



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ
ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

Εφαρμογή εκτίμησης ρίσκου σε χαρτοφυλάκια ενέργειας

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Γεώργιος Κ. Κατσάρας

Επιβλέποντες :

Νικόλαος Δ. Χατζηαργυρίου
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Ανέστης Αναστασιάδης
Υ.Δ. Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Απρίλιος 2014



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ
ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

Εφαρμογή εκτίμησης ρίσκου σε χαρτοφυλάκια ενέργειας

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Γεώργιος Κ. Κατσάρας

Επιβλέποντες :

Νικόλαος Δ. Χατζηαργυρίου
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Ανέστης Αναστασιάδης
Υ.Δ. Ε.Μ.Π.

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή, την 15^η Απριλίου 2014:

.....
Ν. Χατζηαργυρίου
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....
Σ. Παπαθανασίου
Αν. Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....
Π. Γεωργιάκης
Επ. Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Απρίλιος 2014

.....
Γεώργιος Κ. Κατσάρας

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

Copyright© Γεώργιος Κ. Κατσάρας 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 το συγγραφέα.

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

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Σκοπός αυτής της εργασίας είναι η παρουσίαση και η ανάλυση της διαδικασίας συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας μεταξύ της Ελλάδας και των όμορών της χωρών, καθώς και η ελαχιστοποίηση του ρίσκου που προέρχεται απ' αυτές διατηρώντας τη μέγιστη δυνατή απόδοση των επενδύσεων. Το άνοιγμα των Αγορών Ηλεκτρικής Ενέργειας το 1999 έδωσε τη δυνατότητα ελεύθερης διακίνησης Ηλεκτρικής Ενέργειας από τους κατόχους του δικαιώματος μεταξύ των χωρών της Ευρώπης και το 2003 η Ευρωπαϊκή Επιτροπή καθόρισε το νομικό πλαίσιο σχετικά με τους νόμους πρόσβασης στο δίκτυο για τις διασυνοριακές ανταλλαγές Ηλεκτρικής Ενέργειας.

Η εργασία ξεκινάει με τη μελέτη της δομής των απελευθερωμένων αγορών μέσα από την ανάλυση των διαφόρων μοντέλων λειτουργίας που υπάρχουν, καθώς και τη δυνατότητα συμμετοχής σε αυτές μέσω απόκτησης Φυσικών Δικαιωμάτων Μεταφοράς (ΦΔΜ).

Εν συνεχεία, γίνεται ανάλυση του τρόπου εκχώρησης των ΦΔΜ μέσω άμεσων ή έμμεσων δημοπρασιών ανάλογα με την κάθε χώρα. Από τα φυσικά δικαιώματα που είναι διαθέσιμα από τις διασυνδέσεις που υπάρχουν, ένα μέρος των δικαιωμάτων διατίθεται στις ετήσιες δημοπρασίες. Ένα μέρος από το υπόλοιπο τμήμα, μαζί με τα δικαιώματα που επιστρέφονται, είναι διαθέσιμα για τις μηνιαίες δημοπρασίες.

Επιπλέον, αφού περιγραφεί η μορφή των συναλλαγών ηλεκτρικής ενέργειας στις διασυνδέσεις διευκρινίζεται η ανάγκη για τον υπολογισμό του ρίσκου σε αυτής της μορφής των επενδύσεων. Κατά συνέπεια, παρατίθενται τεχνικές και χρηματοοικονομικά εργαλεία βελτιστοποίησης των χαρτοφυλακίων ενέργειας. Έτσι, παρουσιάζεται η γενική μεθοδολογία με βάση αυτά τα εργαλεία και γίνεται λεπτομερής αναγνώριση των ειδών κινδύνου που απαντώνται στην απελευθερωμένη αγορά ενέργειας.

Τέλος, πραγματοποιείται μια εφαρμογή της όλης προσέγγισης για το Ελληνικό Σύστημα (εισαγωγές – εξαγωγές ενέργειας με τις γειτονικές χώρες) που αφορά τον υπολογισμό του κόστους της διαδικασίας. Με βάση τα αποτελέσματα που προκύπτουν από την προσομοίωση αυτή με χρήση μοντέλων βελτιστοποίησης παρουσιάζονται συμπεράσματα που αφορούν την κατανομή του χαρτοφυλακίου για ελαχιστοποίηση του ρίσκου και την επίτευξη της μέγιστης απόδοσης των επενδύσεων.

ABSTRACT

The scope of this Diploma Thesis is to study and analyze the power exchange between Greece and her border countries as well as to minimize the risk and maximize the return of this kind of investment. Since 1999 the electricity market has liberalized, thus the European Commission determined the legislation for access to the grid for power exchange's purposes at 2003.

At first, we present the structure of liberalized electricity market by analyzing the function models that are used and the participation to them by obtaining the Physical Transmission Rights (PTRs). Then, we analyze the procedure of obtaining the PTR by explicit or implicit auctions that occur monthly or yearly. In addition, we present methods and Financial Tools that are used to calculate the risk of the investments at energy portfolios. Therefore, the general methodology of Risk Analysis and Risk Management at liberalized electricity markets is described.

Finally, we present a case study of Greek electricity market (imports – exports of energy with border countries). We use optimization model for the simulation and we allocate the contents of portfolio properly in order to minimize the risk ensuring a satisfying return to the investor.

ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ

Με την ολοκλήρωση της παρούσας διπλωματικής εργασίας θα ήθελα να εκφράσω τις ευχαριστίες μου σε όλους όσους συνέβαλαν για την εκπόνησή της.

Αφενός, θα ήθελα να ευχαριστήσω τον καθηγητή κ. Νικόλαο Χατζηαργυρίου για την ευκαιρία που μου έδωσε αναθέτοντάς μου τη συγκεκριμένη εργασία, καθώς και τους καθηγητές κ. Σταύρο Παπαθανασίου και κ. Παύλο Γεωργιάκη για τη συμμετοχή τους στην τριμελή εξεταστική επιτροπή της εργασίας.

Ιδιαίτερώς, θα ήθελα να ευχαριστήσω τον υποψήφιο διδάκτορα Ανέστη Αναστασιάδη για την πρόθυμη και ευχάριστη συνεργασία που είχαμε καθώς και τις πολύτιμες συμβουλές του κατά τη διάρκεια της εκπόνησης της εργασίας.

Θα ήθελα, τέλος, να ευχαριστήσω θερμά την οικογένειά μου και τους φίλους μου για την αμέριστη συμπαράστασή τους και τη στήριξη της προσπάθειάς μου.

Αθήνα, Απρίλιος 2014

Κατσάρας Γεώργιος

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1	17
ΜΟΝΤΕΛΑ ΑΓΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ^[1] ΚΑΙ Η ΠΕΡΙΠΤΩΣΗ ΤΗΣ ΕΛΛΑΔΑΣ.....	17
1.1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ	17
1.2. ΣΤΟΧΟΙ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΤΗΣ ΑΓΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	18
1.3. ΔΙΑΦΟΡΕΤΙΚΗ ΦΥΣΗ ΤΩΝ ΑΓΟΡΩΝ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	19
1.4. ΒΑΣΙΚΑ ΜΟΝΤΕΛΑ ΑΓΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ[1].....	21
1.4.1. Οι Βασικοί Συμμετέχοντες στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας.....	22
1.4.2. Τύποι Αγοράς Ηλεκτρικής Ισχύος.....	24
1.4.3. Μορφές Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας	27
1.5. Η ΑΠΕΛΕΥΘΕΡΩΣΗ ΑΓΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ	28
1.5.1. Παράγοντες και Ρυθμιστικά Όργανα της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Ελλάδα 29	
1.6. ΟΙ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΕΙΣ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ.....	30
1.6.1. Χρήση διασυνδέσεων στην Ελλάδα	30
1.6.2. Ηλεκτρικές διασυνδέσεις και διακρατικές σχέσεις.....	34
1.6.3. Οικονομική ανάπτυξη και διασυνοριακές σχέσεις	35
1.7. ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΕΣ ΤΗΣ ΑΓΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	37
1.8. ΚΟΙΝΩΝΙΚΟ ΠΛΕΟΝΑΣΜΑ	38
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2	40
ΚΩΔΙΚΑΣ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ^{[4]-[9]}	40
2.1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ	40
2.2. ΙΚΑΝΟΤΗΤΑ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΕΩΝ ΚΑΙ ΔΙΚΑΙΩΜΑ ΠΡΟΣΒΑΣΗΣ.....	40
2.3. ΕΚΧΩΡΗΣΗ ΙΚΑΝΟΤΗΤΑΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΣΤΙΣ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΕΙΣ	40
2.4. ΛΟΙΠΕΣ ΧΡΕΩΣΕΙΣ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΕΩΝ.....	41
2.5. ΠΡΟΣΔΙΟΡΙΣΜΟΣ ΤΩΝ ΑΠΟΚΛΙΣΕΩΝ ΤΩΝ ΧΡΕΩΣΕΩΝ ΚΑΙ ΤΩΝ ΠΙΣΤΩΣΕΩΝ ΣΤΙΣ ΕΙΣΑΓΩΓΕΣ ΚΑΙ ΕΞΑΓΩΓΕΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΜΕΣΩ ΤΩΝ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΕΩΝ	41
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3	45
ΔΗΜΟΠΡΑΣΙΕΣ ΚΑΙ ΦΥΣΙΚΑ ΔΙΚΑΙΩΜΑΤΑ ΑΓΟΡΑΣ (ΦΔΑ)	45
3.1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ ΣΤΗΝ ΕΝΝΟΙΑ ΤΗΣ ΔΗΜΟΠΡΑΣΙΑΣ	45
3.2. ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗ ΑΓΟΡΑΣ ΔΙΚΑΙΩΜΑΤΩΝ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΕΩΝ	46
3.2.1. Το Διασυνδεδεμένο Σύστημα Μεταφοράς της Ελλάδας	46
3.2.2. Είδη Δημοπρασιών για τα Δικαιώματα Διασυνδέσεων.....	46
3.2.3. Επιλεξιμότητα Συμμετοχής στις Δημοπρασίες	48
3.2.4. Συμμετέχοντες με Δικαίωμα Υποβολής Προγραμμάτων	48

3.2.5.	Διαδικασίες που Αφορούν την Εκχώρηση ΦΔΜ στις Διασυνδέσεις (Δημοπρασίες).....	49
3.2.6.	Ετήσιες Μηνιαίες και Ημερήσιες Δημοπρασίες.....	50
3.2.7.	Εκχώρηση ΦΔΜ για Εισαγωγές και Εξαγωγές	52
3.2.8.	Δευτερεύουσα Αγορά ΦΔΜ.....	53
3.2.9.	Κανόνες Χρήσης των ΦΔΜ	53
3.2.10.	Πίνακας Εξουσιοδότησης Χρήσης Χωρητικότητας	53
3.2.11.	Δήλωση Χρήσης Μακροχρονίων ΦΔΜ	54
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4		55
ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΙ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗ ΚΙΝΔΥΝΟΥ		55
4.1.	ΕΙΣΑΓΩΓΗ	55
4.2.	ΣΗΜΑΣΙΑ ΤΗΣ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗΣ ΚΙΝΔΥΝΟΥ	55
4.3.	ΒΑΣΙΚΕΣ ΕΝΝΟΙΕΣ ΤΗΣ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗΣ ΚΙΝΔΥΝΟΥ.....	55
4.4.	ΓΕΝΙΚΗ ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΑ ΑΝΑΛΥΣΗΣ ΤΟΥ ΚΙΝΔΥΝΟΥ	57
4.5.	ΑΝΑΓΝΩΡΙΣΗ ΚΙΝΔΥΝΟΥ ΣΤΗΝ ΑΠΕΛΕΥΘΕΡΩΜΕΝΗ ΑΓΟΡΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ 58	
4.5.1.	Κίνδυνος αγοράς (market risk).....	58
4.5.2.	Κίνδυνος Παραγωγού (Supplier Risk).....	59
4.6.	Η ΕΝΝΟΙΑ ΤΗΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ ΚΑΙ ΤΟΥ ΚΙΝΔΥΝΟΥ	61
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5		63
ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΑ ΠΑΡΑΓΩΓΑ		
ΧΡΗΜΑΤΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΕΡΓΑΛΕΙΑ		63
5.1.	ΕΙΣΑΓΩΓΗ.....	63
5.2.	ΠΑΡΑΓΩΓΑ ΧΡΗΜΑΤΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΣΥΜΒΟΛΑΙΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	64
5.3.	ΤΥΠΟΙ ΧΡΗΜΑΤΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΩΝ ΠΑΡΑΓΩΓΩΝ ^[29]	65
5.3.1.	Προθεσμιακά συμβόλαια.....	65
5.3.2.	Συμβόλαια μελλοντικής εκπλήρωσης σε δείκτη (Stock index futures)	66
5.3.3.	Χρηματοοικονομικά δικαιώματα προαίρεσης (options)	66
5.4.	ΚΑΤΗΓΟΡΟΠΟΙΗΣΗ ΤΩΝ ΠΑΡΑΓΩΓΩΝ ΣΥΜΒΟΛΑΙΩΝ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ^[29]	67
5.5.	ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΙ ΤΙΜΟΛΟΓΗΣΗ ΠΑΡΑΓΩΓΩΝ ΚΑΙ ΣΥΜΒΟΛΑΙΩΝ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	68
5.6.	ΟΡΓΑΝΩΜΕΝΕΣ ΑΓΟΡΕΣ ΔΙΑΠΡΑΓΜΑΤΕΥΣΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΩΝ ΣΥΜΒΟΛΑΙΩΝ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ.....	70
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6		72
ΧΑΡΤΟΦΥΛΑΚΙΑ ΚΑΙ ΜΕΤΡΑ ΕΚΤΙΜΗΣΗΣ ΚΙΝΔΥΝΟΥ – ΜΑΘΗΜΑΤΙΚΟΣ ΦΟΡΜΑΛΙΣΜΟΣ.....		72
6.1.	ΕΙΣΑΓΩΓΗ ΣΤΗΝ ΣΤΑ ΧΑΡΤΟΦΥΛΑΚΙΑ.....	72

