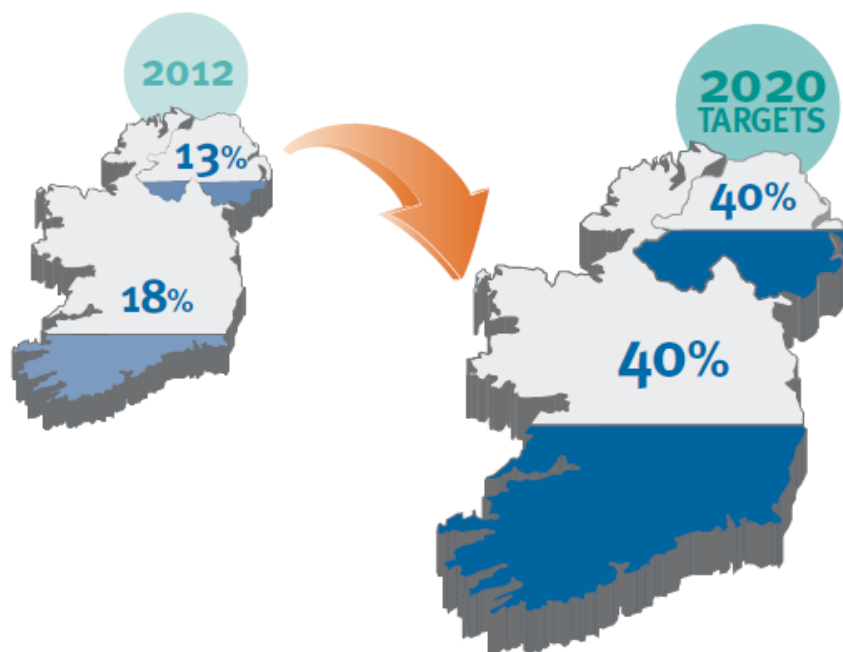
Πηγή: Energy in Ireland – Key Statistics



Σχήμα 3.40 – Ποσοστό συμβολής ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην ακαθάριστη (gross) κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας, 1990 - 2011

Πηγή: Energy in Ireland – Key Statistics

➤ Το μελλοντικό ενεργειακό μείγμα της Ιρλανδίας



Σχήμα 3.41 – Ποσοστό ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο ενεργειακό μείγμα το 2012 και 2020 σε Ιρλανδία και Βόρεια Ιρλανδία

Πηγή: EirGrid Group – Annual renewable report 2013

Η ενεργειακή πολιτική έχει να διαδραματίσει ένα κεντρικό ρόλο στη δημιουργία των συνθηκών που θα επιτρέψουν την επιστροφή στην οικονομική ανάπτυξη και τη δημιουργία θέσεων εργασίας σε όλες τις περιφέρειες της Ιρλανδίας. Ο στόχος της πολιτικής είναι να δημιουργηθεί μια οικονομία χαμηλών εκπομπών άνθρακα που θα αποφέρει οφέλη στην ανάπτυξη, την καινοτομία, την ανταγωνιστικότητα, τη δημιουργία θέσεων εργασίας, την ενεργειακή ασφάλεια και τη ποιότητα του περιβάλλοντος. Η ανάπτυξη των εγχώριων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας είναι ζωτικής σημασίας για την εκπλήρωση αυτών των στόχων, καθώς και για τη βελτίωση της ισορροπίας της θέσης πληρωμών της Ιρλανδίας (Ireland's balance of payments) μέσω της μείωσης των εισαγωγών ενέργειας. Το 2012, η αντικατάσταση των ορυκτών καυσίμων, στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, οδήγησε στην αποφυγή κόστους 305 εκατομμυρίων ευρώ από εισαγωγές φυσικού αερίου (ποσό ισοδύναμο με τις ενεργειακές ανάγκες 350,000 κατοικιών).

Ο τομέας της ηλεκτρικής ενέργειας αποτελούσε το 19% της συνολικής ενεργειακής ζήτησης στην Ιρλανδία το 2012. Η ανάπτυξη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας της Ιρλανδίας, έχει αυξηθεί σημαντικά την τελευταία δεκαετία. 154 αιολικά πάρκα έχουν κατασκευαστεί σε όλη την Ιρλανδία με συνολική δυναμικότητα 2,400 MW. Αυτή η ανάπτυξη έχει διευκολυνθεί από μια πολιτική και ένα χρηματοδοτικό πλαίσιο στήριξης για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και για τις επενδύσεις κεφαλαίου που απαιτούνται για την βελτίωση της υπάρχουσας δομής του ηλεκτρικού δικτύου. Το 2005, οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας στην Ιρλανδία κάλυπταν το 5% της συνολικής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας. Στο τέλος του 2012 αυτό το ποσοστό

αυξήθηκε σε 18%. Στο τέλος του Σεπτεμβρίου 2013, υπήρχε συνολική δυναμικότητα ανεμογεννητριών 1,879 MW, 238 MW υδροηλεκτρική δυναμικότητα και 71 MW δυναμικότητα μικρότερων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, στην Ιρλανδία. Ακόμη, σε συγκεκριμένα χρονικά διαστήματα, είχε παραχθεί αρκετή αιολική ενέργεια για να καλύψει το 50% της συνολικής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, και μάλιστα είχε φτάσει να καλύπτει το 39% της ημερήσιας ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας. Το 2012, η στιγμιαία διείσδυση αιολικής ενέργειας υπερέβη το 40% της ζήτησης του συστήματος σε 46 μέρες κατά τη διάρκεια του έτους.

Ενώ αρκετά αιολικά πάρκα έχουν πλέον δεχθεί προσφορές για να συνδεθούν στο εθνικό δίκτυο της Ιρλανδίας, προκειμένου να επιτευχθεί το μερίδιο της τάξης του 40% των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, η Ιρλανδία εξακολουθεί να πρέπει να αυξήσει την ενέργεια που αποκτά από συνδέσεις νέων ανεμογεννητριών στο δίκτυο από ένα ιστορικό μέσο όρο των 170 MW ετησίως (τα τελευταία έξι χρόνια) σε τουλάχιστον 250 MW ανά έτος μέχρι το 2020, ώστε να επιτευχθεί ο στόχος. Αυτή είναι μια πολύπλοκη εργασία που απαιτεί την συντονισμένη προσπάθεια από όλα τα ενδιαφερόμενα μέλη.

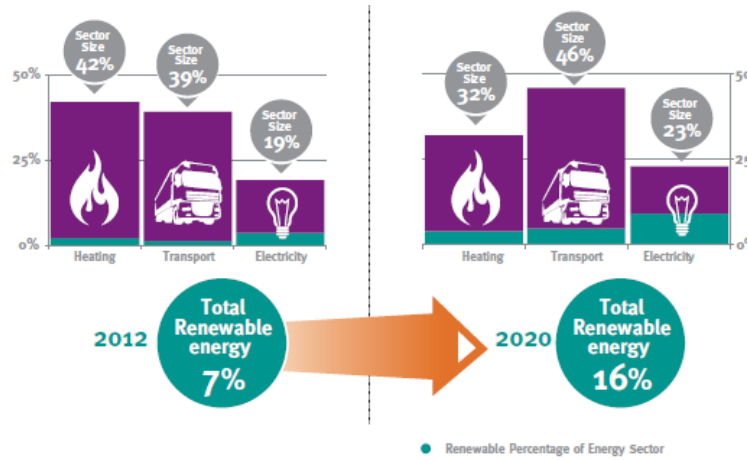
Η επίτευξη του στόχου του μεριδίου 40% από τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, απαιτεί τη συνεχή κοινωνική αποδοχή, βέλτιστες πρακτικές στο σχεδιασμό και τις διαδικασίες αδειοδότησης και ένα επίπεδο συνοχής των πολιτικών σε όλους τους περιβαλλοντικούς τομείς και τους τομείς των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Η εισαγωγή του Feed-in tariff για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (Renewable Energy Feed-in Tariff - REFIT) την προηγούμενη χρονιά (2011), η δημοσίευση μιας στρατηγικής για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και μια δήλωση πολιτικής για την ενεργειακή υποδομή το 2012, έχουν συμβάλει στην δημιουργία ενός πρόσθετου επιπέδου βεβαιότητας στον ενεργειακό κλάδο.

Τέλος, η Ιρλανδία ως προς τη συνολική αιολική δυναμικότητα και αιολική παραγωγή, έχει θέσει τους παρακάτω στόχους για το διάστημα 2014-2020.

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
MW	2907	3151	3172	3367	3858	3887	4649
GWh	7756	8339	8404	8985	10235	10258	11970

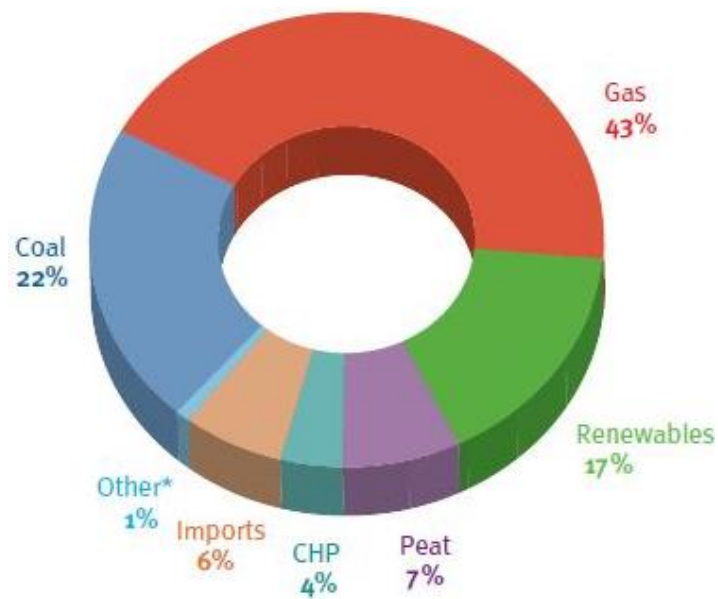
Πίνακας 3.9 – Συνολική αιολική δυναμικότητα και παραγωγή για το διάστημα 2014 – 2020

Πηγή : National Renewable Energy Action Plan (Ireland)



Σχήμα 3.42 – Ενεργειακοί τομείς στην Ιρλανδία το 2012 και 2020

Πηγή: EirGrid Group – Annual renewable report 2013



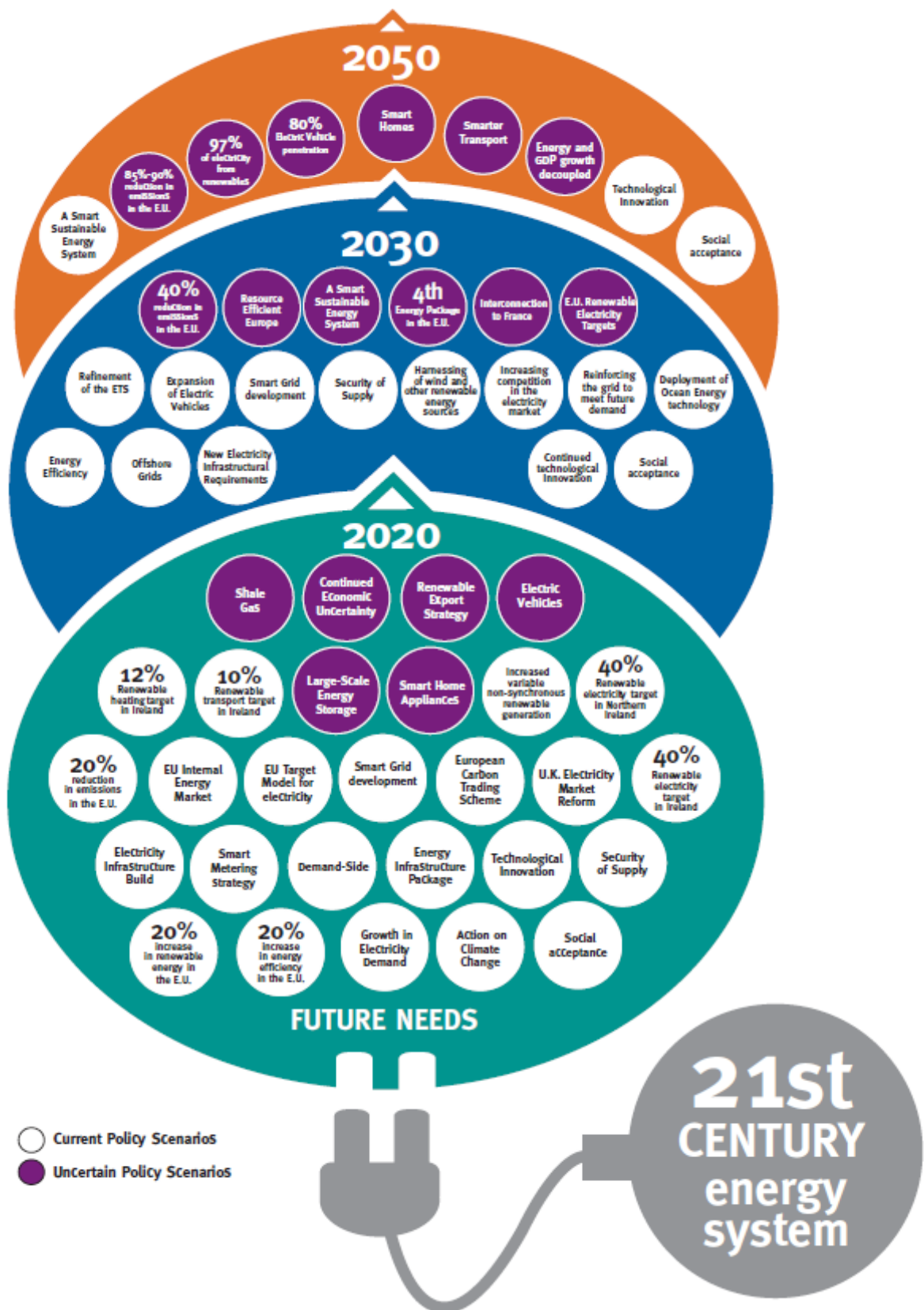
Σχήμα 3.43 – Ενεργειακό μείγμα Ιρλανδίας το 2012

Πηγή: EirGrid Group – Annual renewable report 2013



Σχήμα 3.44 – Ρυθμός σύνδεσης αιολικής δυναμικότητας (ιστορικά και μελλοντικά) για την επίτευξη του στόχου του μεριδίου 40% των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο ενεργειακό μείγμα της Ιρλανδίας το 2020

Πηγή: EirGrid Group – Annual renewable report 2013



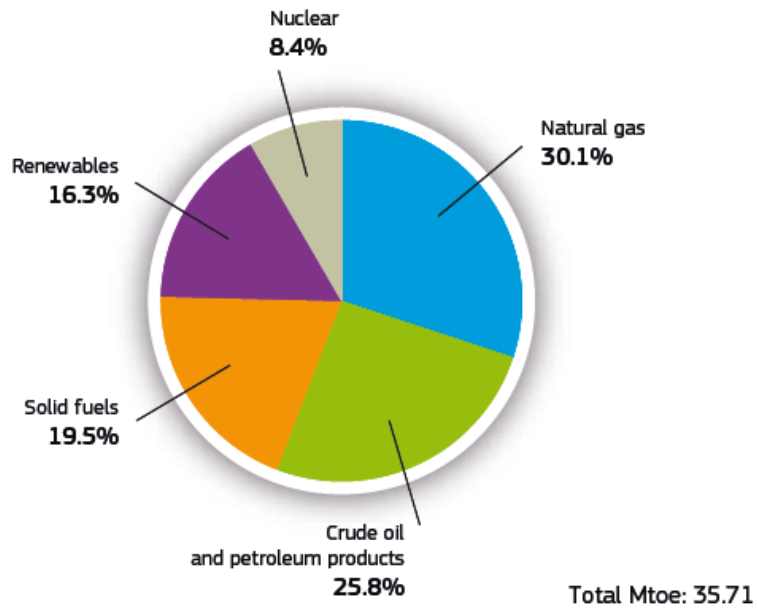
Σχήμα 3.45 – Το σύστημα ενέργειας του 21^{ου} αιώνα της Ιρλανδίας

Πηγή: EirGrid Group – Annual renewable report 2013

3.2.6 Ρουμανία

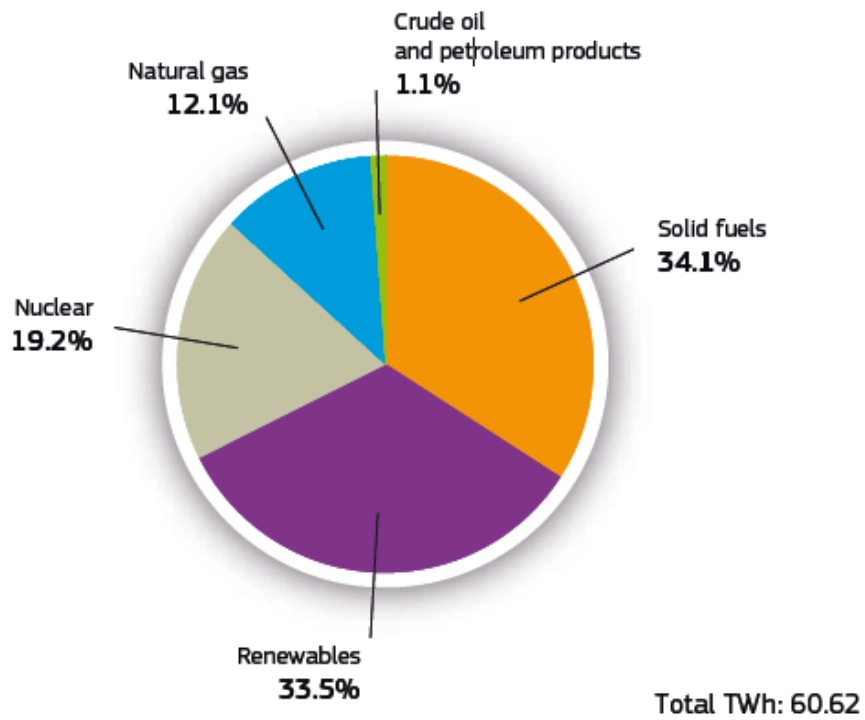
➤ Χαρακτηριστικά Ενεργειακής Αγοράς της Ρουμανίας

- Η Ρουμανία διαθέτει εννέα διυλιστήρια αργού πετρελαίου με συνολική δυναμικότητα 467.642 βαρέλια την ημέρα (bbl/d), μια από τις μεγαλύτερες δυναμικότητες διύλισης στην Ανατολική Ευρώπη. Παρά το γεγονός ότι τα διυλιστήρια της Ρουμανίας υπολειτουργούν, η συνολική παραγωγή των διυλιστηρίων υπερβαίνει την εγχώρια κατανάλωση, επιτρέποντας στη χώρα να εξάγει το πλεόνασμα των προϊόντων πετρελαίου. Το 2012, η Ρουμανία κατανάλωσε 216.000 βαρέλια πετρελαίου την ημέρα.
- Η παραγωγή πετρελαίου στην Ρουμανία παρουσιάζει σταθερή μείωση με το πέρασμα του χρόνου. Η συνολική παραγωγή πετρελαίου το 2012 ήταν 102.000 βαρέλια την ημέρα, σε σχέση με το 2002 όπου η αντίστοιχη παραγωγή ήταν 140.000 βαρέλια την ημέρα.
- Η Ρουμανία έχει το τέταρτο μεγαλύτερο απόθεμα αργού πετρελαίου στην Ευρώπη, με αποδεδειγμένο απόθεμα αργού πετρελαίου, 600 εκατομμύρια βαρέλια τον Ιανουάριο του 2013.
- Η παραγωγή ξηρού φυσικού αερίου έχει μειωθεί σταθερά τις τρεις τελευταίες δεκαετίες, από το ανώτατο επίπεδο των 1.4 τρισεκατομμυρίων κυβικών ποδιών (trillion cubic feet – Tcf) το 1983, σε 375 δισεκατομμύρια κυβικά πόδια το 2012. Η Ρουμανία είχε αποδεδειγμένο απόθεμα 3.7 Tcf φυσικού αερίου τον Ιανουάριο του 2013, σε σχέση με 2.2 Tcf την προηγούμενη χρονιά.
- Η Ρουμανία επιδιώκει την ανάπτυξη μιας βιομηχανίας σχιστολιθικού φυσικού αερίου (shale gas industry) και να μειώσει την εξάρτηση της από το ρωσικό φυσικό αέριο. Σύμφωνα με την IHS Global Insight, οι εισαγωγές φυσικού αερίου το 2011 από τη Ρωσία, αντιστοιχούσαν στο 97% του φυσικού αερίου της Ρουμανίας.
- Σύμφωνα με είναι πρόσφατο άρθρο των New York Times, η Ρουμανία έχει πραγματοποιήσει σημαντικές προσπάθειες για την κάλυψη του 24% των ενεργειακών της αναγκών από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, ένας στόχος που θεσπίστηκε από την Ευρωπαϊκή Ένωση.



Σχήμα 3.46 – Συνολική Κατανάλωση Ενέργειας το 2010

Πηγή – Eurostat



Σχήμα 3.47 – Συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας το 2010

Πηγή – Eurostat

➤ Ρουμανία και Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

Σύμφωνα με το εθνικό σχέδιο δράσης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (National Renewable Energy Action Plan – NREAP), οι δυνατότητες της Ρουμανίας ως προς τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας είναι :

- *Υδροηλεκτρική ενέργεια* : 40 TWh (από τις οποίες οι 6 TWh είναι από μικρές υδροηλεκτρικές εγκαταστάσεις). Η υδροηλεκτρική παραγωγή το 2010 ήταν 16 TWh.
- *Αιολική ενέργεια* : 23 TWh. Το 2010, η αιολική παραγωγή ήταν 0.46 TWh.
- *Ηλιακή ενέργεια* : 1.2 TWh, αλλά το 2010 καμία σημαντική δυναμικότητα δεν εγκαταστάθηκε.

Το 2010, το ποσοστό των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (συμπεριλαμβάνοντας και την ενέργεια από μεγάλες υδροηλεκτρικές εγκαταστάσεις) ως προς την συνολική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας ήταν 33.5%. Από αυτό το ποσοστό, το μεγαλύτερο μερίδιο κατείχε η αιολική και υδροηλεκτρική ενέργεια. Η συνολική δυναμικότητα ανανεώσιμων πηγών ενέργειας αναμένεται να αυξηθεί σημαντικά μέσα στην επόμενη δεκαετία, όπως φαίνεται και από τα πολλά έργα που έχουν δρομολογηθεί στον αιολικό, ηλιακό τομέα και στον τομέα της βιομάζας.

Μέχρι πρόσφατα, η ανάπτυξη της αιολικής ενέργειας στην Ρουμανία σημείωνε αργή πρόοδο. Ωστόσο, μέσα στα επόμενα χρόνια, είναι πιθανό να υπάρξει σημαντική αύξηση της δυναμικότητας, καθώς νέα έργα τίθενται σε λειτουργία. Από το 2012 και μετά, οι επενδύσεις στην ηλιακή ενέργεια έχουν εισέλθει σε μια πολύ δυναμική φάση. Αυτό οφείλεται κυρίως σε ένα εξαιρετικά ευνοϊκό καθεστώς στήριξης (6 πράσινα πιστοποιητικά για κάθε MWh που παράγεται) και από μια σημαντική μείωση στο κόστος του εξοπλισμού (περίπου 50%).

Σχετικά με το καθεστώς στήριξης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, υπήρξαν μια σειρά από συζητήσεις. Το ισχύον σύστημα των πράσινων πιστοποιητικών (green certificates) επιτρέπει στους παραγωγούς αιολικής ενέργειας να λάβουν δύο πράσινα πιστοποιητικά για κάθε MWh που παράγουν, στους παραγωγούς που χρησιμοποιούν βιομάζα τρία πιστοποιητικά και στους παραγωγούς ηλιακής ενέργειας έξι πιστοποιητικά για κάθε MWh που παράγουν. Το Φεβρουάριο του 2012, η ρυθμιστική αρχή ενέργειας (Energy Regulator) έθεσε μια βάση και ένα όριο στις τιμές διαπραγμάτευσης των πράσινων πιστοποιητικών. Στην αγορά, τα πιστοποιητικά αποτελούν αντικείμενο διαπραγμάτευσης μεταξύ 121,89 RON (περίπου 28 Ευρώ) και 248,3 RON (περίπου 57,4 Ευρώ). Η πραγματική τιμή εξαρτάται από την ισορροπία μεταξύ της προσφοράς πράσινων πιστοποιητικών από τους παραγωγούς και την ζήτηση από τους προμηθευτές ηλεκτρικής ενέργειας, οι οποίοι είναι υποχρεωμένοι να αποκτήσουν ένα δεδομένο αριθμό πιστοποιητικών για την κάλυψη της ηλεκτρικής ενέργειας που ανταλλάσσεται. Επομένως, αν σε μια δεδομένη χρονική στιγμή η αγορά είναι πλημμυρισμένη με πράσινα πιστοποιητικά, οι πιθανότητες είναι ότι οι τιμές ανταλλαγής θα μειωθούν. Επομένως, οι

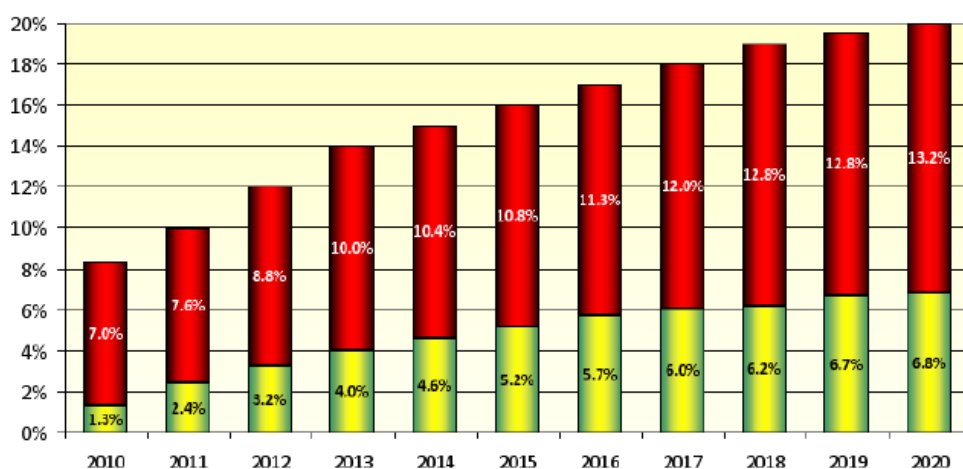
μηχανισμοί της αγοράς είναι που θα προσαρμόσουν τα επίπεδα αποζημίωσης για τους παραγωγούς ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.

Εκτός από τα πράσινα πιστοποιητικά που αποκτώνται για κάθε παραχθείσα MWh που τροφοδοτείται στο δίκτυο, οι παραγωγοί ανανεώσιμων πηγών ενέργειας επωφελούνται και από:

- Εγγυήσεις μέχρι και 50% της αξίας των μεσοπρόθεσμων και μακροπρόθεσμων δανείων.
- Γρήγορες διαδικασίες απόσβεσης (accelerated depreciation procedures)
- Φορολογικές απαλλαγές και εκπτώσεις για τα κέρδη που επανεπενδύονται σε μια περίοδο τριών ετών από την έναρξη λειτουργίας.
- Μείωση κατά 50% των εξόδων που σχετίζονται με άδειες.
- Επιχορηγήσεις του κρατικού προϋπολογισμού για τις θέσεις εργασίας που δημιουργούνται στην οικονομία.

Επιπλέον, οι αρχές είναι υποχρεωμένες να παρέχουν την οδική και ηλεκτρική υποδομή για την υποστήριξη των παραγωγών ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.

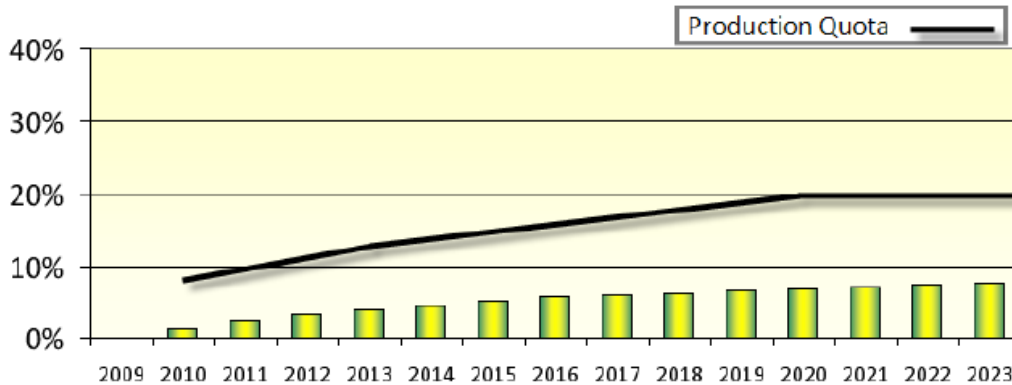
Romania -Forecast Renewable Energy Sources
as % of required Renewable Energy Quota



Σχήμα 3.48 – Προβλεπόμενες ανανεώσιμες πηγές ενέργειας ως % του απαιτούμενου ποσοστού ανανεώσιμων πηγών ενέργειας

Πηγή – Monsson Alma

Romania -Forecast Renewable Energy Sources as % total Energy Generated



Σχήμα 3.49 – Προβλεπόμενη παραγωγή από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας ως % της συνολικής παραχθείσας ηλεκτρικής ενέργειας

Πηγή – Monsson Alma

➤ Ρουμανία και Αιολική ενέργεια

Ο τομέας της αιολικής ενέργειας της Ρουμανίας, ήταν ίσως ο πιο ελκυστικός τομέας για τους τοπικούς και διεθνείς επενδυτές την περίοδο 2010-2012. Ένας αριθμός βασικών παραγόντων που συνέβαλαν σε αυτή την ραγδαία ανάπτυξη των επενδύσεων στην αιολική ενέργεια ήταν :

- Ευνοϊκό καθεστώς στήριξης (πράσινα πιστοποιητικά)
- Η συνολική εικόνα της ενεργειακής αγοράς (δυσνητικοί ρυθμοί ανάπτυξης των τιμών της ενέργειας)
- Άλλες ευνοϊκές τοπικές συνθήκες (κόστος γης, κόστος εργασίας, αιολικό δυναμικό)

Η επίδραση αυτών των επενδύσεων είναι σημαντική σε ολόκληρη την αλυσίδα αξίας της αιολικής ενέργειας. Από τις εταιρείες κατασκευής ανεμογεννητριών που άνοιξαν τοπικές θυγατρικές εταιρείες στην Ρουμανία και προσέλαβαν εργατικό δυναμικό, μέχρι την ανάδειξη τοπικών εταιρειών επισκευής και συντήρησης, ένας σημαντικός αριθμός θετικών αποτελεσμάτων προέκυψε από τις επενδύσεις στην αιολική ενέργεια. Για παράδειγμα, η δημιουργία 6000 θέσεων εργασίας στον αιολικό τομέα, η μεταφορά τεχνογνωσίας και η ανάπτυξη ποικίλων τοπικών επιχειρήσεων σε όλους τους τομείς του αιολικού τομέα, όπως η συντήρηση και οι επισκευές.

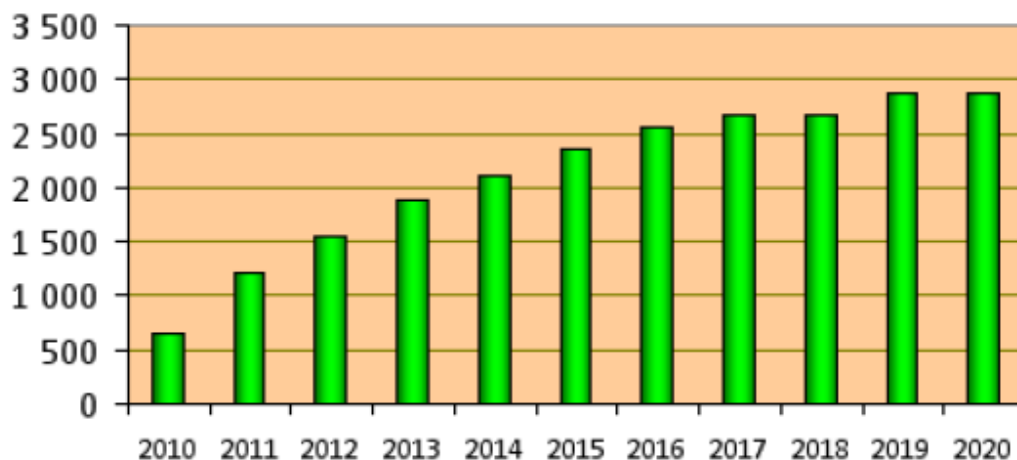
Ορισμένα χαρακτηριστικά του αιολικού τομέα της Ρουμανίας είναι :

- Οι δυνατότητες της Ρουμανίας στην αιολική ενέργεια θεωρούνται από τις υψηλότερες στην νοτιοανατολική Ευρώπη. Οι επαρχίες Moldova και Dobrogea (στο νοτιοανατολικό τμήμα της χώρας, κοντά στη Μαύρη Θάλασσα) θεωρούνται από τις πλέον κατάλληλες περιοχές για ανάπτυξη αιολικών πάρκων.

Συγκεκριμένα, η νοτιοανατολική περιοχή της Dobrogea κατετάγη, σύμφωνα με διάφορες εξειδικευμένες μελέτες, το δεύτερο από άποψη δυνατοτήτων στην Ευρώπη.

- Το αιολικό δυναμικό της Ρουμανίας εκτιμάται σε 14.000 MW εγκατεστημένης ισχύος, που αντιστοιχεί σε συνολική ετήσια παραγωγή 23 TWh.
- Η Ρουμανία έχει την τύχη να διαθέτει μεγάλες περιοχές για την κατασκευή χερσαίων αιολικών πάρκων, σε περιοχές χαμηλού πληθυσμού, οι οποίες αξιολογούνται ως εξαιρετικές σύμφωνα με την κλίμακα της Αμερικάνικης Ένωσης Αιολικής Ενέργειας (AWEA). Το χαμηλό περιβαλλοντικό αντίκτυπο σε αυτές τις περιοχές χαμηλού πληθυσμού, σε μια παράκτια ζώνη η οποία δεν διαθέτει κτίσματα και δασικές εκτάσεις, τις καθιστά ιδανικές για την ανάπτυξη αιολικών πάρκων.
- Η κλιμάκωση του κόστους των υπεράκτιων αιολικών πάρκων που εξετάζονται στην Βόρεια Θάλασσα και τις Ατλαντικές ακτές της Ευρώπης, είναι πιθανό να οδηγήσει σε μια ισχυρότερη εστίαση στις χερσαίες τοποθεσίες ανάπτυξης αιολικής ενέργειας, οι οποίες διαθέτουν σταθερές και υψηλές ταχύτητες ανέμων κατά τη διάρκεια του έτους. Σύμφωνα με ένα πρόσφατο έργο στην Ολλανδία, εκτιμάται ότι το κόστος κατασκευής ενός υπεράκτιου αιολικού πάρκου είναι σχεδόν τρεις φορές μεγαλύτερο από το κόστος κατασκευής ενός χερσαίου αιολικού πάρκου.
- Εάν υπάρχει μια πολιτική δέσμευση για την προμήθεια ηλεκτρικής ενέργειας σε απομονωμένες αγροτικές περιοχές, οι μικρές ανεμογεννήτριες αποτελούν μια οικονομικά ελκυστική εναλλακτική λύση σε συνδυασμό με τα φωτοβολταϊκά συστήματα, όπου το αιολικό δυναμικό είναι επαρκές.

Wind Energy Production Forecast - 2010-2020 Mwe Capacity



Σχήμα 3.50 – Προβλεπόμενη αιολική παραγωγή για την περίοδο 2010-2020

Πηγή – Invest East - An Overview of the Renewable Energy Market in Romania

➤ Το μέλλον της ενεργειακής αγοράς της Ρουμανίας

Σύμφωνα με το εθνικό σχέδιο δράσης για ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, η Ρουμανία έχει θέσει τους παρακάτω στόχους για το μέλλον της ενεργειακής της αγοράς:

Ενεργειακή ασφάλεια

- Αύξηση της ασφάλειας της ενέργειας με την παροχή των απαραίτητων ενεργειακών πόρων και τον περιορισμό της εξάρτησης από εισαγόμενους ενεργειακούς πόρους.
- Διαφοροποίηση των εισαγόμενων πόρων, ενεργειακών πόρων και των διαδρομών μεταφοράς τους.
- Αύξηση του επιπέδου επάρκειας των εθνικών δικτύων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας, πετρελαίου και φυσικού αερίου.
- Προστασία των ζωτικής σημασίας υποδομών.

Βιώσιμη ανάπτυξη

- Προώθηση της παραγωγής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, ώστε το ποσοστό της ενέργειας που παράγεται από τέτοιες πηγές ενέργειας ως προς το σύνολο της ακαθάριστης εγχώριας κατανάλωσης ενέργειας να ισούται με 33% το 2010, 35% το 2015 και 38% το 2020.
- Τόνωση των επενδύσεων για την βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης σε ολόκληρη την αλυσίδα της ενέργειας: προμήθεια πόρων, παραγωγή, μεταφορά, διανομή και κατανάλωση.
- Προώθηση της χρήσης των υγρών βιοκαυσίμων, του βιοαερίου και της γεωθερμικής ενέργειας.
- Υποστήριξη των δραστηριοτήτων έρευνας και ανάπτυξης και διάδοση των αποτελεσμάτων των ερευνών που μπορούν να εφαρμοστούν στο πεδίο της ενέργειας.
- Μείωση των αρνητικών επιπτώσεων του ενεργειακού τομέα στο περιβάλλον, μέσω της χρήσης καθαρών τεχνολογιών.
- Προώθηση της παραγωγής ηλεκτρικής και θερμικής ενέργειας σε μονάδες ΣΗΘ (Συμπααραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας) υψηλής απόδοσης.
- Ορθολογική και αποτελεσματική χρήση των πόρων πρωτογενούς ενέργειας.

Ανταγωνιστικότητα

- Ανάπτυξη ανταγωνιστικών αγορών ηλεκτρικής ενέργειας, φυσικού αερίου, πετρελαίου, ουρανίου, πράσινων πιστοποιητικών, πιστοποιητικών μείωσης εκπομπών φυσικού αερίου και ενεργειακών υπηρεσιών.
- Απελευθέρωση της μεταφοράς ενέργειας (energy transit) και η παροχή διαρκούς και χωρίς διακρίσεις πρόσβαση των μελών της αγοράς στα διεθνή δίκτυα διασύνδεσης, στα δίκτυα μεταφοράς και στα δίκτυα διανομής.

- Αύξηση της δυναμικότητας διασύνδεσης ηλεκτρικής ενέργειας από περίπου 10% σε 15-20% το 2020.
- Συνέχιση της αναδιάρθρωσης και ιδιωτικοποίησης του τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας, θερμικής ενέργειας και φυσικού αερίου.
- Συνέχισης της αναδιάρθρωσης του τομέα του λιγνίτη, με στόχο την αύξηση της κερδοφορίας και την πρόσβαση στην αγορά κεφαλαίων.

Στους παραπάνω στόχους, οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας παίζουν σημαντικό ρόλο.

Η Ρουμανία ως προς τη συνολική αιολική δυναμικότητα και αιολική παραγωγή, έχει θέσει τους παρακάτω στόχους για το διάστημα 2014-2020.

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
MW	2880	3200	3400	3600	3750	3900	4000
GWh	5952	6614	7271	7668	8020	8230	8400

Πίνακας 3.10 – Συνολική αιολική δυναμικότητα και παραγωγή για το διάστημα 2014 – 2020

Πηγή : National Renewable Energy Action Plan (Romania)

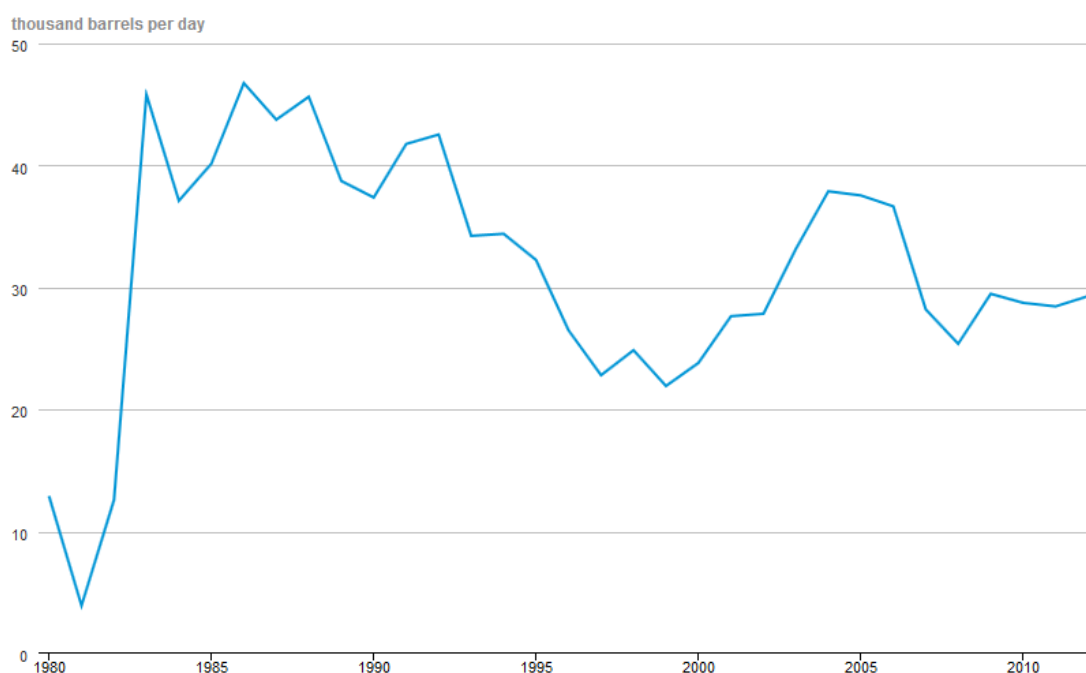
3.2.7 Ισπανία

➤ Χαρακτηριστικά Ενεργειακής Αγοράς της Ισπανίας

- Η Ισπανία είναι η πέμπτη μεγαλύτερη χώρα κατανάλωσης ενέργειας στην Ευρώπη και δεν έχει σχεδόν εγχώρια παραγωγή υγρών καυσίμων και φυσικού αερίου. Οι κανονισμοί της κυβέρνησης περιορίζουν το ποσοστό των συνολικών εισαγωγών πετρελαίου και φυσικού αερίου, που μπορεί κάθε χώρα να πουλήσει στην Ισπανία, ώστε να εξασφαλίσει τη διαφοροποίηση της προμήθειας.
- Τα υγρά καύσιμα εξακολουθούν να αποτελούν τη μεγαλύτερη πηγή κατανάλωσης ενέργειας της Ισπανίας, κυρίως στον τομέα των μεταφορών. Η Ισπανία έχει εννιά διυλιστήρια με συνολική ικανότητα διύλισης αργού πετρελαίου 1.3 εκατομμύρια βαρέλια την ημέρα, σύμφωνα με το περιοδικό Oil & Gas. Ωστόσο, η Ισπανία εξακολουθεί να είναι εισαγωγέας προϊόντων πετρελαίου.
- Μέχρι την οικονομική κρίση του 2008, η Ισπανία ήταν μια από τις ταχύτερα αναπτυσσόμενες αγορές φυσικού αερίου στην Ευρώπη. Αν και η ανάπτυξη έχει επιβραδυνθεί από τότε, η Ισπανία ήταν ο τρίτος μεγαλύτερος εισαγωγέας υδροποιημένου φυσικού αερίου (LNG) στον κόσμο, μετά την Ιαπωνία και τη Νότια Κορέα, το 2011 σύμφωνα με την PFC Energy. Η Ισπανία έχει έξι ενεργούς τερματικούς σταθμούς επαναεριοποίησης υδροποιημένου φυσικού αερίου για την επεξεργασία των εισαγωγών, με έναν έβδομο να έχει προγραμματιστεί να τεθεί σε λειτουργία το 2013. Η Ισπανία δέχεται επίσης σημαντικές εισαγωγές φυσικού αερίου από την Αλγερία μέσω του υποθαλάσσιου αγωγού φυσικού αερίου Μαγκρέπ – Ευρώπη, ο οποίος τέθηκε σε λειτουργία το 2011 μετά από μια σειρά καθυστερήσεων.

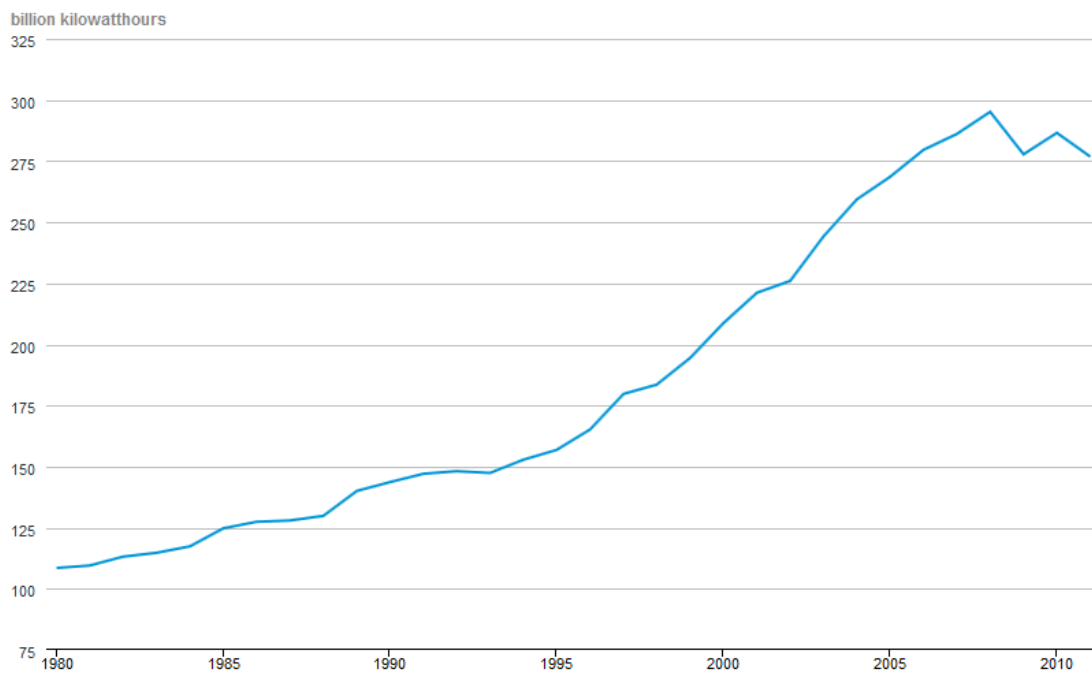
- Η Ισπανία παράγει ένα σημαντικό ποσό ενέργειας από ανεμογεννήτριες (αιολική ενέργεια), δεύτερη στην Ευρώπη μετά τη Γερμανία. Η ισπανική κυβέρνηση ενέκρινε υπεράκτιες εγκαταστάσεις παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας το 2007, με στόχο την προώθηση του υπεράκτιου (offshore) συστήματος αιολικής ενέργειας.
- Μέχρι την ύφεση του 2008, η Ισπανία μείωνε σταδιακά την παραγωγή άνθρακα. Ωστόσο, η παραγωγή και κατανάλωση άνθρακα αυξήθηκε το 2011, καθώς η ισπανική κυβέρνηση εισήγαγε εγχώριες επιδοτήσεις για την παραγωγή άνθρακα και έδωσε προνομιακή είσοδο στην αγορά χονδρικής πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας, σε γεννήτριες που χρησιμοποιούν ως καύσιμο τον άνθρακα. Ως αποτέλεσμα, οι παραγωγοί ηλεκτρικής ενέργειας έχουν αντικαταστήσει την χρήση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, με χρήση άνθρακα.
- Υπάρχουν οκτώ εν λειτουργία πυρηνικοί αντιδραστήρες στην Ισπανία, οι οποίοι κάλυψαν περίπου το 20% της συνολικής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας της Ισπανίας το 2011.

➤ Ιστορικά Στοιχεία Ενεργειακής Αγοράς της Ισπανίας



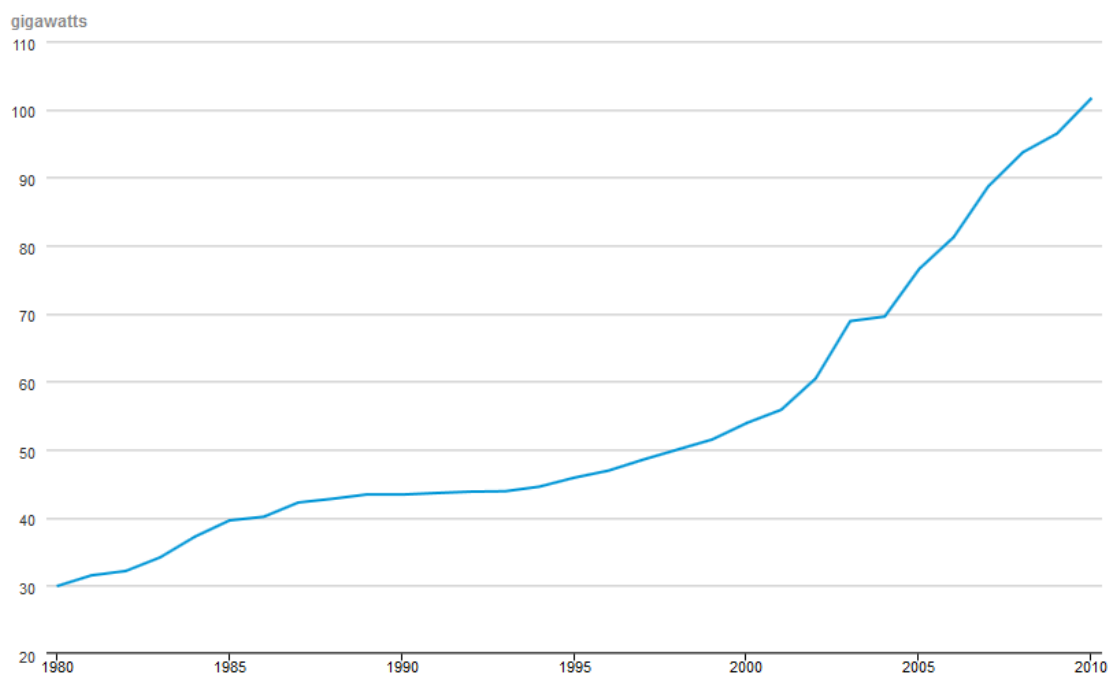
Σχήμα 3.51 – Συνολική παραγωγή πετρελαίου 1980-2012

Πηγή : U.S Energy Information Administration (EIA)



Σχήμα 3.52 – Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας 1980-2011

Πηγή : U.S Energy Information Administration (EIA)



Σχήμα 3.53 – Εγκατεστημένη Ισχύς 1980-2010

Πηγή : U.S Energy Information Administration (EIA)

Η κατανάλωση πρωτογενούς ενέργειας κατά κεφαλήν στην Ισπανία το 2009, ήταν 2.8 τόνοι ισοδύναμου πετρελαίου (tons of oil equivalent – toe) και ήταν χαμηλότερη από τον μέσο όρο της Ευρωπαϊκής Ένωσης 3.3 toe.

Η συνολική κατανάλωση ενέργειας αυξήθηκε σταθερά μέχρι το 2005 (εκτός από τις μειώσεις που παρατηρήθηκαν το 1993 και το 1996). Ωστόσο, μειώθηκε κατά 3.2% το 2008 και κατά 8.4% το 2009 (3.6% και 7.4% για την τελική κατανάλωση ενέργειας, αντίστοιχα), ως αποτέλεσμα της οικονομικής ύφεσης.

Το μερίδιο του τομέα των μεταφορών στην τελική κατανάλωση είναι σημαντικό (37% το 2009) και έχει παραμείνει σταθερό από το 1990. Από το 2006 το μερίδιο της βιομηχανίας και των μη ενεργειακών χρήσεων (non-energy uses) έχει παραμείνει σχετικά σταθερό γύρω στο 33%, ενώ την περίοδο 1990-2005 ήταν περίπου στο 40%.

Ο τομέας των νοικοκυριών και των υπηρεσιών, αντιπροσωπεύουν το 31% της τελικής κατανάλωσης, υψηλότερο μερίδιο από το 23% το 1990 και 26% το 2005. Η αύξηση αυτή οφείλεται σε μια δυναμική τάση της κατανάλωσης (+4.6% / ετησίως κατά μέσο όρο μέχρι το 2005) και στη μείωση της βιομηχανικής κατανάλωσης.

Η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας κατά κεφαλήν αυξήθηκε με δυναμικό ρυθμό κατά την περίοδο 1990-2006 (3.8% / ετησίως κατά μέσο όρο), όταν η Ισπανία κατάφερε να φθάσει το μέσο επίπεδο κατανάλωσης της Ευρωπαϊκής Ένωσης (περίπου 5550 kWh ανά κάτοικο το 2009).

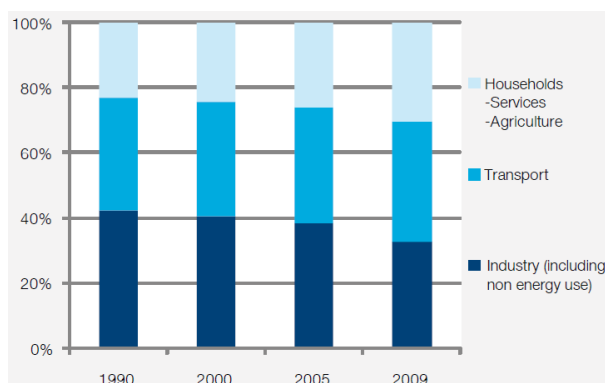
Η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας της Ισπανίας αντιστοιχούσε περίπου στο 23% της συνολικής κατανάλωσης ενέργειας το 2009 (18% το 1990). Η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας αυξήθηκε ραγδαία μέχρι το 2006 (4.6% / ετησίως κατά μέσο όρο την περίοδο 2000-2006). Αυτός ο ρυθμός ανάπτυξης μειώθηκε το 2007 και το 2008 (1.8% και 1%, αντίστοιχα) και για την πρώτη φορά από το 1985, η κατανάλωση μειώθηκε το 2009, κατά 5.6%. Αυτή η μείωση στην κατανάλωση ενέργειας συνδέεται με τις επιπτώσεις της οικονομικής επιβράδυνσης το 2009, δεδομένου ότι η βιομηχανική κατανάλωση μειώθηκε κατά 8%.

Από το 2006, το φυσικό αέριο αποτελεί την κύρια πηγή ενέργειας που χρησιμοποιείται για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Το 2009, το μερίδιο αγοράς του φυσικού αερίου έφθασε το 37%, με την πυρηνική ενέργεια να ακολουθεί με 18%, τον άνθρακα με 13%, την αιολική ενέργεια με 12%, την υδροηλεκτρική ενέργεια με 10% και το πετρέλαιο με 6%. Οι συνεισφορές του φυσικού αερίου και της αιολικής ενέργειας αυξάνεται με ραγδαίους ρυθμούς (το 2000 οι συνεισφορές τους ήταν 10% και 2%, αντίστοιχα). Η παραγωγή από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και μονάδες συμπαραγωγής θερμότητας και ηλεκτρισμού (CHP), αυξήθηκε ραγδαία κατά την περίοδο 1999-2009, από 25 TWh σε 80.9 TWh (παραγωγή ηπειρωτικής χώρας μόνο).

Η ενεργειακή απόδοση στον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας αυξήθηκε σημαντικά κατά την περίοδο 1999-2009, από 39% μέχρι και 51%. Αυτή η βελτίωση ήταν ιδιαίτερα αισθητή στην θερμική παραγωγή (thermal generation), όπου η μέση απόδοση αυξήθηκε από 36% σε 49%, χάρη στην έναρξη λειτουργίας νέων αεριοστροβίλων συνδυασμένου κύκλου (CCGT). Η δυναμικότητα των CCGT, αυξήθηκε κατά σχεδόν 12 GW μεταξύ 2000 και 2005 και διπλασιάστηκε κατά την περίοδο 2005-2009, όταν αποτελούσε το 46%

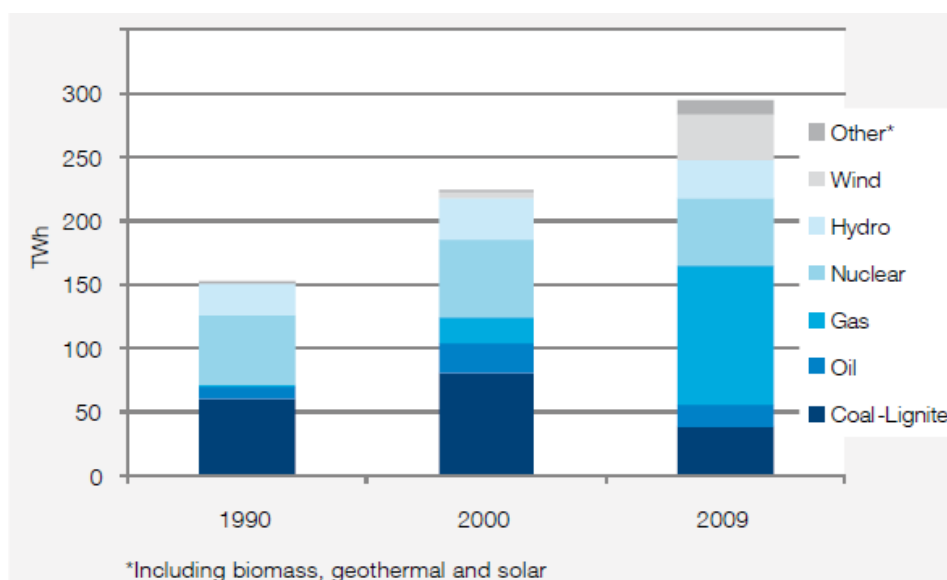
της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος. Το μερίδιο της πυρηνικής ενέργειας, η οποία έχει χαμηλό βαθμό απόδοσης, μειώθηκε επίσης σημαντικά κατά τη διάρκεια της εκτεταμένης περιόδου : από 36% το 1990, σε 28% το 2000 και 18% το 2009.

Ο συντελεστής εκπομπής για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (εκπομπές CO₂ ανά παραγόμενη KWh) έχει μειωθεί κατά περίπου 40% από το 1990, από 440 gCO₂/kWh σε 270 gCO₂/kWh. Αυτή η μείωση συνδέεται, με την απότομη πτώση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από εργοστάσια καύσης άνθρακα και πετρελαίου (από 46% το 1990, σε 19% το 2009), τα οποία αντικαταστάθηκαν από εγκαταστάσεις συνδυασμένου κύκλου υψηλής απόδοσης, και τη ταχεία ανάπτυξη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στον τομέα της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (κυρίως αιολική ενέργεια, η οποία αποτελούσε το 12% το 2009 σε σύγκριση με το 2% το 2000).



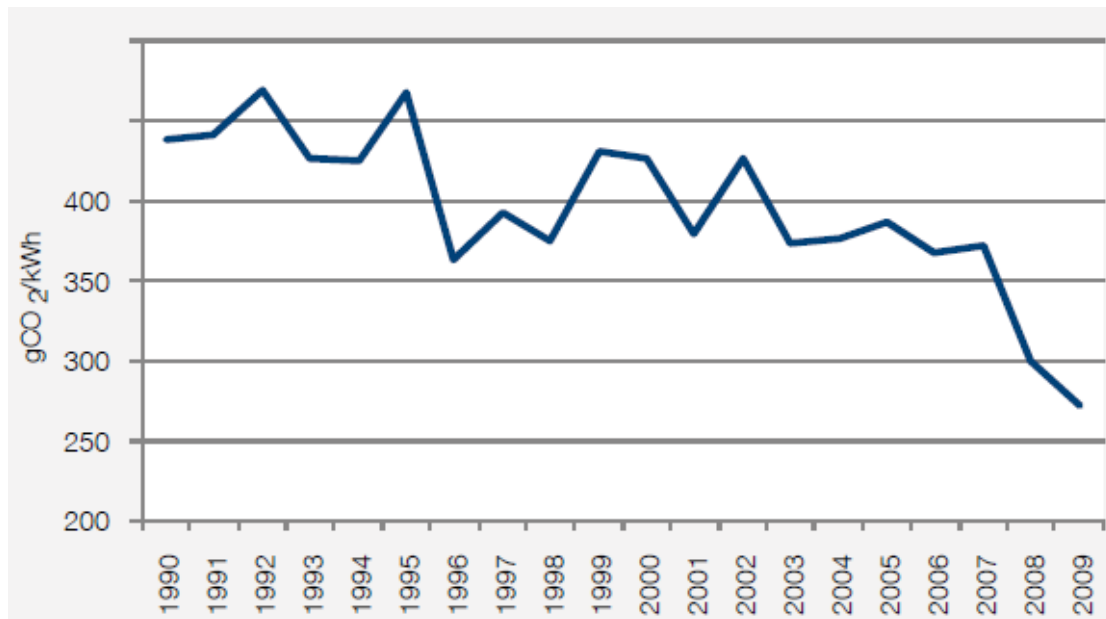
Σχήμα 3.54 – Κατανομή της τελικής κατανάλωσης ενέργειας ανά τομέα

Πηγή : Spain / Energy efficiency report



Σχήμα 3.55 – Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ανά πηγή ενέργειας

Πηγή : Spain / Energy efficiency report



Σχήμα 3.56 – Συντελεστής εκπομπής CO₂ για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας

Πηγή : Spain / Energy efficiency report

➤ Αιολική Ενέργεια στην Ισπανία το 2012

Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς ηλεκτρικής ενέργειας σε ολόκληρη την ισπανική ηπειρωτική χώρα έφθασε σχεδόν 103 GW μέχρι το τέλος του 2012, σύμφωνα με πληροφορίες που δημοσιεύονται από την TSO Red Eléctrica de España (REE), στην έκθεση Advance on the Spanish Electricity System Report 2012. Η πλειοψηφία της νέας εγκατεστημένης δυναμικότητας, προήλθε από τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Η αιολική ενέργεια αποτελούσε πρακτικά το 21% της συνολικής εγκατεστημένης δυναμικότητας. Το 2012, 1112 MW νέας αιολικής δυναμικότητας εγκαταστάθηκαν, αυξάνοντας την τελική δυναμικότητα σε 22,785 MW, μια αύξηση της τάξης του 5.3% σε σχέση με το 2011.

Οι προγραμματιστές έχουν ανακοινώσει ότι δεν μπορούν να κατασκευάσουν μια μεγάλη ποσότητα αυτής της δυναμικότητας με βάση τους ισχύοντες κανονισμούς, λόγω προβλημάτων που είναι πέρα από τον έλεγχο τους (καθυστερήσεις στις σχεδιαζόμενες γραμμές μεταφοράς και διανομής, διοικητικές δυσκολίες κ.λ.π).

Κατά συνέπεια, με το “green moratorium” να εξακολουθεί να ισχύει, η αιολική δυναμικότητα που απομένει να εγκατασταθεί σύμφωνα με το Royal Decree 661/20017 ανέρχεται σε μόλις 400 MW για το 2013-2014. Όμως, η εγκατάσταση ακόμα και αυτής της μικρής δυναμικότητας είναι πλέον σε κίνδυνο λόγω της μειωμένης κερδοφορίας μετά την ψήφιση, από την κυβέρνηση, του Royal Decree 2/2013. Το μέτρο αυτό αναγκάζει το σύνολο της δυναμικότητας που δεν επιλέγει να πουλήσει ρεύμα απευθείας στην αγορά, να λειτουργεί υπό την εναλλακτική λύση των feed-in tariffs.

Το 2012, 576 ανεμογεννήτριες εγκαταστάθηκαν στην Ισπανία, σε σύγκριση με τις 581 που εγκαταστάθηκαν το 2011, τις 827 το 2010 και τις 1,332 το 2009. Μέχρι το τέλος του έτους, υπήρχαν 20,190 ανεμογεννήτριες σε όλη τη χώρα.

Σύμφωνα με την τάση των τελευταίων ετών, η μέση μοναδιαία βαθμολογία των πρόσφατα εγκατεστημένων ανεμογεννητριών αυξήθηκε, φθάνοντας τα σχεδόν 2 MW το 2012. Από τις 576 ανεμογεννήτριες που εγκαταστάθηκαν όλο το χρόνο, περισσότερο από το 61% είχε δυναμικότητα πάνω από 2 MW.

Η νέα παγκόσμια εγκατεστημένη δυναμικότητα αιολικής ενέργειας έφτασε τα 44711 MW το 2012, αυξάνοντας τη συνολική δυναμικότητα σε 282,482 MW, αύξηση της τάξης του 18% σε σχέση με το προηγούμενο έτος, σύμφωνα με τα στατιστικά του Global Wind Energy Council (GWEC). Η Ισπανία εξακολουθεί να είναι η τέταρτη μεγαλύτερη αγορά αιολικής ενέργειας στον κόσμο, μετά την Κίνα με 75,564 MW (13,200 MW νέας εγκατεστημένης δυναμικότητας το 2012), τις Ηνωμένες Πολιτείες με 60,007 MW (13,124 MW νέας εγκατεστημένης δυναμικότητας του 2012) και την Γερμανία με 31,332 MW (2,439 MW νέας εγκατεστημένης δυναμικότητας).

Σύμφωνα με τις πρόσφατες τάσεις, η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας στην Ισπανία το 2012, μειώθηκε κατά 2% σε σύγκριση με το προηγούμενο έτος. Όσον αφορά το μείγμα παραγωγής, οι μεγάλες υδροηλεκτρικές εγκαταστάσεις και οι μονάδες συνδυασμένου κύκλου παρουσίασαν πτώση σε σχέση με τις επιδόσεις τους το 2011, με την παραγωγή να παρουσιάζει μείωση κατά 29.4% και 23.9%, αντίστοιχα. Αντίθετα, η πυρηνική ενέργεια και ο άνθρακας παρουσίασαν αύξηση στην παραγωγή τους κατά 6.5% και 25.8%, αντίστοιχα.