6.1.1.	Εισαγωγή	72
6.1.2.	Διαχείριση Χαρτοφυλακίου και Ασφάλεια	73
6.1.3.	Η Αρχή Διαφοροποίησης Χαρτοφυλακίου	74
6.1.4	Αποτελεσματικό Μέτωπο	74
6.1.5	Υπολογισμός Αποτελεσματικού Μετώπου με Γραμμικό Προγραμματισμό... ..	75
6.2.	ΜΕΤΡΑ ΕΚΤΙΜΗΣΗΣ ΚΙΝΔΥΝΟΥ ΣΕ ΕΠΕΝΔΥΣΕΙΣ – ΜΕΘΟΔΟΙ ΒΕΛΤΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗΣ ΧΑΡΤΟΦΥΛΑΚΙΟΥ.....	75
6.2.1.	Μοντέλα Βελτιστοποίησης.....	75
6.2.2.	Μέθοδος Value-at-Risk (VaR).....	77
6.2.3.	Μέθοδος Conditional-Value-at-Risk (CVaR) – Επαυξημένη VaR.....	78
6.2.4.	Μέθοδος Μέσης Απόλυτης Απόκλισης (MAD)	80
6.2.5.	Άλλες Μέθοδοι Βελτιστοποίησης Χαρτοφυλακίων	80
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7		81
Α) ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΕΚΤΙΜΗΣΗΣ ΚΙΝΔΥΝΟΥ ΣΕ ΧΑΡΤΟΦΥΛΑΚΙΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ		81
7.1.	ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗ ΧΡΗΜΑΤΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΟΥ ΚΙΝΔΥΝΟΥ ΣΤΗΝ ΑΓΟΡΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	81
7.2.	ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗ ΤΩΝ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΕΩΝ ΚΑΙ ΤΗΣ ΙΚΑΝΟΤΗΤΑΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΤΟΥΣ	82
7.3.	ΜΕΤΑΦΕΡΟΜΕΝΑ ΠΟΣΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	82
7.3.1	Ιστορικά Δεδομένα.....	82
7.3.2.	Ανάλυση των στρεβλώσεων στην αγορά & επιπτώσεις στο διασυνοριακό Εμπόριο	88
7.4.	Η ΕΛΛΗΝΙΚΗ ΑΓΟΡΑ ΔΗΜΟΠΡΑΣΙΩΝ	88
7.5.	ΠΕΡΙΠΤΩΣΕΙΣ ΜΕΛΕΤΗΣ – ΑΛΓΟΡΙΘΜΙΚΗ ΔΙΑΔΙΚΑΣΙΑ – ΣΕΝΑΡΙΑ – ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ.....	92
7.5.1.	Περιπτώσεις Μελέτης	92
7.5.2.	Αλγοριθμική Διαδικασία	93
7.5.3.	Σενάριο Α.....	93
7.5.4.	Σενάριο Β.....	99
7.5.5.	Σενάριο Γ.....	103
7.5.6.	Εκτίμηση Κίνδυνου με Χρήση της Μεθόδου MAD.....	106
7.6.	ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ	109
Β) ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΕΚΤΙΜΗΣΗΣ ΚΙΝΔΥΝΟΥ ΣΕ ΧΑΡΤΟΦΥΛΑΚΙΑ ΜΕΤΟΧΩΝ		114
.....		114
ΠΕΡΙΠΤΩΣΕΙΣ ΜΕΛΕΤΗΣ – ΑΛΓΟΡΙΘΜΙΚΗ ΔΙΑΔΙΚΑΣΙΑ-ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ.....		114
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Α.....		121
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Β.....		128
ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ		132

ΛΙΣΤΑ ΣΧΗΜΑΤΩΝ

Σχήμα 1. Λειτουργία της Αναδιαρθρωμένης Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας.....	18
Σχήμα 2. Προσδιορισμός ΟΤΣ στον ΗΕΠ από τις Καμπύλες Προσφοράς και Ζήτησης.....	26
Σχήμα 3. Σχηματικό Διάγραμμα των Διασυνδεδεμένων Συστημάτων της Βαλκανική.....	37
Σχήμα 4. Η Λειτουργία της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας.....	38
Σχήμα 5. Πλεόνασμα Καταναλωτού και Παραγωγού.....	39
Σχήμα 6. Καθαρή Ικανότητα Μεταφοράς και Περιθώριο Ασφαλείας.....	50
Σχήμα 7. Διαδικασία Κατά τον Υπολογισμό της Διαθέσιμης Ισχύος για Βραχυχρόνια Εκχώρηση Δικαιωμάτων Μεταφοράς από τις Δύο Πλευρές της Διασύνδεσης.....	52
Σχήμα 8. Διάγραμμα κατάστασης αγοράς.....	60
Σχήμα 9. Σχηματική απεικόνιση της έννοιας της VaR.....	77
Σχήμα 10. Η Σχέση της VaR με τους Απλούς Δείκτες.....	78
Σχήμα 11. Πιθανοτική Κατανομή και Δείκτες VaR-CVaR.....	79
Σχήμα 12. Μηνιαία ποσά ενέργειας από τις διασυνδέσεις στις εισαγωγές (Οι τιμές σε MWh).....	84
Σχήμα 13. Μηνιαία ποσά ενέργειας από τις διασυνδέσεις στις εξαγωγές (Οι τιμές σε MWh).....	85
Σχήμα 14. Σενάριο Α, $\alpha=0,85$. Μεταβολή του VaR, CVaR και Mean για τις Διάφορες Περιπτώσεις...110	
Σχήμα 15. Σενάριο Α, $\alpha=0,99$. Μεταβολή του VaR, CVaR και Mean για τις Διάφορες Περιπτώσεις...111	
Σχήμα 16. Σενάριο Β, $\alpha=0,85$. Μεταβολή του VaR, CVaR και Mean για τις Διάφορες Περιπτώσεις...111	
Σχήμα 17. Σενάριο Β, $\alpha=0,99$. Μεταβολή του VaR, CVaR και Mean για τις Διάφορες Περιπτώσεις...112	
Σχήμα 18. Σενάριο Γ, $\alpha=0,85$. Μεταβολή του VaR, CVaR και Mean για τις Διάφορες Περιπτώσεις...112	
Σχήμα 19. Σενάριο Γ, $\alpha=0,99$. Μεταβολή του VaR, CVaR και Mean για τις Διάφορες Περιπτώσεις...113	
Σχήμα 20. Μεταβολή του Mean για τα Τρία (3) Σενάρια.....	113
Σχήμα 21. $\alpha=0,85$. Μεταβολή του VaR, CVaR και Mean για τις Διάφορες Περιπτώσεις.....	118
Σχήμα 22. $\alpha=0,90$. Μεταβολή του VaR, CVaR και Mean για τις Διάφορες Περιπτώσεις.....	119
Σχήμα 23. $\alpha=0,95$. Μεταβολή του VaR, CVaR και Mean για τις Διάφορες Περιπτώσεις.....	119
Σχήμα 24. $\alpha=0,99$. Μεταβολή του VaR, CVaR και Mean για τις Διάφορες Περιπτώσεις.....	120
Σχήμα Π1. Σύστημα Χωρίς Συμφόρηση.....	123
Σχήμα Π2. Σύστημα με Συμφόρηση.....	124
Σχήμα Π3. Απεικόνιση Συστήματος Όπου το FTR Αποφέρει Ζημία.....	125
Σχήμα Π4. Η Διαδικασία της Δημοπρασίας των FTRs.....	127

ΛΙΣΤΑ ΠΙΝΑΚΩΝ

Πίνακας 1. Διασυνδέσεις της Ελλάδας με τις γειτονικές χώρες.....	31
Πίνακας 2. Η Εξέλιξη των Εργαλείων που Χρησιμοποιούνται στα Πλαίσια του FRM.....	81
Πίνακας 3. Μηνιαία ποσά ενέργειας από τις διασυνδέσεις στις εισαγωγές (Οι τιμές σε MW).....	83
Πίνακας 4. Μηνιαία ποσά ενέργειας από τις διασυνδέσεις στις εξαγωγές (Οι τιμές σε MW).....	84
Πίνακας 5. Μηνιαία Ποσά Ενέργειας (Οι τιμές σε MW).....	86
Πίνακας 6. Μηνιαία Ποσά Δημοπρασιών Ενέργειας (Οι Τιμές σε €/MW).....	87
Πίνακας 7. Μηνιαία Ποσά Ενέργειας για τη Διασύνδεση Ελλάδας-Τουρκίας, Έτος 2012.....	89
Πίνακας 8. Μηνιαία Ποσά Δημοπρασιών Ενέργειας για τις Εξαγωγές (Οι Τιμές σε €/MW).....	89
Πίνακας 9. Μηνιαία Ποσά Δημοπρασιών Ενέργειας για τις Εισαγωγές (Οι Τιμές σε €/MW).....	90
Πίνακας 10. Επιμερισμός για τα Κόστη κατά ΑΠ2, ΑΠ3 (Οι Τιμές σε €/MW).....	91
Πίνακας 11. Δεδομένα για τις Ενεργειακές Αγορές (Οι Τιμές σε €/MW).....	92
Πίνακας 12. Κέρδη από τη Διαδικασία των Εισαγωγών (Οι Τιμές σε €).....	94
Πίνακας 13. Κόστος για την Απόκτηση των Μηνιαίων Δικαιωμάτων(Οι Τιμές σε €).....	94
Πίνακας 14. Κόστος για την Απόκτηση της Ενέργειας προς Εμπορία (Οι Τιμές σε €).....	94
Πίνακας 15. Συνολική Απόδοση Επένδυσης για τη Διαδικασία των Εισαγωγών, Σενάριο Α.....	95
Πίνακας 16. Κέρδη από τη Μεταπώληση Ενέργειας που είναι Διαθέσιμη (Οι Τιμές σε €).....	95
Πίνακας 17. Συνολικό Κόστος για την Απόκτηση των Δικαιωμάτων και για την Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας Εξαγωγής (Οι Τιμές σε €).....	96
Πίνακας 18. Συνολική Απόδοση της Επένδυσης για τη Διαδικασία των Εξαγωγών, Σενάριο Α.....	96
Πίνακας 19. Αποτελέσματα Αλγοριθμικής Διαδικασίας για το Σενάριο Α με Διάστημα Εμπιστοσύνης, $\alpha=85\%$	97
Πίνακας 20. Αποτελέσματα Αλγοριθμικής Διαδικασίας για το Σενάριο Α με Διάστημα Εμπιστοσύνης, $\alpha=90\%$	98
Πίνακας 21. Αποτελέσματα Αλγοριθμικής Διαδικασίας για το Σενάριο Α με Διάστημα Εμπιστοσύνης, $\alpha=95\%$	98
Πίνακας 22. Αποτελέσματα Αλγοριθμικής Διαδικασίας για το Σενάριο Α με Διάστημα Εμπιστοσύνης, $\alpha=99\%$	99
Πίνακας 23. Συνολική Απόδοση Επένδυσης για τη Διαδικασία των Εισαγωγών, Σενάριο Β.....	99
Πίνακας 24. Συνολική Απόδοση της Επένδυσης για τη Διαδικασία των Εξαγωγών, Σενάριο Β.....	100
Πίνακας 25. Αποτελέσματα Αλγοριθμικής Διαδικασίας για το Σενάριο Β με Διάστημα Εμπιστοσύνης, $\alpha=85\%$	100
Πίνακας 26. Αποτελέσματα Αλγοριθμικής Διαδικασίας για το Σενάριο Β με Διάστημα Εμπιστοσύνης, $\alpha=90\%$	101
Πίνακας 27. Αποτελέσματα Αλγοριθμικής Διαδικασίας για το Σενάριο Β με Διάστημα Εμπιστοσύνης, $\alpha=95\%$	102
Πίνακας 28. Αποτελέσματα Αλγοριθμικής Διαδικασίας για το Σενάριο Β με Διάστημα Εμπιστοσύνης, $\alpha=99\%$	102
Πίνακας 29. Συνολική Απόδοση Επένδυσης για τη Διαδικασία των Εισαγωγών, Σενάριο Γ.....	103
Πίνακας 30. Συνολική Απόδοση της Επένδυσης για τη Διαδικασία των Εξαγωγών, Σενάριο Γ.....	104
Πίνακας 31. Αποτελέσματα Αλγοριθμικής Διαδικασίας για το Σενάριο Γ με Διάστημα Εμπιστοσύνης, $\alpha=85\%$	104
Πίνακας 32. Αποτελέσματα Αλγοριθμικής Διαδικασίας για το Σενάριο Γ με Διάστημα Εμπιστοσύνης, $\alpha=90\%$	105
Πίνακας 33. Αποτελέσματα Αλγοριθμικής Διαδικασίας για το Σενάριο Γ με Διάστημα Εμπιστοσύνης, $\alpha=95\%$	105
Πίνακας 34. Αποτελέσματα Αλγοριθμικής Διαδικασίας για το Σενάριο Γ με Διάστημα Εμπιστοσύνης, $\alpha=99\%$	106
Πίνακας 35. Αποτελέσματα Αλγοριθμικής Διαδικασίας για το Σενάριο Α με τη Μέθοδο MAD.....	107
Πίνακας 36. Αποτελέσματα Αλγοριθμικής Διαδικασίας για το Σενάριο Β με τη Μέθοδο MAD.....	108
Πίνακας 37. Αποτελέσματα Αλγοριθμικής Διαδικασίας για το Σενάριο Γ με τη Μέθοδο MAD.....	108
Πίνακας 38. Τιμές μετοχών σε μέσους όρους 10 ημερών (Οι Τιμές σε €).....	114

Πίνακας 39. <i>Συνολική Απόδοση της Επένδυσης</i>	115
Πίνακας 40. <i>Αποτελέσματα Αλγοριθμικής Διαδικασίας με Διάστημα Εμπιστοσύνης, $\alpha=85\%$</i>	115
Πίνακας 41. <i>Αποτελέσματα Αλγοριθμικής Διαδικασίας με Διάστημα Εμπιστοσύνης, $\alpha=90\%$</i>	116
Πίνακας 42. <i>Αποτελέσματα Αλγοριθμικής Διαδικασίας με Διάστημα Εμπιστοσύνης, $\alpha=95\%$</i>	116
Πίνακας 43. <i>Αποτελέσματα Αλγοριθμικής Διαδικασίας με Διάστημα Εμπιστοσύνης, $\alpha=99\%$</i>	117
Πίνακας 44. <i>Τα βασικά στοιχεία του συστήματος GAMS</i>	129
Πίνακας 45. <i>Τύποι προβλημάτων που επιλύονται μέσω του GAMS</i>	130

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1

ΜΟΝΤΕΛΑ ΑΓΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ^[1] ΚΑΙ Η ΠΕΡΙΠΤΩΣΗ ΤΗΣ ΕΛΛΑΔΑΣ

1.1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Η ηλεκτρική ενέργεια αποτελεί βασικό αγαθό στο σύγχρονο κόσμο, χρησιμοποιούμενο από ένα πολύ μεγάλο αριθμό καταναλωτών σε ένα ευρύ φάσμα δραστηριοτήτων, χωρίς να είναι άμεσα αποκαταστάσιμο. Η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας διαμορφώνεται σαν ένα σύστημα, όπου η ηλεκτρική ενέργεια σαν προϊόν μπορεί να αγοραστεί, να πωληθεί και εν γένει να εμπορευθεί. Μέχρι πρότινος η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα αποτελούσε μονοπώλιο υπό τον δημόσιο έλεγχο, στο οποίο η παραγωγή, η διάθεση και η εμπορία της γινόταν από μια δημόσια επιχείρηση. Αυτή η πλήρως καθετοποιημένη δημόσια επιχείρηση είχε την δυνατότητα να διαμορφώνει τόσο τις τιμές όσο και την ποσότητα της προσφερόμενης ηλεκτρικής ενέργειας.