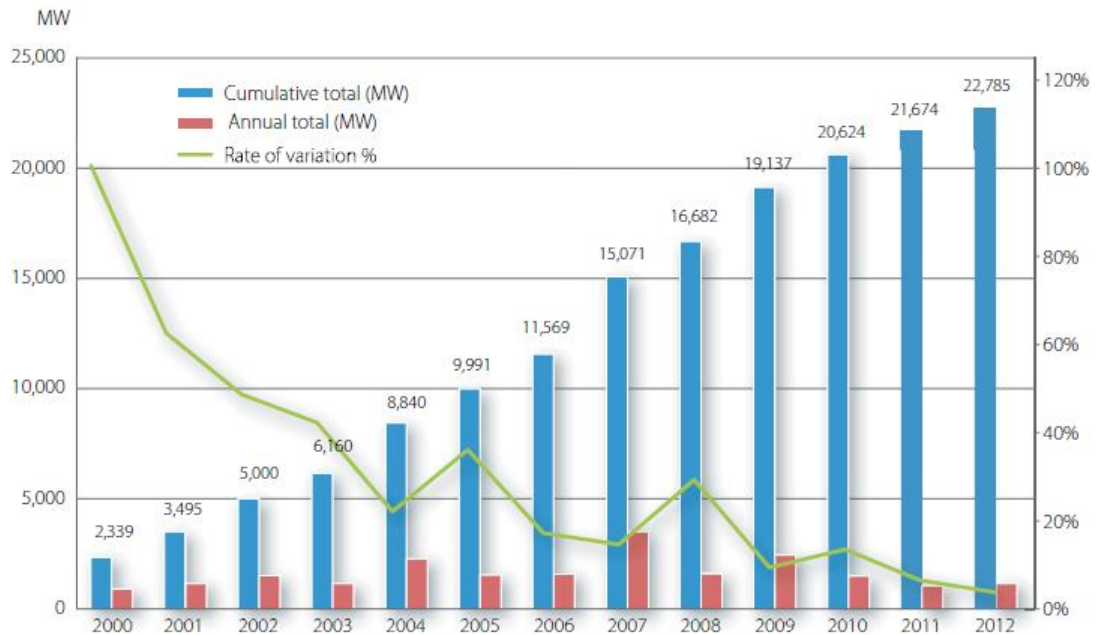
Στο πλαίσιο του ειδικού καθεστώτος, η μόνη τεχνολογία που παρουσίασε πτώση ήταν οι μικρές υδροηλεκτρικές μονάδες, με την παραγωγή να παρουσιάζει μείωση της τάξης του 12.5%. Οι ανεμογεννήτριες, τα φωτοβολταϊκά, τα θερμοηλεκτρικά, οι θερμικές ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (renewable thermal) και οι θερμικές μη-ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (non-renewable thermal), αύξησαν την παραγωγή τους.

Η πυρηνική ενέργεια παρέμεινε η κορυφαία τεχνολογία όσον αφορά τη κάλυψη της ζήτησης, παρέχοντας το 22% του μείγματος (σε σύγκριση με 21% το 2011), με τον άνθρακα να ακολουθεί με 20% (σε σύγκριση με 16% το 2011, την αιολική ενέργεια με 17.4% (σε σύγκριση με 15.5% το 2011), τις μονάδες αεριοστροβίλου συνδυασμένου κύκλου με 14% (σε σύγκριση με 19% το 2011) και τις μεγάλες υδροηλεκτρικές μονάδες (Large hydro) με 7% (σε σύγκριση με 10% το 2011).

Συνολικά, οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας κάλυψαν το 32% της συνολική κατανάλωσης ισχύος το 2012, σε σύγκριση με το 32.5% το προηγούμενο έτος. Η ελαφρά μείωση, οφειλόταν στην μειωμένη παραγωγή υδροηλεκτρικής ενέργειας.

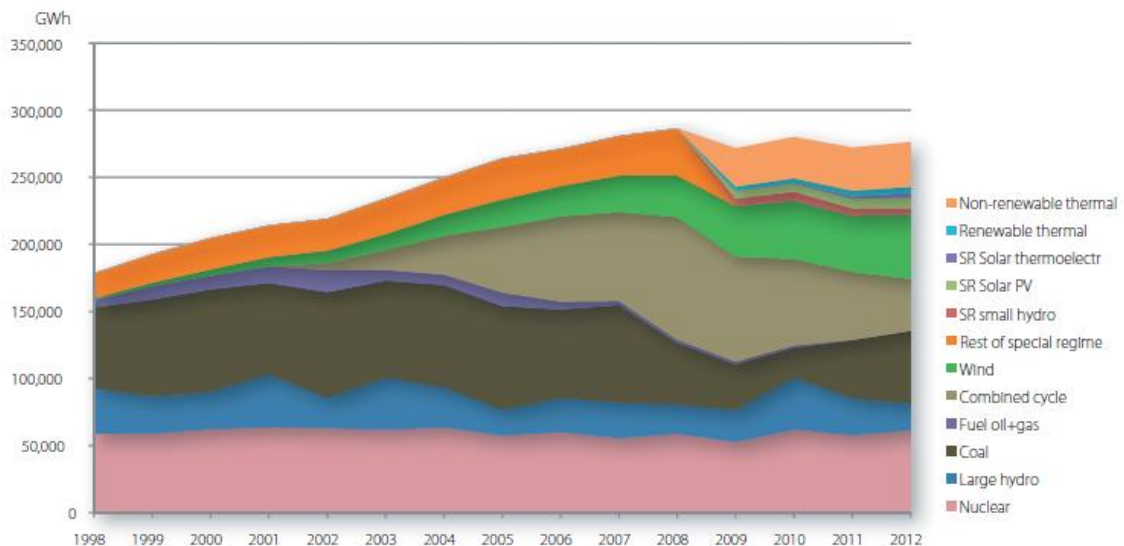
Η παραγωγή αιολικής ενέργειας ανήλθε στις 48,106 GWh το 2012, αύξηση της τάξης του 14.25% σε σχέση με το 2011, αν και η εγκατεστημένη ισχύς αυξήθηκε μόνο κατά 5%. Αν και το 2011 σημαδεύτηκε από εξαιρετικά χαμηλούς ανέμους, το 2012 μπορεί να

θεωρηθεί ένα καλό έτος. Καλύτερο ακόμα και από το 2010, όπου η παραγωγή είχε αυξηθεί κατά 11%.



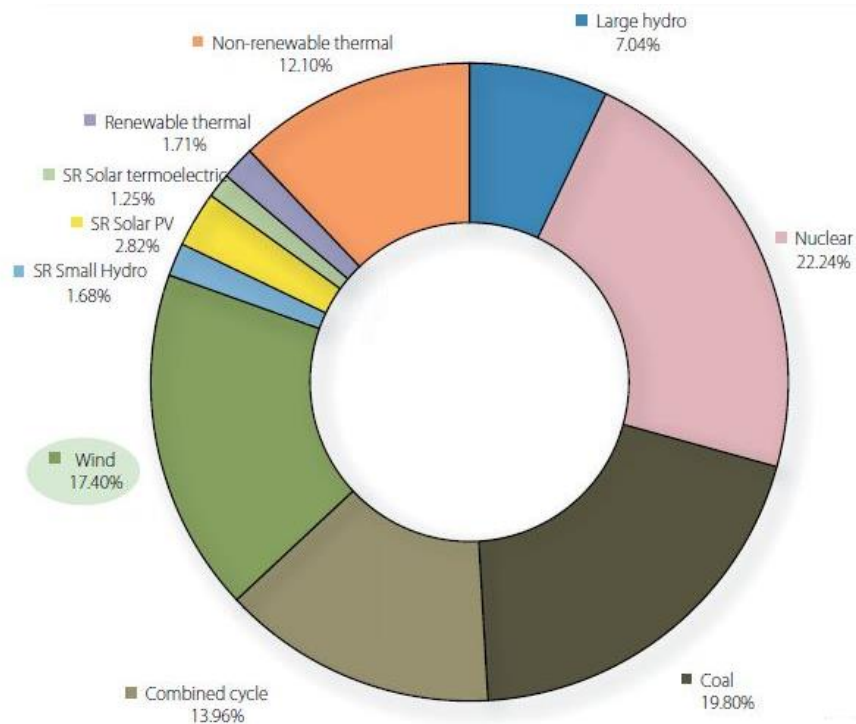
Σχήμα 3.57 –Νέα και συνολική ετήσια δυναμικότητα αιολικής ενέργειας και ο ρυθμός μεταβολής στην Ισπανία το 2000-2012

Πηγή : Wind power '13 / Spanish wind energy association – The voice of the industry



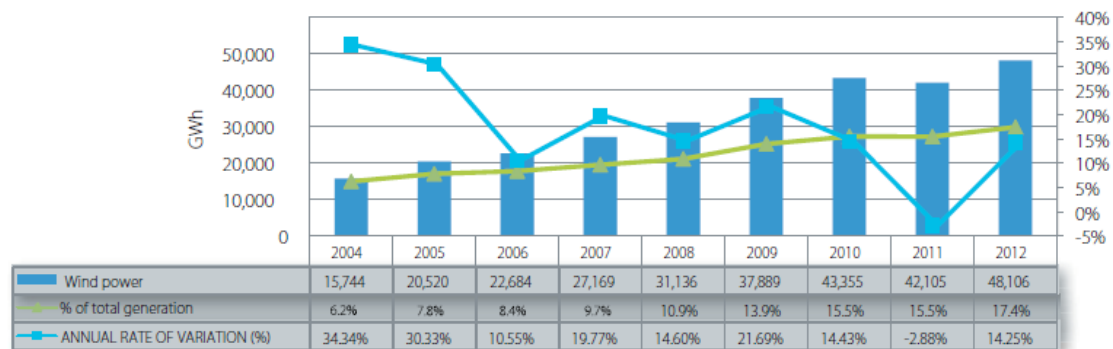
Σχήμα 3.58 –Ετήσια παραγωγή διαφόρων τεχνολογιών 1998-2012

Πηγή : Wind power '13 / Spanish wind energy association – The voice of the industry



Σχήμα 3.59 –Το μερίδιο διαφορετικών τεχνολογιών στη μείγμα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας της Ισπανίας το 2012

Πηγή : Wind power '13 / Spanish wind energy association – The voice of the industry



Σχήμα 3.60 –Ετήσιος ρυθμός αύξησης παραγωγής από ανεμογεννήτριες και το μερίδιο της στη συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας 2004-2012

Πηγή : Wind power '13 / Spanish wind energy association – The voice of the industry

➤ Το Ενεργειακό Μείγμα της Ισπανίας το 2020

Για την πρόβλεψη των μελλοντικών σεναρίων κατανάλωσης ενέργειας, διεξήχθη μια προοπτική άσκηση σε δύο σενάρια : το πρώτο σενάριο ονομάζεται σενάριο αναφοράς (reference scenario) και το δεύτερο ονομάζεται σενάριο αυξημένης ενεργειακής απόδοσης (additional energy efficiency scenario). Και τα δύο σενάρια προβλέπουν την ίδια πορεία των κύριων κοινωνικοοικονομικών μεταβλητών (πληθυσμός, ακαθάριστο

εγχώριο προϊόν, διεθνείς τιμές πετρελαίου και φυσικού αερίου), αλλά διαφέρουν ως προς τα μέτρα εξοικονόμησης ενέργειας και την ενεργειακή απόδοση που προβλέπεται.

Το σενάριο αναφοράς υποθέτει ότι η ενεργειακή υπόθεση, ότι μέχρι το 2009 τα μέτρα που προβλέπονται στο Ε4 και στο Σχέδιο Δράσης 2008-2012, θα παραμείνουν σταθερά χωρίς κανένα νέο μέτρο ενεργειακής απόδοσης να εφαρμόζεται μεταξύ του 2010 και 2020. Οι μόνες βελτιώσεις αποδοτικότητας μέσα σε αυτή την περίοδο, προέρχονται από τα μέτρα που εφαρμόστηκαν σύμφωνα με το Ε4 μέχρι το 2009, τα οποία θα συνεχίζουν να παράγουν κέρδη αποτελεσματικότητας κατά τη διάρκεια της ωφέλιμης ζωής του χρησιμοποιούμενου εξοπλισμού. Η κατανάλωση πρωτογενούς ενέργειας στο σενάριο αυτό, αναμένεται να φτάσει τους 156.9 εκατομμύρια τόνους ισοδύναμου πετρελαίου (million tons of oil equivalent-mtoe).

Το σενάριο αυξημένης ενεργειακής απόδοσης, που βασίζεται στο σενάριο αναφοράς, περιλαμβάνει ένα σημαντικό πακέτο μέτρων ενεργειακής απόδοσης. Η κατανάλωση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο σενάριο απόδοσης θεωρείται ότι είναι ίδια με εκείνη του σεναρίου αναφοράς.

Σενάριο Αναφοράς

Μια ανάλυση του ηλεκτρικού ισοζυγίου εντοπίζει δύο πηγές ενέργειας οι οποίες αναμένεται να διαδραματίσουν σημαντικό ρόλο στη δομή της παραγωγής της ηλεκτρικής ενέργειας το 2020. Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και το φυσικό αέριο, τα οποία μαζί θα καλύπτουν σχεδόν τα τρία τέταρτα της συνολικής εγχώριας ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας.

Η περίπτωση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας είναι ιδιαίτερα σημαντική, δεδομένου ότι ο μεγαλύτερος μέσος ετήσιος ρυθμός αύξησης κατά την περίοδο της ανάλυσης είναι 6.34%, σημαίνει ότι από το 2020 αυτοί οι πόροι θα καλύψουν το 36% της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, στο ίδιο επίπεδο με το φυσικό αέριο (39%).

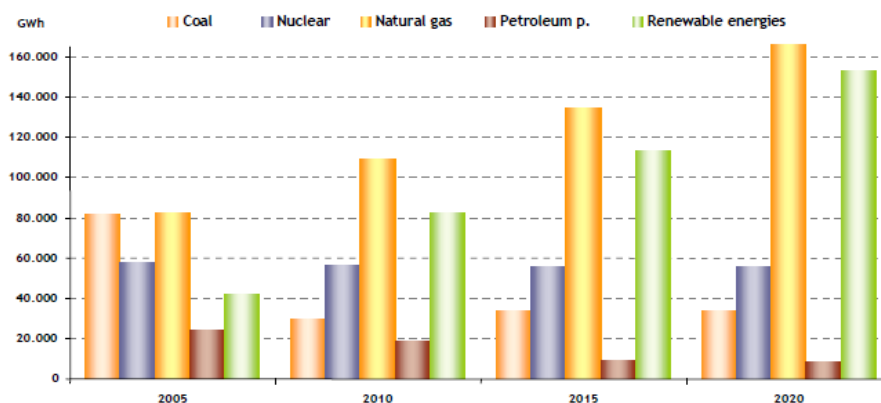
Κατά την περίοδο 2009-2020, η συμβολή των εγκαταστάσεων καύσης άνθρακα και της πυρηνικής ενέργειας, θα παραμείνει σχετικά σταθερή. Η συμβολή της πυρηνικής ενέργειας θα παραμείνει σταθερή με ανοδική τάση. Η συμβολή των προϊόντων πετρελαίου θα μειώνεται με μέσο ετήσιο ρυθμό 7%.

Όσον αφορά τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, η αιολική ενέργεια και η υδροηλεκτρική ενέργεια θα παραμείνουν στην πρωτοπορία, αποτελώντας πάνω από το 70% της συνολικής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας.

Με βάση το σενάριο αναφοράς, υπάρχουν αναδυόμενοι ενεργειακοί τομείς οι οποίοι μέχρι τώρα ήταν ανύπαρκτοι ή οριακά παρών. Ένας από αυτούς τους τομείς, είναι η ηλιακή θερμοηλεκτρική ενέργεια η οποία αναμένεται να διαδραματίσει έναν πολύ σημαντικό ρόλο από το 2010 και μετά. Υπάρχει επίσης, η ηλιακή φωτοβολταϊκή τεχνολογία, η συμβολή της οποίας στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, θα συνεχίσει να αυξάνεται σημαντικά τα επόμενα χρόνια.

Αξιοσημείωτη είναι επίσης η προγραμματισμένη προσπάθεια για τα επόμενα χρόνια στον τομέα των τεχνολογιών με μεγάλες ενεργειακές προοπτικές, όπως είναι το βιοαέριο και η βιομάζα, που δεν έχουν πλήρως αξιοποιηθεί μέχρι σήμερα.

Τέλος, αξίζει να σημειωθεί η είσοδος νέων τεχνολογιών, όπως η υπεράκτια (offshore) αιολική ενέργεια, η γεωθερμία (geothermics) και η θαλάσσια ενέργεια (sea energy). Από αυτές τις τεχνολογίες, η υπεράκτια αιολική ενέργεια προβλέπεται να φθάσει σε επίπεδο παραγωγής κοντά στις 8,000 GWh το 2020.



Σχήμα 3.61 –Ανάπτυξη της ακαθάριστης (gross) παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ανά πηγή ενέργειας

Σενάριο Αναφοράς

Πηγή : Spain's National Renewable Energy Action Plan 2011-2020

Σενάριο αυξημένης ενεργειακής απόδοσης

Το σενάριο αυξημένης ενεργειακής απόδοσης, περιλαμβάνει νέα μέτρα για την βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης που θα εφαρμοστούν από το 2010 και που θα επιτρέψουν τη μείωση της ζήτησης πρωτογενούς ενέργειας από περίπου 157 εκατομμύρια τόνους ισοδύναμου πετρελαίου το 2020, του σεναρίου αναφοράς, σε 140 εκατομμύρια τόνους ισοδύναμου πετρελαίου (μείωση της τάξης του 11%).

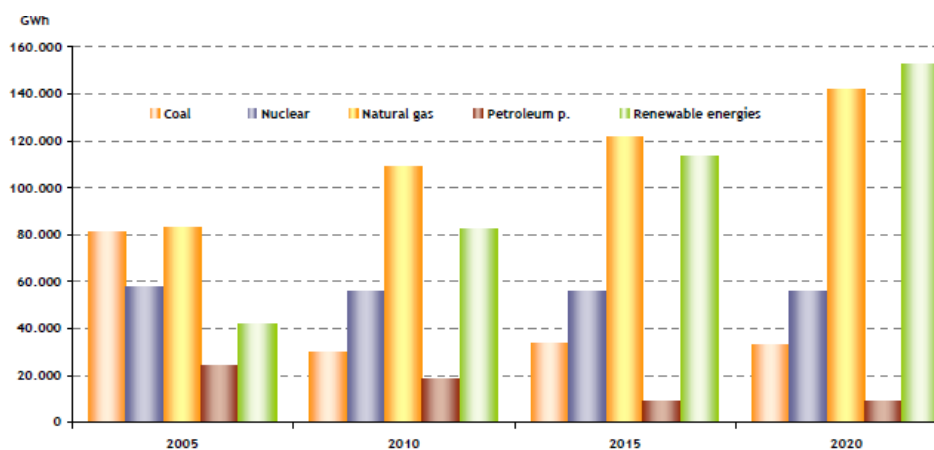
Κρίνοντας από την δομή της παραγωγής της ηλεκτρικής ενέργειας, αναμένεται αύξηση στην σχετική σημασία του φυσικού αερίου και των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, των οποίων η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας αναμένεται να αυξηθεί κατά 2.7% και 6.34%, αντίστοιχα. Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από πυρηνικούς σταθμούς, θα παραμείνει σταθερή με πτωτική τάση. Ο άνθρακας θα παραμείνει πρακτικά σταθερός, ενώ τα πετρελαϊκά προϊόντα θα έχουν καθοδική πορεία στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, αναμένεται να παίξουν ένα κεντρικό ρόλο στο ενεργειακό μείγμα παραγωγής και αποτελούν τη μοναδική πηγή ενέργειας των οποίων η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας αναμένεται να αυξηθεί, όχι μόνο σε απόλυτους όρους αλλά και σε σχετικούς όρους, όπως αποδεικνύεται από την αναμενόμενη αύξηση της τάξης του 3.3% στην ετήσια μέση κάλυψη της ζήτησης, δίνοντας ένα συνολικό ποσοστό

κάλυψης 40%. Ως προς το φυσικό αέριο, η νέα παραγωγή θα οφείλεται κυρίως στις μονάδες συμπαραγωγής θερμότητας και ηλεκτρισμού.

Μια ανάλυση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας δείχνει ότι η αιολική ενέργεια θα συνεχίσει να παίζει κυρίαρχο ρόλο, αποτελώντας το 52% της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας το 2020 (συμπεριλαμβάνονται και χερσαίες και υπεράκτιες ανεμογεννήτριες), μερίδιο το οποίο είναι κοντά στο 20% της συνολικής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και υπερβαίνει την παραγωγή πυρηνικής ενέργειας. Ακολουθεί η υδροηλεκτρική ενέργεια, η ηλιακή θερμοηλεκτρική ενέργεια και τα ηλιακά φωτοβολταϊκά με αντίστοιχα ποσοστά 8.3%, 3.8% και 3.6%, της συνολικής ακαθάριστης (gross) παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

Ιδιαίτερα αξιοσημείωτη είναι η ηλιακή θερμοηλεκτρική ενέργεια, η οποία παρουσιάζει ραγδαία αύξηση στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας κατά ένα παράγοντα 13.42 σε σχέση με το 2010. Συνοδεύεται από τη βιομάζα και το βιοαέριο, η παραγωγή των οποίων αναμένεται να αυξηθεί ραγδαία μέσω ετήσιο ρυθμό ανάπτυξης 7% και 12.6%, την περίοδο 2009-2020. Ακόμη, αξίζει να σημειωθεί η ενσωμάτωση νέων τεχνολογιών, όπως η υπεράκτια αιολική ενέργεια, η γεωθερμική ενέργεια και οι θαλάσσιες τεχνολογίες, οι οποίες αναμένονται να παίξουν ολοένα και πιο σημαντικό ρόλο. Αυτό ισχύει ιδιαίτερα στην περίπτωση της υπεράκτιας αιολικής ενέργειας. Μέχρι το 2020, αυτές οι αναδύμενες τεχνολογίες θα συνεισφέρουν (αθροιστικά) ένα ποσό ενέργειας στο ίδιο επίπεδο με την ενέργεια που προσφέρεται από τα προϊόντα πετρελαίου (petroleum products).



Σχήμα 3.62 –Ανάπτυξη της ακαθάριστης (gross) παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ανά πηγή ενέργειας

Σενάριο Αυξημένης Ενεργειακής Απόδοσης

Πηγή : Spain's National Renewable Energy Action Plan 2011-2020

Τέλος, η Ισπανία ως προς τη συνολική αιολική δυναμικότητα και αιολική παραγωγή, έχει θέσει τους παρακάτω στόχους για το διάστημα 2014-2020.

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
MW	26466	27997	29778	31708	33639	35819	38000
GWh	53981	57086	60573	64483	68652	73197	78254

Πίνακας 3.11 – Συνολική αιολική δυναμικότητα και παραγωγή για το διάστημα 2014 – 2020

Πηγή : National Renewable Energy Action Plan (Spain)

3.2.8 Σουηδία

➤ Ενεργειακή Αγορά της Σουηδίας

Από την εποχή της πετρελαϊκής κρίσης της δεκαετίας του 1970, η Σουηδία έχει δώσει έμφαση στην έρευνα για εναλλακτικές πηγές ενέργειας. Μέτρα για την σταδιακή κατάργηση της χρήσης του πετρελαίου έχουν προχωρήσει ομαλά. Το 1970, το πετρέλαιο αντιπροσώπευε περισσότερο από το 75% του Σουηδικού ενεργειακού εφοδιασμού. Το 2012, το ποσοστό αυτό ήταν μόλις 21,5%. Η μείωση αυτή οφείλεται κυρίως στη μειωμένη χρήση του πετρελαίου για τη θέρμανση των κατοικιών.

Η Σουηδία παρουσίασε την ενεργειακή της πολιτική το 1997. Η κυβέρνηση ήθελε να προωθήσει «την αποτελεσματική και την βιώσιμη χρήση της ενέργειας και τον οικονομικό και αποδοτικό ενεργειακό εφοδιασμό», τα οποία «θα διευκόλυναν την μετάβαση σε μια οικολογικά βιώσιμη κοινωνία». Ο Σουηδικός Οργανισμός Ενέργειας (Swedish Energy Agency) συστάθηκε για να παρακολουθεί τις εξελίξεις στον ενεργειακό τομέα της Σουηδίας.

Η Σουηδία καταναλώνει σημαντική ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας ανά κάτοικο (περίπου 15.000 kWh ανά άτομο/έτος). Λίγες χώρες καταναλώνουν περισσότερη ενέργεια, αλλά οι Σουηδικές εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα παραμένουν χαμηλότερες σε σύγκριση με εκείνες άλλων χωρών. Ο μέσος Σουηδός απελευθερώνει 5,1 τόνους διοξειδίου του άνθρακα το χρόνο στην ατμόσφαιρα, σε σύγκριση με τη μέση τιμή της Ευρωπαϊκής Ένωσης που είναι 7,9 τόνους και τη μέση τιμή της Αμερικής που είναι 19,1 τόνοι.

Ο λόγος για αυτό το χαμηλό ποσοστό εκπομπών είναι το γεγονός ότι περίπου το 78% της ηλεκτρικής ενέργειας της Σουηδίας προέρχεται από την πυρηνική ενέργεια και την υδροηλεκτρική ενέργεια, καμία εκ των οποίων παράγει εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα. Η συμπαραγωγή ηλεκτρισμού και θερμότητας (από μονάδες ΣΗΘ), αποτελεί λίγο παραπάνω από το 10% της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται στη Σουηδία, και η λειτουργία τους βασίζεται στα βιοκαύσιμα. Περίπου το 8% της ηλεκτρικής ενέργειας εισάγεται, και το υπόλοιπο, περίπου 4%, προέρχεται από την αιολική ενέργεια.

Για αρκετές δεκαετίες, η ενεργειακή πολιτική της Σουηδίας έχει ως στόχο την σταδιακή κατάργηση του πυρηνικού προγράμματος της χώρας. Στο απόγειο της, η Σουηδία είχε 13 αντιδραστήρες σε εμπορική λειτουργία. Σήμερα, τρία εργοστάσια με ένα σύνολο 10 αντιδραστήρων παραμένουν σε λειτουργία. Όμως, τον Ιούνιο του 2010, το Σουηδικό Κοινοβούλιο αποφάσισε να επιτρέψει την κατασκευή νέων εγκαταστάσεων πυρηνικής ενέργειας στη χώρα, καταργώντας το νόμο της σταδιακής κατάργησης της πυρηνικής

ενέργειας. Νέες εγκαταστάσεις, όμως, επιτρέπεται να κατασκευαστούν μόνο για την αντικατάσταση των παλαιών εγκαταστάσεων των οποίων η λειτουργία έχει σταματήσει, και μόνο στις ίδιες τοποθεσίες με τους υπάρχοντες σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

Η Σουηδία έχει ένα από τα υψηλότερα ποσοστά δημόσιας υποστήριξης της χρήσης πυρηνικής ενέργειας στην Ευρωπαϊκή Ένωση, αλλά αντιμετωπίζει σημαντικές προκλήσεις, εάν σκοπεύει να αναπτύξει περαιτέρω το πρόγραμμα της για πυρηνική ενέργεια. Δεν έχει εγκριθεί ακόμα κάποια λύση για την τελική διάθεση των πυρηνικών αποβλήτων, και υπάρχει έλλειψη μηχανικών που ειδικεύονται στην πυρηνική ενέργεια. Πριν την κατασκευή νέων σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, το κόστος και οι περιβαλλοντικές επιπτώσεις θα πρέπει επίσης να ληφθούν υπόψη.

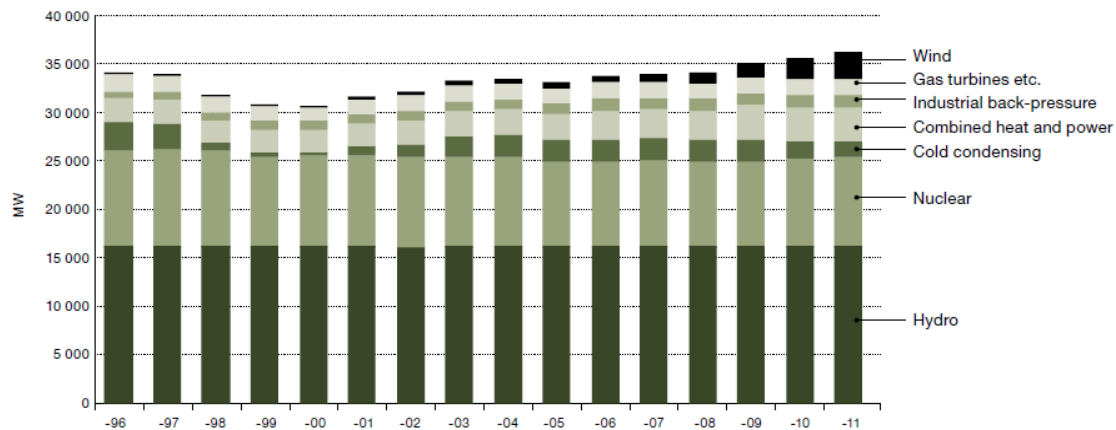
Η Σουηδική αγορά ενέργειας, από την εποχή της απορρύθμισής της, αποτελεί ένα λαμπρό παράδειγμα σύμφωνα με τα διεθνή πρότυπα, με βάση τον Διεθνή Οργανισμό Ενέργειας. Δύο λόγοι για αυτό είναι η ελευθερία επιλογής για τους πελάτες και οι σταθερές τιμές σε εθνικό επίπεδο. Από το 1996, οι πελάτες έχουν τη δυνατότητα να επιλέγουν το προμηθευτή ηλεκτρικής ενέργειας που επιθυμούν, και σήμερα περίπου 130 εταιρείες πωλούν ενέργεια σε Σουηδούς καταναλωτές.

Μεγάλο μέρος της ηλεκτρικής ενέργειας της Σουηδίας παράγεται στο Βορρά, αλλά αυτή η περιοχή καταναλώνει λιγότερη ενέργεια σε σχέση με την πιο πυκνοκατοικημένη νότια περιοχή της χώρας. Αυτός είναι ένας λόγος για τον οποίο η χώρα χωρίστηκε σε τέσσερις περιοχές τιμών το 2011, με στόχο την αντιστάθμιση του κόστους των απωλειών ενέργειας που προκύπτουν όταν η ηλεκτρική ενέργεια μεταφέρεται κατά μήκος των γραμμών τροφοδοσίας. Ένας άλλος λόγος ήταν για να διευκολυνθεί η δυναμική ανταλλαγή ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ της Σουηδίας και άλλων χωρών της Ευρώπης.

Το 2005, η Σουηδία θέσπισε ένα ειδικό πενταετές πρόγραμμα το οποίο είχε ως στόχο την ενίσχυση της ενεργειακής αποδοτικότητας στη βιομηχανία. Στο πλαίσιο αυτού του προγράμματος, οι περίπου 180 βιομηχανίες που συμμετέχουν και παρουσιάζουν μεγάλη κατανάλωση ενέργειας, χορηγούνταν φορολογικές ελαφρύνσεις σε αντάλλαγμα για την κατάρτιση ενεργειακών σχεδίων και τη λήψη μέτρων για τη μείωση της χρήσης της ενέργειας. Όταν ολοκληρώθηκε το 2009, το πρόγραμμα είχε ως αποτέλεσμα την εξοικονόμηση ενέργειας της τάξης των 1,45 TWh ετησίως και αξία περίπου 57.6 εκατομμύρια ευρώ. Τώρα το πρόγραμμα αυτό έχει επανεισαχθεί. Αυτή τη φορά, το πρόγραμμα θα περιλαμβάνει περίπου 90 βιομηχανικές που από κοινού αποτελούν το ένα πέμπτο της συνολικής κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας της χώρας.

Από τον Ιανουάριο του 2008, ένας νέος νόμος σχετικά με τις δηλώσεις ενέργειας έχει τεθεί σε ισχύ στη Σουηδία. Μια δήλωση, που χρησιμοποιείται σε συνδυασμό με μια πώληση, για παράδειγμα, έχει σχεδιαστεί ώστε να δείχνει ξεκάθαρα πόση ενέργεια καταναλώνει ένα κτήριο σε σύγκριση με τα άλλα. Με βάση την οδηγία της Ευρωπαϊκής Ένωσης και που ισχύει για όλους τους ιδιοκτήτες ιδιωτικών κατοικιών, πολυκατοικιών και άλλων εγκαταστάσεων, το νέο καθεστώς δήλωσης της ενέργειας έχει ως στόχο την προώθηση της αποδοτικότερης χρήσης της ενέργειας.

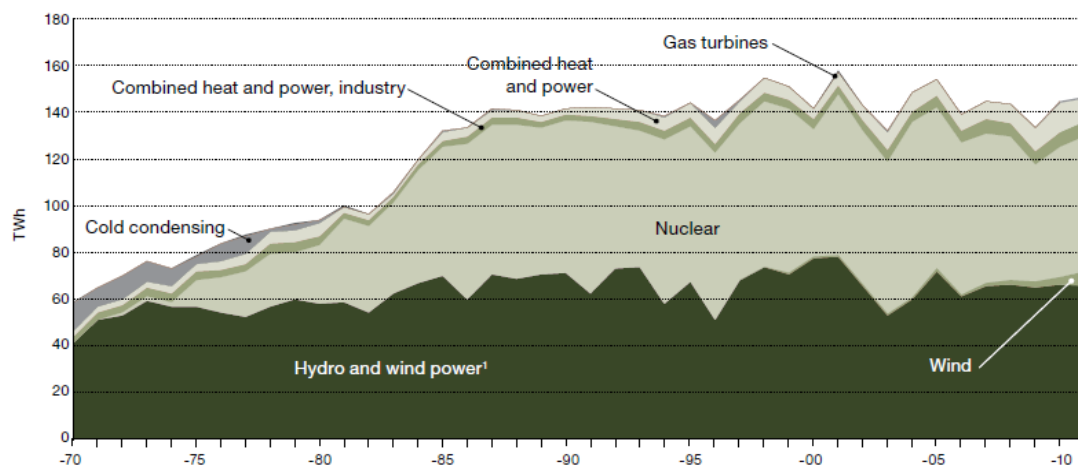
Η κυβέρνηση της Σουηδίας πραγματοποιεί μεγάλες επενδύσεις για την παροχή πληροφοριών και συμβουλών στα νοικοκυριά σχετικά με τον τρόπο που μπορούν να εξοικονομήσουν ενέργεια. Κάθε δήμος (συνολικά 290 στη Σουηδία) έχει έναν ενεργειακό σύμβουλο στον οποίο οι άνθρωποι μπορούν να στραφούν για βοήθεια και καθοδήγηση. Συμβουλές είναι διαθέσιμες σε θέματα όπως η αντικατάσταση των παραθύρων, η χρήση λαμπτήρων χαμηλής ενέργειας και η αλλαγή σε διαφορετικά συστήματα θέρμανσης.



Σχήμα 3.63 –Εγκατεστημένη ισχύς ηλεκτρικής ενέργειας, ανά τύπο (1996-2011)

Πηγή – Svensk Energi

Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς της Σουηδίας, τον Δεκέμβριο του 2011, ήταν 36.420 MW, αποτελούμενη κατά 44% από υδροηλεκτρική ισχύς, 8% από αιολική ισχύς, 26% από πυρηνική ισχύς και 22% από άλλες θερμικές ισχύς.



Σχήμα 3.64 –Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, ανά τύπο (1970-2011)

Πηγή – Swedish Energy Agency and Statistics Sweden

Η συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας το 2011 ανήλθε σε 146 TWh, εκ των οποίων το 45% προήλθε από υδροηλεκτρική ενέργεια, το 40% από πυρηνική ενέργεια, το 4% από αιολική ενέργεια και το υπόλοιπο 11% από βιοκαύσιμα και παραγωγή βασισμένη

στα ορυκτά καύσιμα. Η αιολική παραγωγή έχει αυξηθεί σημαντικά τα τελευταία χρόνια. Μεταξύ το 2010 και το 2011, η αύξηση ήταν της τάξης του 74%.

➤ Σουηδία και Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

Με βάση μια οδηγία της Ευρωπαϊκής Ένωσης το 2009 για την προώθηση της ανάπτυξης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, η Σουηδία έχει θέσει ως στόχο την αύξηση της χρήσης της ανανεώσιμης ενέργειας στο 50% του εθνικού ενεργειακού της εφοδιασμού μέχρι το 2020. Η παρούσα εικόνα είναι στο 48%, σε μεγάλο βαθμό χάρη στο μεγάλο ποσοστό που καταλαμβάνει η υδροηλεκτρική ενέργεια και τα βιοκαύσιμα στο ενεργειακό της σύστημα. Το ποσοστό 48% για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, συμπεριλαμβάνοντας την ηλεκτρική ενέργεια, την τηλεθέρμανση και τα καύσιμα, είναι υψηλότερο από ότι στις περισσότερες χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης.

Η χρήση πράσινων πιστοποιητικών στον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας εισήχθη το 2003 με στόχο την προώθηση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Για να μπορεί κάποιος να αποκτήσει πράσινο πιστοποιητικό λόγω παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, θα πρέπει η ηλεκτρική ενέργεια να προέρχεται από τις παρακάτω μορφές ανανεώσιμης ενέργειας :

- Αιολική ενέργεια
- Ηλιακή ενέργεια
- Γεωθερμική ενέργεια
- Κυματική ενέργεια
- Βιοκαύσιμα
- Μικρής κλίμακας υδροηλεκτρικές εγκαταστάσεις

Οι έμποροι λιανικής πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας είναι υποχρεωμένοι να αγοράζουν ένα ποσοστό «πράσινη ενέργειας» ως μέρος της κανονικής τροφοδοσίας τους, ενώ οι παραγωγοί ηλεκτρικής ενέργειας λαμβάνουν πιστοποιητικά για την ανανεώσιμη ηλεκτρική ενέργεια που παράγουν. Ο στόχος είναι να ενισχυθεί η παραγωγή από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας κατά 25 TWh από το 2002 μέχρι το 2020.

Προς το παρόν, η Σουηδία, είναι στα μισά του στόχου αυτού, κυρίως λόγω της χρήσης βιοκαυσίμων και την σταδιακή επέκταση του προγράμματος αιολικής ενέργειας.

Ένας διαρκώς αυξανόμενος αριθμός σουηδικών επιχειρήσεων επενδύει στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Ένα παράδειγμα είναι η εταιρεία ακινήτων Wallenstam, η οποία, εκτός από την ενασχόληση με τον τομέα των ακινήτων και την ενοικίαση διαμερισμάτων, έχει στην ιδιοκτησία τις 41 υδροηλεκτρικές και αιολικές εγκαταστάσεις στην Σουηδία. Η Wallenstam παράγει «πράσινη ηλεκτρική ενέργεια» την οποία χρησιμοποιεί για τις δικές της δραστηριότητες και την προσφέρει και στους ενοίκους της και άλλους πελάτες. Στόχος της εταιρείας είναι να καταστεί πλήρως αυτόνη από άποψη ενέργειας λόγω ανανεώσιμων πηγών ενέργειας κατά το 2013, ικανοποιώντας παράλληλα τις μηνιαίες ανάγκες των πελατών τις αλλά και της ίδιας. Αρκετές άλλες σουηδικές εταιρείες ακινήτων ακολουθούν τώρα τα βήματα της Wallenstam.

Άλλοι τομείς επίσης, δίνουν πλέον μεγάλη έμφαση, στην «πράσινη ενέργεια» και την εξοικονόμηση ενέργειας. Η ΙΚΕΑ, για παράδειγμα, υιοθέτησε μια νέα στρατηγική για την βιωσιμότητα το 2012. Στόχος της εταιρείας δεν είναι μόνο να εξοικονομήσει περισσότερο ενέργεια για τον εαυτό της αλλά και να βοηθήσει τους πελάτες της να κάνουν περισσότερες βιώσιμες επιλογές. Σκοπός της ΙΚΕΑ είναι να γίνει εντελώς αυτάρκης, από άποψη ενέργειας, μέχρι το 2020 σε όλα τα μέρη του κόσμου όπου αυτή δραστηριοποιείται. Στη Σουηδία, η ΙΚΕΑ, έχει ήδη πετύχει να εξαρτάται από «πράσινη ενέργεια» κατά 98%, μέσω επενδύσεων σε αιολική ενέργεια, γεωθερμική ενέργεια και τηλεθέρμανση μέσω ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.

Η αιολική ενέργεια είναι η ταχύτερα αναπτυσσόμενη πηγή ανανεώσιμης ενέργειας σε όλο τον κόσμο τα τελευταία χρόνια, και η δυναμικότητα αιολικής ενέργειας επεκτείνεται επίσης σταδιακά και στην Σουηδία. Από το 2000, η σουηδική αιολική παραγωγή έχει αυξηθεί από 0,5 TWh σε 7,1 TWh. Στις αρχές του 2011, υπήρχαν περίπου 2.000 ανεμογεννήτριες στην Σουηδία. Ωστόσο, ο συνδυασμός της αύξησης του μεριδίου αγοράς της αιολικής ενέργειας και των κυμαινόμενων επιπέδων παραγωγής που συνεπάγεται η αιολική ενέργεια, θέτει σοβαρές απαιτήσεις όσον αφορά το δίκτυο παροχής ηλεκτρικής ενέργειας, το οποίο πρέπει να ενισχυθεί και επεκταθεί.

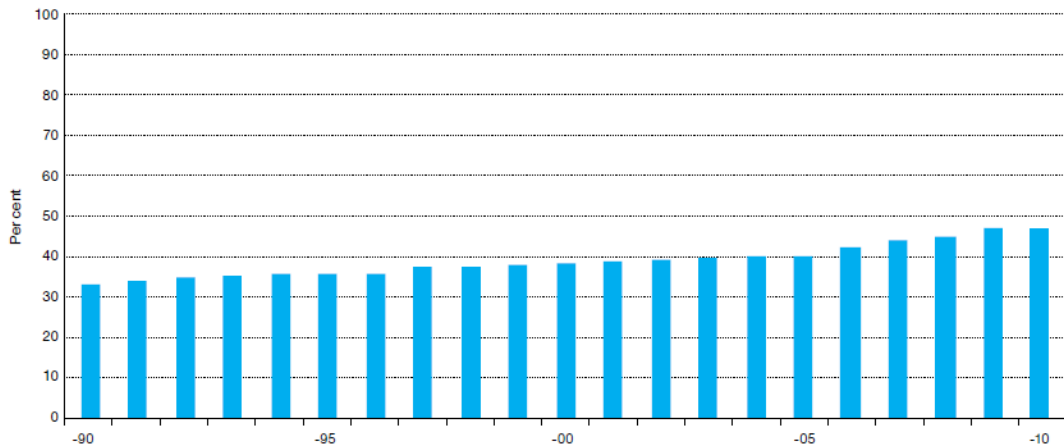
Ως προς τη βιοενέργεια, η Σουηδία έχει περισσότερα δάση από ότι οι περισσότερες άλλες χώρες, με κάλυψη περίπου 53% των εδαφών της, σε σύγκριση με το μέσο όρο του 30%. Περίπου το 85% της βιοενέργειας στην Σουηδία σήμερα, προέρχεται από τον τομέα της δασοκομίας. Η βιοενέργεια αντιπροσωπεύει περίπου το 30% του συνολικού ενεργειακού εφοδιασμού της Σουηδίας, η περισσότερη από την οποία χρησιμοποιείται σε βιομηχανικές διεργασίες και τηλεθέρμανση.

Η Σουηδική αγορά ηλιακών κυττάρων είναι ακόμη πολύ περιορισμένη, αλλά από το 2005 έχει αρχίσει να αυξάνεται με τη βοήθεια κρατικής χρηματοδότησης. Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς το 2011 ήταν περίπου 14 MW. Κατά τη διάρκεια της περιόδου 2013-2016, η Σουηδική Υπηρεσία Ενέργειας θα επενδύσει 123 εκατομμύρια SEK (λίγο χαμηλότερα από 13,7 εκατομμύρια ευρώ) στην έρευνα των ηλιακών κυττάρων, της ηλιακής θερμικής ενέργειας και τα ηλιακά καύσιμα, με στόχο την ενίσχυση της χρήσης της ηλιακής ενέργειας στο Σουηδικό σύστημα ενέργειας.

Στη μετάβαση σε μια βιώσιμη κοινωνία, η κυματική ενέργεια μπορεί να είναι μια σημαντική τεχνολογία στο μέλλον, αλλά εξακολουθεί να παραμένει σχετικά με ανεπτυγμένη. Πιλοτικές μελέτες βρίσκονται σε εξέλιξη στη δυτική ακτή της Σουηδίας για να καθοριστεί αν η τεχνολογία της κυματικής ενέργειας θα μπορούσε να είναι εμπορικά βιώσιμη μακροπρόθεσμα.

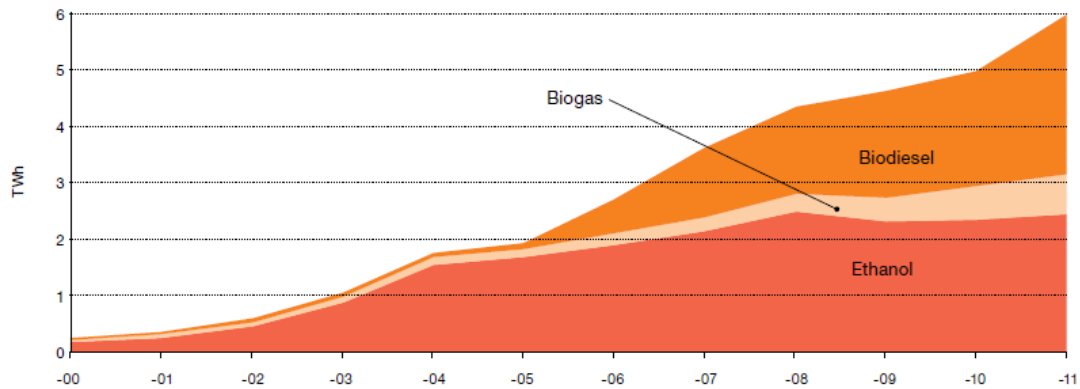
Τέλος, η Σουηδία πραγματοποιεί σημαντική προσπάθεια για την ανάπτυξη ανανεώσιμων καυσίμων. Η έρευνα που αφορά την αιθανόλη ξεκίνησε τη δεκαετία του 1980, και η Σουηδία είναι μεταξύ των παγκόσμιων πρωτοπόρων στο τομέα αυτό. Το μεγαλύτερο μέρος της αιθανόλης που πωλείται σήμερα, παράγεται από σιτηρά. Οι Σουηδοί ερευνητές επιδιώκουν την παραγωγή αιθανόλης από κυτταρίνη, που θεωρείται βιοκαύσιμο δεύτερης γενιάς. Στις περισσότερες περιπτώσεις, αυτή η μέθοδος παραγωγής είναι πιο

αποτελεσματική από την παραγωγή που βασίζεται στα σιτηρά, και αυτό το είδος αιθανόλης δεν επηρεάζει τις καλλιέργειες τροφίμων. Άλλα βιοκαύσιμα ενδιαφέροντος είναι το βιοαέριο που εξάγεται από την κοπριά και τα απόβλητα (waste).



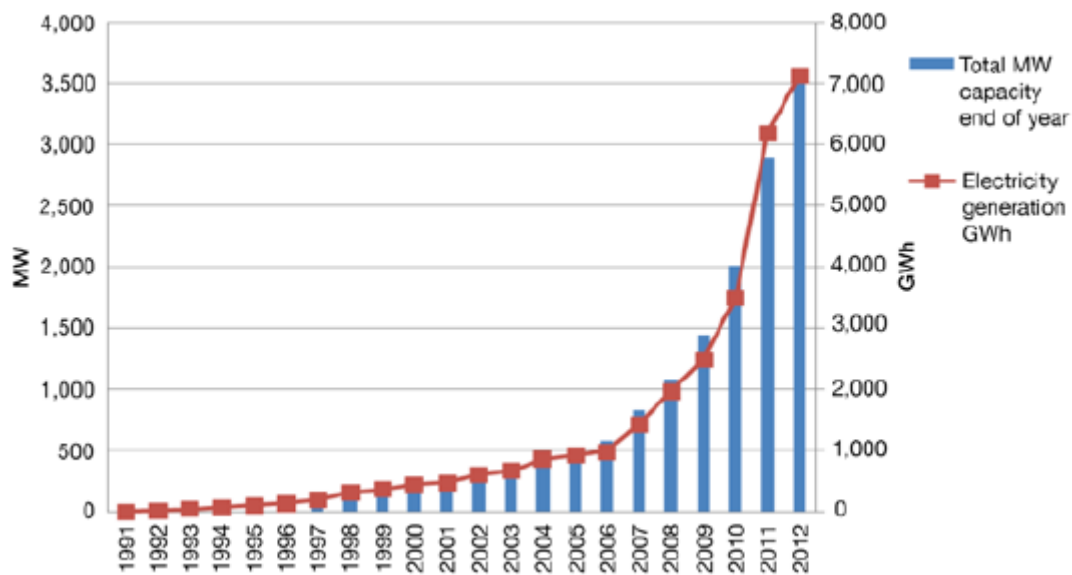
Σχήμα 3.65 – Ποσοστό ενέργειας στη Σουηδία που προέρχεται από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (1990-2010)

Πηγή – Swedish Energy Agency and Eurostat



Σχήμα 3.66 – Τελική χρήση ανανεώσιμων καυσίμων (2000-2011)

Πηγή – Swedish Energy Agency, SCB and Energigas Sverige



Σχήμα 3.67 – Εγκατεστημένη αιολική ισχύς (1991-2012)

Πηγή – IEA Wind

➤ Το μέλλον της ενεργειακής αγοράς της Σουηδίας

Η οδηγία για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (Renewables Directive – 2009/28/EC) απαιτεί το 20% της συνολικής ενέργειας που χρησιμοποιείται στην Ευρωπαϊκή Ένωση, να προέρχεται από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, μέχρι το 2020. Η οδηγία καθορίζει επίσης τους ατομικούς στόχους για κάθε χώρα ώστε να επιτευχθεί ο στόχος του 20%. Από τη χώρα της Σουηδίας απαιτείται το σύνολο του 49% των ενεργειακών της αναγκών να καλύπτεται από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Η Σουηδία έχει αυξήσει περαιτέρω αυτό τον στόχο, τουλάχιστον στο 50% της τελικής κατανάλωσης ενέργειας της χώρας να προέρχεται από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας.

Το 1990, το 33% της ενέργειας της Σουηδίας προερχόταν από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και από τότε έχει αυξηθεί στο 48% το 2010. Μεγάλο μέρος αυτής της αύξησης οφείλεται στην αυξημένη χρήση των βιοκαυσίμων, κυρίως στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και θέρμανσης, καθώς και από την δασική βιομηχανία. Τα τελευταία χρόνια επίσης, έχει παρατηρηθεί μια αύξηση στη χρήση αντλιών θερμότητας, η οποία με τη σειρά της έχει συμβάλει στην αύξηση του ποσοστού της ενέργειας που καλύπτεται από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας.

Στον τομέα των μεταφορών, όχι αργότερα από το 2020, το ποσοστό των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας που χρησιμοποιείται σε επίπεδο Ευρωπαϊκής Ένωσης θα πρέπει να είναι τουλάχιστον ίσο με το 10% της συνολικής ζήτησης για καύσιμα κινητήρων. Στόχος της Σουηδίας για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας σε αυτό τον τομέα, είναι ο ίδιος με αυτόν της Ευρωπαϊκής Ένωσης. Επιπλέον, η Σουηδία έχει θέσει ως μακροχρόνιο στόχο, ο στόλος οχημάτων που διαθέτει να είναι ανεξάρτητος από την ανάγκη για ορυκτά καύσιμα μέχρι το 2030.

Τέλος, η Σουηδία ως προς τη συνολική αιολική δυναμικότητα και αιολική παραγωγή, έχει θέσει τους παρακάτω στόχους για το διάστημα 2014-2020.

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
MW	2943	3210	3478	3745	4012	4280	4547
GWh	7876	8646	9417	10188	10959	11729	12500

Πίνακας 3.12 – Συνολική αιολική δυναμικότητα και παραγωγή για το διάστημα 2014 – 2020

Πηγή : National Renewable Energy Action Plan (Sweden)

3.2.9 Ηνωμένο Βασίλειο

➤ Ενεργειακή Αγορά του Ηνωμένου Βασιλείου

Το Ηνωμένο Βασίλειο είναι ο μεγαλύτερος παραγωγός πετρελαίου και ο δεύτερος μεγαλύτερος παραγωγός φυσικού αερίου στην Ευρωπαϊκή Ένωση. Μετά από χρόνια εξαγωγών αυτών των δύο καυσίμων, το Ηνωμένο Βασίλειο έγινε εισαγωγέας φυσικού αερίου και αργού πετρελαίου το 2004 και 2005, αντίστοιχα. Η παραγωγή του Ηνωμένου Βασιλείου στους τομείς του πετρελαίου και του φυσικού αερίου, κορυφώθηκε στα τέλη του 1990 και έχει μειωθεί σταθερά κατά τα τελευταία χρόνια, καθώς η ανακάλυψη νέων κοιτασμάτων και η νέα παραγωγή δεν συμβαδίζει με την ωρίμανση των υφιστάμενων κοιτασμάτων.

Η κυβέρνηση του Ηνωμένου Βασιλείου, έχοντας επίγνωση της αυξανόμενης εξάρτησης της χώρας σε εισαγόμενα καύσιμα, έχει αναπτύξει βασικές ενεργειακές πολιτικές για την αντιμετώπιση της μειωμένης εγχώριας παραγωγής. Μερικές από αυτές είναι:

- Χρήση βελτιωμένων μεθόδων για την ανάκτηση πετρελαίου και φυσικού αερίου από τα τρέχοντα κοιτάσματα
- Προώθηση ενεργειακής αποδοτικότητας
- Μείωση της χρήσης των ορυκτών καυσίμων και κατ' επέκταση της εξάρτησης σε εισαγωγές
- Προώθηση ενεργειακής εμπορικής συμφωνίας με τη Νορβηγία
- Μεγάλες επενδύσεις σε ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (οι οποίες και απαιτούν τεράστιες επενδύσεις την βελτίωση της ενεργειακής υποδομής της χώρας)

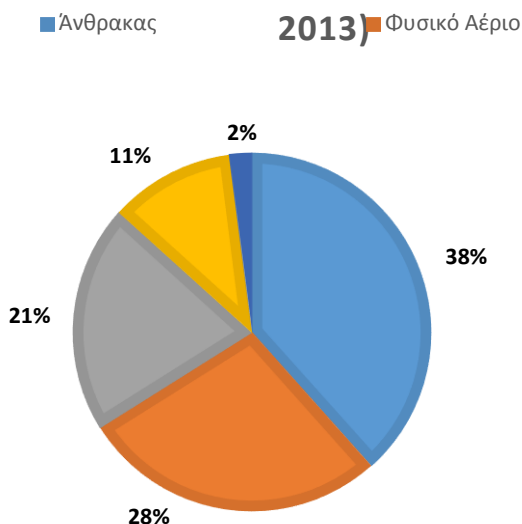
Παρά την εξάπλωση της χρήσης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, το πετρέλαιο και το φυσικό αέριο θα συνεχίσουν να αντιπροσωπεύουν μεγάλο μέρος της συνολικής κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας του Ηνωμένου Βασιλείου. Το 2011, το πετρέλαιο και το φυσικό αέριο αποτελούσαν το 38% και 35%, αντίστοιχα, της συνολικής κατανάλωσης, με τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας να αποτελούν το 12%. Η χρήση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας, έχει τριπλασιαστεί κατά την περίοδο 2000-2011.

Η χρήση ενέργειας ανά μονάδα ακαθάριστου εγχώριου προϊόντος (ΑΕΠ) του Ηνωμένου Βασιλείου, είναι ένας από τους χαμηλότερους δείκτες μεταξύ των δυτικών οικονομιών.

Το σύνολο της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας του Ηνωμένου Βασιλείου έχει μειωθεί κατά 15% στην περίοδο 2004-2011. Αυτή η μείωση, οφείλεται στη μικρότερη συνεισφορά της ενεργειακής βιομηχανίας (energy-intensive industry) στην οικονομία, τη συρρίκνωση της οικονομίας και τη βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης.

Το μείγμα ενέργειας του Ηνωμένου Βασιλείου, για την περίοδο 2012-2013, παρουσιάζεται στο σχήμα 3.68.

ΜΕΙΓΜΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΗΝΩΜΕΝΟΥ ΒΑΣΙΛΕΙΟΥ (2012-2013)

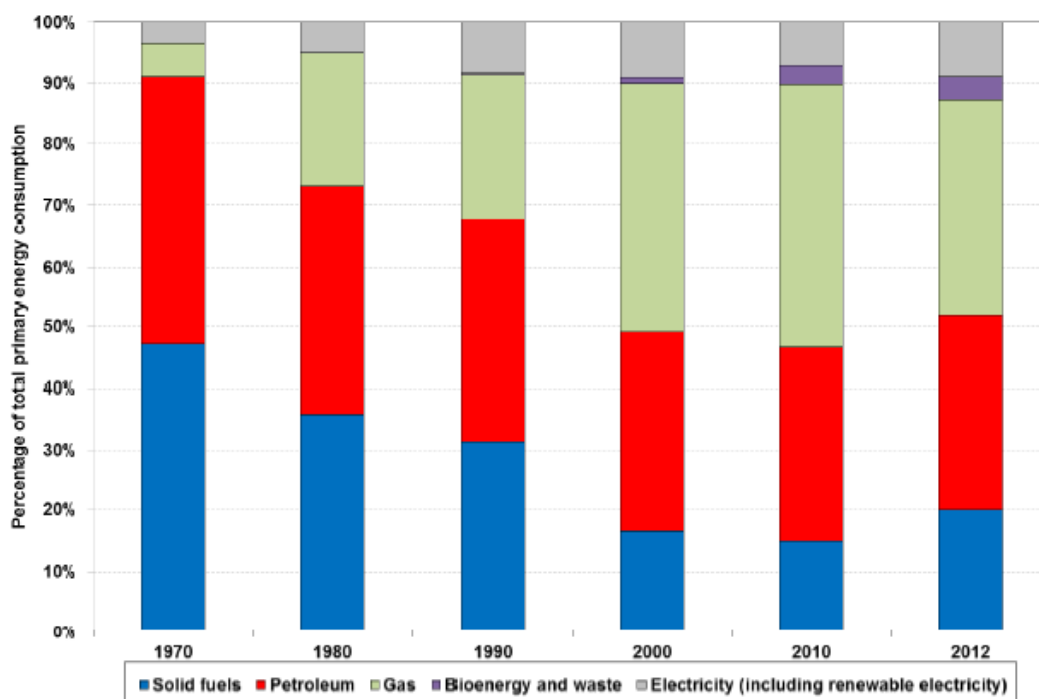


Σχήμα 3.68 – Μείγμα Ενέργειας Ηνωμένου Βασιλείου 2012-2013

Πηγή : Department of Energy & Climate Change / gov.uk

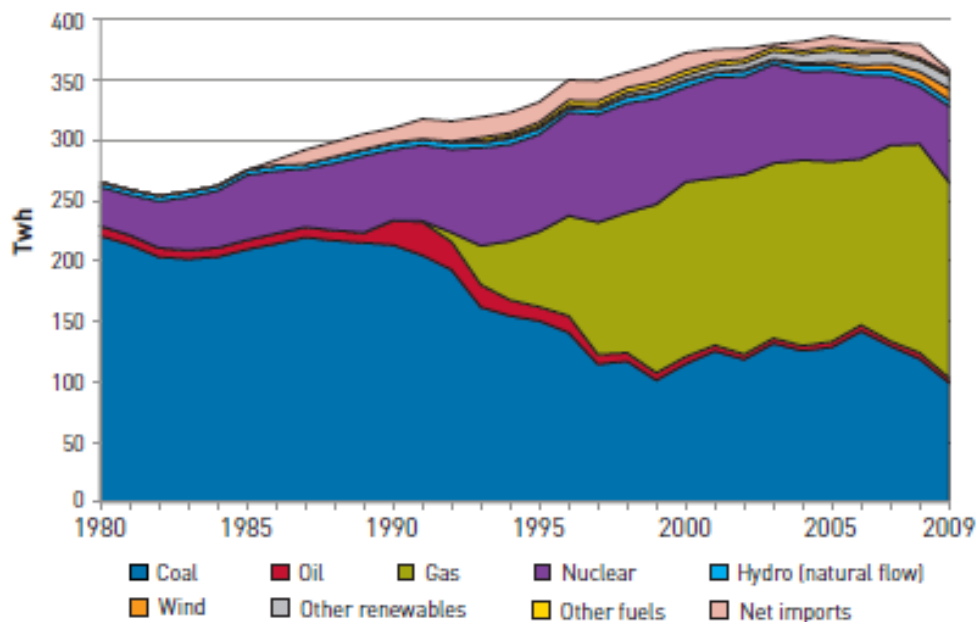
➤ Ιστορικά Στοιχεία Ενεργειακής Αγοράς του Ηνωμένου Βασιλείου

Το 1970, στην κατανάλωση καυσίμων (fuel consumption) κυριαρχούσε η χρήση στερεών καυσίμων (47% της συνολικής κατανάλωσης του Ηνωμένου Βασιλείου) και το πετρέλαιο (44%), με το φυσικό αέριο να συμβάλλει κατά 5% και την ηλεκτρική ενέργεια 4%, όπως φαίνεται στο σχήμα 2. Μέχρι το 1980, ο συνδυασμός καυσίμων εξελίχθηκε με το μερίδιο των στερεών καυσίμων (solid fuels) να πέφτει σε 36%, το πετρέλαιο σε 37% και το φυσικό αέριο να αποτελεί το 22% της συνολικής ενεργειακής κατανάλωσης του Ηνωμένου Βασιλείου. Το 1990, ο διαμοιρασμός μεταξύ των καυσίμων ήταν παρόμοιος με εκείνο του 1980, ενώ το 2000, με τις αλλαγές στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, η κατανάλωση φυσικού αερίου είχε γίνει το κυρίαρχο είδος καυσίμου, υπεύθυνο για το 41% της συνολικής ενεργειακής κατανάλωσης του Ηνωμένου Βασιλείου (στερεά καύσιμα – 16%). Μέχρι το 2012, περισσότερες ανανεώσιμες πηγές ενέργειας είχαν εισέλθει στο ενεργειακό μείγμα, τόσο για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, όσο και για την κατανάλωση βιοενέργειας, ενώ παρόμοια αύξηση παρουσιάζει και η χρήση άνθρακα. Περίπου το 11% της παραχθείσας ηλεκτρικής ενέργειας το 2012, προέρχονταν από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας.



Σχήμα 3.69 – Συνολική κατανάλωση πρωτογενούς ενέργειας ανά καύσιμο στο Ηνωμένο Βασίλειο, 1970-2012

Πηγή : Department of Energy & Climate Change / gov.uk



Σχήμα 3.70 – Παρεχόμενη ηλεκτρική ενέργεια ανά τύπο καυσίμου 1980-2009

Πηγή : Department of Energy & Climate Change / gov.uk

Μεταξύ του 2008 και 2009, η παραχθείσα ηλεκτρική ενέργεια από πυρηνικούς σταθμούς αυξήθηκε από 13% σε 17%, καθώς οι σταθμοί επέστρεψαν από φάσεις συντήρησης. Αυτή η αύξηση έγινε σε βάρος του άνθρακα, του οποίου η τιμή αυξήθηκε σε σχέση με

την τιμή του φυσικού αερίου. Το μερίδιο του φυσικού αερίου παρουσίασε μικρή μείωση, από 46% το 2008 σε 45% το 2009. Αύξηση της χωρητικότητας, οδήγησε αύξηση του μεριδίου της αιολικής ενέργειας από 2% σε 3%.

Όπως προαναφέρθηκε, το 1990 χαρακτηριζόταν από μείωση των μεριδίων του άνθρακα και του πετρελαίου στην συνολική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας, ενώ το μερίδιο του φυσικού αερίου παρουσίασε αύξηση. Το φυσικό αέριο από 1.6 TWh το 1980, αυξήθηκε σε 153.7 TWh το 2004, πριν ξαναπαρουσιάσει μείωση σε 137.8 TWh το 2006. Στη συνέχεια παρουσιάζει πάλι αυξήσεις το 2007 και 2008, ενώ το 2009 παρουσίασε μείωση λόγω της μικρότερης ζήτησης για ηλεκτρική ενέργεια. Η πυρηνική ενέργεια παρουσίασε κορύφωση το 1998, ενώ στη συνέχεια παρουσίασε μείωση, ιδιαίτερα κατά τη διάρκεια 2006-2008, καθώς τα κλεισίματα σταθμών και τα κλεισίματα για λόγους συντήρησης μείωσαν την προσφορά, ενώ το 2009 έχουμε και πάλι ανάκαμψη της πυρηνικής ενέργειας. Ο άνθρακας λειτούργησε ως υποκατάστατο για την έλλειψη πυρηνικών σταθμών και λόγω της υψηλής τιμής του φυσικού αερίου. Από το 2000, η αιολική ενέργεια έχει παρουσιάσει ανοδική πορεία, φτάνοντας τις 9.3 TWh το 2009.

Τα παραπάνω παρουσιάζονται και στον πίνακα 3.13.