Τα τελευταία χρόνια και κατόπιν μίας μακράς διαδικασίας ωρίμανσης και προετοιμασίας τόσο σε θεσμικό όσο και σε οργανωτικό επίπεδο η ελληνική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας βαθμιαία απελευθερώνεται. Η απελευθέρωση αφορά στην είσοδο νέων επιχειρήσεων στα τμήματα της παραγωγής και εμπορίας της αγοράς, με βασικό πυλώνα της απελευθέρωσης την είσοδο νέων παραγωγών ηλεκτρικής ενέργειας στην αγορά. Στην πράξη η παραπάνω απελευθέρωση οδηγεί στην βαθμιαία μετατροπή της αγοράς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από μονοπωλιακή σε ολιγοπωλιακή

Το άνοιγμα των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας στην Ευρώπη μέσω της κοινοτικής οδηγίας 96/92 που επιβλήθηκε στις 19 Φεβρουαρίου 1999, κατέστησε προφανή τη δυσκολία δημιουργίας μίας συμπαγούς ενιαίας αγοράς (με μία ενιαία τιμή). Η ποικιλία του παραγωγικού δυναμικού μεταξύ των χωρών μελών και η κατάσταση στις διασυνδέσεις, οδήγησε σε περιφερειακές αγορές με συμφορήσεις των διασυννοριακών δικτύων. Ως εκ τούτου, οι ευρωπαϊκές αρχές όρισαν νέους κανονισμούς, που προωθούν μηχανισμούς διαχείρισης των διασυνδέσεων βασισμένους στις αγορές. .

Παράλληλα, η αλλαγή αυτή στον τρόπο λειτουργίας της αγοράς έφερε στο προσκήνιο καινούργια φαινόμενα, νέες καταστάσεις, νέους κινδύνους και έκανε επιτακτική την ανάγκη για την εύρεση εργαλείων που θα βοηθούσαν στη μελέτη αυτών. Πολλά από αυτά τα νέα θέματα προήλθαν από την έλλειψη εμπειρίας σε μια τέτοια καινοτομία, ενώ κάποια αλλά ήταν αναπόφευκτα λόγω των προτεινόμενων δομών. Απαραίτητο είναι πλέον να βρεθούν εργαλεία που θα βοηθούν στη λήψη αποφάσεων και θα βελτιώνουν την αποτελεσματικότητα του δικτύου ενέργειας. Η μελέτη μοντέλων λειτουργίας άλλων αγορών είναι σχεδόν σίγουρο ότι θα οδηγούσε τους συμμετέχοντες στην αγορά της ενέργειας σε λάθος αποφάσεις. Εργαλεία που βοηθούν στη μελέτη του εμπορίου ενέργειας θα βοηθούσαν τους προμηθευτές και τους καταναλωτές να συνάψουν συμφωνία για διάφορους ενεργειακούς πόρους, για ποικίλα προϊόντα ηλεκτρικής ενέργειας, έχοντας κατά νου τις ιδιαίτερες συνθήκες της ενεργειακής αγοράς.

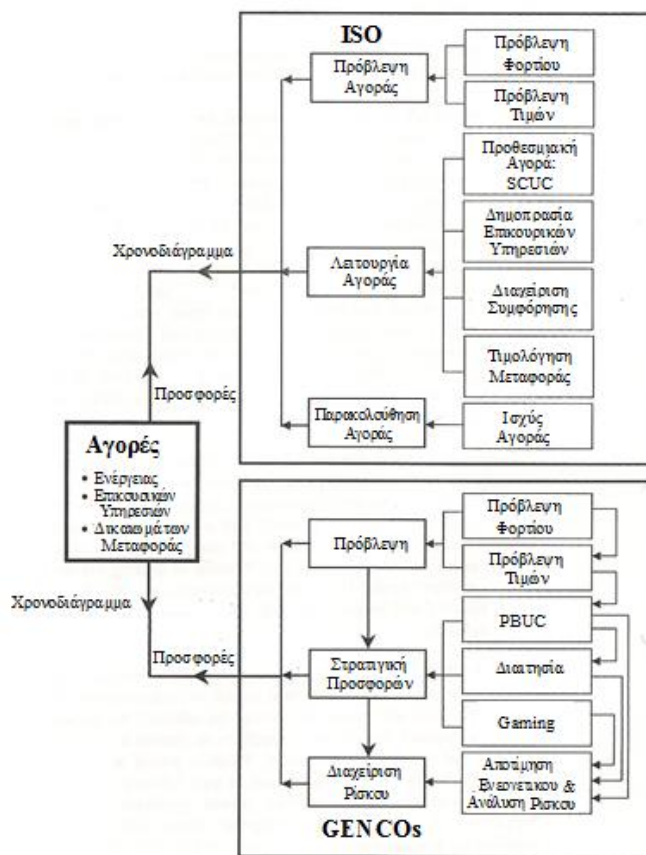
Εν τέλει, θα μπορούσε να πει κανείς ότι οι δραματικές αλλαγές που έγιναν στις ενεργειακές αγορές ανά τον κόσμο, έφεραν νέες προκλήσεις και ευκαιρίες για προμηθευτές και καταναλωτές. Από έναν μονοπωλιακό και συμπαγή ενεργειακό χώρο, περάσαμε σε ένα πλήρως ανταγωνιστικό και ελαστικό χώρο του οποίου ο αντίκτυπος αρχίζει να γίνεται αντιληπτός τόσο στο βιοτικό επίπεδο του καταναλωτή όσο και στην οικονομία της κάθε χώρας.

1.2. ΣΤΟΧΟΙ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΤΗΣ ΑΓΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Υπάρχουν δύο στόχοι για την δημιουργία μια αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας: η εξασφάλιση της ασφαλούς λειτουργίας της και η διευκόλυνση της οικονομικής της λειτουργίας.

Η ασφάλεια αποτελεί την πιο σημαντική πτυχή της λειτουργίας του ηλεκτρικού συστήματος, είτε πρόκειται για μια ελεγχόμενη λειτουργία είτε για μια αναδιαρθρωμένη αγορά ενέργειας, σχήμα 1. Σε ένα ελεγχόμενο περιβάλλον, η ασφάλεια μπορεί να διευκολυνθεί με τη χρήση των διαφορετικών υπηρεσιών που διατίθενται στην αγορά.

Η οικονομική λειτουργία της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας θα μειώσει το κόστος χρησιμοποίησης ηλεκτρικής ενέργειας. Αυτό αποτελεί και ένα πρωταρχικό κίνητρο για την αναδιάρθρωση και την ενίσχυση της ασφάλειας του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας μέσω των οικονομικών του. Για να συμβεί αυτό, πρέπει να σχεδιαστούν κατάλληλες στρατηγικές στις αγορές βασισμένες στις απαιτήσεις του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας. Για παράδειγμα, χρηματοδοτικά μέσα, όπως οι *Συμβάσεις για τις Διαφορές* (Contracts For Differences - CDFs), οι *Συμβάσεις για τη Συμφόρηση κατά τη Μεταφορά* (Transmission Congestion Contracts - TCCs) και τα *Δικαιώματα Μεταφοράς ανά Εταιρία* (Firm Transmission Rights - FTRs), θα μπορούσαν να χρησιμοποιηθούν για την αντιστάθμιση των κινδύνων μεταβλητότητας. Εκτός αυτού, εργαλεία παρακολούθησης επινοούνται σε αρκετές αγορές ώστε να αποφευχθεί μια πιθανή κυριαρχία των ισχυρών στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, [1].



Σχήμα 1. Λειτουργία της Αναδιαρθρωμένης Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας, [1].

1.3. ΔΙΑΦΟΡΕΤΙΚΗ ΦΥΣΗ ΤΩΝ ΑΓΟΡΩΝ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Σε αυτό το σημείο θα ήταν πολύ χρήσιμο να γίνει μια πιο αναλυτική παρουσίαση της διαφοροποίησης της αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας και γενικά των αγορών ενέργειας σε σχέση με τις αγορές χρήματος και κεφαλαίου οι οποίες είναι ήδη πολύ πιο ανεπτυγμένες και ώριμες σε σχέση με τις αγορές ενέργειας. [27]

Τα θεμελιώδη στοιχεία διαμόρφωσης των τιμών στις αγορές χρήματος και κεφαλαίου είναι σχετικά λίγα και μπορούν εύκολα να ενσωματωθούν στα ποσοτικά υποδείγματα τιμολόγησης. Οι ενεργειακές αγορές, όμως, ανταποκρίνονται σε μια δυναμική αλληλεξάρτηση ανάμεσα στην παραγωγή και χρήση, μεταφορά και αποθήκευση, αγορά και πώληση. Ζητήματα όπως η αποθήκευση, η μεταφορά, οι καιρικές συνθήκες και οι τεχνολογικές εξελίξεις διαδραματίζουν ένα πρωτεύοντα ρόλο στις συγκεκριμένες αγορές. Έτσι, το συστατικό αυτό στοιχείο που κάνει τις αγορές ενέργειας τόσο διαφορετικές από τις υπόλοιπες αγορές είναι ο **υπερβάλλον αριθμός των θεμελιωδών στοιχείων διαμόρφωσης των τιμών**, ο οποίος δημιουργεί μια άκρως περίπλοκη συμπεριφορά της πορείας των τιμών. Σχετικά με το θέμα της **επίπτωσης των οικονομικών κύκλων** στις αγορές ενέργειας, παρατηρείται μια διαφορά σε σύγκριση με τις παγκόσμιες χρηματαγορές και κεφαλαιαγορές. Σε γενικό επίπεδο, οι περισσότερες οικονομικές αγορές εμφανίζουν μια ανοδική και καθοδική κίνηση γύρω από κάποιου είδους σημείο ισορροπίας. Η διαδικασία της επιστροφής της αγοράς στο επίπεδο ισορροπίας της ονομάζεται **«αναστροφή στο μέσο» (mean reversion)**. Οι αγορές επιτοκίων παρουσιάζουν μια σχετικά αδύναμη αναστροφή στον μέσο, η πραγματική απόδοση της οποίας σχετίζεται με τους οικονομικούς κύκλους. Στην περίπτωση των ενεργειακών αγορών, όμως, παρατηρείται μια ισχυρότερη αναστροφή στον μέσο και για διαφορετικούς λόγους από αυτούς που ισχύουν στις αγορές επιτοκίων. Η αναστροφή στον μέσο στα ενεργειακά προϊόντα εμφανίζεται ως συνάρτηση του πόσο γρήγορα η πλευρά της προσφοράς στην αγορά μπορεί να αντιδράσει σε γεγονότα ή του πόσο γρήγορα αυτά απομακρύνονται. Ξηρασίες, πόλεμοι, και άλλα γεγονότα που γεννούν ειδήσεις δημιουργούν νέες και απροσδόκητες ανισορροπίες μεταξύ προσφοράς και ζήτησης. Η αναστροφή στον μέσο υπολογίζει το πόσο χρόνο χρειάζεται για τα γεγονότα να διασκορπιστούν ή για την προσφορά και την ζήτηση να επιστρέψουν σε μια κατάσταση ισορροπίας.

Οι ενεργειακές αγορές λειτουργούν με δύο στοιχεία από την πλευρά της προσφοράς, τα οποία δεν υφίστανται στις χρηματοοικονομικές αγορές: **την παραγωγή (production)** και την **αποθήκευση (storage)**. Οι μακροχρόνιες επιπτώσεις της παραγωγής, οι οποίες σχετίζονται με τις προσδοκίες για την παραγωγική ικανότητα και το κόστος παραγωγής σε μακροπρόθεσμο επίπεδο, απεικονίζονται στις προθεσμιακές τιμές των ενεργειακών προϊόντων. Ωστόσο, **η περιορισμένη δυνατότητα αποθήκευσης** στις ενεργειακές αγορές δημιουργεί μια ευμετάβλητη ανά μέρα συμπεριφορά διαφόρων επιπέδων για τον ηλεκτρισμό, αλλά και το φυσικό αέριο, το πετρέλαιο θέρμανσης και το ακατέργαστο πετρέλαιο. Μία ακόμα συνέπεια του προβλήματος «οριοθέτησης της αποθήκευσης» (storage limitation) είναι το ότι ενώ οι τρέχουσες τιμές παρουσιάζουν ιδιαίτερα υψηλή μεταβλητότητα, οι προθεσμιακές τιμές εμφανίζουν μεταβλητότητες οι οποίες μειώνονται σημαντικά καθώς οι ημερομηνίες λήξης των συμβολαίων εκτείνονται σε μακρά χρονικά διαστήματα. Το χαρακτηριστικό της μεταβλητότητας στις προθεσμιακές τιμές συνδέεται με το γεγονός ότι σε μακροχρόνιο επίπεδο αναμένουμε η προσφορά και η ζήτηση να ισορροπήσουν, επιφέροντας έτσι τον καθορισμό μακροπρόθεσμων προθεσμιακών τιμών που απεικονίζουν ένα σχετικά σταθερό σημείο ισορροπίας της τιμής.

Το ζήτημα της αποθήκευσης των ενεργειακών προϊόντων επηρεάζει τις τιμές τους παρουσιάζοντας οι τελευταίες μια «**διχασμένη προσωπικότητα**». Οι ενεργειακές τιμές καθορίζονται τόσο από τις βραχυπρόθεσμες συνθήκες αποθήκευσης όσο και από τις μακροπρόθεσμες συνθήκες της μελλοντικής προσφοράς ενέργειας. Η «διχασμένη προσωπικότητα» των ενεργειακών τιμών απορρέει από το ότι οι βραχυπρόθεσμες προθεσμιακές τιμές απεικονίζουν την ποσότητα της ενέργειας που βρίσκεται αποθηκευμένη το τρέχον διάστημα, ενώ οι μακροπρόθεσμες προθεσμιακές τιμές απεικονίζουν τη συμπεριφορά της μελλοντικής ενέργειας π.χ. της ενέργειας που βρίσκεται «στο έδαφος».