	1980	1990	2000	2007	2008	2009
Άνθρακας	220.8	213.4	114.7	129.6	119.0	99.3
Πετρέλαιο	8.1	20.0	5.9	3.9	5.0	3.8
Φυσικό Αέριο	-	0.4	144.9	162.4	173.0	162.5
Πυρηνική Ενέργεια	32.3	58.7	78.3	57.2	47.7	62.8
Υδροηλεκτρική Ενέργεια	3.9	5.2	4.2	3.8	3.8	4.1
Αιολική Ενέργεια	-	-	0.9	5.3	7.1	9.3
Άλλα καύσιμα	-	-	8.3	11.8	11.5	12.6
Εισαγωγές	-	11.9	14.2	5.2	11.0	2.9
Συνολική ηλεκτρική ενέργεια διαθέσιμη για προμήθεια	264.9	309.4	371.4	379.2	378.1	357.2

Πίνακας 3.13 - Παρεχόμενη ηλεκτρική ενέργεια ανά τύπο καυσίμου 1980-2009 σε TWh

Πηγή : Department of Energy & Climate Change / gov.uk

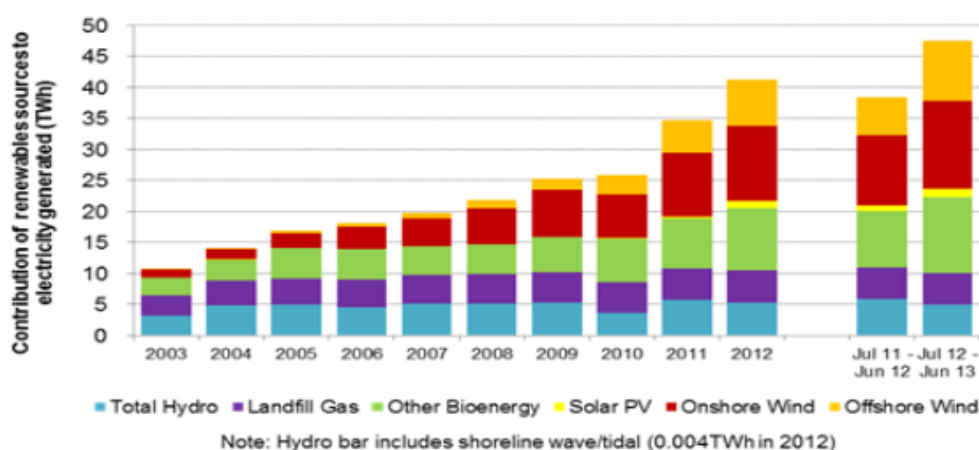
Το 2009, η βιομάζα αποτελούσε το 80.7% των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας που χρησιμοποιούνταν, με το υπόλοιπο να προέρχεται από μεγάλα υδροηλεκτρικά έργα και ανεμογεννήτριες. Η αιολική ενέργεια (με ποσοστό συμμετοχής 11.6% στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας) εξακολουθεί να προσφέρει περισσότερο σε σχέση με τα μεγάλα υδροηλεκτρικά έργα (5.8%).

Από τους 6.87 εκατομμύρια τόνους ισοδύναμου πετρελαίου (million tons of oil equivalent) χρήσης πρωτογενούς ενέργειας (primary energy) για τα οποία ευθύνονται οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, 4.9 εκατομμύρια τόνοι χρησιμοποιήθηκαν για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, 1.01 εκατομμύρια τόνοι για τις οδικές μεταφορές και 0.97 εκατομμύρια τόνοι για την παραγωγή θερμότητας. Η χρήση ανανεώσιμης ενέργειας

αυξήθηκε κατά 14.6% στο διάστημα 2008-2009 και το 2009 ήταν 2.5 φορές περισσότερη από τα επίπεδα του 2000.

Η συνολική παραγωγή από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας αυξήθηκε κατά 16.9% μέσα στην περίοδο 2008-2009. Η παραγωγή από ανεμογεννήτριες αυξήθηκε κατά 31.1% την ίδια περίοδο, η παραγωγή από βιομάζα (κάθε μορφής) κατά 14.4%, ενώ η υδροηλεκτρική ενέργεια παρέμεινε περίπου στα ίδια επίπεδα.

Τον Μάρτιο του 2007, το Ευρωπαϊκό Συμβούλιο συμφώνησε σε μια κοινή στρατηγική για την ασφάλεια της ενέργειας και την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής. Μέρος αυτής της στρατηγικής ήταν η θέσπιση του στόχου : Το 20% της Ευρωπαϊκής ενέργειας να προέρχεται από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Κατά τη περίοδο του 2008, μια νέα οδηγία για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (Renewable Energy Directive), αποτέλεσε αντικείμενο διαπραγμάτευσης στη βάση αυτή και οδήγησε σε μια συμφωνία σχετικά με τα μερίδια της κάθε χώρας, για την επίτευξη του στόχου του 20%. Για το Ηνωμένο Βασίλειο, μέχρι το 2020, το 15% της τελικής ενεργειακής κατανάλωσης πρέπει να καλύπτεται από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας.



Σχήμα 3.71 - Ποσοστό συμμετοχής ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας

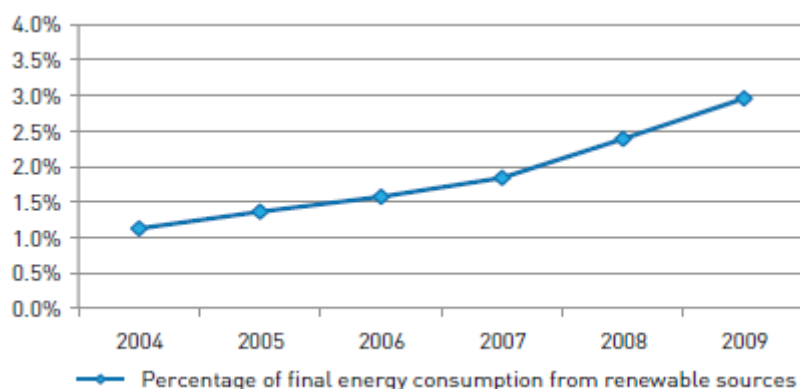
2003-2013

Πηγή : Department of Energy & Climate Change / gov.uk

	1990	2000	2007	2008	2009
Αιολική Ενέργεια	-	0.9	5.3	7.1	9.3
Υδροηλεκτρική Ενέργεια	5.2	5.1	5.1	5.2	5.3
Landfill gas	0.1	2.2	4.7	4.8	5.0
Βιομάζα	0.5	1.7	4.6	4.5	5.7
Σύνολο	5.8	9.9	19.7	21.6	25.2

Πίνακας 3.14 - Παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας 1990-2009 σε TWh

Πηγή : Department of Energy & Climate Change / gov.uk



Σχήμα 3.72 - Πρόοδος Ηνωμένου Βασιλείου σε σχέση με τη νέα οδηγία για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (Renewable Energy Directive)

Πηγή : Department of Energy & Climate Change / gov.uk

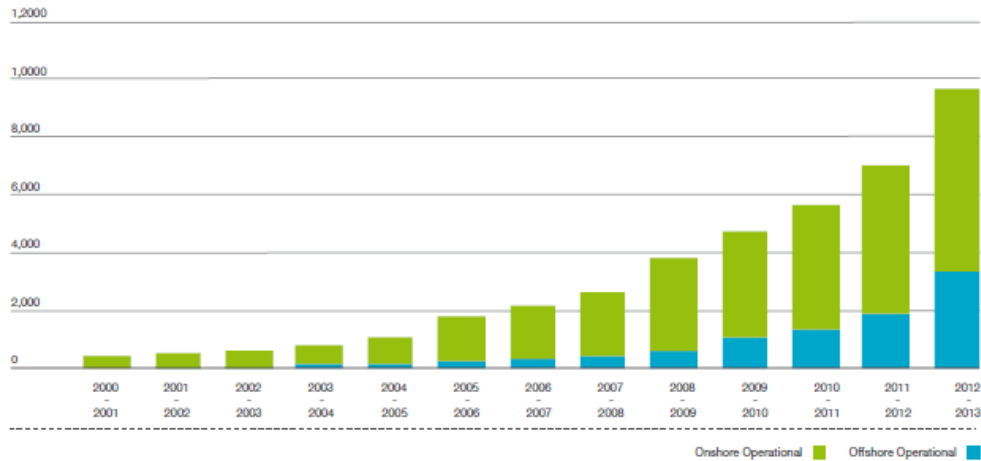
	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Ποσοστό ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας	3.5	4.1	4.5	4.8	5.4	6.6

Πίνακας 3.15 - Πρόοδος Ηνωμένου Βασιλείου σε σχέση με τη νέα οδηγία για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (Renewable Energy Directive)

Πηγή : Department of Energy & Climate Change / gov.uk

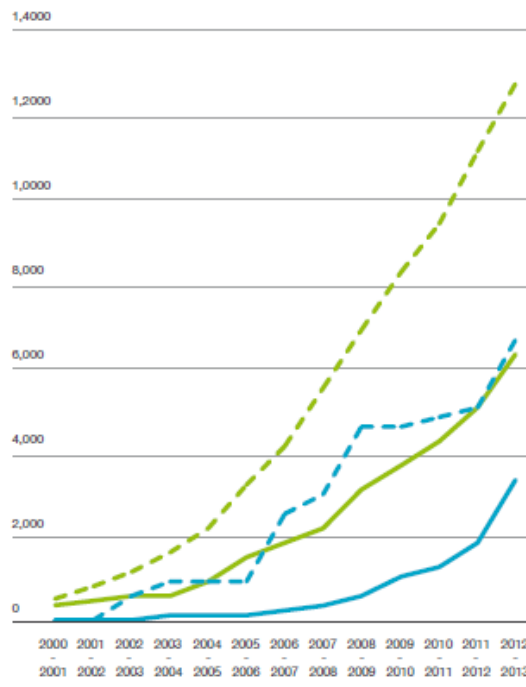
➤ Αιολική Ενέργεια στο Ηνωμένο Βασίλειο

Η περίοδος 2012-2013, αποτελεί μια περίοδο παράδοσης, με το ποσοστό της ηλεκτρικής ενέργειας που προέρχεται από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας να ανέρχεται σε επίπεδο ρεκόρ 15.5%, μια αύξηση 5.8% μέσα σε 12 μήνες. Η αιολική ενέργεια παρέχει πάνω από το 50% της μέγιστης δυναμικότητας των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας του Ηνωμένου Βασιλείου, με τις χερσαίες ανεμογεννήτριες να συμβάλλουν το 36% και τις υπεράκτιες ανεμογεννήτριες το 18%. Κατά την περίοδο 2012-2013, το ποσοστό της ηλεκτρικής ενέργειας που παράχθηκε από χερσαίες ανεμογεννήτριες αυξήθηκε κατά 70% (από 2.2 TWh σε 3.8 TWh), ενώ η ηλεκτρική ενέργεια που παράχθηκε από υπεράκτιες ανεμογεννήτριες αυξήθηκε κατά 51% (από 1.6 TWh σε 2.5 TWh). Η αύξηση αυτή προήλθε κυρίως από την αυξημένη χωρητικότητα, αλλά και από τις υψηλές ταχύτητες των ανέμων. Ενώ το 2004, οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας συνέβαλαν περίπου στο 3.5% της συνολικής ηλεκτρικής ενέργειας, το 2013, το ποσοστό αυτό αυξήθηκε σε 15.5%.



Σχήμα 3.73 - Εξέλιξη συνολικής χωρητικότητας αιολικής ενέργειας του Ηνωμένου Βασιλείου σε MW (2000-2013)

Πηγή : Wind Energy in the UK (State of the Industry Report 2013) / renewableUK



Σχήμα 3.74 - Εξέλιξη συνολικής χωρητικότητας αιολικής ενέργειας του Ηνωμένου Βασιλείου σε MW (2000-2013)

Πηγή : Wind Energy in the UK (State of the Industry Report 2013) / renewableUK

Ορισμένα χαρακτηριστικά του τομέα της αιολικής ενέργειας την περίοδο 2012-2013 είναι :

- Η αιολική ενέργεια από υπεράκτιες ανεμογεννήτριες παρουσίασαν ρεκόρ την περίοδο 2012-2013, καθώς ένας αριθμός υπεράκτιων ανεμογεννητριών τέθηκαν σε λειτουργία . Η περίοδος 2012-2013 είναι η πρώτη περίοδος κατά την οποία η υπεράκτια αιολική ενέργεια (offshore wind) έχει προσφέρει περισσότερη νέα χωρητικότητα από την χερσαία αιολική ενέργεια .

- Η χερσαία αιολική ενέργεια (onshore wind) είχε μια καλή χρονιά . Σημαντική αύξηση της χωρητικότητας τέθηκε σε λειτουργία , ενώ νέες υποδομές κατασκευάζονται. Λόγω της μείωσης που προβλέπεται στις κατασκευές νέων υπεράκτιων ανεμογεννητριών για τα επόμενα δύο χρόνια, αναμένεται ισχυρότερη συμβολή της χερσαίας αιολικής ενέργειας στην επίτευξη των στόχων που έχουν τεθεί για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας το διάστημα 2013-2014 και 2014-2015, σε σχέση με την υπεράκτια αιολική ενέργεια.
- Ενώ το υπεράκτιο σύστημα αυξάνεται , το χερσαίο σύστημα μειώνεται , με βάση τα στοιχεία των συστημάτων που εισέρχονται στο σύστημα σχεδιασμού . Αν και η αύξηση του υπεράκτιου συστήματος θα οδηγήσει σε μεγαλύτερη αύξηση της χωρητικότητας από έτος σε έτος, το χερσαίο σύστημα παραμένει ισχυρό και σχετικά σταθερό, παρά τη μείωση του μέσου μεγέθους των νέων έργων.

Με βάση τα στοιχεία της περιόδου 2012-2013, μπορούμε να καταλήξουμε στα παρακάτω συμπεράσματα:

- Η μείωση του μεγέθους των έργων που αφορούν το χερσαίο σύστημα αιολικής ενέργειας οφείλεται κυρίως σε τρεις παράγοντες :
 1. Η αγορά “sub - 5MW” αυξήθηκε λόγω της εισαγωγής υποστήριξης μέσω Feed in Tariffs.
 2. Μεγάλες περιοχές που προσφέρονται για χερσαία αιολικά πάρκα είναι πλέον λιγότερο συχνές.
 3. Η μείωση είναι ενδεικτική της επίδρασης των σχεδιαστικών αρχών , καθώς και του τρόπου με τον οποίο οι προγραμματιστές ανταποκρίνονται στις προτιμήσεις εντός των επιμέρους πολεοδομικών αρχών . Τα επίπεδα συναίνεσης είναι σταθερά , αποδεικνύοντας ότι το χερσαίο αιολικό σύστημα μπορεί να οικοδομηθεί σύμφωνα με πολιτική και καθοδήγηση . Για να διατηρηθεί αυτό, είναι πολύ σημαντικό οι νέες οδηγίες να εφαρμόζονται κατά τρόπο αντικειμενικό
- Ο κλάδος συνεχίζει να μεγαλώνει, με τις επιχειρήσεις να σχεδιάζουν για το μέλλον. Οι περισσότερες επιχειρήσεις αναμένουν να προσλάβουν και να επενδύσουν τους επόμενους 18 μήνες, μια τάση που υποστηρίζεται από τα πρόσφατα στοιχεία που έχουν συλλεχθεί από την RenewableUK, σύμφωνα με τα οποία έχει υπάρξει μια αύξηση της τάξης του 70 % στα επίπεδα απασχόλησης κατά τα τελευταία τρία χρόνια.
- Η μελλοντική επιτυχία εξαρτάται από ένα σταθερό πλαίσιο πολιτικής. Πλέον, η ενεργειακή πολιτική αποτελεί ένα επίκαιρο θέμα. Η βιομηχανία πρέπει να είναι σε θέση να αποδείξει την αξία που μπορεί να φέρει στο Ηνωμένο Βασίλειο. Σε αντάλλαγμα, οι υπεύθυνοι για τη χάραξη της πολιτικής πρέπει να αποδείξουν ότι σχεδιάζουν μακροπρόθεσμα, συμβάλλοντας στην οικοδόμηση ενός υγιούς επενδυτικού κλίματος.

Στατιστικά τομέα αιολικής ενέργειας 2012-2013

- Σε λειτουργία
 - 542 έργα
 - 4175 χερσαίες ανεμογεννήτριες
 - 1075 υπεράκτιες ανεμογεννήτριες
 - 6772 MW (χωρητικότητα χερσαίου συστήματος)
 - 3653 MW (χωρητικότητα υπεράκτιου συστήματος)
 - 25278340 MWh (παραχθείσα ενέργεια)
- Υπό Κατασκευή
 - 996 ανεμογεννήτριες
 - Συνολική χωρητικότητα : 2820.05 MW
- Σχέδια που έχουν εγκριθεί
 - 2752 ανεμογεννήτριες
 - Συνολική χωρητικότητα : 7391.29 MW

➤ Ενεργειακό Νομοσχέδιο 2012-2013 (Energy Bill 2012-2013)

Το νομοσχέδιο ενέργειας 2012 -2013 έχει ως στόχο να κλείσει μια σειρά από σταθμούς καύσης άνθρακα και πυρηνικής ενέργειας κατά τις επόμενες δύο δεκαετίες, να μειώσει την εξάρτηση από τα ορυκτά καύσιμα και περιλαμβάνει οικονομικά κίνητρα με στόχο τη μείωση της ενεργειακής ζήτησης. Οι στόχοι της κυβέρνησης του Ηνωμένου Βασιλείου για την αλλαγή του κλίματος, είναι να παράγει το 30% της ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας μέχρι το 2020, να μειώσει τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου κατά 50% έναντι των επιπέδων του 1990 μέχρι το 2025 και κατά 80% έναντι των επιπέδων του 1990 μέχρι το 2050.

Το Ηνωμένο Βασίλειο, ως προς τη συνολική αιολική δυναμικότητα και αιολική παραγωγή, έχει θέσει τους παρακάτω στόχους για το διάστημα 2014-2020.

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
MW	11990	14210	16790	19960	22570	25140	27880
GWh	33170	39430	46730	54800	63040	70320	78270

Πίνακας 3.16 – Συνολική αιολική δυναμικότητα και παραγωγή για το διάστημα 2014 – 2020

Πηγή : National Renewable Energy Action Plan (UK)

3.3 Μοντέλα Υπολογισμού LCOE

Για την κάθε χώρα που συμμετείχε στο χαρτοφυλάκιο, προσδιορίστηκαν τα στοιχεία κόστους και τα στοιχεία αιολικής παραγωγής (σε ημερήσια και ωριαία βάση) για την περίοδο 2010-2013.

Με βάση τα στοιχεία που συλλέχθηκαν, ο προσδιορισμός των χρονοσειρών των συντελεστών λειτουργίας πραγματοποιήθηκε με τους παρακάτω δύο τύπους :

- Χρονοσειρές σε ημερήσια βάση (Σύνολο : 1461 στοιχεία)

$$CF [\%] = \frac{\text{Ημερήσια παραχθείσα αιολική ενέργεια} \left[\frac{MWh}{h * MW} \right]}{24 * \text{Εγκατεστημένη Ισχύς}}$$

- Χρονοσειρές σε ωριαία βάση (Σύνολο : 35064 στοιχεία)

$$CF [\%] = \frac{\text{Ωριαία παραχθείσα αιολική ενέργεια} \left[\frac{MW}{MW} \right]}{\text{Εγκατεστημένη Ισχύς}}$$

Ανάλογα με το μήνα μελέτης, χρησιμοποιήθηκε και η ανάλογη μηνιαία εγκατεστημένη αιολικής ισχύς.

Η συγκέντρωση των στοιχείων της αιολικής παραγωγής (σε ημερήσια και ωριαία βάση) πραγματοποιήθηκε από τους διαχειριστές του συστήματος μεταφοράς (Transmission System Operators – TSOs) της κάθε χώρας, για την περίοδο 2010-2013. Οι διαχειριστές των συστημάτων μεταφοράς είναι υπεύθυνοι για την μετάδοση του μεγαλύτερου μέρους της ηλεκτρικής ενέργειας στα ηλεκτρικά δίκτυα υψηλής τάσης και παρέχουν στους διάφορες παράγοντες της αγοράς (εταιρείες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, έμποροι, προμηθευτές, διανομείς και άμεσα συνδεδεμένοι καταναλωτές) πρόσβαση στο ηλεκτρικό δίκτυο. Για την διασφάλιση της ασφάλειας του εφοδιασμού, οι TSOs είναι υπεύθυνοι και για την ασφαλή λειτουργία και συντήρηση του ηλεκτρικού συστήματος. Σε πολλές χώρες, οι TSOs είναι υπεύθυνοι και για την ανάπτυξη και επέκταση του ηλεκτρικού δικτύου. Στην εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας της Ευρωπαϊκής Ένωσης, οι TSOs είναι νομικά πρόσωπα που λειτουργούν ανεξάρτητα από τους άλλους παράγοντες της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

Η συγκέντρωση των στοιχείων της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος για κάθε χώρα, τόσο σε ετήσια όσο και σε μηνιαία βάση (περίοδος 2010-2013), πραγματοποιήθηκε από τους διαχειριστές του συστήματος μεταφοράς της κάθε χώρας και από εκθέσεις του Διεθνούς Οργανισμού Ενέργειας (International Energy Agency – IEA). Σε περίπτωση που δεν υπήρχαν διαθέσιμα τα στοιχεία της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος σε μηνιαία βάση, πραγματοποιήθηκε γραμμική παρεμβολή μεταξύ της ετήσιας εγκατεστημένης ισχύος διαδοχικών ετών.

Οι διαχειριστές των συστημάτων μεταφοράς που χρησιμοποιήθηκαν για κάθε χώρα είναι:

Χώρα	Εταιρεία TSO
Αυστρία	Austrian Power Grid AG
Δανία	Energinet.dk
Γαλλία*	Réseau de Transport d'Electricité
Γερμανία	TransnetBW GmbH
	TenneT TSO GmbH
	Amprion GmbH
	50Hertz Transmission GmbH
Ιρλανδία	Eirgrid plc
Ρουμανία*	C.N. Transelectrica S.A.
Ισπανία	Red Eléctrica de España: S.A.
Σουηδία	Svenska Kraftnät
Ηνωμένο Βασίλειο	National Grid Electricity Transmission plc

*Στην περίπτωση της Γαλλίας, η διαθεσιμότητα των στοιχείων ήταν για την περίοδο 2012-2013.

*Στην περίπτωση της Ρουμανίας, η διαθεσιμότητα των στοιχείων ήταν για την περίοδο 2011-2013.

Με βάση τους δύο παραπάνω τύπους, υπολογίστηκαν δύο χρονοσειρές για κάθε χώρα. Η μία με ωριαίους συντελεστές χωρητικότητας και η δεύτερη με ημερήσιους συντελεστές λειτουργίας. Για την κάθε χρονοσειρά προσδιορίστηκαν η μέση τιμή και η τυπική απόκλιση.

Για τον υπολογισμό του δείκτη LCOE κατασκευάστηκαν δύο διαφορετικά μοντέλα.

Οι τύποι που χρησιμοποιήθηκαν έχουν ως εξής :

3.3.1 Απλοποιημένο Μοντέλο

$$LCOE = \frac{IC + O\&M * \sum_{i=1}^{20} \left(\frac{1 + IR}{1 + DR} \right)^i}{8760 * CF * \sum_{i=1}^{20} \left(\frac{1}{1 + DR} \right)^i} \quad (3.1)$$

Όπου :

- $LCOE$: Σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας $\left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right]$
- IC : Κόστος επένδυσης $\left[\frac{\text{€}}{\text{kW}} \right]$
- $O\&M$: Κόστος συντήρησης και λειτουργίας $\left[\frac{\text{€}}{\text{kW}} \right]$
- IR : Πληθωρισμός [%]
- DR : Προεξοφλητικό επιτόκιο [%]

- CF : Συντελεστής λειτουργίας [%]
- i : Έτος λειτουργίας i [χρόνια]
- 20 : Συνολική διάρκεια ζωής εγκατάστασης [χρόνια]
- 8760 : Συνολικές ώρες ενός έτους [ώρες]

Ο όρος «8760» χρησιμοποιείται ώστε να θεωρήσουμε ότι ο συντελεστής λειτουργίας παραμένει σταθερός κατά τη διάρκεια του έτους. Επομένως το σταθμισμένο κόστος ενέργειας υπολογίζεται για σταθερό συντελεστή λειτουργίας.

Για κάθε χώρα προκύπτουν δύο χρονοσειρές LCOE. Μία σε ωριαία βάση δεδομένων και μία σε ημερήσια βάση δεδομένων. Στη συνέχεια, υπολογίστηκε ο λόγος $\frac{1}{LCOE}$ για τη δημιουργία δύο νέων χρονοσειρών $\frac{1}{LCOE}$ για τη κάθε χώρα.

3.3.2 Σύνθετο Μοντέλο

$$LCOE = \frac{ES * IC + \sum_{t=1}^{20} \frac{(1 - TR) * (O\&M_t) - TR * (I_t \text{ and } TD_t)}{(1 + RoE)^t}}{\sum_{t=1}^{20} \frac{AEP_t * (1 - TR)}{(1 + RoE)^t}} \quad (3.2)$$

Όπου :

- $LCOE$: Σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας $\left[\frac{\text{€}}{kWh}\right]$
- ES : Ποσοστό χρηματοδότησης από ίδια κεφάλαια [%]
- IC : Κόστος επένδυσης $\left[\frac{\text{€}}{kW}\right]$
- TR : Φορολογικός συντελεστής [%]
- $O\&M_t$: Κόστος συντήρησης και λειτουργίας έτος t $\left[\frac{\text{€}}{kW}\right]$
- I_t : Επιτόκιο αγοράς δανείων [%]
- TD_t : Φορολογικές αποσβέσεις [%]
- RoE : Κόστος κεφαλαίου [%]
- AEP_t : Παραχθείσα ενέργεια το έτος t [kWh]
- t : Έτος λειτουργίας t [χρόνια]
- 20 : Συνολική διάρκεια ζωής εγκατάστασης [χρόνια]

Για τον υπολογισμό των παραπάνω στοιχείων, χρησιμοποιήθηκαν επίσης τα παρακάτω δεδομένα :

- Συντελεστής λειτουργίας [%]
- Ποσοστό χρηματοδότησης από δανεισμό [%]
- Διάρκεια Δανείου [χρόνια]
- Πληθωρισμός [%]

Ισχύει :

$$\begin{aligned} & \text{Ποσοστό χρηματοδότησης από ίδια κεφάλαια} \\ & + \text{Ποσοστό χρηματοδότησης από δανεισμό} = 100\% \end{aligned}$$

Όπως και προηγουμένως, για κάθε χώρα προκύπτουν δύο χρονοσειρές LCOE. Μία σε ωριαία βάση δεδομένων και μία σε ημερήσια βάση δεδομένων. Στη συνέχεια, υπολογίστηκε ο λόγος $\frac{1}{LCOE}$ για τη δημιουργία δύο νέων χρονοσειρών $\frac{1}{LCOE}$ για τη κάθε χώρα.

3.4 Εύρεση Βέλτιστων Χαρτοφυλακίων και Αποδοτικών Συνόρων

Για τον προσδιορισμό των βέλτιστων χαρτοφυλακίων και του αποδοτικού συνόρου του κάθε μοντέλου (εθνικό επίπεδο και επενδυτής) χρησιμοποιήθηκε η θεωρία του Markowitz (1952). Σύμφωνα με τη θεωρία χαρτοφυλακίου, ισχύει για κάθε χαρτοφυλάκιο :

- Αναμενόμενη απόδοση του χαρτοφυλακίου :

$$E(r_p) = \sum_{i=1}^9 w_i * E(r_i)$$

- Διακύμανση του χαρτοφυλακίου :

$$\sigma_p^2 = \sum_{i=1}^9 \sum_{j=1}^9 w_i * w_j * \sigma_i * \sigma_j * \rho_{ij}$$

- Τυπική απόκλιση του χαρτοφυλακίου :

$$\sigma_p = \sqrt{\sigma_p^2}$$

Όπου :

- $E(r_i)$: Αναμενόμενη απόδοση χώρας i
- w_i : Ποσοστό συμμετοχής χώρας i στο χαρτοφυλάκιο
- w_j : Ποσοστό συμμετοχής χώρας j στο χαρτοφυλάκιο
- σ_i : Τυπική απόκλιση χώρας i
- σ_j : Τυπική απόκλιση χώρας j
- ρ_{ij} : Συντελεστής συσχέτισης μεταξύ χώρας i και j

Η εύρεση των βέλτιστων χαρτοφυλακίων πραγματοποιήθηκε με χρήση της εφαρμογής Solver του προγράμματος Microsoft Excel. Το πρόβλημα βελτιστοποίησης ήταν το ακόλουθο :

Για δεδομένο σ_p

$$\max E(r_p)$$

υπό τους περιορισμούς : $\sum_{i=1}^9 w_i = 1$ και $w_i \geq 0$ για $i = 1 \dots 9$

Συνολικά κατασκευάστηκαν 4 αποδοτικά σύνορα :

- Ημερήσια βάση δεδομένων – Απλοποιημένο μοντέλο
- Ωριαία βάση δεδομένων – Απλοποιημένο μοντέλο
- Ημερήσια βάση δεδομένων – Σύνθετο μοντέλο
- Ωριαία βάση δεδομένων – Σύνθετο μοντέλο

Για το κάθε αποδοτικό σύνορο, σημεία ενδιαφέροντος ήταν το σημείο ελαχίστου κινδύνου και το σημείο μέγιστης απόδοσης.

Η εύρεση της μέσης απόδοσης και της τυπικής απόκλισης που χαρακτηρίζει κάθε χώρα του χαρτοφυλακίου, υπολογίστηκε η μέση τιμή και η τυπική απόκλιση της κάθε χρονοσειράς $\frac{1}{LCOE}$. Επομένως κάθε χώρα χαρακτηρίζεται από οκτώ νούμερα.

- Μέση τιμή και τυπική απόκλιση (απλ. μοντέλο) για ημερήσια βάση δεδομένων
- Μέση τιμή και τυπική απόκλιση (απλ. μοντέλο) για ωριαία βάση δεδομένων
- Μέση τιμή και τυπική απόκλιση (σύνθ. μοντέλο) για ημερήσια βάση δεδομένων
- Μέση τιμή και τυπική απόκλιση (σύνθ. μοντέλο) για ωριαία βάση δεδομένων

Ακόμη, ο υπολογισμός των συντελεστών συσχέτισης p_{ij} μεταξύ των διαφορετικών χωρών που απαρτίζουν το ενεργειακό χαρτοφυλάκιο πραγματοποιήθηκε με χρήση της εντολής Copgel του προγράμματος Microsoft Excel. Αποτέλεσμα ήταν η δημιουργία ενός συμμετρικού 9x9 πίνακα, όπου η κύρια διαγώνιος αποτελείται από μοναδιαία στοιχεία καθώς ο βαθμός συσχέτισης μεταξύ της ίδιας χώρας είναι «1».

Ο συντελεστής συσχέτισης “ p ”, μπορεί να πάρει τις ακόλουθες τιμές : $-1 \leq p \leq 1$.

Συγκεκριμένα :

- $p > 0$: Δηλώνει θετική συσχέτιση μεταξύ των στοιχείων. Όταν ανεβαίνει η απόδοση του ενός στοιχείου, ανεβαίνει η απόδοση και του 2^{ου} στοιχείου.
- $p < 0$: Δηλώνει αρνητική συσχέτιση μεταξύ των στοιχείων. Όταν ανεβαίνει η απόδοση του ενός στοιχείου, μειώνεται η απόδοση του 2^{ου} στοιχείου.
- $p = 0$: Τα δύο στοιχεία είναι ασυσχέτιστα. Η πορεία της απόδοσης του ενός στοιχείου, είναι ανεξάρτητη της πορείας του 2^{ου} στοιχείου.

Όταν οι τιμές του συντελεστή συσχέτισης τείνουν στη μονάδα (αντίστοιχα στην αρνητική μονάδα), τόσο πιο έντονο είναι το φαινόμενο της θετικής συσχέτισης μεταξύ των δύο στοιχείων (αντίστοιχα αρνητικής συσχέτισης).

Οι επενδυτές κατά την διαμόρφωση του χαρτοφυλακίου τους, συνήθως προτιμούν χρεόγραφα τα οποία έχουν είτε μηδενική είτε αρνητική συσχέτιση μεταξύ τους, με στόχο την μείωση του συνολικού κινδύνου του χαρτοφυλακίου τους.

3.5 Ανάλυση Ευαισθησίας

Τέλος, πραγματοποιήθηκε ανάλυση ευαισθησίας των βασικών παραμέτρων εισόδου του κάθε μοντέλου (απλοποιημένο και σύνθετο).

Για την κάθε παράμετρο έχει θεωρηθεί εύρος $\pm 10\%$ από την τιμή αναφοράς της.

Για το κάθε μοντέλο, οι παράμετροι εισόδου που μελετήθηκαν ήταν :

➤ Απλοποιημένο μοντέλο

- Κόστος επένδυσης
- Κόστος συντήρησης και λειτουργίας
- Πληθωρισμός
- Προεξοφλητικό επιτόκιο

➤ Σύνθετο μοντέλο

- Κόστος επένδυσης
- Κόστος συντήρησης και λειτουργίας
- Πληθωρισμός
- Ποσοστό χρηματοδότησης από ίδια κεφάλαια (επηρεάζεται και το ποσοστό χρηματοδότησης από δανεισμό, ώστε το άθροισμα των δύο ποσοστών να ισούται με 100%)
- Κόστος κεφαλαίου
- Φορολογικός συντελεστής
- Επιτόκιο αγοράς δανείων

Σε κάθε περίπτωση, μελετήθηκε η επίδραση της μεταβολής της τιμής της εκάστοτε παραμέτρου (όλες οι άλλες παρέμεναν σταθερές στην τιμή αναφοράς τους), στην μέση απόδοση ($\frac{1}{LCOE}$) της κάθε χώρας.

Κεφάλαιο 4 - Εφαρμογή Μοντέλου και Παρουσίαση Αποτελεσμάτων

Στο **Κεφάλαιο 4** εφαρμόζεται η μεθοδολογία που παρουσιάστηκε στο προηγούμενο κεφάλαιο (μεθοδολογία) και προσδιορίζονται τα βέλτιστα χαρτοφυλάκια που προσφέρουν την μεγαλύτερη απόδοση για κάθε δεδομένο επίπεδο κινδύνου. Με βάση αυτά τα χαρτοφυλάκια θα κατασκευαστούν τα αποδοτικά σύνορα (efficient frontiers) σε κάθε περίπτωση που μελετάμε. Στη συνέχεια, θα πραγματοποιηθεί η ανάλυση ευαισθησίας σύμφωνα με τη μεθοδολογία που παρουσιάστηκε προηγουμένως.

Πιο συγκεκριμένα, το κεφάλαιο 4 περιλαμβάνει τις παρακάτω δύο παραγράφους:

Παράγραφος 4.1 – Εφαρμογή μοντέλων και εξαγωγή αποτελεσμάτων

Παράγραφος 4.2 – Πραγματοποίηση ανάλυσης ευαισθησίας

4.1 Αποτελέσματα

Σύμφωνα με τη μεθοδολογία και τους τύπους που παρουσιάστηκαν στο προηγούμενο κεφάλαιο, υπολογίστηκαν οι χρονοσειρές των συντελεστών λειτουργίας της κάθε χώρας σε ημερήσια και ωριαία βάση. Με βάση τις χρονοσειρές, η μέση τιμή του συντελεστή λειτουργίας για κάθε χώρα έχει ως εξής :

➤ Ημερήσια Βάση Δεδομένων (Daily Data – Σύνολο 1461 στοιχεία)

AT	DK	FR	DE	IE	RO	ES	SE	UK
21,9%	22,8%	23,4%	17,1%	28,6%	21,8%	24,8%	25,6%	27,2%

Πίνακας 4.1 – Μέση τιμή συντελεστών λειτουργίας κάθε χώρας, για ημερήσια βάση δεδομένων

➤ Ωριαία Βάση Δεδομένων (Hourly Data – Σύνολο 35064 στοιχεία)

AT	DK	FR	DE	IE	RO	ES	SE	UK
22,0%	22,8%	23,4%	17,1%	28,6%	22,5%	24,8%	25,6%	27,2%

Πίνακας 4.2 – Μέση τιμή συντελεστών λειτουργίας κάθε χώρας, για ωριαία βάση δεδομένων

Όπου:

- AT : Αυστρία
- DK : Δανία
- FR : Γαλλία
- DE : Γερμανία
- IE : Ιρλανδία
- RO : Ρουμανία
- ES : Ισπανία
- SE : Σουηδία
- UK : Ην.Βασίλειο

Παρατηρούμε, όπως ήταν και αναμενόμενο, ότι η μέση τιμή του συντελεστή λειτουργίας της κάθε χώρας με βάση τα ημερήσια στοιχεία, ταυτίζεται με την αντίστοιχη μέση τιμή που προκύπτει σύμφωνα με τα ωριαία στοιχεία.

Για την αξιολόγηση της εγκυρότητας των δεδομένων θα συγκρίνουμε τις μέσες τιμές που υπολογίσαμε, με τους συντελεστές λειτουργίας που προκύπτουν σύμφωνα με τα εθνικά σχέδια δράσης για ανανεώσιμες πηγές ενέργειας της κάθε χώρας (National Renewable Energy Action Plans – NREAP's), για την περίοδο 2010-2014.

*Για τη Ρουμανία, με βάση τη διαθεσιμότητα των στοιχείων, συγκρίναμε τις τιμές για την περίοδο 2011-2013

*Για τη Γαλλία, με βάση τη διαθεσιμότητα των στοιχείων, συγκρίναμε τις τιμές για την περίοδο 2012-2013

	Μέση Τιμή	NREAP's (2010)	NREAP's (2011)	NREAP's (2012)	NREAP's (2013)	NREAP's (2014)
Αυστρία	22%	23%	23%	23%	22%	22%
Δανία	23%	24%	24%	24%	25%	25%
Γαλλία	23%	-	-	24%	24%	24%
Γερμανία	17%	18%	19%	19%	19%	20%

<i>Ιρλανδία</i>	29%	26%	29%	30%	30%	30%
<i>Ρουμανία</i>	22%	-	18%	20%	22%	24%
<i>Ισπανία</i>	25%	23%	23%	23%	23%	23%
<i>Σουηδία</i>	26%	29%	30%	30%	30%	31%
<i>Ην. Βασίλειο</i>	27%	27%	27%	27%	27%	27%

Πίνακας 4.3 – Μέση τιμή συντελεστών λειτουργίας για κάθε χώρα και τιμές συντελεστών λειτουργίας σύμφωνα με τα NREAP's

Παρατηρούμε ότι οι τιμές που έχουμε υπολογίσει για την κάθε χώρα παρουσιάζουν πολύ μικρές αποκλίσεις με τις τιμές που είχε προβλέψει η κάθε χώρα για τους συντελεστές λειτουργίας των χερσαίων αιολικών πάρκων, για την περίοδο 2010-2014, στα NREAP's. Αυτή η απόκλιση είναι πιθανό να οφείλεται στο γεγονός ότι το NREAP της κάθε χώρας διατυπώθηκε την περίοδο 2009-2010 και επομένως διάφοροι απρόβλεπτοι παράγοντες που επηρέασαν το συντελεστή λειτουργίας τα επόμενα χρόνια, δεν είχαν ληφθεί υπόψη στις προβλέψεις που πραγματοποίησε η κάθε χώρα.

Με βάση τις χρονοσειρές των συντελεστών λειτουργίας που προσδιορίστηκαν για κάθε χώρα, έχουμε για κάθε μοντέλο:

4.1.1 Απλοποιημένο Μοντέλο

Αρχικά, με βάση τον τύπο (3.1) και χρησιμοποιώντας τις χρονοσειρές των συντελεστών λειτουργίας, υπολογίστηκαν οι χρονοσειρές του δείκτη $\frac{1}{LCOE}$ της κάθε χώρας. Συνολικά υπολογίστηκαν δύο χρονοσειρές για κάθε χώρα. Μία με βάση τα ημερήσια στοιχεία και μία με βάση τα ωριαία στοιχεία.

Οι παράμετροι που λήφθηκαν υπόψη στον τύπο (3.1) και που ισχύουν στο απλοποιημένο μοντέλο :

	<i>Αυστρία</i>	<i>Δανία</i>	<i>Γαλλία</i>	<i>Γερμανία</i>	<i>Ιρλανδία</i>
Κόστος Επένδυσης (€/kW)	1675,0	1240,0	1128,5	1078,8	1500,0
Κόστος Συντ. & Λειτ. (€/kW)	19,8	16,3	16,3	15,5	19,8
Προεξοφλητικό Επιτόκιο (%)	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%
Διάρκεια Ζωής Έργου (χρόνια)	20	20	20	20	20
Δείκτης Πληθωρισμού (%)	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%

Πίνακας 4.4 – Παράμετροι απλοποιημένου μοντέλου για κάθε χώρα

	<i>Ρουμανία</i>	<i>Ισπανία</i>	<i>Σουηδία</i>	<i>Ην.Βασίλειο</i>
Κόστος Επένδυσης (€/kW)	1323,6	1200,0	1600,0	1128,5
Κόστος Συντ. & Λειτ. (€/kW)	17,8	16,3	15,5	22,0
Προεξοφλητικό Επιτόκιο (%)	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%

Διάρκεια Ζωής Έργου (χρόνια)	20	20	20	20
Δείκτης Πληθωρισμού (%)	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%

Πίνακας 4.4 (Συνέχεια) – Παράμετροι απλοποιημένο μοντέλου για κάθε χώρα

Τα στοιχεία του κόστους επένδυσης για την Αυστρία, Δανία, Ιρλανδία, Ισπανία και Σουηδία στηρίχθηκαν στην έκθεση της “IEA (2012)”. Τα υπόλοιπα στοιχεία του κόστους επένδυσης, καθώς και όλα τα στοιχεία κόστους συντήρησης και λειτουργίας στηρίχθηκαν στην έκθεση “World Energy Perspective (2013)”. Οι τιμές για το προεξοφλητικό επιτόκιο, τη διάρκεια ζωής του έργου και του δείκτη πληθωρισμού, στηρίχθηκαν στην δημοσίευση της M.I.Blanco (2009).

Με βάση τις παραπάνω παραμέτρους και τις χρονοσειρές που προέκυψαν για το δείκτη $\frac{1}{LCOE}$, προέκυψαν τα ακόλουθα αποτελέσματα:

4.1.1.1 Ημερήσια Βάση Δεδομένων (Daily Data)

Χώρα	Μέση Τιμή $\left[\frac{kWh}{\epsilon}\right]$	Τυπική Απόκλιση $\left[\frac{kWh}{\epsilon}\right]$
Αυστρία	10,08	7,75
Δανία	13,99	10,66
Γαλλία	15,58	9,94
Γερμανία	11,88	9,56
Ιρλανδία	14,49	10,04
Ρουμανία	12,48	9,82
Ισπανία	15,67	8,06
Σουηδία	12,67	7,25
Ηνωμένο Βασίλειο	17,11	12,75

Πίνακας 4.5 – Μέση τιμή και τυπική απόκλιση απόδοσης για κάθε χώρα

Χρησιμοποιώντας τις χρονοσειρές $\frac{1}{LCOE}$ (για ημερήσια βάση δεδομένων) και σύμφωνα με τη μεθοδολογία που παρουσιάστηκε στο προηγούμενο κεφάλαιο, ο πίνακας των συντελεστών συσχέτισης είναι:

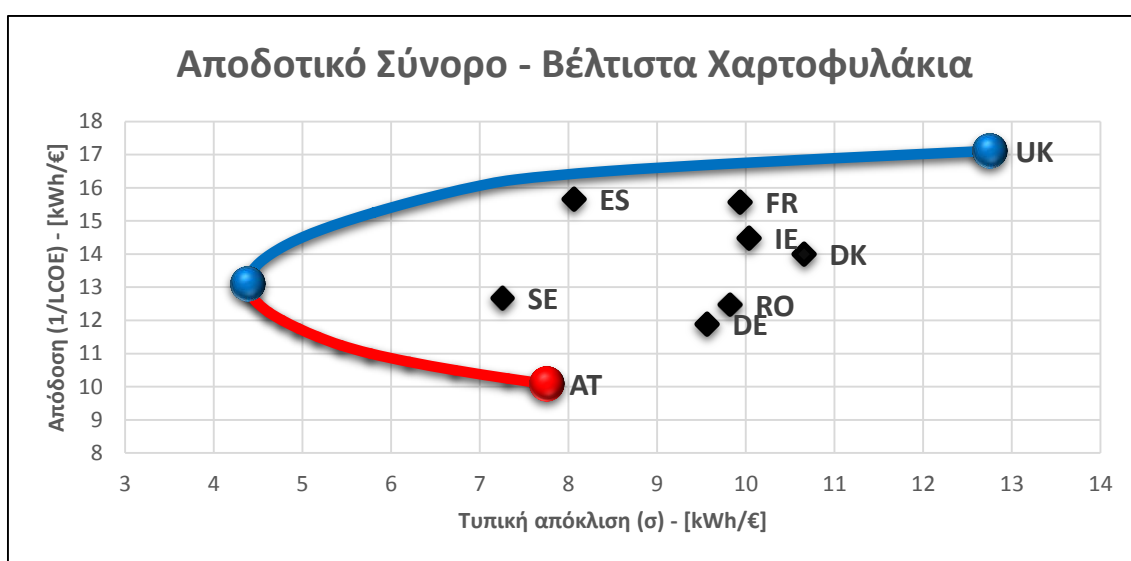
	AT	DK	FR	DE	IE	RO	ES	SE	UK
Αυστρία	1,000								
Δανία	0,144	1,000							
Γαλλία	0,133	0,237	1,000						
Γερμανία	0,289	0,674	0,511	1,000					
Ιρλανδία	0,027	0,176	0,342	0,253	1,000				
Ρουμανία	0,238	0,041	0,007	0,081	0,072	1,000			
Ισπανία	0,165	0,036	0,393	0,081	0,016	0,099	1,000		
Σουηδία	0,098	0,700	0,108	0,463	0,217	0,045	0,013	1,000	
Ην. Βασίλειο	0,038	0,328	0,450	0,415	0,717	0,102	0,107	0,359	1,000

Πίνακας 4.6 – Συντελεστές συσχέτισης μεταξύ των χωρών του χαρτοφυλακίου

Όπου:

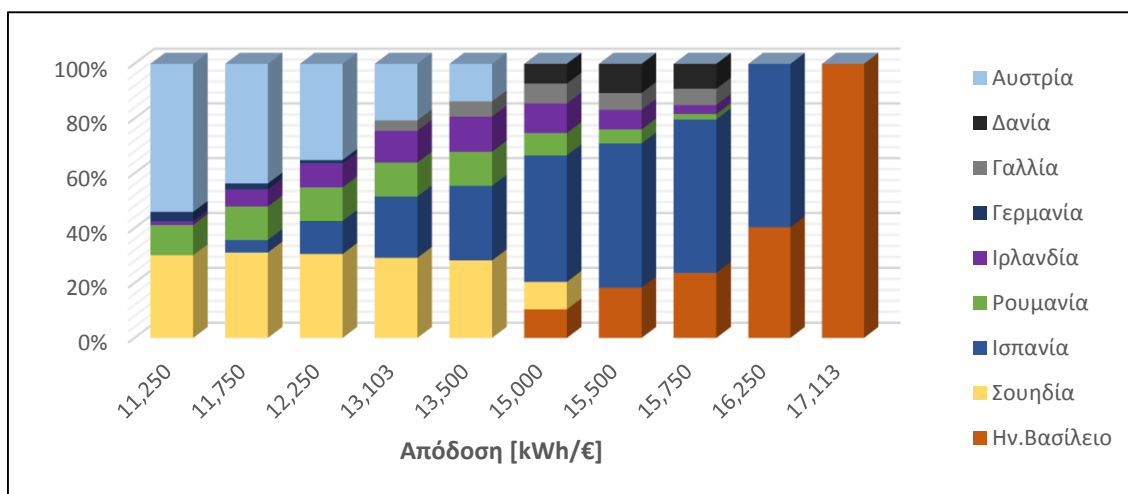
- | | | | | | |
|------|---|----------|------|---|-------------|
| • AT | : | Αυστρία | • RO | : | Ρουμανία |
| • DK | : | Δανία | • ES | : | Ισπανία |
| • FR | : | Γαλλία | • SE | : | Σουηδία |
| • DE | : | Γερμανία | • UK | : | Ην.Βασίλειο |
| • IE | : | Ιρλανδία | | | |

Με βάση τους παραπάνω 2 πίνακες και σύμφωνα με τη σύγχρονη θεωρία χαρτοφυλακίου του Markowitz, όπως αυτή διατυπώθηκε στο προηγούμενο κεφάλαιο, προσδιορίστηκαν τα βέλτιστα χαρτοφυλάκια. Δηλαδή, τα χαρτοφυλάκια που μεγιστοποιούν την απόδοση για κάθε δεδομένο επίπεδο κινδύνου. Με βάση αυτά τα χαρτοφυλάκια, κατασκευάστηκε το ακόλουθο αποδοτικό σύνορο:



Σχήμα 4.1 – Αποδοτικό σύνορο (efficient frontier) σύμφωνα με το απλοποιημένο μοντέλο και ημερήσια βάση δεδομένων

Ορισμένα χαρτοφυλάκια τα οποία απαρτίζουν το παραπάνω διάγραμμα είναι:



Σχήμα 4.2 – Χαρτοφυλάκια που απαρτίζουν το αποδοτικό σύνορο του απλοποιημένου μοντέλου και ημερήσια βάση δεδομένων

4.1.1.2 Ωριαία Βάση Δεδομένων (Hourly Data)

Χώρα	Μέση Τιμή $\left[\frac{kWh}{\epsilon}\right]$	Τυπική Απόκλιση $\left[\frac{kWh}{\epsilon}\right]$
Αυστρία	10,15	9,15
Δανία	13,99	12,15
Γαλλία	15,58	10,95
Γερμανία	11,89	10,49
Ιρλανδία	14,49	11,32
Ρουμανία	12,90	11,72
Ισπανία	15,67	8,81
Σουηδία	12,67	7,99
Ηνωμένο Βασίλειο	17,11	13,71

Πίνακας 4.7 – Μέση τιμή και τυπική απόκλιση απόδοσης για κάθε χώρα

Χρησιμοποιώντας τις χρονοσειρές $\frac{1}{LCOE}$ (για ωριαία βάση δεδομένων) και σύμφωνα με τη μεθοδολογία που παρουσιάστηκε στο προηγούμενο κεφάλαιο, ο πίνακας των συντελεστών συσχέτισης είναι:

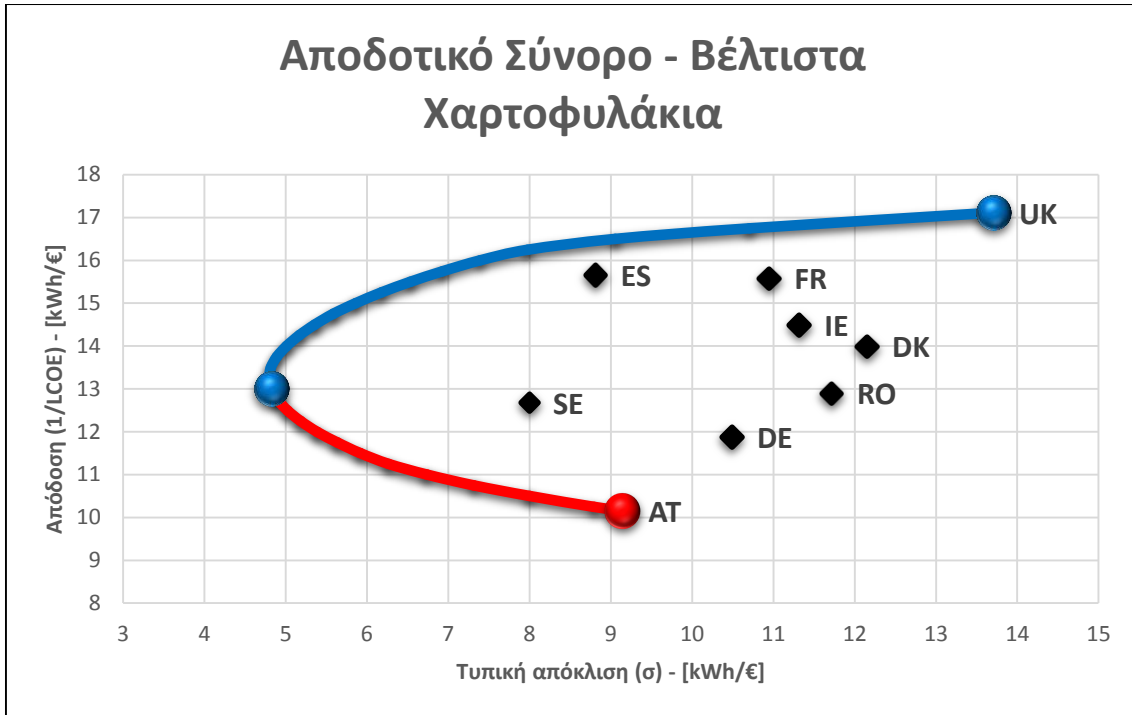
	AT	DK	FR	DE	IE	RO	ES	SE	UK
Αυστρία	1,000								
Δανία	0,110	1,000							
Γαλλία	0,101	0,186	1,000						
Γερμανία	0,230	0,620	0,454	1,000					
Ιρλανδία	0,023	0,152	0,274	0,209	1,000				
Ρουμανία	0,173	0,027	0,007	0,058	0,066	1,000			
Ισπανία	0,141	0,028	0,354	0,061	0,020	0,069	1,000		
Σουηδία	0,073	0,665	0,085	0,421	0,179	0,038	0,014	1,000	
Ην.Βασίλειο	0,026	0,281	0,396	0,367	0,645	0,094	0,095	0,308	1,000

Πίνακας 4.8 – Συντελεστές συσχέτισης μεταξύ των χωρών του χαρτοφυλακίου

Όπου:

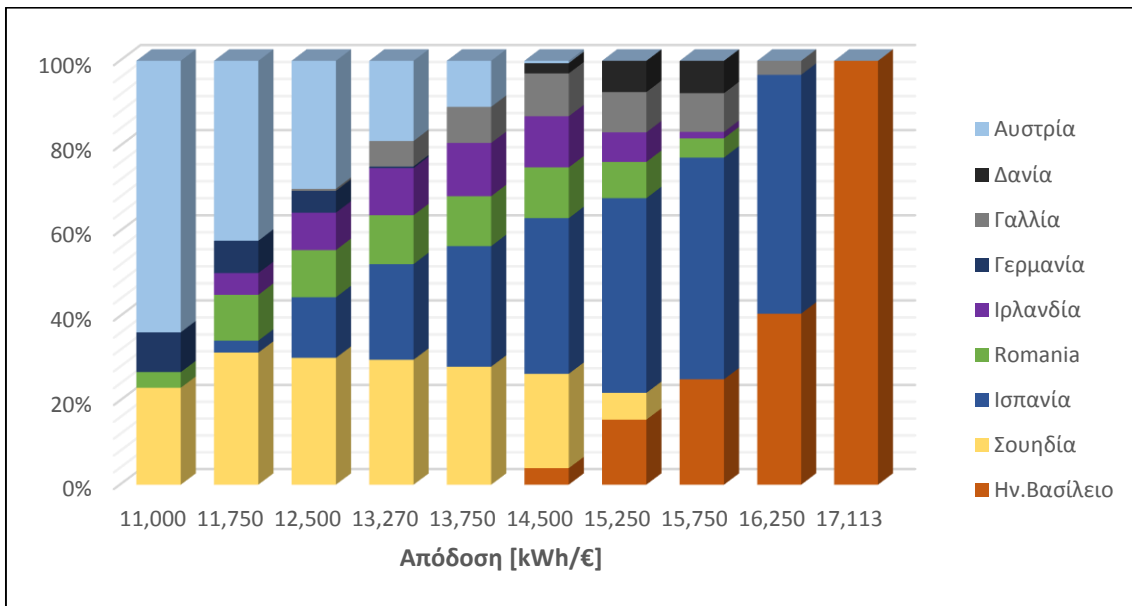
- AT : Αυστρία
- DK : Δανία
- FR : Γαλλία
- DE : Γερμανία
- IE : Ιρλανδία
- RO : Ρουμανία
- ES : Ισπανία
- SE : Σουηδία
- UK : Ην.Βασίλειο

Με βάση τους παραπάνω 2 πίνακες και ανάλογα με την προηγούμενη περίπτωση (ημερήσια βάση δεδομένων), κατασκευάστηκε το ακόλουθο αποδοτικό σύνορο:



Σχήμα 4.3 – Αποδοτικό σύνορο (efficient frontier) σύμφωνα με το απλοποιημένο μοντέλο και ωριαία βάση δεδομένων

Ορισμένα χαρτοφυλάκια τα οποία απαρτίζουν το παραπάνω διάγραμμα είναι :



Σχήμα 4.4 – Χαρτοφυλάκια που απαρτίζουν το αποδοτικό σύνορο του απλοποιημένου μοντέλου και ωριαία βάση δεδομένων

4.1.2 Σύνθετο μοντέλο

Αρχικά, με βάση τον τύπο (3.2) και χρησιμοποιώντας τις χρονοσειρές των συντελεστών λειτουργίας, υπολογίστηκαν οι χρονοσειρές του δείκτη $\frac{1}{LCOE}$ της κάθε χώρας. Συνολικά

υπολογίστηκαν δύο χρονοσειρές για κάθε χώρα. Μία με βάση τα ημερήσια στοιχεία και μία με βάση τα ωριαία στοιχεία.

Οι παράμετροι που λήφθηκαν υπόψη στον τύπο (3.2) και που ισχύουν για σύνθετο μοντέλο είναι :

	Αυστρία	Δανία	Γαλλία	Γερμανία	Ιρλανδία
Κόστος Επένδυσης (€/kW)	1675,0	1240,0	1128,5	1078,8	1500,0
Κόστος Συντ. & Λειτ. (€/kW)	19,8	16,3	16,3	15,5	19,8
Διάρκεια Ζωής Έργου (χρόνια)	20	20	20	20	20
Δείκτης Πληθωρισμού (%)	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%
Κόστος Κεφαλαίου (Cost of Equity) (%)	10,2%	10,2%	10,2%	10,2%	10,2%
Ποσοστό Χρηματοδότησης από Ίδια Κεφάλαια (%)	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%
Ποσοστό Χρηματοδότησης από Δανεισμό (%)	80,0%	80,0%	80,0%	80,0%	80,0%
Φορολογικός Συντελεστής (%)	25,0%	24,5%	33,3%	29,6%	12,5%
Επιτόκιο αγοράς δανείων (%)	6,7%	6,7%	6,7%	6,7%	6,7%
Διάρκεια Δανείου (χρόνια)	13	13	13	13	13

Πίνακας 4.9 – Παράμετροι σύνθετου μοντέλου για κάθε χώρα

	Ρουμανία	Ισπανία	Σουηδία	Ην.Βασίλειο
Κόστος Επένδυσης (€/kW)	1323,6	1200,0	1600,0	1128,5
Κόστος Συντ. & Λειτ. (€/kW)	17,8	16,3	15,5	22,0
Διάρκεια Ζωής Έργου (χρόνια)	20	20	20	20
Δείκτης Πληθωρισμού (%)	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%
Κόστος Κεφαλαίου (Cost of Equity) (%)	10,2%	10,2%	10,2%	10,2%
Ποσοστό Χρηματοδότησης από Ίδια Κεφάλαια (%)	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%
Ποσοστό Χρηματοδότησης από Δανεισμό (%)	80,0%	80,0%	80,0%	80,0%
Φορολογικός Συντελεστής (%)	16,0%	30,0%	22,0%	21,0%
Επιτόκιο αγοράς δανείων (%)	6,7%	6,7%	6,7%	6,7%
Διάρκεια Δανείου (χρόνια)	13	13	13	13

Πίνακας 4.9 (Συνέχεια) – Παράμετροι σύνθετου μοντέλου για κάθε χώρα

Τα στοιχεία του κόστους επένδυσης για την Αυστρία, Δανία, Ιρλανδία, Ισπανία και Σουηδία στηρίχθηκαν στην έκθεση της “IEA (2012)”. Τα υπόλοιπα στοιχεία του κόστους

επένδυσης, καθώς και όλα τα στοιχεία κόστους συντήρησης και λειτουργίας στηρίχθηκαν στην έκθεση “World Energy Perspective (2013)”. Οι τιμές για το προεξοφλητικό επιτόκιο, τη διάρκεια ζωής του έργου και του δείκτη πληθωρισμού, στηρίχθηκαν στην δημοσίευση της M.I.Blanco (2009). Οι τιμές των ποσοστών χρηματοδότησης από ίδια κεφάλαια και από δανεισμό, στηρίχθηκαν στη δημοσίευση της M.I.Blanco και την έκθεση της Fraunhofer ISE (2013). Οι τιμές για το επιτόκιο αγοράς δανείων, την απαιτούμενη απόδοση ιδίων κεφαλαίων και την επιστροφή του χρέους, στηρίχθηκαν στην έκθεση της Deloitte (2013). Τέλος, ο φορολογικός συντελεστής της κάθε χώρας στηρίχθηκε στους πίνακες της KPMG και η συνολική διάρκεια του δανείου στηρίχθηκε στην έκθεση “IEA Task 26 (2011)”.