Τα στοιχεία από την πλευρά της ζήτησης που διαμορφώνουν τις τιμές της ενέργειας είναι η **ικανοποιητική απόδοση (convenience yield)** και η **εποχικότητα (seasonality)**, τα οποία δεν έχουν αντίστοιχα στις αγορές χρήματος και κεφαλαίου. Οι βιομηχανικοί χρήστες ενέργειας είναι αυτοί που καθορίζουν την αγοραία αξία της ικανοποιητικής απόδοσης. Η ικανοποιητική απόδοση συνδέεται με το **επιπλέον ποσό (premium)** που πληρώνουν οι βιομηχανικοί χρήστες για να έχουν την απαραίτητη ενέργεια να λειτουργούν τα εργοστάσια τους. Ουσιαστικά, με το επιπλέον ποσό αυτό πάνω στην τιμή της ενέργειας που πληρώνουν αποφεύγουν το κόστος ευκαιρίας διακοπής της παραγωγής τους. Πιο συγκεκριμένα, η ικανοποιητική απόδοση είναι το καθαρό όφελος μείον το κόστος - εκτός του χρηματοδοτικού - αποθήκευσης. Το ζήτημα της **εποχικότητας** αναφέρεται στις σημαντικές επιπτώσεις της που δημιουργούνται από την πλευρά των οικιακών χρηστών. Οι εποχικές επιπτώσεις στις τιμές ενέργειας αποτελούν συνάρτηση των γεωγραφικών περιοχών στα πλαίσια μιας χώρας ή μιας ηπείρου και μετρώνται όχι μόνο μέσω των ιστορικών τρεχουσών τιμών, αλλά και με την παρατήρηση των προθεσμιακών τιμών.

Σχετικά με το ζήτημα του **ρυθμιστικού - κανονιστικού πλαισίου** που διέπει τις αγορές ενέργειας, παρατηρείται μια επιταχυνόμενη μετάβαση σε αποκανονικοποιημένους και απελευθερωμένους όρους λειτουργίας σε συγκριτικά βραδύτερο χρονικό διάστημα από ότι οι χρηματοοικονομικές αγορές. Σχετικά με το θέμα της **ρευστότητας** των αγορών ενέργειας, παρατηρείται μια έλλειψη ιστορικών στοιχείων και πληροφοριών καθώς και σχετικά μικροί ημερήσιοι όγκοι διαπραγμάτευσης λόγω κυρίως της σχετικά μικρής ηλικίας των αγορών σε όρους παραγωγών συμβολαίων και διαχείρισης κινδύνου. Αυτό σημαίνει ότι δεν υπάρχουν αρκετές πληροφορίες σχετικά με τις τρέχουσες και προθεσμιακές τιμές, γεγονός που οδηγεί σε καταστάσεις έλλειψης ρευστότητας των αγορών. Αυτή η έλλειψη ρευστότητας δημιουργεί προβλήματα στη διαδικασία «**αποκάλυψης των τιμών**» (**price discovery**), μέσω της οποίας οι συμμετέχοντες στην αγορά είναι σε θέση να παρατηρούν τις αγοραίες τιμές, όπως αυτές απορρέουν από το μηχανισμό προσφοράς και ζήτησης.

Σχετικά με το ζήτημα **συγκέντρωσης των αγορών**, παρατηρείται μια αισθητή διαφορά ανάμεσα στις αγορές ενέργειας και τις άλλες αγορές. Και αυτό γιατί ενώ οι χρηματοοικονομικές αγορές είναι συγκεντρωμένες σε όρους σημείου συναλλαγών, κεφαλαίου και εξειδίκευσης, οι αγορές ενέργειας χαρακτηρίζονται από ένα υψηλό βαθμό αποκέντρωσης. Για παράδειγμα, στις Η.Π.Α., οι χρηματιστηριακές αγορές της Νέας Υόρκης και του Σικάγο αποτελούν τα εγχώρια αλλά και παγκόσμια χρηματοοικονομικά κέντρα συναλλαγών, σε αντίθεση με την αγορά ενέργειας όπου υπάρχουν αρκετά κέντρα συναλλαγών που αποτελούν σημεία μεταφοράς ενέργειας (delivery points). Έτσι, ενώ πολλοί παραγωγοί και τελικοί χρήστες ενέργειας χρησιμοποιούν προθεσμιακά συμβόλαια που διαπραγματεύονται στη Νέα Υόρκη ή σε κάποια άλλη χρηματιστηριακή αγορά, τα συμβόλαια αυτά αντιπροσωπεύουν τιμές συγκεκριμένων σημείων μεταφοράς, τα οποία μπορεί να εμφανίζουν μια συμπεριφορά πολύ διαφορετική από αυτή της τοπικής αγοράς που λαμβάνει χώρα η αντιστάθμιση. Επιπλέον, η αποκέντρωση των αγορών ενέργειας εισάγει και την έννοια του **γεωγραφικού «κινδύνου βάσης**», ο οποίος είναι μοναδικός σε αυτές τις αγορές.

Έτσι, ενώ στο χρηματοοικονομικό σύστημα μιας χώρας το νόμισμά της αξίζει το ίδιο σε οποιοδήποτε γεωγραφικό σημείο της χώρας, η τιμή μιας ποσότητας ενέργειας (π.χ. ηλεκτρικής ενέργειας) καθορίζεται σύμφωνα με το σημείο μεταφοράς.

Ο τελευταίος παράγοντας που διαφοροποιεί τις ενεργειακές αγορές από τις υπόλοιπες αγορές αφορά **τον τύπο των χρηματοοικονομικών συμβολαίων** που χρησιμοποιούνται από τους τελικούς χρήστες παραγωγών. Έτσι, ενώ στις οργανωμένες χρηματοοικονομικές αγορές τα συμβόλαια είναι τυποποιημένα, σχετικά εύκολο να εισαχθούν σε υποδείγματα τιμολόγησης, και ικανοποιούν την πλειοψηφία των αναγκών των επενδυτών, τα ενεργειακά συμβόλαια παρουσιάζουν συχνά μια πολυπλοκότητα σε όρους στάθμισης των τιμών και των χαρακτηριστικών σημείων μεταφοράς λόγω των μεγάλων και διαφοροποιημένων αναγκών των τελικών χρηστών.

1.4. ΒΑΣΙΚΑ ΜΟΝΤΕΛΑ ΑΓΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ[1]

Δεδομένων των διαφορών που υπάρχουν στις δομές των μοντέλων αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και των πολιτικών που διέπουν τη λειτουργία τους σε κάθε χώρα, **δεν υπάρχει ένα τυποποιημένο μοντέλο αγοράς ηλεκτρισμού**. Παρόλα αυτά, από τα διάφορα μοντέλα που έχουν εφαρμοστεί έως τώρα, μπορούμε να διαχωρίσουμε τρία βασικά μοντέλα τα οποία έχουν προταθεί για τις αγορές ηλεκτρισμού. Αυτά είναι τα εξής, [2], [3]:

α) Μοντέλο Κοινοπραξίας (PoolCo Model)

Το Μοντέλο Κοινοπραξίας ορίζεται ως μια συγκεντρωτική αγορά στην οποία γίνεται εκκαθάριση για πωλητές και αγοραστές. Όλες οι εταιρίες παραγωγής υποβάλλουν προσφορές τιμής και ποσότητας για την ισχύ που προμηθεύουν. Σχηματίζεται έτσι μια καμπύλη προσφοράς. Οι πωλητές ανταγωνίζονται για το δικαίωμα να παρέχουν ενέργεια στο δίκτυο και όχι σε συγκεκριμένους αγοραστές. Αν οι προσφορές τους είναι πολύ υψηλές, δεν μπορούν να πουλήσουν. Οι παραγωγοί μπορούν είτε να υποβάλλουν τιμές που βασίζονται σε προκαθορισμένα μεταβλητά κόστη, είτε ελεύθερα να επιλέξουν τις τιμές που επιθυμούν να υποβάλλουν. Σε ότι αφορά τη ζήτηση, ο διαχειριστής της αγοράς μπορεί να κάνει πρόβλεψη της ζήτησης και με βάση αυτή την πρόβλεψη να κάνει την κατανομή των μονάδων. Αυτό ονομάζεται *Μονομερής Κοινοπραξία* (One-Sided Pool). Μπορεί επίσης να υπάρξει και *Διμερής Κοινοπραξία* (Two-Sided Pools), όπου ο διαχειριστής της αγοράς κάνει την κατανομή με βάση μία καμπύλη ζήτησης που έχει σχηματιστεί από προσφορές των αγοραστών, όπως *Εταιρίες Διανομής* ή *Επιλέξιμοι Καταναλωτές*. Οι αγοραστές ανταγωνίζονται για την αγορά της ηλεκτρικής ισχύος και αν οι προσφορές τους είναι πολύ μικρές δεν θα μπορούν να προβούν σε αγορά. Σε αυτή την αγορά, αμείβονται κατά κύριο λόγο οι γεννήτριες χαμηλού κόστους. Ένας *Ανεξάρτητος Λειτουργός ή Διαχειριστής Συστήματος, ΑΙ(Δ)Σ* (Independent System Operator – ISO) μέσα σε αυτό το μοντέλο θα κάνει την οικονομική κατανομή και θα προκύψει μία συγκεκριμένη τιμή για την ηλεκτρική ισχύ, δίνοντας έτσι στους συμμετέχοντες ένα σήμα που επηρεάζει τις αποφάσεις τους για κατανάλωση και για επενδύσεις. Στο μοντέλο αυτό οι παραγωγοί που συμμετέχουν στη συναλλαγή και πληρώνονται στην τιμή αυτή.

β) Μοντέλο Διμερών Συμβάσεων (Bilateral Contracts Model)

Σε αυτό το μοντέλο, οι πωλητές και οι αγοραστές συνάπτουν *Διμερείς Συμβάσεις* για την παροχή ισχύος. Οι Διμερείς Συμβάσεις είναι συμφωνίες οι οποίες έχουν προκύψει μετά από διαπραγμάτευση που αφορά την παράδοση και την παραλαβή της ισχύος μεταξύ των δύο εμπόρων. Αυτά τα συμβόλαια θέτουν τους όρους και τις συνθήκες της συμφωνίας

ανεξάρτητα από τον ISO. Ο ISO παρ' όλα αυτά πρέπει να εξασφαλίσει ότι υπάρχει επαρκή χωρητικότητα για τη μεταφορά ισχύος και να εξασφαλίσει την ασφαλή μεταφορά. Οι πωλητές είναι 'Γεννήτριες' και οι αγοραστές Εταιρίες Διανομής ή Επιλέξιμοι Καταναλωτές. Υπάρχει και η περίπτωση στην οποία οι 'Γεννήτριες' γίνονται αγοραστές, όταν για παράδειγμα υπάρχει έλλειψη ισχύος. Παρομοίως, οι καταναλωτές γίνονται πωλητές. Αυτό το μοντέλο είναι αρκετά ευέλικτο, καθώς τα δύο συναλλασσόμενα μέρη καθορίζουν τους επιθυμητούς όρους. Μειονέκτημα αυτού του μοντέλου αποτελεί το υψηλό κόστος που προκύπτει από τη διαδικασία των διαπραγματεύσεων και της θέσπισης συμβολαίων.

γ) Υβριδικό Μοντέλο (Hybrid Model)

Το Υβριδικό μοντέλο συνδυάζει χαρακτηριστικά των δύο παραπάνω μοντέλων. Σε αυτό το μοντέλο δεν είναι υποχρεωτική η χρησιμοποίηση μιας κοινοπραξίας (PoolCo) και ο πελάτης μπορεί να επιλέξει είτε να διαπραγματευτεί την αγορά ισχύος κατευθείαν με τους προμηθευτές είτε να αγοράσει την ισχύ στη *Βραχυπρόθεσμη Τιμή της Αγοράς* (Spot Market Price). Η κοινοπραξία (PoolCo) θα εξυπηρετήσει όλους τους συμμετέχοντες που δεν υπογράφουν διμερείς συμβάσεις. Παρ' όλα αυτά, το να επιτραπεί στους πελάτες να διαπραγματευτούν την αγορά της ισχύος με τους προμηθευτές αποτελεί κινητήρια δύναμη για τη δημιουργία μιας μεγάλης γκάμας παροχής υπηρεσιών και τιμολογιακών επιλογών που συμβαδίζουν με τις ανάγκες του κάθε πελάτη.

1.4.1. Οι Βασικοί Συμμετέχοντες στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας

Η αναδιάρθρωση της αγοράς ηλεκτρισμού έχει μεταβάλλει το ρόλο των παραδοσιακών συμμετεχόντων σε μια καθιερωμένη επιχείρηση και έχει δημιουργήσει νέους συμμετέχοντες που λειτουργούν ανεξάρτητα. Κατηγοριοποιούμε τους συμμετέχοντες στον ISO και στους λοιπούς συμμετέχοντες.

Ο ΑΔΣ (ISO) είναι ο κύριος συμμετέχων σε μια αγορά ηλεκτρισμού και καθορίζει τους κανόνες της. Υπάρχουν δύο δυνατές δομές για τον ΑΔΣ και η επιλογή της δομής εξαρτάται από τα καθήκοντα του ΑΔΣ και τη λειτουργία του.

Η πρώτη δομή (MinISO) αφορά κυρίως τη διατήρηση της ασφάλειας στη μεταφορά, στο βαθμό όπου ο ΑΔΣ μπορεί να προγραμματίσει τις μεταφορές σε ένα σύστημα μεταφοράς στο οποίο υπάρχει συμφόρηση. Αυτός ο τύπος δομής βασίζεται σε ένα μοντέλο πολυμερών συναλλαγών και ο ΑΔΣ απασχολείται μόνο με την ασφάλεια του συστήματος και οι αρμοδιότητές του είναι περιορισμένες.

Η δεύτερη δομή του ΑΔΣ (MaxISO) περιλαμβάνει ένα *Χρηματιστήριο Ενέργειας* (Power Exchange-PX) που είναι ενσωματωμένο στη λειτουργία του ΑΔΣ. Το Χρηματιστήριο Ενέργειας είναι ένας ανεξάρτητος, μη κυβερνητικός και μη κερδοσκοπικός φορέας που εξασφαλίζει τον ανταγωνισμό στην αγορά μέσω της διεξαγωγής πλειστηριασμού για τις ανταλλαγές ηλεκτρικής ισχύος. Υπολογίζει την *Οριακή Τιμή Συστήματος* (ΟΤΣ) με βάση την υψηλότερη προσφορά. Σε ορισμένες αγορές ο ΑΔΣ είναι ξεχωριστός φορέας από το Χρηματιστήριο Ενέργειας. Αυτή η δομή του ΑΔΣ βασίζεται σε ένα μοντέλο στο οποίο η κατανομή γίνεται με βάση τη Βέλτιστη Ροή Φορτίου. Οι συμμετέχοντες στην αγορά πρέπει να υποβάλουν αναλυτικά δεδομένα, όπως το κόστος παραγωγής ισχύος κάθε γεννήτριας και την ημερήσια ζήτηση κάθε φορτίου. Λαμβάνοντας υπόψη αυτά τα δεδομένα ο ΑΔΣ κατανέμει τις μονάδες έτσι ώστε να μεγιστοποιείται το *Κοινωνικό Πλεόνασμα* (ΚΠ) και θέτει χρεώσεις που αφορούν στη συμφόρηση γραμμών.

Η λειτουργία του ISO όμως σε οποιοδήποτε μοντέλο απελευθερωμένης αγοράς θα πρέπει να διέπεται από τις παρακάτω 9 ΑΡΧΕΣ :

Η διοίκηση του ISO θα πρέπει να γίνεται με ένα δίκαιο και χωρίς διακρίσεις τρόπο.

1. Ο ISO και οι υπάλληλοι που εργάζονται σε αυτόν δεν θα πρέπει να έχουν κανενός είδους συμφέρον από κανέναν συμμετέχοντα στην αγορά
2. Ο ISO θα πρέπει να παρέχει ανοικτή πρόσβαση στο σύστημα μεταφοράς και όλες οι υπηρεσίες που βρίσκονται κάτω από τον έλεγχο του ISO θα πρέπει να παρέχονται με διάφανο και αξιοκρατικό τρόπο.
3. Ο ISO θα έχει την αποκλειστική ευθύνη διασφάλισης της ευστάθειας του συστήματος. Ο ρόλος αυτός θα πρέπει να είναι καλά καθορισμένος και να υπακούει σε πλήρως ξεκαθαρισμένους κανόνες και πρότυπα.
4. Ο ISO θα πρέπει να διασφαλίζει την ποιότητα ισχύος και την οικονομική αποδοτικότητα του συστήματος .
5. Ο ISO θα πρέπει να έχει τον πλήρη έλεγχο της λειτουργίας των διασυνδέσεων και όλων των υπηρεσιών που σχετίζονται με αυτές.
6. Ο ISO οφείλει να αντιμετωπίζει άμεσα όλους τους περιορισμούς ως προς την συμμετοχή στην αγορά όλων των ενδιαφερομένων. Αυτό βέβαια θα πρέπει να γίνεται τηρώντας με συνέπεια όλους τους κανόνες της αγοράς.
7. Ο ISO είναι υποχρεωμένος να είναι πάντα εφοδιασμένος με εξοπλισμό και υλικά που χρειάζονται για όλες τις επικουρικές υπηρεσίες. Επιπλέον η τιμολόγηση αυτών των **επικουρικών υπηρεσιών** (ancillary services) θα πρέπει να μην επιβαρύνει κατά πολύ την τιμή της κιλοβατώρας .
8. Ο ISO θα πρέπει να δίνει πληροφορίες για το σύστημα μεταφοράς σε όλους τους ενδιαφερόμενους σε ημερήσια βάση ώστε να είναι και διαφανείς οι διαδικασίες λειτουργίας του.
9. Τέλος ο ISO θα πρέπει να δημιουργήσει μια διαδικασία επίλυσης διαφορών που θα ανακύπτουν κατά καιρούς μεταξύ των συμμετεχόντων στην αγορά. Ενώ όσο μεγαλύτερος είναι ο ρόλος του ISO τόσο μικρότερος είναι ο ρόλος των υπόλοιπων εταιρειών.

Οι βασικότεροι συμμετέχοντες είναι οι:

Παραγωγοί Ηλεκτρικής Ενέργειας (genscos):

Είναι εκείνες οι εταιρείες που παράγουν και πωλούν ηλεκτρική ενέργεια. Μπορούν να είναι τόσο κρατικές όσο και ιδιωτικές εταιρείες.

Εταιρείες Μεταφοράς (transcos):

Είναι εκείνες οι εταιρείες που κατέχουν και διαχειρίζονται τις γραμμές μεταφοράς. Η κύρια ευθύνη τους είναι να μεταφέρουν την ηλεκτρική ενέργεια από τον παραγωγό στον καταναλωτή αλλά και να διασφαλίζουν την απρόσκοπτη χρησιμοποίηση των γραμμών μεταφοράς από οποιονδήποτε φορέα πληρώνει τους αντίστοιχους δασμούς.

Εταιρείες Διανομής (distcos ή discos)

Στις εταιρείες αυτές ανήκει το δίκτυο διανομής και έχουν την ευθύνη της κατανομής του φορτίου στους τελικούς καταναλωτές.

Συγκεντρωτές (aggregators)

Ένας ‘συγκεντρωτής’ είναι μια οντότητα που συγκεντρώνει πολλούς καταναλωτές μαζί σε ένα αγοραστικό ‘όμιλο’. Αυτός ο όμιλος αγοράζει μεγάλες ποσότητες ηλ.ενέργειας και άλλων υπηρεσιών σε φθηνότερες τιμές.

Εταιρείες Λιανικής Πώλησης (Retailcos)

Οι εταιρείες αυτές είναι καινούργιες στο χώρο της αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας. Κατέχουν νομική έγκριση να εμπορεύονται ενέργεια και συγκεκριμένα αφού αποκτήσουν τίτλους διαθεσιμότητας ενέργειας έπειτα την πωλούν στους πελάτες της λιανικής αγοράς. Ένας "λιανέμπορος" αγοράζει ενέργεια και άλλες υπηρεσίες απαραίτητες στο να μπορεί να παρέχει ηλεκτρισμό στους πελάτες του και επιπλέον μπορεί να συνδυάζει ηλεκτρική ενέργεια και άλλες παροχές σαν πακέτο προς πώληση. Οι εταιρείες αυτές έχουν την δυνατότητα να εμπορεύονται ενέργεια με τους τελικούς καταναλωτές και δια μέσω των 'συγκεντρωτών' (aggregators).

Πελάτες (customers)

Είναι όλοι όσοι καταναλώνουν ενέργεια. Ειδικότερα χωρίζονται και στις ακόλουθες κατηγορίες:

- Βιομηχανικοί καταναλωτές
- Αγροτικοί καταναλωτές
- Νοικοκυριά

Διαχειριστής του συστήματος (ISO)

Είναι η εταιρεία εκείνη που διασφαλίζει την ομαλή λειτουργία του συστήματος και είναι υπεύθυνη για την ευστάθειά του καθώς και την τροφοδότηση όλων των πωλητών με το αγαθό της ηλεκτρικής ενέργειας.

Διαχειριστής της Αγοράς (Market Operator)

Είναι υπεύθυνος για την λειτουργία της αγοράς σε σχέση με τις προσφορές και τις συναλλαγές που γίνονται μεταξύ των εμπλεκόμενων μερών. Αυτός καθορίζει την τιμή πώλησης της ενέργειας λαμβάνοντας υπόψη σειρά κριτηρίων.

Μεσάζοντες (Brokers)

Είναι οντότητες που δεν κατέχουν τίτλους διαθεσιμότητας ενέργειας, δεν παράγουν, δεν αγοράζουν, δεν πωλούν ηλεκτρική ενέργεια αλλά διευκολύνουν συναλλαγές μεταξύ αγοραστών και πωλητών. Επιπλέον μπορούν να λειτουργούν γενικά σαν μεσολαβητές όπως μεταξύ παραγωγών, μεταξύ παραγωγών και συγκεντρωτών κ.α.

1.4.2. Τύποι Αγοράς Ηλεκτρικής Ισχύος

Οι τύποι των αγορών περιλαμβάνουν την *Αγορά της Ενέργειας* (Energy Market), την *Αγορά των Επικουρικών Υπηρεσιών* (Ancillary Services Market) και την *Αγορά Δικαιωμάτων Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας* (Transmission Market). Επίσης, κατηγοριοποιούνται σε *Προθεσμιακή Αγορά* (Forward Market) και σε *Αγορά Πραγματικού Χρόνου* (Real-Time Market). Σημαντικό είναι το γεγονός ότι οι αγορές δεν είναι ανεξάρτητες, αλλά σχετίζονται μεταξύ τους. Ειδικότερα:

i) Αγορά Ενέργειας (Energy Market)

Η Αγορά Ενέργειας είναι ένας κεντρικός μηχανισμός που διευκολύνει την ανταλλαγή ισχύος μεταξύ Παραγωγών και Προμηθευτών. Οι τιμές αυτής της Αγοράς είναι αξιόπιστοι δείκτες όχι μόνο για τους συμμετέχοντες στην αγορά αλλά και για άλλες χρηματοοικονομικές αγορές καθώς και για τους καταναλωτές ηλεκτρικής ισχύος. Αυτή η Αγορά έχει μία ουδέτερη και ανεξάρτητη λειτουργία εκκαθάρισης. Επίσης, ο ISO και το Χρηματιστήριο Ενέργειας λειτουργούν τη συγκεκριμένη Αγορά.

Στο MinISO μοντέλο, ο ΑΔΣ (ή το Χρηματιστήριο Ενέργειας) δέχεται τις προσφορές ζήτησης και παραγωγής (η κάθε προσφορά αποτελείται από ένα ζεύγος τιμής και ποσότητας) από τους συμμετέχοντες στην αγορά και καθορίζει την *Τιμή Εκκαθάρισης Αγοράς* (TEA) στην οποία η ενέργεια αγοράζεται και πωλείται. Σε γενικές γραμμές, ο τρόπος καθορισμού

της TEA είναι ο εξής: Αθροίζονται οι προσφορές παραγωγής, σχηματίζεται μια καμπύλη προσφοράς και αθροίζονται και οι προσφορές ζήτησης και δημιουργείται μια καμπύλη ζήτησης αντίστοιχα. Το σημείο τομής των δύο αυτών καμπυλών είναι η ΟΤΣ. Σε περιόδους που υπάρχει συμφόρηση στο δίκτυο, γίνονται οι αντίστοιχες ρυθμίσεις. Στην Καλιφόρνια των Η.Π.Α. αυτή η ρύθμιση εφαρμόζεται με τη μορφή επιπρόσθετης χρέωσης για κάθε γραμμή μεταφοράς στην οποία υπάρχει συμφόρηση.

Στο MaxISO μοντέλο, οι συμμετέχοντες στην αγορά πρέπει να υποβάλουν πληροφορίες, όπως η προσφορά ενέργειας, το κόστος εκκίνησης, το κόστος λειτουργίας χωρίς φορτίο και ο ελάχιστος χρόνος λειτουργίας/κράτησης της Μονάδας. Από αυτά τα δεδομένα, ο ΑΔΣ δεσμεύει τις Μονάδες που ικανοποιούν τους συγκεκριμένους περιορισμούς και μεγιστοποιούν το κοινωνικό πλεόνασμα. Ο ΑΔΣ είτε θα θέσει τις χρεώσεις εξαιτίας της συμφόρησης των γραμμών μεταφοράς ως δυικές μεταβλητές που θα αντιστοιχούν στους περιορισμούς της χωρητικότητας των γραμμών μεταφοράς ή θα βρει τις *Χωρικές Οριακές Τιμές* (Locational Marginal Prices - LMP).

ii) Αγορά Επικουρικών Υπηρεσιών (Ancillary Services Market)

Επικουρικές Υπηρεσίες είναι οι υπηρεσίες που απαιτούνται για τη μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας μέσω του Συστήματος από τα σημεία έγχυσης στα σημεία κατανάλωσης και για τη διασφάλιση της ποιότητας παροχής της ηλεκτρικής ενέργειας μέσω του Συστήματος. Οι Επικουρικές Υπηρεσίες συμβάλλουν στην αξιόπιστη λειτουργία του Συστήματος. Σύμφωνα με το Άρθρο 124 του “Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας”, [4], [5], [6] οι Επικουρικές Υπηρεσίες διακρίνονται σε:

- α) Πρωτεύουσα Ρύθμιση και Εφεδρεία,
- β) Δευτερεύουσα Ρύθμιση και Εύρος,
- γ) Τριτεύουσα Ρύθμιση και Στρεφόμενη Εφεδρεία,
- δ) Τριτεύουσα Μη Στρεφόμενη Εφεδρεία,
- ε) Στατή Εφεδρεία,
- στ) Ρύθμιση Τάσης,
- ζ) Επανεκκίνηση του Συστήματος.

iii) Αγορά Δικαιωμάτων Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (Transmission Market)

Το αγαθό που ανταλλάσσεται σε μια αγορά μεταφοράς είναι το *Δικαίωμα Μεταφοράς* (Transmission Right). Αυτό μπορεί να είναι το δικαίωμα στη μεταφορά ισχύος, το δικαίωμα στην έγχυση ισχύος στο δίκτυο, ή το δικαίωμα στην εξαγωγή ισχύος από αυτό. Ο κάτοχος του δικαιώματος μεταφοράς μπορεί είτε να ασκήσει το δικαίωμα που έχει να μεταφέρει ισχύ είτε να αποζημιωθεί χρηματικά επειδή μεταβίβασε αυτό το δικαίωμα σε άλλους χρήστες. Η σημασία του δικαιώματος μεταφοράς παρατηρείται όταν συμβαίνει συμφόρηση στο δίκτυο μεταφοράς. Έχοντας συγκεκριμένα δικαιώματα μεταφοράς, οι συμμετέχοντες μπορούν να αντισταθμίσουν τις χρεώσεις εξαιτίας της συμφόρησης που συμβαίνει στο δίκτυο μέσω πίστωσης λόγω συμφόρησης.