Με βάση τις παραπάνω παραμέτρους και τις χρονοσειρές που προέκυψαν για το δείκτη $\frac{1}{LCOE}$, προέκυψαν τα ακόλουθα αποτελέσματα:

4.1.2.1 Ημερήσια Βάση Δεδομένων (Daily Data)

Χώρα	Μέση Τιμή $\left[\frac{kWh}{\epsilon}\right]$	Τυπική Απόκλιση $\left[\frac{kWh}{\epsilon}\right]$
Αυστρία	9,21	7,08
Δανία	12,82	9,77
Γαλλία	13,90	8,87
Γερμανία	10,74	8,64
Ιρλανδία	13,70	9,49
Ρουμανία	11,70	9,21
Ισπανία	14,12	7,27
Σουηδία	11,64	6,66
Ηνωμένο Βασίλειο	15,97	11,90

Πίνακας 4.11 – Μέση τιμή και τυπική απόκλιση απόδοσης για κάθε χώρα

Χρησιμοποιώντας τις χρονοσειρές $\frac{1}{LCOE}$ (για ημερήσια βάση δεδομένων) και σύμφωνα με τη μεθοδολογία που παρουσιάστηκε στο προηγούμενο κεφάλαιο, ο πίνακας των συντελεστών συσχέτισης είναι:

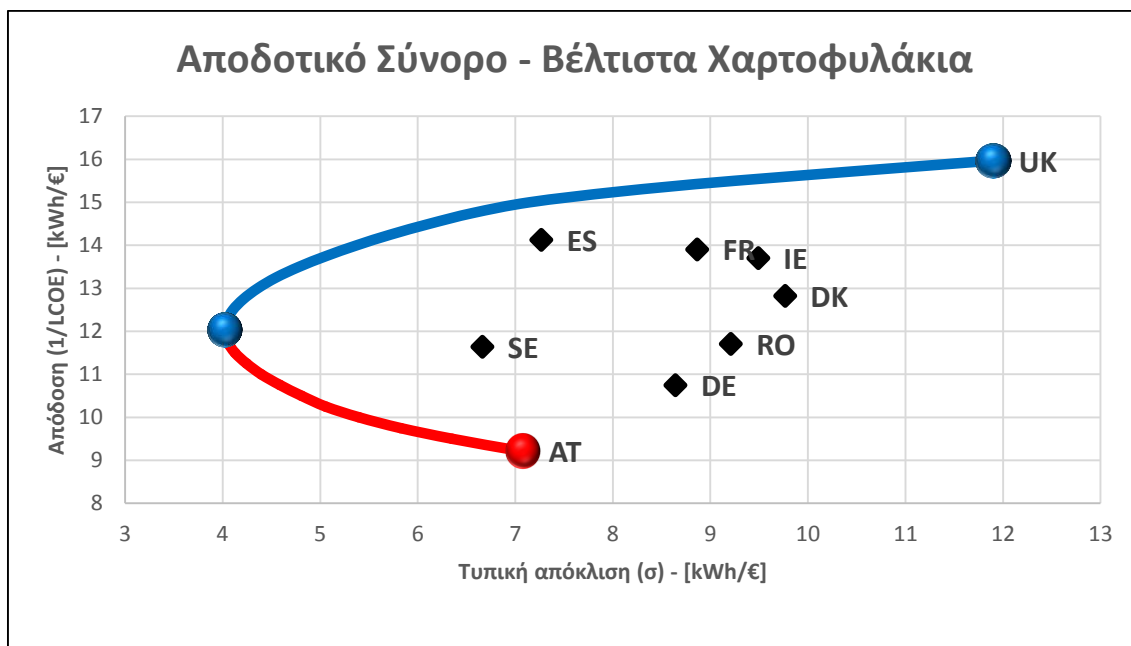
	AT	DK	FR	DE	IE	RO	ES	SE	UK
Αυστρία	1,000								
Δανία	0,144	1,000							
Γαλλία	0,133	0,237	1,000						
Γερμανία	0,289	0,674	0,511	1,000					
Ιρλανδία	0,027	0,176	0,342	0,253	1,000				
Ρουμανία	0,238	0,041	0,007	0,081	0,072	1,000			
Ισπανία	0,165	0,036	0,393	0,081	0,016	0,099	1,000		
Σουηδία	0,098	0,700	0,108	0,463	0,217	0,045	0,013	1,000	
Ην.Βασίλειο	0,038	0,328	0,450	0,415	0,717	0,102	0,107	0,359	1,000

Πίνακας 4.12 – Συντελεστές συσχέτισης μεταξύ των χωρών του χαρτοφυλακίου

Όπου:

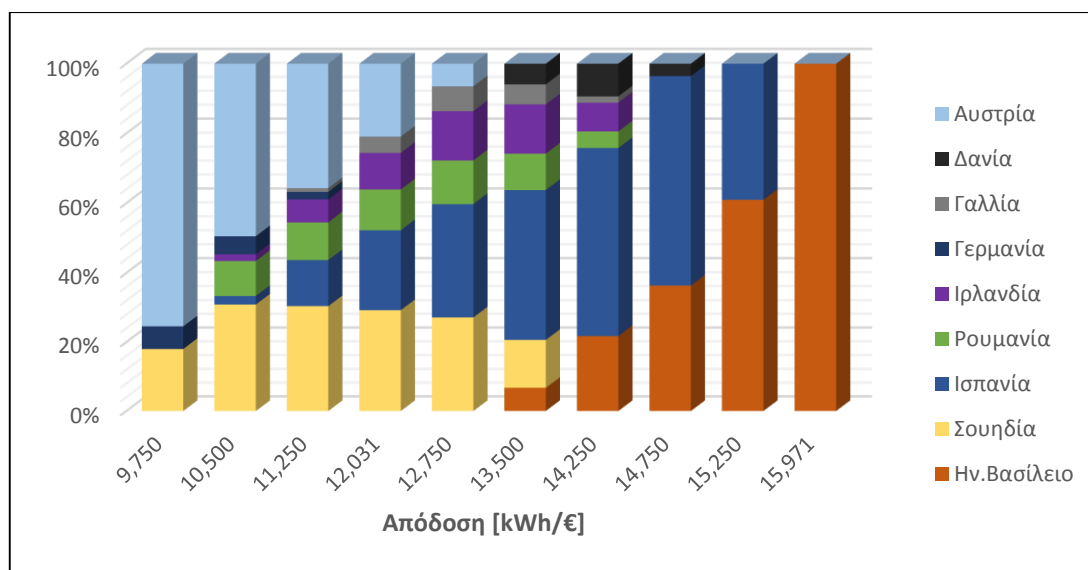
- | | | | | | |
|------|---|----------|------|---|-------------|
| • AT | : | Αυστρία | • RO | : | Ρουμανία |
| • DK | : | Δανία | • ES | : | Ισπανία |
| • FR | : | Γαλλία | • SE | : | Σουηδία |
| • DE | : | Γερμανία | • UK | : | Ην.Βασίλειο |
| • IE | : | Ιρλανδία | | | |

Με βάση τους παραπάνω 2 πίνακες και ανάλογα με την προηγούμενη περίπτωση (εθνικό επίπεδο), κατασκευάστηκε το ακόλουθο αποδοτικό σύνορο:



Σχήμα 4.5 – Αποδοτικό σύνορο (efficient frontier) σύμφωνα με το σύνθετο μοντέλο και ημερήσια βάση δεδομένων

Ορισμένα χαρτοφυλάκια τα οποία απαρτίζουν το παραπάνω διάγραμμα είναι :



Σχήμα 4.6 – Χαρτοφυλάκια που απαρτίζουν το αποδοτικό σύνορο του σύνθετου μοντέλου και ημερήσια βάση δεδομένων

4.1.2.2 Ωριαία Βάση Δεδομένων (Hourly Data)

Χώρα	Μέση Τιμή $\left[\frac{kWh}{\epsilon}\right]$	Τυπική Απόκλιση $\left[\frac{kWh}{\epsilon}\right]$
Αυστρία	9,27	8,36
Δανία	12,83	11,14
Γαλλία	13,90	9,77
Γερμανία	10,74	9,48
Ιρλανδία	13,70	10,70
Ρουμανία	12,10	10,99
Ισπανία	14,12	7,94
Σουηδία	11,64	7,34
Ηνωμένο Βασίλειο	15,97	12,80

Πίνακας 4.13 – Μέση τιμή και τυπική απόκλιση απόδοσης για κάθε χώρα

Χρησιμοποιώντας τις χρονοσειρές $\frac{1}{LCOE}$ (για ωριαία βάση δεδομένων) και σύμφωνα με τη μεθοδολογία που παρουσιάστηκε στο προηγούμενο κεφάλαιο, ο πίνακας των συντελεστών συσχέτισης είναι:

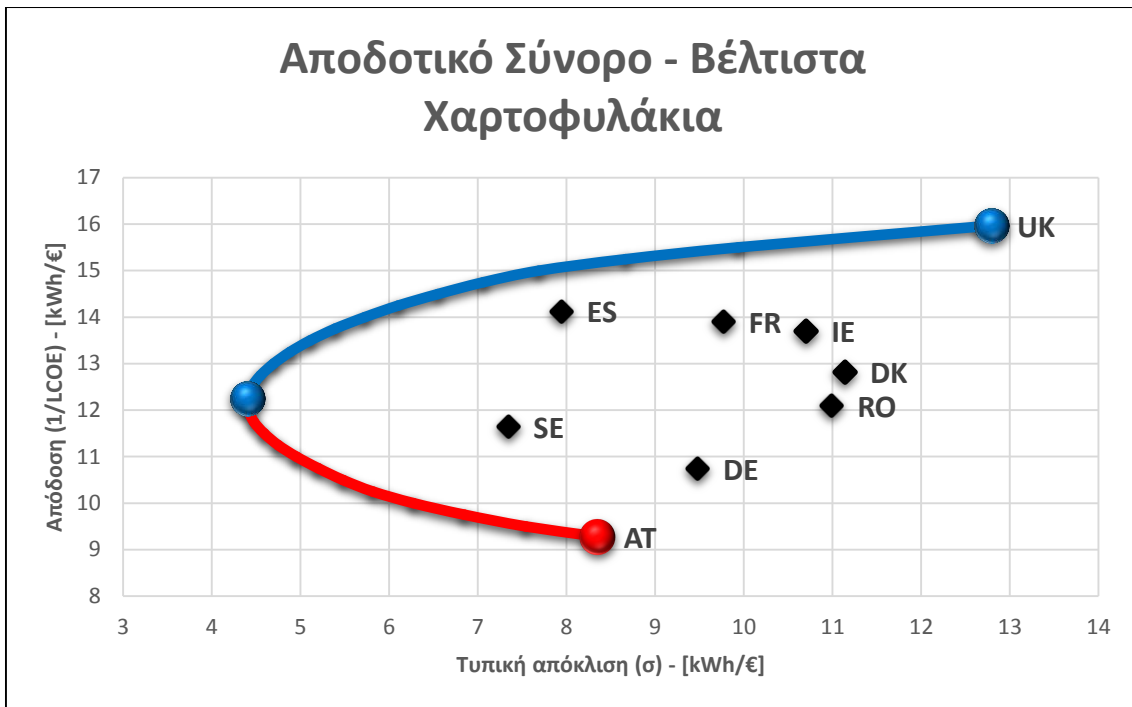
	AT	DK	FR	DE	IE	RO	ES	SE	UK
Αυστρία	1,000								
Δανία	0,110	1,000							
Γαλλία	0,101	0,186	1,000						
Γερμανία	0,230	0,620	0,454	1,000					
Ιρλανδία	0,023	0,152	0,274	0,209	1,000				
Ρουμανία	0,173	0,027	0,007	0,058	0,066	1,000			
Ισπανία	0,141	0,028	0,354	0,061	0,020	0,069	1,000		
Σουηδία	0,073	0,665	0,085	0,421	0,179	0,038	0,014	1,000	
Ην.Βασίλειο	0,026	0,281	0,396	0,367	0,645	0,094	0,094	0,308	1,000

Πίνακας 4.14 – Συντελεστές συσχέτισης μεταξύ των χωρών του χαρτοφυλακίου

Όπου:

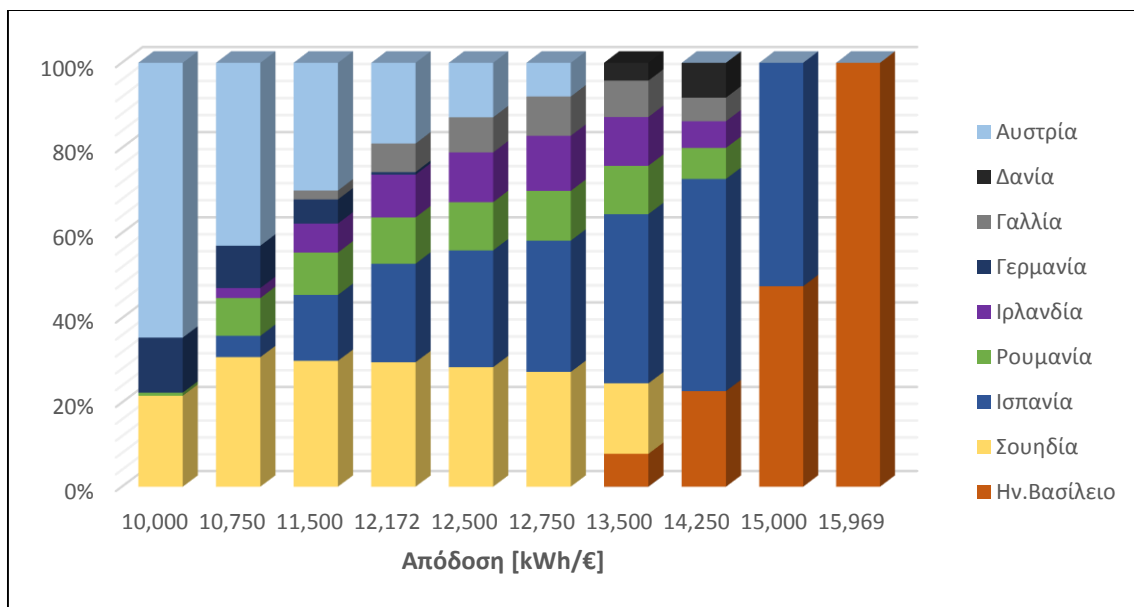
- AT : Αυστρία
- DK : Δανία
- FR : Γαλλία
- DE : Γερμανία
- IE : Ιρλανδία
- RO : Ρουμανία
- ES : Ισπανία
- SE : Σουηδία
- UK : Ην.Βασίλειο

Με βάση τους παραπάνω 2 πίνακες και ανάλογα με την προηγούμενη περίπτωση (απλοποιημένο μοντέλο), κατασκευάστηκε το ακόλουθο αποδοτικό σύνορο:



Σχήμα 4.7 – Αποδοτικό σύνορο (efficient frontier) σύμφωνα με το σύνθετο μοντέλο και ωριαία βάση δεδομένων

Ορισμένα χαρτοφυλάκια τα οποία απαρτίζουν το παραπάνω διάγραμμα είναι :



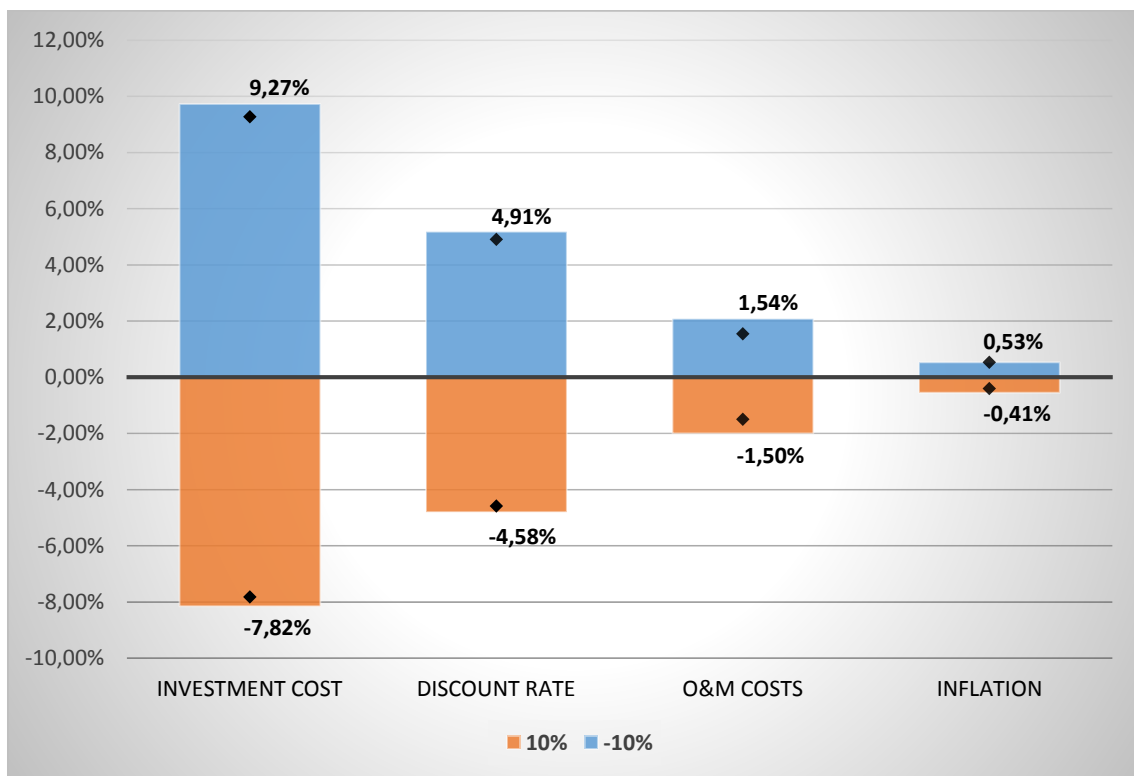
Σχήμα 4.8 – Χαρτοφυλάκια που απαρτίζουν το αποδοτικό σύνορο του σύνθετου μοντέλου και ωριαία βάση δεδομένων

4.2 Ανάλυση Ευαισθησίας

Με βάση τη μεθοδολογία που παρουσιάστηκε στο προηγούμενο κεφάλαιο, τα αποτελέσματα της ανάλυσης ευαισθησίας έχουν ως εξής:

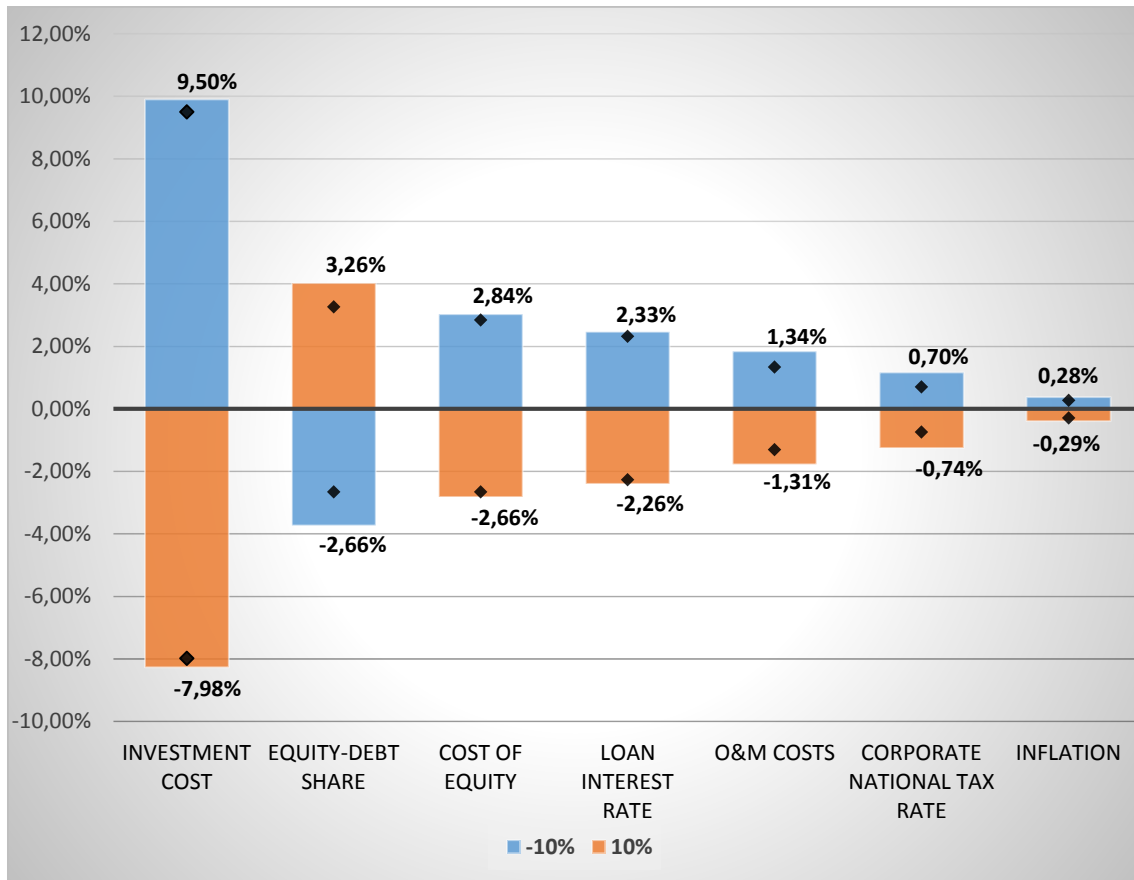
(Επειδή οι μεταβολές που παρατηρήθηκαν στη μέση απόδοση της κάθε χώρας, μεταξύ ημερήσιων και ωριαίων δεδομένων, είναι ίδιες (κατά τη πραγματοποίηση της ανάλυσης ευαισθησίας), θα παρουσιαστούν τα διαγράμματα μία φορά για το απλοποιημένο μοντέλο και μία φορά για το σύνθετο μοντέλο (και όχι ξεχωριστά για ημερήσια και ωριαία δεδομένα))

4.2.1 Απλοποιημένο Μοντέλο



Σχήμα 4.9 – Ανάλυση ευαισθησίας βασικών παραμέτρων εισόδου απλοποιημένου μοντέλου

4.2.2 Σύνθετο Μοντέλο



Σχήμα 4.10 – Ανάλυση ευαισθησίας βασικών παραμέτρων εισόδου σύνθετου μοντέλου

Στο διάγραμμα του απλοποιημένου μοντέλου ισχύει:

- Investment Cost = Κόστος επένδυσης
- Discount Rate = Προεξοφλητικό επιτόκιο
- O&M Costs = Κόστος συντήρησης και λειτουργίας
- Inflation = Πληθωρισμός

Στο διάγραμμα του σύνθετου μοντέλου ισχύει:

- Investment Cost = Κόστος επένδυσης
- Equity-Debt Share = Ποσοστό χρηματοδότησης από ίδια κεφάλαια/Δανεισμό
- Cost of Equity = Κόστος κεφαλαίου
- Loan interest rate = Επιτόκιο αγοράς δανείων
- O&M Costs = Κόστος συντήρησης και λειτουργίας
- Corp. Nat. Tax Rate = Φορολογικός συντελεστής
- Inflation = Πληθωρισμός

Κεφάλαιο 5 – Συμπεράσματα Μελέτης και Προοπτικές

Στο **Κεφάλαιο 5** θα παρουσιαστούν τα συμπεράσματα της μελέτης μας και θα διατυπωθούν κάποιες προτάσεις για την εξέλιξη της παρούσας εργασίας.

Πιο συγκεκριμένα, το κεφάλαιο 5 περιλαμβάνει τις παρακάτω παραγράφους:

Παράγραφος 5.1 – Σχολιασμός αποτελεσμάτων κεφαλαίου 4 και διατύπωση συμπερασμάτων

Παράγραφος 5.2 – Προτάσεις για μελλοντική εξέλιξη της παρούσας εργασίας

5.1 Συμπεράσματα Μελέτης

Στην παρούσα μελέτη, εφαρμόστηκε η σύγχρονη θεωρία χαρτοφυλακίου, όπως αυτή διατυπώθηκε από τον Markowitz το 1952, για τον προσδιορισμό των βέλτιστων χαρτοφυλακίων αιολικής ενέργειας που μεγιστοποιούν την απόδοση για κάθε δεδομένο επίπεδο κινδύνου. Ως μέτρο απόδοσης των χαρτοφυλακίων χρησιμοποιήθηκε ο αντίστροφος του σταθμισμένου κόστους της ηλεκτρικής ενέργειας ($\frac{1}{LCOE} \sim \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$) και ως μέτρο κινδύνου των χαρτοφυλακίων, η τυπική απόκλιση του δείκτη απόδοσης. Σκοπός της εργασίας μας είναι η εύρεση των χαρτοφυλακίων που παράγουν τον μεγαλύτερο αριθμό kWh για κάθε ευρώ που επενδύεται, ελαχιστοποιώντας παράλληλα τον κίνδυνο.

Ένα από τα κύρια χαρακτηριστικά της μελέτης μας, είναι η αξιοποίηση της γεωγραφικής διαφοροποίησης για την μείωση της επίδρασης της μεταβλητότητας που χαρακτηρίζει την αιολική παραγωγή και την σταθεροποίηση της απόδοσης γύρω από μια μέση τιμή. Η γεωγραφική διαφοροποίηση του χαρτοφυλακίου επιτεύχθηκε με την κατανομή των διαθέσιμων οικονομικών πόρων, όχι σε μια χώρα, αλλά σε εννέα διαφορετικές Ευρωπαϊκές χώρες. Την Αυστρία, Δανία, Γαλλία, Γερμανία, Ιρλανδία, Ρουμανία, Ισπανία, Σουηδία και Ηνωμένο Βασίλειο. Με τον τρόπο αυτό, αξιοποιήθηκαν οι συντελεστές συσχέτισης μεταξύ των εννέα χωρών και επομένως, με την προσθήκη στο χαρτοφυλάκιο χωρών που έχουν χαμηλό συντελεστή συσχέτισης μεταξύ τους, μειώθηκε ο συνολικός κίνδυνος του τελικού χαρτοφυλακίου.

Ακόμη, η μελέτη αντιμετώπισε το πρόβλημα της βέλτιστης κατανομής των οικονομικών πόρων κατασκευάζοντας δύο διαφορετικά μοντέλα για τον υπολογισμό του σταθμισμένου κόστους της ηλεκτρικής ενέργειας. Αρχικά, ένα απλοποιημένο, στο οποίο λαμβάνεται υπόψη το κόστος επένδυσης και το κόστος λειτουργίας και συντήρησης των ανεμογεννητριών σε κάθε χώρα, καθώς και ο δείκτης πληθωρισμού και το προεξοφλητικό επιτόκιο. Στη συνέχεια, κατασκευάστηκε ένα σύνθετο μοντέλο, στο οποίο λαμβάνονται υπόψη περισσότερες χρηματοοικονομικές παράμετροι όπως το ποσοστό χρηματοδότησης από ίδια κεφάλαια και δανεισμό, ο φορολογικός συντελεστής και η διάρκεια του δανείου που απαιτείται για την χρηματοδότηση της επένδυσης. Δηλαδή, παράμετροι που θα ενδιέφεραν έναν επενδυτή που θέλει να επενδύσει σε χαρτοφυλάκια αιολικής ενέργειας.

Με βάση τα αποτελέσματα που παρουσιάστηκαν στο προηγούμενο κεφάλαιο, μπορούμε να καταλήξουμε στα ακόλουθα συμπεράσματα.

5.1.1 Μέση Απόδοση και Τυπική Απόκλιση της Κάθε Χώρας

Αρχικά, παρατηρούμε ότι οι τιμές του δείκτη απόδοσης στην περίπτωση του σύνθετου μοντέλου είναι χαμηλότερες από ότι στην περίπτωση του απλοποιημένου μοντέλου. Το γεγονός αυτό ήταν αναμενόμενο, καθώς σύνθετο μοντέλο λαμβάνονται υπόψη περισσότερες χρηματοοικονομικές παράμετροι για την αξιολόγηση την απόδοση της επένδυσης, όπως το ποσοστό χρηματοδότησης από ίδια κεφάλαια και από δανεισμό και το ύψος του φορολογικού συντελεστή. Ακόμη, παρατηρούμε ότι είτε λαμβάνουμε υπόψη

μας τα ημερήσια δεδομένα είτε τα ωριαία δεδομένα, η μέση τιμή του δείκτη $\frac{1}{LCOE}$ παραμένει ίδια και στα δύο μοντέλα, ενώ η τυπική απόκλιση αυξάνει στην περίπτωση των ωριαίων δεδομένων.

Η διάταξη των χωρών, από τη μεγαλύτερη απόδοση προς τη μικρότερη απόδοση, παραμένει σταθερή και στις τέσσερις περιπτώσεις. Μόνο στην 2^η περίπτωση, εναλλάσσεται η θέση της Ρουμανίας με τη Σουηδία. Καλύτερη χώρα από άποψη απόδοσης είναι το Ηνωμένο Βασίλειο και, όπως ήταν αναμενόμενο, παρουσιάζει και τη μεγαλύτερη τυπική απόκλιση. Τη μικρότερη απόδοση και κατ' επέκταση τη μικρότερη τυπική απόκλιση, παρουσιάζει η Αυστρία. Αν και τη μεγαλύτερη μέση τιμή του συντελεστή λειτουργίας την παρουσιάζει η Ιρλανδία (το Ηνωμένο Βασίλειο παρουσιάζει τη 2^η μεγαλύτερη τιμή του συντελεστή λειτουργίας), από άποψη απόδοσης η Ιρλανδία είναι τέταρτη σε σειρά. Αυτό οφείλεται στο ότι η απόδοση δεν εξαρτάται μόνο από τη μέση τιμή του συντελεστή λειτουργίας, αλλά και από παραμέτρους όπως το κόστος επένδυσης, το κόστος συντήρησης και λειτουργίας και άλλες οικονομικές παραμέτρους. Παρόμοια με την Ιρλανδία, έτσι και η Σουηδία, αν και έχει τη 3^η μεγαλύτερη τιμή του συντελεστή λειτουργίας, βρίσκεται στην 7^η θέση της κατάταξης με βάση την απόδοση (6^η στην 2^η περίπτωση μελέτης). Τέλος, αξίζει να σημειώσουμε ότι οι τρεις χώρες που παρουσιάζουν τη μικρότερη μέση τιμή του συντελεστή λειτουργίας (Αυστρία, Γερμανία, Ρουμανία), παρουσιάζουν και μικρότερη απόδοση σε σχέση με τις υπόλοιπες χώρες.

5.1.2 Συντελεστές Συσχέτισης Μεταξύ των Χωρών

Με βάση τους πίνακες των συντελεστών συσχέτισης σε κάθε περίπτωση, παρατηρούμε αρχικά ότι οι πίνακες συσχέτισης που προκύπτουν με βάση τα ωριαία δεδομένα (και για το απλοποιημένο και για το σύνθετο μοντέλο) είναι ταυτόσημοι. Το ίδιο ισχύει και για τους πίνακες συσχέτισης που προκύπτουν με βάση τα ημερήσια δεδομένα. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι οι τύποι υπολογισμού των όρων $\frac{1}{LCOE}$, σε κάθε περίπτωση, αποτελούνται μόνο από σταθερούς όρους. Η μόνη παράμετρος που μεταβάλλεται είναι ο συντελεστής λειτουργίας. Επομένως, αφού οι χρονοσειρές των συντελεστών λειτουργίας είναι ίδιοι στα ημερήσια δεδομένα και για τον επενδυτή και σε εθνικό επίπεδο και το ίδιο ισχύει και για τις χρονοσειρές των συντελεστών λειτουργίας στα ωριαία δεδομένα, είναι λογικό ότι οι συντελεστές συσχέτισης θα είναι ίδιοι για τα ημερήσια δεδομένα και ίδιοι για τα ωριαία δεδομένα.

Παρατηρούμε ότι στην περίπτωση των ωριαίων δεδομένων, όπου το πλήθος των στοιχείων που απαρτίζουν τις χρονοσειρές είναι πολύ μεγαλύτερος, οι συντελεστές συσχέτισης είναι ελαφρώς μικρότεροι από ότι στην περίπτωση των ημερήσιων δεδομένων. Ακόμη, παρατηρούμε ότι τα ζεύγη χωρών : (Ην.Βασίλειο-Ιρλανδία), (Γαλλία-Γερμανία), (Δανία-Γερμανία) και (Σουηδία-Δανία) παρουσιάζουν τους υψηλότερους συντελεστές συσχέτισης (>0,5), γεγονός το οποίο και ήταν αναμενόμενο, λόγω της γεωγραφικής θέσης τους ως προς τις άλλες (συνορεύουν). Αντίστοιχα, τα ζεύγη χωρών : (Ρουμανία-Γαλλία), (Ισπανία-Σουηδία), (Ισπανία-Δανία), (Ισπανία-Ιρλανδία), (Ιρλανδία-Αυστρία) και (Ρουμανία-Σουηδία) παρουσιάζουν σχεδόν μηδενικό

συντελεστή συσχέτισης ($<0,05$), γεγονός το οποίο και ήταν αναμενόμενο, λόγω της πολύ μεγάλης μεταξύ τους απόστασης.

Τέλος, να σημειώσουμε ότι στην περίπτωση των ημερησίων δεδομένων το μεγαλύτερο συντελεστή συσχέτισης παρουσιάζει το ζεύγος (Ην.Βασίλειο-Ιρλανδία), ακολουθούμενο από το ζεύγος (Δανία-Σουηδία) και το μικρότερο συντελεστή συσχέτισης το ζεύγος (Ρουμανία-Γαλλία), ενώ στην περίπτωση των ωριαίων δεδομένων το μεγαλύτερο συντελεστή συσχέτισης παρουσιάζει το ζεύγος (Δανία-Σουηδία), ακολουθούμενο από το ζεύγος (Ην.Βασίλειο-Ιρλανδία) και το μικρότερο συντελεστή συσχέτισης το ζεύγος (Ρουμανία-Γαλλία). Η διαφορά αυτή οφείλεται στο διαφορετικό πλήθος του συνόλου των στοιχείων από τα οποία αποτελούνται οι χρονοσειρές, για τις οποίες υπολογίζονται οι συντελεστές συσχέτισης, σε κάθε περίπτωση.

5.1.3 Αποδοτικά Σύνορα – Βέλτιστα Χαρτοφυλάκια

Με βάση τα διαγράμματα των αποδοτικών συνόρων και των χαρτοφυλακίων που παρουσιάστηκαν στο προηγούμενο κεφάλαιο, μπορούμε να καταλήξουμε στα παρακάτω συμπεράσματα :

- Τα ποσοστά συμμετοχής της κάθε χώρας σε κάθε χαρτοφυλάκιο, απεικονίζονται στο διάγραμμα των χαρτοφυλακίων. Τα ποσοστά συμμετοχής της κάθε χώρας, αντιπροσωπεύουν το ποσοστό του ποσού που θα επενδυθεί στην εκάστοτε χώρα. Για παράδειγμα, στην περίπτωση του απλοποιημένου μοντέλου και για ημερήσια δεδομένα, εάν διαθέταμε ένα εκατομμύριο ευρώ, 206.000 ευρώ θα επενδύονταν στην Αυστρία (για το χαρτοφυλάκιο απόδοσης 13,103 kWh/€).
- Το χαρτοφυλάκιο ελαχίστου κινδύνου είναι το τέταρτο χαρτοφυλάκιο στη σειρά. Παρατηρούμε ότι χαρακτηρίζεται από υψηλή διαφοροποίηση μεταξύ των χωρών. Δηλαδή, το επενδύόμενο ποσό θα κατανεμηθεί μεταξύ πολλών χωρών.
- Το χαρτοφυλάκιο μέγιστης απόδοσης είναι το τελευταίο χαρτοφυλάκιο. Παρατηρούμε ότι απαρτίζεται μόνο από το Ηνωμένο Βασίλειο, γεγονός το οποίο ήταν αναμενόμενο, αφού το Ηνωμένο Βασίλειο παρουσιάζει τη μεγαλύτερη απόδοση από όλες τις χώρες. Φυσικά, αυτό συνεπάγεται ότι το χαρτοφυλάκιο μέγιστης απόδοσης χαρακτηρίζεται και από το μεγαλύτερο κίνδυνο. Η απόδοση και η τυπική απόκλιση του χαρτοφυλακίου, ισούται με την απόδοση και τυπική απόκλιση του Ην.Βασιλείου, αφού το 100% του ποσού που διαθέτουμε επενδύεται στη χώρα αυτή.
- Τα χαρτοφυλάκια που βρίσκονται πάνω στην κόκκινη καμπύλη δεν είναι βέλτιστα, καθώς για την ίδια τυπική απόκλιση (κίνδυνος) μπορούμε να πετύχουμε μεγαλύτερες αποδόσεις (μπλε καμπύλη).
- Τα τρία πρώτα χαρτοφυλάκια, σε κάθε περίπτωση, βρίσκονται πάνω στην κόκκινη καμπύλη.

- Η Γερμανία συμμετέχει μόνο στα μη βέλτιστα χαρτοφυλάκια.
- Τα υψηλής απόδοσης χαρτοφυλάκια (άρα και κινδύνου) αποτελούνται κυρίως από Ην.Βασίλειο και Ισπανία. Δηλαδή, τις χώρες που παρουσιάζουν τη μεγαλύτερη απόδοση. Παρατηρούμε ότι χαρακτηρίζονται από μικρότερη διαφοροποίηση σε σχέση με τα χαρτοφυλάκια χαμηλής απόδοσης – χαμηλού κινδύνου.
- Τα χαρτοφυλάκια που παρουσιάζουν υψηλή διαφοροποίηση (τέταρτο και πέμπτο), παρουσιάζουν και το μικρότερο κίνδυνο, αλλά χαρακτηρίζονται από χαμηλές αποδόσεις.
- Η Αυστρία που έχει τη μικρότερη απόδοση από όλες τις χώρες (άρα και τη μικρότερη τυπική απόκλιση), παρουσιάζει υψηλό ποσοστό συμμετοχής στα μη βέλτιστα χαρτοφυλάκια, ενώ το ποσοστό αυτό συνεχώς μειώνεται καθώς η απόδοση των χαρτοφυλακίων αυξάνει. Το ίδιο ισχύει και για τη Σουηδία, η οποία επίσης έχει μικρό βαθμό απόδοσης.
- Η Δανία, Γαλλία και Ιρλανδία, χώρες οι οποίες παρουσιάζουν μέτρια απόδοση, έχουν χαμηλά ποσοστά συμμετοχής (<15%) στα βέλτιστα χαρτοφυλάκια.