Η δημοπρασία δικαιωμάτων μεταφοράς αντιπροσωπεύει μια συγκεντρωτική δημοπρασία στην οποία οι συμμετέχοντες στην αγορά υποβάλουν τις προσφορές τους για την αγορά και την πώληση των δικαιωμάτων μεταφοράς. Η δημοπρασία διεξάγεται από τον ΑΔΣ ή από έναν εκπρόσωπο ορισμένο από τον ΑΔΣ, και στόχος της είναι να καθορίσει τις προσφορές που θα ήταν εφικτές όσον αφορά τους περιορισμούς μεταφοράς και να μεγιστοποιήσει τα έσοδα από τη χρήση του δικτύου μεταφοράς. Ο αγοραστής ενός δικαιώματος μεταφοράς πρέπει να γνωστοποιήσει το μέγιστο ποσό του δικαιώματος μεταφοράς που είναι πρόθυμος να διαπραγματευτεί προς αγορά, εκτός από την τιμή αγοράς

τιμή του LMP που προκύπτει από την Αγορά Πραγματικού Χρόνου. Η *Αγορά Ωριαίου ΗΕΠ* (Hour-Ahead Forward Market) είναι μια αγορά για τυχόν παρεκκλίσεις από τον ΗΕΠ. Και η ενέργεια και οι επικουρικές υπηρεσίες μπορούν να ανταλλαχθούν στην Προθεσμιακή Αγορά. Η εκκαθάριση της Προθεσμιακής Αγοράς γίνεται πρώτη. Έπειτα, οι προσφορές για τις επικουρικές υπηρεσίες υποβάλλονται, η εκκαθάριση των οποίων μπορεί να γίνει είτε ταυτόχρονα είτε ακολουθιακά.

ν) Αγορά Πραγματικού Χρόνου (Real Time Market)

Για να διασφαλιστεί η αξιοπιστία των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας, η παραγωγή και η κατανάλωση ηλεκτρικής ισχύος πρέπει να εξισορροπούνται στον πραγματικό χρόνο. Είναι πολύ πιθανό, οι πραγματικές τιμές της παραγωγής και των φορτίων να διαφέρουν από τις τιμές που έχουν στη Μακροπρόθεσμη Αγορά. Αυτό μπορεί να συμβεί λόγω αναπάντεχων διακοπών της ηλεκτροδότησης ή λόγω μεταβολών της πραγματικής από την προβλεπόμενη ζήτηση. Αυτή η μεταβολή στη ζήτηση έχει σαν αποτέλεσμα να διαφέρουν τα LMP που προέκυψαν στον ΗΕΠ με τα LMP που προέκυψαν στην Αγορά Πραγματικού Χρόνου. Επομένως, η Αγορά Πραγματικού Χρόνου έχει σαν σκοπό την εξισορρόπηση της παραγωγής και της κατανάλωσης ισχύος

1.4.3. Μορφές Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας

α) Χονδρική Αγορά Ηλεκτρισμού (Whole Sale Electricity Market)

Το σχήμα χονδρικής αγοράς ηλεκτρισμού υφίσταται όταν οι ανταγωνιστές παραγωγοί προσφέρουν την ηλεκτρική ενέργεια που παράγουν στους λιανικούς προμηθευτές. Έπειτα οι λιανικοί προμηθευτές, θέτουν νέα τιμή στην ενέργεια που μεταπωλούν στους καταναλωτές, λειτουργώντας ως «ενδιάμεσοι». Ωστόσο, σε πολλές αγορές υπήρξε στροφή στους «τελικούς χρήστες». Μεγάλοι τελικοί χρήστες που ήθελαν να περικόψουν τα περιττά ενεργειακά κόστη τους αρχίζουν να αναγνωρίζουν την αξία μιας τέτοιας κίνησης.

Στη χονδρική αγορά έχουμε τρεις λειτουργούς-διαχειριστές. Αρχικά είναι ο *Διαχειριστής της Αγοράς* (MO-Market Operator), ο οποίος διαχειρίζεται και βοηθά την αγορά, καταγράφει τους συμμετέχοντες της αγοράς, λαμβάνει τις προσφορές και ζητήσεις από τους συμμετέχοντες, εξισορροπεί την αγορά και τιμολογεί. Έπειτα, είναι ο *Διαχειριστής του Συστήματος* (SO-System Operator), ο οποίος χειρίζεται ή συντονίζει το σύστημα, διασφαλίζει την αξιοπιστία και την ασφάλεια, εξισορροπεί σε πραγματικό χρόνο την προσφορά και τη ζήτηση μέσω της κατανομής φορτίου, διαχειρίζεται τις βοηθητικές υπηρεσίες, ώστε να διασφαλίζεται η αξιοπιστία του συστήματος και διαχειρίζεται, επίσης, την *Συμφόρηση* (Congestion). Τέλος, είναι ο *Διαχειριστής της Μεταφοράς* (TO-Transmission Operator), που σχεδιάζει, κατασκευάζει, συντηρεί και έχει στην ιδιοκτησία του τις γραμμές μεταφοράς.

Για να ευδοκιμήσει ένα οικονομικά επαρκές σύστημα χονδρικής αγοράς ηλεκτρισμού είναι σημαντικό να πληρούνται κάποια κριτήρια. Κεντρική ιδέα στα κριτήρια αυτά είναι μία *Τρέχουσα Αγορά* (Spot Market) της οποίας η οικονομική αποστολή βασίζεται στην προσφορά, λειτουργεί με την οικονομική κατανομή με περιορισμούς ασφαλείας και χαρακτηρίζεται από *Κομβική Τιμολόγηση* (Nodal Pricing). Η θεωρητική τιμή του ηλεκτρισμού σε κάθε κόμβο του δικτύου είναι μία υπολογισμένη τιμή του *Καθαρού Οριακού Κόστους* (Shadow Price), στην οποία γίνεται η υπόθεση ότι μία πρόσθετη κιλοβατώρα απαιτείται στον ζητούμενο κόμβο και το υποθετικό οριακό κόστος στο σύστημα που θα ήταν αποτέλεσμα της βέλτιστης κατανομής των διαθέσιμων μονάδων εγκαθιστά το υποθετικό κόστος παραγωγής της υποθετικής κιλοβατώρας. Αυτό είναι γνωστό ως *Τοπική Οριακή Τιμολόγηση* (Locational Marginal Pricing - LMP) ή *Κομβική Τιμολόγηση* και χρησιμοποιείται σε κάποιες απελευθερωμένες αγορές.

Στις LMP αγορές, όπου υπάρχουν περιορισμοί σε ένα δίκτυο μεταφοράς, υπάρχει η ανάγκη για πιο ακριβή παραγωγή στο κάτω όριο της. Οι τιμές και στα δύο όρια παραγωγής διαχωρίζονται, δημιουργώντας την *Τιμολόγηση Συμφόρησης* (Congestion Pricing) και τα *Ενοίκια Περιορισμών* (Constraint Rentals). Ο περιορισμός μπορεί να δημιουργηθεί όταν ένας συγκεκριμένος κλάδος ενός δικτύου φτάνει το θερμικό του όριο ή όταν συμβεί μία ενδεχόμενη υπερφόρτωση εξαιτίας ενός γεγονότος (π.χ. αποτυχία μιας γεννήτριας ή ενός μετασχηματιστή ή διακοπή λειτουργίας γραμμής) σε ένα άλλο σημείο του δικτύου. Το τελευταίο αναφέρεται σαν περιορισμός ασφαλείας. Ο χειρισμός των συστημάτων μεταφοράς γίνεται με τέτοιο τρόπο, ώστε να υπάρχει συνέχεια στην παροχή ακόμα και αν επρόκειτο να συμβεί ένα απρόοπτο γεγονός, όπως η απώλεια μιας γραμμής. Αυτό είναι γνωστό ως σύστημα περιορισμών ασφαλείας.

Ανάλογα με το χρόνο τον οποίο αφορά η χονδρική αγορά έχουμε τρεις φάσεις αυτής: την «*εκ των προτέρων*» (ex-ante), την *αγορά πραγματικού χρόνου* (Real Time) και την «*εκ των υστέρων*» αγορά (ex-post). Κατά την ex-ante διαδικασία γίνεται ο ημερήσιος ενεργειακός προγραμματισμός και η ημερήσια εκκαθάριση της αγοράς ενέργειας την προηγούμενη μέρα. Στη real time φάση γίνεται το πρόγραμμα κατανομής και η κατανομή των μονάδων σε πραγματικό χρόνο ενώ κατά την ex-post γίνεται εκ των υστέρων ο υπολογισμός της Οριακής Τιμής Αποκλίσεων, η Ημερήσια Εκκαθάριση των Αποκλίσεων της Αγοράς Ενέργειας και η Μηνιαία Εκκαθάριση της Αγοράς Επικουρικών Υπηρεσιών (Εφεδρειών).

β) Λιανική Αγορά Ηλεκτρισμού (Retail Electricity Market)

Μία λιανική αγορά ηλεκτρισμού υπάρχει όταν οι τελικοί καταναλωτές μπορούν να επιλέγουν τον προμηθευτή τους από τους ανταγωνιστές λιανοπωλητές. Ένα ξεχωριστό ζήτημα για τις αγορές ηλεκτρισμού είναι αν οι καταναλωτές αντιμετωπίζουν ή όχι μία τιμολόγηση σε πραγματικό χρόνο (τιμές βασισμένες στην μεταβλητή τιμή χονδρικής) ή μία τιμή που τίθεται με άλλο τρόπο, όπως είναι τα μέσα ετήσια κόστη. Σε πολλές αγορές οι καταναλωτές δεν πληρώνουν με βάση την σε πραγματικό χρόνο τιμολόγηση και έτσι δεν έχουν κίνητρο να μειώσουν τη ζήτηση σε καιρούς υψηλών (χονδρικών) τιμών ή να μεταθέσουν τη ζήτηση τους σε άλλες περιόδους. Μπορεί, ωστόσο να χρησιμοποιηθούν τεχνικές *Απόκρισης της Ζήτησης* (Demand Response – DR) ώστε να μειωθεί η ζήτηση κατά την περίοδο αιχμής.

Γενικά, το σχήμα της λιανικής αγοράς ηλεκτρισμού ακολουθεί αυτό του χονδρικού σχήματος. Ωστόσο, δύναται να υπάρχει μία μόνο εταιρία παραγωγής και να έχουμε επίσης λιανικό ανταγωνισμό. Αν σε ένα κόμβο του συστήματος μεταφοράς μπορεί να τεθεί μία τιμή χονδρικής και οι ποσότητες ηλεκτρισμού σ' αυτόν τον κόμβο μπορούν να γίνουν συμβατές, τότε είναι πιθανός ο ανταγωνισμός για τους λιανικούς πελάτες μέσω του συστήματος διανομής σ' αυτό τον κόμβο.

1.5. Η ΑΠΕΛΕΥΘΕΡΩΣΗ ΑΓΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ

Μετά από μια μακρά περίοδο μελετών και οργανωτικών βημάτων τόσο σε Ευρωπαϊκό όσο και σε εθνικό επίπεδο, δημιουργείται βαθμιαία ελεύθερη αγορά και στον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας. Πρόκειται για μια επανάσταση στο χώρο της ηλεκτρικής ενέργειας, που παραδοσιακά κυριαρχούνταν διεθνώς από μονοπώλια και απόλυτη ρύθμιση. Βασική διαφορά της ηλεκτρικής ενέργειας από τα άλλα αγαθά είναι ότι από τη φύση της είναι δύσκολο να αποθηκευτεί και πρέπει να είναι διαθέσιμη ανά πάσα στιγμή, καλύπτοντας τη ζήτηση η οποία μεταβάλλεται συνεχώς με αποτέλεσμα να απαιτείται σημαντική εφεδρεία

ισχύος. Η ηλεκτρική ενέργεια ως ομογενές προϊόν οδηγεί κυρίως σε ανταγωνισμό τιμών μεταξύ των παραγωγών χωρίς να συνυπάρχουν κριτήρια ποιότητας.

Οι Οδηγίες του Ηλεκτρισμού και του Φυσικού αερίου αποτελούν πλέον μέρος του πλαισίου της εσωτερικής αγοράς ενέργειας, εντός του οποίου η Ευρωπαϊκή Επιτροπή προώθησε το 1992 δύο προτάσεις στο Συμβούλιο ώστε να θεσπιστούν κοινοί κανόνες λειτουργίας της εσωτερικής αγοράς ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου, οδηγίες 96/92/EK, 2003/54/EK, [7], [8], [9], [10].

Η ελληνική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας απελευθερώθηκε από τις 19/02/01 οπότε και με εξαίρεση τα μη διασυνδεδεμένα νησιά υφίσταται πλέον το δικαίωμα ελεύθερης διαπραγμάτευσης και σύναψης σύμβασης προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας από ιδιώτες παραγωγούς ή προμηθευτές στους ακόλουθους καταναλωτές [11], [12]:

- Όσοι καταναλώνουν κατά σημείο κατανάλωσης περισσότερες από 100GWh ετησίως συμπεριλαμβανομένης της αυτοπαραγωγής.
- Συγκεκριμένοι καταναλωτές, οι οποίοι αναγνωρίζονται ως Επιλεγέντες Πελάτες.

Τα τελευταία χρόνια, κατόπιν και της νομοθετικής ρύθμισης, η αγορά της ενέργειας έχει αλλάξει δομή και έχει επανασχεδιαστεί στην Ελλάδα (όπως συνέβη και σε αρκετές άλλες χώρες του κόσμου). Βασικός στόχος του επανασχεδιασμού της αγοράς ανά τον κόσμο, είναι η δημιουργία ανταγωνιστικού περιβάλλοντος τόσο στον τομέα της χονδρικής όσο και της λιανικής πώλησης.

1.5.1. Παράγοντες και Ρυθμιστικά Όργανα της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Ελλάδα

Οι παράγοντες που σχετίζονται με την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας είναι:

Οι παραγωγοί:

Ως παραγωγοί χαρακτηρίζονται όλοι όσοι κατέχουν άδεια για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία τους χορηγείται από τη *Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας* (ΡΑΕ) σύμφωνα με τους ισχύοντες νόμους για αδειοδότηση ιδιωτών.

Οι προμηθευτές:

Στην κατηγορία των προμηθευτών ανήκουν οι έμποροι, οι ιδιώτες και η *Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού* (ΔΕΗ), οι οποίοι προμηθεύουν με ενέργεια τους επιλεγέντες πελάτες του Συστήματος έπειτα από σύναψη εμπορικών συμβολαίων. Στην περίπτωση των μη επιλεγέντων πελατών, το ρόλο του προμηθευτή τον αναλαμβάνει αποκλειστικά η ΔΕΗ.

Οι επιλεγέντες πελάτες:

Είναι οι πελάτες οι οποίοι επιλέγουν να προμηθεύονται ενέργεια μέσω του Συστήματος Συναλλαγών Ενέργειας προς ιδιωτική και αποκλειστική χρήση (Αυτοπρομηθευόμενοι Πελάτες).

Τα θεσμικά όργανα, που διαδραματίζουν σημαντικό ρόλο στην απελευθερωμένη αγορά ενέργειας είναι τα ακόλουθα:

Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ)

Η ΡΑΕ, η οποία συγκροτήθηκε τον Ιούλιο του 2000, αποτελεί ανεξάρτητη διοικητική αρχή, στην οποία έχει ανατεθεί η παρακολούθηση της αγοράς ενέργειας, όπως αυτή αναπτύσσεται – τόσο μονοσήμαντα στην Ελληνική αγορά – όσο και όπως αυτή λειτουργεί και αναπτύσσεται σε σχέση με τις ξένες αγορές ενέργειας, και ιδίως με αυτές με τις οποίες διασυνδέεται. Από το Μάρτιο του 2011, η ΡΑΕ έχει κυρίως αποφασιστικές αρμοδιότητες και σημαντικότερη συνεργασία με τους λοιπούς Ρυθμιστές και Διαχειριστές, θα ενισχυθεί δε περαιτέρω η οικονομική και διοικητική της αυτοτέλεια, [13].

Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού (ΔΕΗ)

Η Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού Α.Ε. είναι η μεγαλύτερη εταιρία παραγωγής και προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα, με περίπου 7,5 εκατομμύρια πελάτες. Διαθέτει σήμερα μια μεγάλη υποδομή σε εγκαταστάσεις ορυχείων λιγνίτη, παραγωγής, μεταφοράς και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας. Κατέχει περίπου το 70% της εγκατεστημένης ισχύος των σταθμών ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα συμπεριλαμβάνοντας στο ενεργειακό της μείγμα λιγνιτικούς, υδροηλεκτρικούς και πετρελαϊκούς σταθμούς, καθώς και σταθμούς φυσικού αερίου, αλλά και μονάδες ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ), [14].

Μετά την απόσχιση των κλάδων Μεταφοράς και Διανομής, δημιουργήθηκαν δύο 100% θυγατρικές εταιρείες της ΔΕΗ Α.Ε., ο ΑΔΜΗΕ Α.Ε. (Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας Α.Ε.) και ο ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε. (Διαχειριστής Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας Α.Ε.):

Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ)

Ως Διαχειριστής του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΣΜΗΕ) ο ΑΔΜΗΕ έχει σαν αποστολή τη διασφάλιση του εφοδιασμού της χώρας με ηλεκτρική ενέργεια με τρόπο ασφαλή, αποδοτικό και αξιόπιστο, προωθώντας την ανάπτυξη του ελεύθερου ανταγωνισμού στην Ελληνική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και εξασφαλίζοντας την ισότιμη μεταχείριση των χρηστών του ΕΣΜΗΕ. Ο ΑΔΜΗΕ εκτελεί όλα τα καθήκοντα που ορίζονται στο Άρθρο 94 του Νόμου 4001/2011, [15]. Ο ΑΔΜΗΕ είναι μέλος του ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) με συμμετοχή σε όλες τις δραστηριότητες του.

Διαχειριστής Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΔΔΗΕ)

Ο Διαχειριστής Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΔΔΗΕ) είναι ανώνυμη εταιρεία, θυγατρική της ΔΕΗ, η οποία είναι και ο μοναδικός (100%) ιδιοκτήτης της. Συστάθηκε με το Ν. 4001/2011, με τον οποίο η Οδηγία 2009/72/ΕΚ της ΕΕ, ενσωματώθηκε στο ελληνικό δίκαιο. Η εν λόγω οδηγία επιβάλλει το νομικό και λειτουργικό διαχωρισμό των δραστηριοτήτων της Μεταφοράς και Διανομής από τις καθετοποιημένες ηλεκτρικές επιχειρήσεις όπως η ΔΕΗ. Η ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε. θα είναι ο Διαχειριστής του Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΔΔΗΕ) έχοντας λάβει από τη ΡΑΕ σχετική Άδεια Διαχείρισης. Η κυριότητα του ΕΔΔΗΕ παραμένει στη ΔΕΗ, η οποία έχει ήδη λάβει σχετική Άδεια Αποκλειστικότητας, [16].

Λειτουργός Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΛΑΓΗΕ)

Ο Λειτουργός της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας ΑΕ (ΛΑΓΗΕ ΑΕ) ιδρύθηκε με βάση το ν.4001/2011 για τη “Λειτουργία Ενεργειακών Αγορών Ηλεκτρισμού και Φυσικού Αερίου, για Έρευνα, Παραγωγή και δίκτυα μεταφοράς Υδρογονανθράκων και άλλες ρυθμίσεις” (ΦΕΚ 179/22-8-2011) και ασκεί τις δραστηριότητες που ασκούνταν από τη Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας ΑΕ (ΔΕΣΜΗΕ ΑΕ), πλην εκείνων που κατά το άρθρο 99 του ν.4001/2011 μεταφέρονται στην Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας ΑΕ (ΑΔΜΗΕ ΑΕ), [17], [18]. Ο ΛΑΓΗΕ εφαρμόζει τους κανόνες για τη λειτουργία της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας σύμφωνα με τις διατάξεις του νόμου 4001/2011 και των κατ’ εξουσιοδότηση αυτού εκδιδόμενων πράξεων και ιδίως τον Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό.

1.6. ΟΙ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΕΙΣ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ

1.6.1. Χρήση διασυνδέσεων στην Ελλάδα

Το Ελληνικό Σύστημα λειτουργεί, σύγχρονα και παράλληλα με το σύγχρονο διασυνδεδεμένο Σύστημα της Ευρώπης που το διαχειρίζεται ο ENTSO-E (European Network

of Transmission System Operators for Electricity). Η παράλληλη λειτουργία επιτυγχάνεται μέσω διασυνδετικών γραμμών μεταφοράς 400 kV και 150 kV με τα Συστήματα της Αλβανίας, της Βουλγαρίας και της ΠΓΔΜ (FYROM). Επιπλέον, το Ελληνικό Σύστημα συνδέεται με το σύστημα της Τουρκίας και μέσω υποβρυχίου συνδέσμου συνεχούς ρεύματος, HVDC με το σύστημα της Ιταλίας.

Όπως παρουσιάζεται στον παρακάτω πίνακα, η εμπορικά διαθέσιμη ικανότητα μεταφοράς των γραμμών υπολείπεται της ονομαστικής ικανότητας μεταφοράς. Αυτό συμβαίνει για μία σειρά από τεχνικούς λόγους αλλά και λόγω διάφορων στρεβλώσεων (συνθήκες τεχνητού συνωστισμού, 'εμμετάβλητοι' κανόνες) που υπάρχουν στις επιμέρους αγορές ενέργειας των χωρών επηρεάζοντας σημαντικά την βέλτιστη χρήση των διασυνδέσεων για διασυνοριακό εμπόριο. Πρέπει να τονιστεί ότι τα μεγέθη που αφορούν στην εμπορική διαθεσιμότητα είναι ενδεικτικά καθώς αυτά προκύπτουν από τις εκάστοτε ροές φορτίων όπως προσδιορίζονται από τους διαχειριστές των δικτύων.

Διασύνδεση	Γραμμές Μεταφοράς	Ονομαστική Ικανότητα Μεταφοράς	Εμπορικά Διαθέσιμη Ικανότητα Μεταφοράς
Ελλάδα-Βουλγαρία	1 ΓΜ AC400kV	500---600MW	500 MW
Ελλάδα - ΠΓΔΜ	2 ΓΜ AC400kV	2 x (500-600)MW	0 – 250 MW
Ελλάδα - Αλβανία	1 ΓΜ AC400KV	500 - 800MW	0 – 100 MW
	1ΓΜ AC150kV	100MW	0 MW
Ελλάδα - Ιταλία	1 HVDC 400kV	500MW	500 MW
Ελλάδα - Τουρκία	1 ΓΜ AC400kV	500 - 600MW	130 MW

Πίνακας 1. Διασυνδέσεις της Ελλάδας με τις γειτονικές χώρες.

Το Ελληνικό Σύστημα διαθέτει ήδη 5 διασυνδετικές Γ.Μ. 400kV εναλλασσομένου ρεύματος, καθώς και τη διασύνδεση συνεχούς ρεύματος με την Ιταλία. Οι πιο πάνω διασυνδέσεις συμβάλλουν σημαντικά στην αύξηση της ικανότητας διακίνησης ισχύος μέσω των διασυνδέσεων, αλλά και στην ασφάλεια του Ελληνικού Συστήματος. Πρέπει ωστόσο να τονιστεί ότι η αύξηση της ικανότητας εισαγωγών - εξαγωγών από και προς την Ελλάδα δεν συναρτάται μόνο με το πλήθος των διασυνδέσεων της χώρας με τα εξωτερικά δίκτυα αλλά και με την κατάσταση των διασυνδετικών γραμμών και των εσωτερικών δικτύων στην ευρύτερη περιοχή των Βαλκανίων που παρουσιάζεται παρακάτω[26].

Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Τουρκία

Η διασύνδεση μεταξύ της Ελλάδας και της Τουρκίας γίνεται μέσω **μίας γραμμής 400 kV KYT Φιλίππων – KYT Ν. Σάντας – Babaeski** (Τουρκία). Η γραμμή μεταφοράς είναι διπλού κυκλώματος (τύπου 2B'Β') στο τμήμα KYT Φιλίππων – Ν. Σάντα και μονού κυκλώματος (τύπου Β'Β'Β') στο τμήμα Ν. Σάντα - Babaeski.

Η διασύνδεση ολοκληρώθηκε το 2008 και λειτουργεί ακόμα με μικρή ισχύ, από Τουρκία προς Ελλάδα NTC 100MW, ενώ από Ελλάδα προς Τουρκία NTC 134MW λόγω τεχνικών θεμάτων. Η διασύνδεση της Τουρκίας με το Ευρωπαϊκό Διασυνδεδεμένο Σύστημα γίνεται μέσω της πιο πάνω Γ.Μ. (Ν. Σάντα – Babaeski), καθώς και με δύο Γ.Μ. 400kV από τη Βουλγαρία.

Η Τουρκία είναι μία χώρα με εν δυνάμει τεράστια αγορά ενέργειας, αλλά αυτό θα αφορά στη χώρα μας στο μέλλον καθώς η υφιστάμενη διασύνδεση με την Ελλάδα είναι ακόμα σχετικά μικρή (από Τουρκία προς Ελλάδα NTC 100MW, ενώ από Ελλάδα προς

Τουρκία NTC 134MW λόγω τεχνικών θεμάτων). Στο παρελθόν υπήρχαν προβλήματα συγχρονισμού των ηλεκτρικών συστημάτων που τώρα ωστόσο έχουν ξεπεραστεί. Στο προσεχές μέλλον αναμένεται η Τουρκική αγορά να γίνει πλεονασματική οπότε η σημασία της διασύνδεσης αυξάνει ακόμα περισσότερο και αναμένεται να αποκτήσει σημασία αντίστοιχη με αυτή που έχει η διασύνδεση της Ελλάδας με την Ιταλία.

Παράδειγμα στρεβλώσεων στην Τουρκία είναι η επιδότηση (μέσω της BOTAS) της τιμής του φυσικού αερίου με αποτέλεσμα οι τιμές της ηλεκτρικής ενέργειας να ήταν τεχνητά χαμηλές (και να υπάρχουν για το λόγο αυτό πλήθος εμπορικών εταιρειών προμήθειας). Ωστόσο από 1.1.2013 έχει σταματήσει αυτή η επιδότηση.

Τα βασικά σημεία που χαρακτηρίζουν την αγορά ενέργειας της Τουρκίας συνοπτικά παρουσιάζονται παρακάτω:

- Πλήρως διαχωρισμένη Παραγωγή και Διανομή
- Ιδιωτική εταιρία διανομής
- Υπάρχει ανεξάρτητος Διαχειριστής του δικτύου
- Δεν υπάρχει ανταγωνιστική Λιανική Αγορά
- Το Χρηματιστήριο Ενέργειας βρίσκεται σε εξέλιξη
- Δεν υπάρχει αγορά εξισορρόπησης ενέργειας

Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Ιταλία

Με το Ιταλικό Σύστημα η Ελλάδα συνδέεται από τα τέλη του 2002 μέσω ενός υποβρυχίου καλωδίου DC 400 kV ισχύος 500 MW και μήκους 200 km. Η διασύνδεση αυτή συνδέει το KYT Αράχθου με τον Υ/Σ Galatina στην Ιταλία. Είναι σύνδεση συνεχούς ρεύματος 400kV και περιλαμβάνει 2 σταθμούς μετατροπής ΕΡ σε ΣΡ και αντίστροφα ικανότητας 500 MW, υποβρύχιο καλώδιο μήκους 200km και τμήματα εναερίων Γ.Μ. συνεχούς ρεύματος εκατέρωθεν μήκους 45km επί Ιταλικού εδάφους και 120km επί ελληνικού εδάφους.