Παρατηρούμε ότι τα συμπεράσματα που προκύπτουν, ισχύουν και για τις τέσσερις περιπτώσεις που έχουμε μελετήσει. Το γεγονός αυτό ήταν αναμενόμενο αφού, όπως έχουμε αναφέρει και προηγουμένως, η διάταξη των χωρών με βάση την απόδοσή τους παραμένει ίδια σε όλες τις περιπτώσεις. Η κύρια διαφορά μεταξύ απλοποιημένο μοντέλο και σύνθετου μοντέλου είναι στο ότι οι τιμές απόδοσης των χαρτοφυλακίων του σύνθετου μοντέλου είναι πιο μικρές για το ίδιο επίπεδο κινδύνου, ενώ η κύρια διαφορά μεταξύ ημερήσιων και ωριαίων δεδομένων είναι στο ότι τα χαρτοφυλάκια που έχουν προσδιοριστεί με βάση τα ωριαία δεδομένα, έχουν μεγαλύτερο κίνδυνο για το ίδιο επίπεδο απόδοσης.

Η επιλογή του τελικού χαρτοφυλακίου επένδυσης από τον επενδυτή, βασίζεται στο βαθμό αποστροφής προς τον κίνδυνο που τον χαρακτηρίζει. Σε περίπτωση μικρής αποστροφής προς τον κίνδυνο, θα προτιμηθούν χαρτοφυλάκια υψηλής απόδοσης/υψηλού κινδύνου (π.χ. τρία τελευταία χαρτοφυλάκια), ενώ σε περίπτωση μεγάλης αποστροφής προς τον κίνδυνο, θα προτιμηθούν χαρτοφυλάκια χαμηλής απόδοσης/χαμηλού κινδύνου (π.χ. τέταρτο και πέμπτο χαρτοφυλάκιο). Στην πρώτη περίπτωση, τα χαρτοφυλάκια χαρακτηρίζονται από μικρότερο βαθμό γεωγραφικής διαφοροποίησης σε σχέση με τα χαρτοφυλάκια της δεύτερης περίπτωσης. Το μόνο σίγουρο είναι, ότι το τελικό χαρτοφυλάκιο θα πρέπει να βρίσκεται πάνω στο αποδοτικό σύνορο.

5.1.4 Ανάλυση Εναισθησίας

Σύμφωνα με τα διαγράμματα που παρουσιάστηκαν στο προηγούμενο κεφάλαιο, μπορούμε να καταλήξουμε στα παρακάτω συμπεράσματα:

➤ Απλοποιημένο Μοντέλο

Παρατηρούμε ότι η παράμετρος που επηρεάζει περισσότερο την μέση απόδοση της κάθε χώρας, είναι το αρχικό κόστος της επένδυσης. Το αποτέλεσμα αυτό ήταν αναμενόμενο, καθώς όπως έχει προαναφερθεί σε προηγούμενο κεφάλαιο, τα έργα αιολικής ενέργειας αποτελούν επενδύσεις έντασης κεφαλαίου (capital intensive investments). Περίπου το 80% του συνολικού κόστους των αιολικών έργων αποτελεί η αρχική επένδυση. Επομένως, είναι λογικό η μεταβολή στη παράμετρο του αρχικού κόστους της επένδυσης να επηρεάζει περισσότερο (~7-9%) την απόδοση των χωρών. Αμέσως μετά ακολουθεί το προεξοφλητικό επιτόκιο με επιρροή της τάξης του 4-5%, το κόστος λειτουργίας και συντήρησης με 1-2% και τέλος ο πληθωρισμός με 0-0,5%.

Ακόμη, με βάση το διάγραμμα παρατηρούμε ότι μείωση της τιμής της κάθε παραμέτρου, οδηγεί πάντα σε αύξηση της μέσης απόδοσης, ενώ αύξηση της τιμής, οδηγεί σε μείωση της μέσης απόδοσης. Το γεγονός αυτό οφείλεται στο ότι μείωση του κόστους επένδυσης, του κόστους συντήρησης και λειτουργίας, του προεξοφλητικού επιτοκίου και του πληθωρισμού, σημαίνει ότι η παραγωγή της κάθε kWh είναι πιο φθηνή σε σχέση με πριν και επομένως για κάθε ευρώ που επενδύουμε, μπορούμε να παράγουμε περισσότερες kWh.

➤ Σύνθετο Μοντέλο

Όπως και στην προηγούμενη περίπτωση, η παράμετρος που επηρεάζει περισσότερο την μέση απόδοση της κάθε χώρας, είναι το αρχικό κόστος της επένδυσης με 8-9%. Αμέσως μετά ακολουθεί το ποσοστό χρηματοδότησης από ίδια κεφάλαια και δανεισμό με 2-4%, το κόστος κεφαλαίου με 2-3% και το επιτόκιο αγοράς δανείων με 2-3%. Τέλος, ακολουθούν τα κόστη συντήρησης και λειτουργίας, ο φορολογικός συντελεστής και ο πληθωρισμός, με ποσοστά 1-1,5%, 0,5-1% και 0-0,5% αντίστοιχα. Επομένως, μπορούμε να καταλήξουμε στο συμπέρασμα ότι το αρχικό κόστος της επένδυσης παίζει, κατά μακράν το πιο μεγάλο ρόλο στην τιμή της μέσης απόδοσης.

Παρατηρούμε ότι μείωση του κόστους επένδυσης, του κόστους συντήρησης και λειτουργίας, του κόστους κεφαλαίου, του επιτοκίου αγοράς δανείων, του πληθωρισμού και του φορολογικού συντελεστή, οδηγεί σε αύξηση της μέσης απόδοσης, ενώ αύξηση των παραπάνω παραμέτρων οδηγεί σε μείωση της μέσης απόδοσης. Αντίθετα, μείωση του ποσοστού χρηματοδότησης από ίδια κεφάλαια (άρα αύξηση του ποσοστού χρηματοδότησης από δανεισμό), οδηγεί σε μείωση της μέσης απόδοσης. Αυτό οφείλεται στο ότι αύξηση της χρηματοδότησης από δανεισμό σημαίνει αύξηση του δανείου που πρέπει να πάρει ο επενδυτής και επομένως αύξηση του κόστους της κάθε παραχθείσας kWh. Επομένως, ο αριθμός των kWh που μπορούν να παραχθούν για κάθε επενδύσιμο ευρώ, μειώνεται. Μάλιστα, παρατηρούμε ότι το ποσοστό χρηματοδότησης από ίδια κεφάλαια και από δανεισμό, αποτελεί το δεύτερο κρισιμότερο παράγοντα της μέσης απόδοσης.

5.2 Προοπτικές

Στην παρούσα εργασία έχουν ληφθεί υπόψη μόνο τα κόστη που συμπεριλαμβάνονται στην αιολική ενέργεια. Θα ήταν ενδιαφέρον, να ληφθούν υπόψη και τα έσοδα που προκύπτουν από την πώληση της παραχθείσας ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς και από τα έσοδα που προκύπτουν από τις διάφορες πολιτικές προώθησης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας από τις διάφορες χώρες που συμμετέχουν στο χαρτοφυλάκιο. Παραδείγματα πολιτικών προώθησης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας είναι τα πράσινα πιστοποιητικά (green certificates), τα feed-in tariffs και οι φορολογικές ελαφρύνσεις. Ακόμη, στην περίπτωση του επενδυτή, θα μπορούσαν να ληφθούν υπόψη οι διάφορες επιχορηγήσεις που προσφέρονται από τα κράτη, τις τράπεζες και διάφορους οργανισμούς υποστήριξης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, ώστε να μειωθεί το αρχικό κόστος κεφαλαίου. Επίσης, αξίζει να ληφθούν υπόψη και οι διαφορετικοί τρόποι χρηματοδότησης των επενδύσεων σε ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, όπως η χρηματοδότηση από τρίτους, δάνεια, διεθνή προγράμματα (π.χ. Clean Development Mechanism – CDM), “πράσινες” τράπεζες επενδύσεων (Green investment banks), δημόσια ή ιδιωτικά ομόλογα (public or private sector bonds – structured finance), επιχορηγήσεις και κεφάλαια μεγάλων επενδύσεων (Large investment funds).

Μια άλλη πιθανή μελλοντική εξέλιξη της παρούσας εργασίας, είναι η προσθήκη και άλλων χωρών στο χαρτοφυλάκιο. Θα ήταν ενδιαφέρον να ερευνηθεί ο βαθμός στον οποίο η γεωγραφική διαφοροποίηση μπορεί να βοηθήσει στην δημιουργία χαρτοφυλακίων μέγιστης απόδοσης/ελαχίστου κινδύνου, σε ηπείρους όπως η Αμερική, η Ασία και η Αφρική. Δηλαδή, η προσθήκη και ανεπτυγμένων χωρών και αναπτυσσόμενων χωρών στο μείγμα παραγωγής.

Τέλος, ο προσδιορισμός και άλλων οικονομικών δεικτών απόδοσης και κινδύνου χαρτοφυλακίων, αποτελεί μια άλλη καλή μελλοντική εξέλιξη της παρούσας εργασίας.

Οικονομικοί δείκτες απόδοσης που θα μπορούσαν να χρησιμοποιηθούν είναι:

- Καθαρή Παρούσα Αξία (ΚΠΑ)
- Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (EBA)
- Δείκτης Αποδοτικότητας (ΔΑ)
- Απόδοση Επένδυσης (Return on Investment – ROI)

Άλλοι δείκτες κινδύνου που θα μπορούσαν να χρησιμοποιηθούν είναι:

- Μέση Απόλυτη Απόκλιση
- Συντελεστής Alpha (Alpha Coefficient)
- Συντελεστής Βήτα (Beta Coefficient)
- R-Τετράγωνο (R-Squared - R^2)
- Δείκτης Sharpe (Sharpe Ratio)
- Αξία σε Κίνδυνο (Value at Risk - VaR)
- Αξία σε Κίνδυνο υπό όρους (Conditional Value at Risk – CvaR)

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

Ελληνική

Σταϊκούρας Χ. Τραπεζική Χρηματοοικονομική. Οικονομικό Πανεπιστήμιο Αθηνών, Αθήνα, 2005.

Ξένα

- Adams T., Cadieux F. 2009. Wind power in Ontario: Quantifying the benefits of geographic diversity. Engineering Institute of Canada. 2nd Climate Change Technology Conference, May 12-15. McMaster University.
- Albrecht J., 2007. The future role of photovoltaics: A learning curve versus portfolio perspective. *Energy Policy* (35), pp. 2296-2304.
- Allan G., Eromenko I., McGregor P., Swales K. 2011. The regional electricity generation mix in Scotland: A portfolio selection approach incorporating marine technologies. *Energy Policy* (39), pp. 6-22
- Awerbuch, S., 2000a. Investing in Photovoltaics: risk, accounting and the value of new technology. *Energy Policy* 28 (14).
- Awerbuch, S., 1995. Market-based IRP: It's easy!!! . *The Electric Journal* 8, pp. 50–67.
- Awerbuch, S., Berger, M., 2003. Energy Security and Diversity in the EU: A Mean – Variance Portfolio Approach. IEA Research Paper, Paris.
- Awerbuch, S., 2004a. Portfolio-Based Electricity Generation Planning: Policy Implications for Renewables and Energy Security. SPRU.
- Bar-Lev, D., Katz, S., 1976. A portfolio approach to fossil fuel procurement in the electric utility industry. *Journal of Finance*, pp. 933–947.
- Behrens S., Hayward J., Hemer M., Osman P. 2012. Assessing the wave energy converter potential for Australian coastal regions. *Renewable Energy* (43), pp. 210-217.
- Beltran H. 2009. Modern Portfolio Theory Applied To Electricity Generation Planning. Unpublished thesis, University of Illinois at Urbana-Champaign.
- Bhattacharya A., Kojima S., 2012. Power sector investment risk and renewable energy: A Japanese case study using portfolio risk optimization method. *Energy Policy* (40), pp. 69-80
- Bilal B.O., Sambou V., Kébé C.M.F, Ndiaye P.A., Ndongo M. 2012. Methodology to Size an Optimal Stand-Alone PV/wind/diesel/battery System Minimizing the Levelized cost of Energy and the CO₂ Emissions. *Energy Procedia* (14), pp. 1636-1647.
- Blanco M.I. 2009. The economics of wind energy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (13), p. 1372-1382.
- Blum N.Y., Wakeling R.S., Schmidt T.S. 2013. Rural electrification through village grids – Assessing the cost competitiveness of isolated renewable energy technologies in Indonesia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (22), pp. 482-496.
- Bollerslev T. 1986. “Generalized autoregressive Conditional Heteroskedasticity.” *Journal of Econometrics* (31), pp. 307-327.
- Borchert J., Schemm R. 2007. Einsatz der Portfolio theorie im Asset Allokations-Prozess am Beispiel eines fiktiven Anlagerraums von Windkraftstandorten. *Zeitschrift für Energywirtschaft* 31(4), pp. 311-322
- Borgert K.J., Rubin E.S. 2013. Oxyfuel combustion: technical and economic considerations for the development of carbon capture from pulverized coal power plants. *Energy Procedia* (37), pp. 1291-1300.
- Bradfield D.: “Investment Basics, on estimating the beta coefficient”, *Investment Analysts Journal*, No 57/2003, pp. 47-53.
- Branker K., Pathak M.J.M., Pearce J.M. 2011. A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (15), pp. 4470-4482.
- Brooks, C. and Kat, H., (2002). “The statistical properties of hedge fund index returns and their implications for investors”, *Journal of Alternative Investments*, 5, pp. 26-44.
- Byrne, P and Lee, S., (2004). “Different risk measures: Different portfolio compositions?” *Journal of Property Investment & Finance*, Vol. 22, Issue 6, pp. 501-511.

- Chaves-Schwintek P. 2011. The Modern Portfolio Theory Applied to Wind Farm Financing. DEWI GmbH, Oldenburg. DEWI Magazin No.38.
- Climate Protection and Growth / Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU)
- Degeilh Y., Singh C. 2011. A quantitative approach to wind farm diversification and reliability. *Electrical Power and Energy Systems* (33), pp. 303-314.
- Degeilh Y. 2009. Wind farm diversification and its impact on power system reliability. Thesis, Texas A&M University, Master of Science.
- Delarue, E., De Jonghe, C., Belmans, R., D'haeseleer, W., 2010. Applying portfolio theory on the electricity sector: energy versus power. *Energy Econ.* 33 (1), pp. 12–23.
- Deloitte – Overview of business valuation parameters in the energy industry, Edition No.1 – 2013.
- DeLaquil, P., Awerbuch, S., Stroup, K., 2005. A portfolio-risk analysis of electricity supply options in the common wealth of Virginia. Chesapeake Climate Action Network Report.
- De Oliveira, F.A., DePaiva A.P., Marangón-Lima, J.W., Balestrassi P.P., Amaury Mendes. 2011. Portfolio optimization using mixture design of experiments: scheduling trades within electricity markets. *Energy Economics* 33, pp. 24–32.
- De Oliveira W.S., Fernandes A.J., Gouveia J.J.B. 2011. Economic metrics for wind energy projects. *International Journal of Energy and Environment*, Volume 2, Issue 6, p. 1013-1038.
- De Roo G., Parsons J.E. 2011. A methodology for calculating levelized cost of electricity in nuclear power systems with fuel recycling. *Energy Economics* (33), pp. 826-839.
- Diakov V. 2012. The value of Geographic Diversity of Wind and Solar: Stochastic Geometry Approach. National Renewable Energy Laboratory. 2012 World Renewable Energy Forum. Denver, Colorado.
- Doing Business – An overview of the Romanian electricity market, report by PwC Romania
- Drake B., Hubacek K. 2007. What to expect from a greater geographic dispersion of wind farms? – A risk portfolio approach. *Energy Policy* (35), pp. 3999-4008.
- EirGrid Group Annual renewable report 2013 – Towards a Smart, Sustainable Energy Future
- Energy in Ireland - Key Statistics 2012 / Sustainable energy authority of Ireland
- Energy Policies of IEA Countries / Austria 2007
- Energy Policies of IEA Countries / Ireland 2012 Review
- Energy Reforms on Path to Success / Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU)
- Energy Strategy 2050 – from coal, oil and gas to green energy / The Danish Government 2011
- Engle R.F. 1982. “Autoregressive Conditional Heteroskedasticity with Estimates of the Variance of United Kingdom Inflation.” *Econometrica* 50(4), pp. 987-1007.
- Environmental report for Danish electricity and CHP 2012 / energinet.dk
- First Monitoring Report “Energy of the Future / Federal Ministry of Economics and Technology & Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU)
- Fraunhofer ISE – Levelized cost of electricity renewable energy technologies (2013).
- Fuel Mix Disclosure 2013 / Department of Energy & Climate Change - gov.uk
- Fuss S., Szolgayova J., Khabarov N., Obersteiner M., 2012. Renewables and climate change mitigation: Irreversible energy investment under uncertainty and portfolio effects. *Energy Policy* (40), pp. 59-68
- Garrison R.H, Noreen E.W. *Managerial Accounting*. Tenth Edition. 2003. ISBN 978-0072528787
- Giebel G. 2000. Equalizing Effects of the Wind Energy Production in Northern Europe Determined from Reanalysis Data. Riso National Laboratory, Roskilde.
- Global CCS Institute – Levelized Cost of Electricity.
- Gökçek M., Genç M.S. 2009. Evaluation of electricity generation and energy cost of wind energy conversion systems (WECSs) in Central Turkey. *Applied Energy* (86), pp. 2731-2739.
- Gökğöz F., Atmaca M.E. 2012. Financial optimization in the Turkish electricity market: Markowitz's mean-variance approach. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (16), pp. 357-368.
- Gotham, D., Muthuraman, K., Preckel, P., Rardin, R., Ruangpattana, S., 2009. A load factor based mean – variance analysis for fuel diversification. *Energy Economics* 31, pp. 249–256.
- Heptonstall P. A review of electricity unit cost estimates. UK Energy Research Centre. Working paper, December 2006 – Updated May 2007.

- He F., Zhao Z., Yuan L. 2012. Impact of inverter configuration on energy cost of grid-connected photovoltaic systems. *Renewable Energy* (41), pp. 328-335.
- Heffels T., McKenna R., Fichtner W. 2014. An ecological and economic assessment of absorption-enhanced-reforming (AER) biomass gasification. *Energy Conversion and Management* (77), pp. 535-544.
- Hernández-Moro J., Martínez-Duart J.M. 2012. CSP electricity cost evolution and grid parities based on the IEA roadmaps. *Energy Policy* (41), pp. 184-192.
- Hernández-Moro J., Martínez-Duart J.M. 2013. Analytical model for solar PV and CSP electricity costs: Present LCOE values and their future evolution. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (20), pp. 119-132.
- Hinkley J.T., Hayward J.A., Curtin B., Wonhas A., Boyd R., Grima C., Tadros A., Hall R., Naicker K. 2013. An analysis of the costs and opportunities for concentrating solar power in Australia. *Renewable Energy* (57), pp. 653-661.
- Hutchby J.A. 2014. A “Moore’s Law”-like approach to roadmapping photovoltaic technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (29), pp. 883-890.
- Hoe L.W., Hafizah J.S., Zaidi I. An empirical comparison of different risk measures in portfolio optimization. *Business and Economic Horizons*. Vol.1, Issue 1, April 2010, pp. 39-45.
- Holtinen H. 2004. Optimal electricity market for wind power. *Energy Policy* (33), pp. 2052-2063.
- Holton, Glyn (2003). *Value-at-Risk: Theory and Practice*. Academic Press. ISBN 978-0-12-354010-2
- Huang, Y.-H., Wu, J.-H., 2008. A portfolio risk analysis on electricity supply planning. *Energy Policy* 36, pp. 627–641.
- Humphreys, H., McClain, K., 1998. Reducing the impacts of energy price volatility through dynamic portfolio selection. *The Energy Journal* (Num. 19), pp. 107–131.
- IEA. *Guidelines for the Economic Analysis of Renewable Energy Technology Applications*. 1991.
- IEA Wind – 2012 Annual Report
- Invest East – An Overview of the Renewable Energy Market in Romania
- IRENA 2012. *Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series*. Wind Power. International Renewable Energy Agency. Volume 1: Power Sector, Issue 5/5.
- Jansen, J.C., Beurskens, L.W.M., Tilburg, X.V., 2006. Application of Portfolio Analysis to the Dutch generating mix. Energy Research Council of Netherlands.
- Jensen M.C. (1967). The Performance of Mutual Funds in the Period 1945-1964. *Journal of Finance*, Vol.23, No. 2, pp. 389-416.
- Kidd Deborah. 2012. Value at Risk and Conditional Value at Risk: A Comparison. Investment risk and performance. CFA Institute
- Kenzlie F., Koepfel G., Stricker P., Andersson G. 2007. Efficient electricity production portfolios taking into account physical boundaries. 27th USAEE/IAEE North American Conference.
- Konno, H. (1989) Piecewise Linear Risk Functions and Portfolio Optimization, *Journal of the Operations Research Society*, Japan, 33, 139-156.
- Konno, H. and Yamazaki, H. (1991). Mean-Absolute Deviation Portfolio Optimization Model and its Applications to the Tokyo Stock Market. *Management Science*, 37, 5, 519-531.
- Konno, H. and Shirakawa, H. (1994). Equilibrium Relations in a Capital Asset Market: A Mean-Absolute Deviation Approach, *Financial Engineering and the Japanese Markets*, 1, 21-35.
- Konno, H., Waki, H. and Yuuki, A., (2002). “Portfolio optimization under lower partial risk measures”, *Asian-Pacific Financial Markets* 9 (2002), pp. 127-140.
- KPMG – Global – Corporate tax rates table.
- KPMG – Overview of the Romanian Electricity Sector: Development and Investment Opportunities (2012)
- Krey, B., Zweifel, P., 2006. Efficient Electricity Portfolios for Switzerland and the United States. University di Zurigo.
- Krey, B., Zweifel, P., 2008. Efficient Electricity Portfolios for the United States and Switzerland: An Investor View. University di Zurigo.
- Krohn S., Morthorst P.E., Awerbuch S. 2009. The Economics of Wind Energy. European Wind Energy Association.
- Lantz E., Wiser R., Hand M. 2012. The Past and Future Cost of Wind Energy. IEA Wind Task 26, Work Package 2.

- Lleo, Sébastien. 2010. "Risk Management: A Review." In *Risk Management, Foundations for a Changing Financial World*. Charlottesville, VA: Research Foundation of CFA Institute: 73-111.
- Lintner, John. 1965a. "Security Prices, Risk, and Maximal Gains from Diversification." *Journal of Finance* 20: December, pp 587-616.
- Lintner, John. 1965b. "The Valuation of Risk Assets and the Selection of Risky Investments in Stock Portfolios and Capital Budgets." *Review of Economics and Statistics* 47: pp. 13-37.
- Liu M., Wu F.F. 2007. Portfolio optimization in electricity markets. *Electric power systems research* (77), pp. 1000-1009.
- Locatelli, G., Mancini, M., 2011. Large and small baseload power plants: Drivers to define optimal portfolios. *Energy Policy* (39), pp. 7762-7775.
- Losekann L., Marrero G.A., Ramos-Real F.J., Fagundes de Almeida E.L. 2013. Efficient power generating portfolio in Brazil: Conciliating cost, emissions and risk. *Energy Policy* (62), pp. 301-314.
- Madlener R., Glensk B. (2010). Portfolio Impact of New Power Generation Investments of E.ON in Germany, Sweden and the UK. FCN Working Paper No.17/2010, Institute for Future Energy Consumer Needs and Behavior, RWTH Aachen University, November.
- Madlener, R., Wenk, C., 2008. Efficient Investment Portfolios for the Swiss Electricity Supply Sector. FCN Working Paper No. 2/2008.
- Madlener, R., Glensk, B., Raymon, P., 2009. Applying Mean-Variance Portfolio Analysis to E.ON's Power Generation Portfolio in the UK and Sweden. Institute for Future Energy Consumer Needs and Behavior.
- Mainali B., Silveira S. 2013. Alternative pathways for providing access to electricity in developing countries. *Renewable Energy* (57), pp. 299-310.
- Mari C. 2014. Hedging electricity price volatility using nuclear power. *Applied Energy* (113), pp. 615-621.
- Markowitz, H.M., 1952. Portfolio selection. *Journal of Finance* (7), pp. 77-91.
- Markowitz, H., (1959). *Portfolio selection: Efficient diversification of investments*, John Wiley & Sons, New York.
- Marrison. C. *The Fundamentals of Risk Measurement*. McGraw Hill, New York, 2002.
- Modigliani, Franco (1997). "Risk-Adjusted Performance". *Journal of Portfolio Management* 1997 (winter): 45-54.
- Modigliani, Leah (1997). "Yes, You Can Eat Risk-Adjusted Returns". *Morgan Stanley U.S. Investment Research* 1997 (March 17, 1997): 1-4.
- Monthly electrical energy overview October 2013 / Réseau de transport d'électricité – Rte
- Morthorst P.E. *Costs & Prices. Wind Energy – The Facts Volume 2.*
- Mirghaed M.R., Roshandel R. 2013. Site specific optimization of wind turbines energy cost: Iterative approach. *Energy Conversion and Management* (73), pp. 167-175.
- Munoz J.I., Sanchez de la Nieta A.A, Contreras J., Bernal-Agustin J. 2009. Optimal investment portfolio in renewable energy: The Spanish case. *Energy Policy* (37), pp. 5273-5284.
- National action plan for the promotion of renewable energies 2009-2020 / Ministry of Ecology, Sustainable Development and Energy (France)
- National Renewable Energy Action Plan – Austria
- National Renewable Energy Action Plan - Denmark
- National Renewable Energy Action Plan - France
- National Renewable Energy Action Plan - Germany
- National Renewable Energy Action Plan – Ireland
- National Renewable Energy Action Plan - Romania
- National Renewable Energy Action Plan - Spain
- National Renewable Energy Action Plan - Sweden
- National Renewable Energy Action Plan - UK
- Naughton J., Parish T., Baker J. 2013. Wind Diversity Enhancement of Wyoming/Colorado Wind Energy Projects. Wind Energy Research Center.
- Naughton J., Parish T., Baker J. 2013. Wind Diversity Enhancement of Wyoming/California Wind Energy Projects. Wind Energy Research Center.
- Ondraczek J. 2014. Are we there yet? Improving solar PV economics and power planning in developing countries: The case of Kenya. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (30), pp. 604-615.

- Park K., Dongil S., Yoon E.S. 2011. The cost of energy analysis and energy planning for emerging, fossil fuel power plants based on the climate change scenarios. *Energy* (36), pp. 3606-3612.
- Pindoriya N.M., Singh S.N., Singh S.K. 2010. Multi-objective mean-variance-skewness model for generation portfolio allocation in electricity markets. *Electric Power Systems Research* (80), pp. 1314-1321.
- Pure Power – Wind energy targets for 2020 and 2030 / European Wind Energy Association
- Ramadhan M., Naseeb A. 2011. The cost benefit analysis of implementing photovoltaic solar system in the state of Kuwait. *Renewable Energy* (36), pp. 1272-1276.
- Rao H. 2012. Variability in output and reliability of broadly distributed wind farms and solar arrays as a function of the system scale. Thesis, University of Illinois, Master of Science in Electrical & Computer Engineering.
- Renewable Energy Sources 2012 / Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU)
- Rockafellar, R.T., Uryasev, S., 2000. Optimization of conditional value at risk. *Journal of Risk* 2, 21–42.
- Rockafellar, R.T., Uryasev, S., 2002. Conditional value-at-risk for general loss distributions. *Journal of Banking & Finance* (26), p.1443–1471.
- Romanian Energy Laws – 220/2008 & 139/2010
- Romanian Energy Regulatory Authority – The Energy Sector in Romania. Present and Future.
- Roques F., Hiroux C., Saguan M. 2010. Optimal wind power deployment in Europe – A portfolio approach. *Energy Policy* (38), pp. 3245-3256.
- Roques, F., Newbery, D., Nuttall, W., 2008. Fuel mix diversification incentives in liberalized electricity markets: a mean-variance portfolio theory approach. *Energy Economics* 30, pp. 1831–1849.
- Schwabe P., Lensink S., Hand M. 2011. Multi-national Case Study of the Financial Cost of Wind Energy. IEA Wind Task 26, Work Package 1.
- Sharpe, William F. 1964. "Capital Asset Prices: A Theory of Market Equilibrium under Conditions of Risk." *Journal of Finance* 19: September, pp 425-442.
- Sharpe, W. F. (1966). "Mutual Fund Performance". *Journal of Business* 39 (S1): 119–138.
- Sharpe, W. (1971). Linear Programming Formulation of the General Portfolio Selection Problem, *Journal of Financial and Quantitative Analysis*, 8, 621-636.
- Sharpe, William F. (1994). "The Sharpe Ratio". *Journal of Portfolio Management* 1994 (fall): 49–58.
- Short W., Packey D., Holt T. A Manual for economic evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies. National Renewable Energy Laboratory – March 1995, pp 1-120.
- Shrimali G., Nelson D., Goel S., Konda C., Kumar R. 2013. Renewable deployment in India: Financing costs and implications for policy. *Energy Policy* (62), pp. 28-43.
- Siefert N., Litster S. 2013. Exergy and economic analyses of advanced IGCC-CCS and IGFC-CCS power plants. *Applied Energy* (107), pp. 315-328.
- Simaan, Y., (1997). "Estimation risk in portfolio selection: The mean variance model versus the mean absolute deviation model", *Management Science*, Vol. 43, No. 10, pp. 1437-1446.
- Sinden G. 2007. Characteristics of the UK wind resource: Long-term patterns and relationship to electricity demand. *Energy Policy* (35), pp. 112-127.
- Spain / Energy efficiency report
- Statistic Austria (2012)
- Sunderkötter M., Weber C. 2012. Valuing fuel diversification in power generation capacity planning. *Energy Economics* (34), pp. 1664-1674.
- Sutherland R.J. 1986. A portfolio analysis model of the demand for nuclear power plants. *Energy Economics* (8), pp. 218-226.
- Sweden.se – Society – Energy Use In Sweden
- Swift K.D. 2013. A comparison of the cost and financial returns for solar photovoltaic systems installed by businesses in different locations across the United States. *Renewable Energy* (57), pp. 137-143.
- Talavera D.L., Muñoz-Cerón E., de la Casa J., Ortega M.J., Almoncaid G. 2011. Energy and economic analysis for large-scale integration of small photovoltaic systems in buildings: The case of a public location in Southern Spain. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (15), pp. 4310-4319.
- Treynor, Jack L. 1965. "How to Rate Management of Investment Funds." *Harvard Business Review* XLIII: pp 63-75.

- Treynor, Jack L. Undated. "Toward a Theory of Market Value of Risky Assets". Unpublished manuscript, undated.
- Vazhayil J.P., Balasubramanian R. 2014. Optimization of India's electricity generation portfolio using intelligent Pareto-search genetic algorithm. *Electrical Power and Energy Systems* (55), pp. 13-20.
- Westner G., Madlener R. (2010). The benefit of regional diversification of cogeneration investments in Europe: A mean-variance portfolio analysis. *Energy Policy*, 38(12): pp. 7911–7920.
- Wu, G., Liu, L.C., Wei, Y.M., 2009. Comparison of China's oil import risk: results based on portfolio theory and a diversification index approach. *Energy Policy* 37, pp. 3557–3565.
- UK Energy in Brief 2010 / Department of Energy & Climate Change - gov.uk
- U.S Energy Information Administration (EIA)
- U.S. Energy Information Administration – Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2014.
- Wagner S.J., Rubin E. 2014. Economic implications of thermal energy storage for concentrated solar thermal power. *Renewable Energy* (61), pp. 81-95.
- Wang X., Kurdgelashvili L., Byrne J., Barnett A. 2011. The value of module efficiency in lowering the levelized cost of energy of photovoltaic systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (15), pp. 4248-4254.
- Windén B., Chen M., Okamoto N., Kim D.K., McCaig E., Sheno A., Wilson P. 2014. Investigation of offshore thermal power plant with carbon capture as an alternative to carbon dioxide transport. *Ocean Engineering* (76), pp. 152-162.
- Wind Energy in the UK – State of the Industry Report 2013 / RenewableUK
- Wind power '13 / Spanish wind energy association – The voice of the industry
- Wind Power Potential in Sweden – Renewable Energy Conference: Development and Sustainability
- World Energy Perspective – Cost of Energy Technologies (2013).
- Yamai, Yosuhiko, and Toshinao Yoshiba. 2002. "Comparative Analyses of Expected Shortfall and Value at Risk." Institute for Monetary and Economic Studies. Bank of Japan (January, October).
- Young, M. R. (1998). A Minimax Portfolio Selection Rule with Linear Programming Solution, *Management Science*, 44, 5, pp. 673-683.