Στην Ιταλία λειτουργεί χρηματιστήριο ενέργειας (Power Exchange) ονόματι IPEX (Italian Power Exchange) το οποίο αποτελείται από την προθεσμιακή αγορά Ηλεκτρικής ενέργειας (forward market, την αγορά όψεως (spot market) και την πλατφόρμα φυσικής παράδοσης των οικονομικών συμβολαίων που πραγματοποιούνται στο IDEX (ιταλικό χρηματιστήριο παραγωγών). Η Ιταλία πραγματοποιεί εισαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας από τις γειτονικές της ευρωπαϊκές χώρες, ήτοι Αυστρία, Γαλλία, Ελβετία, Σλοβενία και Ελλάδα. Η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας της Ιταλίας είναι πλήρως ώριμη και διαθέτει όλα τα στάνταρντ των δυτικό-ευρωπαϊκών αγορών ενέργειας όπως συνοπτικά παρουσιάζεται παρακάτω:

- Πλήρως διαχωρισμένη Παραγωγή και Διανομή
- Ιδιωτικοποιημένη εταιρία διανομής
- Ανεξάρτητος Διαχειριστής του δικτύου
- Ανταγωνιστική Λιανική Αγορά
- Σημαντική ρευστότητα στη λιανική αγορά
- Υπάρχει Χρηματιστήριο Ενέργειας
- Υπάρχει αγορά εξισορρόπησης ενέργειας

Ένα βασικό χαρακτηριστικό της Ιταλικής αγοράς είναι ότι οι τιμές είναι οι πλέον υψηλές της Ευρώπης για ένα μεγάλο μέρος του 24ώρου. Η πρόσφατη μεγάλη ανάπτυξη των ΑΠΕ στην Ιταλία όμως άλλαξε δραστικά το τοπίο αφού στο ηλεκτρικό της σύστημα έχουν συνδεθεί και λειτουργούν φωτοβολταϊκοί σταθμοί ισχύος 15,9GW (GSE, 12.10.2012) με ετήσιο κόστος 6,39δισ€. Εφόσον τα αιτήματα εισαγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην Ιταλία υπερβαίνουν τις δυνατότητες μεταφοράς των δικτύων και είναι απαραίτητος ο προσδιορισμός

μεθόδων μη διακριτικής κατανομής αυτές ρυθμίζονται με νομοθετικό διάταγμα (Δεκ. 2010) που καθορίζει τον τρόπο και τις προϋποθέσεις. Αν και γίνονται συζητήσεις για **δεύτερη διασύνδεση της Ιταλίας με την Ελλάδα** με ένα ακόμα υποβρύχιο καλώδιο 500MW (πέραν του υφιστάμενου επίσης 500MW) δεν διαφαίνεται προς το παρόν έμπρακτο ενδιαφέρον από τη μεριά της Ιταλίας καθώς δεν έχουν ανακοινώσει ή δεσμευτεί σε κάτι συγκεκριμένο. Ωστόσο πρέπει να σημειωθεί ότι η Ιταλία έχει δεσμευτεί και εξελίσσει διασύνδεση 1.000MW με την Αλβανία και 1.000MW με το Μαυροβούνιο.

Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας στο FYROM

Το Ελληνικό Σύστημα συνδέεται με το Σύστημα της ΠΓΔΜ μέσω:

- **μίας γραμμής 400 kV απλού κυκλώματος** με δίδυμο αγωγό, μεταξύ KYT Θεσσαλονίκης και Dubrovo
- **μίας γραμμής 400 kV απλού κυκλώματος** με δίδυμο αγωγό, μεταξύ KYT Μελίτης και Bitola .

Όσον αφορά στο διασυνοριακό εμπόριο η Πρώην Γιουγκοσλαβική Δημοκρατία της Μακεδονίας (Π.Γ.Δ.Μ.) έχει κυρίως χαρακτήρα transit με ρόλο συνεχώς αυξανόμενης σημασίας καθώς διαθέτει διασυνδέσεις με τη Βουλγαρία (NTC 400MW), με τη Σερβία (NTC 500MW) και με την Ελλάδα (NTC 300MW). Οι βασικοί παίκτες στην αγορά της Π.Γ.Δ.Μ. είναι η ρυθμιστική Αρχή **ERC** και ο διαχειριστής του δικτύου **MEPSO**. Η βασική πηγή για την παραγωγή ενέργειας είναι το κάρβουνο (με μερίδιο αγοράς 64% το 2009). Τα υδροηλεκτρικά και οι διασυνδέσεις κατέχουν τη δεύτερη σε σημασία θέση. Τα βασικά σημεία που χαρακτηρίζουν την αγορά ενέργειας της Π.Γ.Δ.Μ. συνοπτικά παρουσιάζονται παρακάτω:

- Μόνο ένας βασικός ενεργειακός παραγωγός με δεσπόζουσα θέση
- Μία ιδιωτικοποιημένη εταιρία διανομής
- Ένας ανεξάρτητος Διαχειριστής του δικτύου (**MEPSO**)
- Δεν υπάρχει ανταγωνισμός στη λιανική αγορά
- Δεν υπάρχει Χρηματιστήριο Ενέργειας (Power Exchange)
- Δεν υπάρχει αγορά εξισορρόπησης ενέργειας (balancing market).

Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Αλβανία

Το Ελληνικό Σύστημα συνδέεται με τα Δυτικά Βαλκάνια μέσω του Συστήματος της Αλβανίας το οποίο είναι εξαιρετικά ασθενές και θέτει σημαντικούς περιορισμούς στη διακίνηση ισχύος. Μέσω των παρακάτω διασυνδετικών γραμμών το Αλβανικό Σύστημα λειτουργεί σύγχρονα και παράλληλα με το Ελληνικό Σύστημα:

- **μίας γραμμής 400 kV απλού κυκλώματος με δίδυμο αγωγό**, μεταξύ KYT Καρδιάς και Elbasan (Αλβανία). Η ικανότητα μεταφοράς ισχύος μέσω της γραμμής αυτής περιορίζεται στα 250 MVA λόγω περιορισμών στο Αλβανικό Σύστημα. Τούτο οφείλεται στη δομή του Αλβανικού Συστήματος, δεδομένου ότι η Αλβανία δεν διαθέτει σύστημα 400 kV πέραν της Γ.Μ. Elbasan – Καρδιά, παρά μόνο σύστημα 220 kV με χαλαρές συνδέσεις με τη Σερβία και το Μαυροβούνιο.
- **μίας γραμμής 150 kV ελαφρού τύπου** μεταξύ Υ/Σ Μούρτου και ΥΗΣ Bistrica στην Αλβανία, ονομαστικής ικανότητας μεταφοράς 100 MW περίπου.

Η Αλβανία απελευθέρωσε την ενεργειακή της αγορά το 2008. Τρεις είναι οι βασικοί παίκτες στην Αλβανική αγορά: **ERE** που είναι η ρυθμιστική Αρχή, **OST** ο διαχειριστής του

δικτύου και **KESH** η κρατική εταιρεία παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Τα βασικά σημεία που χαρακτηρίζουν την Αλβανική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας συνοπτικά παρουσιάζονται παρακάτω:

- Μόνο ένας βασικός ενεργειακός παραγωγός με δεσπόζουσα θέση, η κρατική (**KESH**)
- Μία ιδιωτική εταιρία διανομής (**CEZ**)
- Ένας ανεξάρτητος Διαχειριστής του δικτύου (**OST**)
- Δεν υπάρχει ανταγωνισμός στη λιανική αγορά
- Δεν υπάρχει Χρηματιστήριο Ενέργειας (Power Exchange)
- Δεν υπάρχει αγορά εξισορρόπησης ενέργειας (balancing market).

Η δυνατότητα της Αλβανίας να διαθέσει ηλεκτρική ενέργεια για διασυνοριακό εμπόριο παρουσιάζει έντονα εποχιακά χαρακτηριστικά καθώς η παραγωγή εξαρτάται κυρίως από τα υδροηλεκτρικά της έργα (το 2009 το 78% της συνολικής παραγωγής προήλθε από αυτά) και από πετρελαϊκές μονάδες. Για το λόγο αυτό οι ενεργειακές διασυνδέσεις παίζουν σημαντικό ρόλο ειδικά στα έτη με χαμηλή υδραυλικότητα. Οι διασυνδέσεις με την Αλβανία δεν μπορούν να χρησιμοποιηθούν καθ' όλη τη διάρκεια του έτους – μπορούν όμως να παρέχουν ευελιξία κατά τη διάρκεια ορισμένων μηνών ειδικά όταν ολοκληρωθεί η διασύνδεση με την ΠΓΔΜ που βρίσκεται τώρα υπό κατασκευή.

Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας στη Βουλγαρία

Με το Βουλγαρικό Σύστημα η Ελλάδα συνδέεται μέσω **μίας Γ.Μ. 400 kV** (τύπου B'B'), μεταξύ KYT Θεσσαλονίκης και Blagoevgrad στην Βουλγαρία.

Η Βουλγαρία δεν διαθέτει ακόμα αρκετά ώριμη αγορά που να πληροί τα στάνταρντ των δυτικό-ευρωπαϊκών αγορών ενέργειας. Η Βουλγαρία έχει αγορά single buyer, με την κρατική εταιρεία παραγωγής NEK να κατέχει δεσπόζουσα θέση και η οποία συχνά "πιέζει" έντονα τους άλλους παραγωγούς. Καθώς ο ανεξάρτητος Διαχειριστής του δικτύου είναι στενά διασυνδεδεμένος με την NEK υπάρχουν διάφορες έντονες στρεβλώσεις όσον αφορά στο διασυνοριακό εμπόριο καθώς θέτει «εσωτερική χρέωση μεταφοράς εξαγωγών» (export fee της τάξης των 15€/MWh) από τους σταθμούς παραγωγής μέχρι τα σύνορα. Και στη Βουλγαρία οι κανόνες είναι 'ευμετάβλητοι' (σαν ενδεικτικό παράδειγμα αναφέρεται ότι ανάλογα με τις τιμές που επικρατούν στις γειτονικές χώρες η Βουλγαρία αλλάζει τις ρυθμιζόμενες χρεώσεις). Τα βασικά σημεία που χαρακτηρίζουν την αγορά ενέργειας της Βουλγαρίας συνοπτικά παρουσιάζονται παρακάτω:

- Μόνο μερικά διαχωρισμένη Παραγωγή και Διανομή
- Ένας μερικά ανεξάρτητος Διαχειριστής του δικτύου (**ESO**) ο οποίος είναι στενά διασυνδεδεμένος με την κρατική εταιρεία παραγωγής ενέργειας (**NEK**)
- Υπάρχει ιδιωτική εταιρία διανομής
- Ο ανταγωνισμός στη λιανική αγορά βρίσκεται σε εξέλιξη
- Δεν υπάρχει Χρηματιστήριο Ενέργειας
- Δεν υπάρχει αγορά εξισορρόπησης ενέργειας

1.6.2. Ηλεκτρικές διασυνδέσεις και διακρατικές σχέσεις

Ο τομέας της ενέργειας βρίσκεται πολλές φορές στο επίκεντρο γεωπολιτικών θεμάτων και καταστάσεων, καθώς αποτελεί συχνά μια αιτία σύγκρουσης αλλά και συνεργασίας μεταξύ κρατών. Είναι ευρέως γνωστό ότι τα σύνορα συχνά παράγουν δυσκολίες και εμπόδια στην οικονομική αλληλεπίδραση μεταξύ των χωρών. Από την άλλη βέβαια, όπου έρχονται σε επαφή δύο ή περισσότερες ξεχωριστές οικονομικές και διοικητικές οντότητες, προκύπτουν

οικονομικές ευκαιρίες για εμπόριο, συναλλαγές και επενδύσεις. Η Ευρωπαϊκή Ένωση άλλωστε έχει εστιάσει πολλές φορές την προσοχή της και έχει κατευθύνει την πολιτική της στην επίλυση των διαφορών γύρω από την ενέργεια, την ασφάλεια του ενεργειακού εφοδιασμού και του ελεύθερου ανταγωνισμού των αγορών, προσπαθώντας, όσο αυτό είναι δυνατόν να διασφαλίσει την ασφαλή, αξιόπιστη, οικονομικά προσιτή και βιώσιμη πρόσβαση στην ενέργεια και συγκεκριμένα στον ηλεκτρισμό. Έτσι η ανάγκη για περιφερειακή συνεργασία στον τομέα του ηλεκτρισμού όχι μόνον μεταξύ των χωρών της ΕΕ αλλά και στην ευρύτερη περιοχή αποτελεί μία από τις υψηλότερες ενεργειακές προτεραιότητες με σημαντικές συνισταμένες στο πολιτικό, οικονομικό και γεωστρατηγικό επίπεδο.

Οι ηλεκτρικές διασυνδέσεις έχουν κυρίως στόχο την βελτίωση της ενεργειακής ασφάλειας και αξιοπιστίας, επιτρέποντας την εισαγωγή ή ανταλλαγή ηλεκτρικής ενέργειας από γειτονικά συστήματα ιδίως μάλιστα σε περίπτωση που υπάρξει κάποια έκτακτη ανάγκη. Η παραπάνω διαπίστωση αποκτά μεγαλύτερη σημασία, τόσο σε σχέση με το στόχο μιας ενιαίας αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, αλλά και ως ένα μέσο για τη διευκόλυνση της ένταξης σημαντικών ποσοτήτων ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές που προγραμματίζονται σε όλη την Ευρώπη. Φυσικά, ο σχεδιασμός, η κατασκευή αλλά και η λειτουργία μιας οποιασδήποτε διεθνούς διασύνδεσης δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας απαιτεί πολιτική συμφωνία και συνεργασία μεταξύ των χωρών που πρόκειται να επωφεληθούν. Αυτό το επιπλέον κίνητρο για συνεργασία μπορεί μάλιστα να είναι ιδιαίτερα σημαντικό εάν οι χώρες που πρόκειται να αναλάβουν μια τέτοια πρωτοβουλία είχαν ιστορικό τεταμένων διπλωματικών σχέσεων.

Έτσι η ανάπτυξη και η λειτουργία μιας διεθνούς ηλεκτρικής διασύνδεσης προσφέρει τόσο πολιτικό-οικονομικά οφέλη, όπως αύξηση της συνεργατικής ικανότητας μεταξύ των χωρών, τόνωση των δημοκρατικών διαδικασιών, διάχυση της πληροφορίας και της τεχνολογίας αλλά απ' την άλλη δημιουργεί και σημαντικές υποχρεώσεις καθώς ανάλογα με τον επιλεγόμενο μηχανισμό συνεργασίας, το κράτος-αποδέκτης, πρέπει να παρέχει επαρκή οικονομική αποζημίωση στο κράτος-παραγωγό, είτε απευθείας (πληρώνοντας για την καταναλισκόμενη ενέργεια) είτε εμμέσως (παρέχοντας επενδυτική υποστήριξη στην ανάπτυξη διάφορων υποδομών).

Έτσι είναι κοινός τόπος ότι η ανάπτυξη κρίσιμων διασυνοριακών υποδομών και διασυνδέσεων, με σκοπό την άρση της απομόνωσης κάποιων κρατών, αλλά και την αύξηση της ενεργειακής τους ασφάλειας μέσω της ανάπτυξης περισσότερων οδών εφοδιασμού, συμβάλλει στην δημιουργία, την επέκταση αλλά και εμβάθυνση των διακρατικών σχέσεων ωφελώντας μάλιστα το γενικότερο οικονομικό κλίμα.

1.6.3. Οικονομική ανάπτυξη και διασυνοριακές σχέσεις

Η ανάπτυξη σημαντικών υποδομών στην ενέργεια και ιδιαίτερα στον τομέα των ηλεκτρικών διασυνδέσεων πρέπει να αποτελέσει έναν σημαντικό καταλύτη στην υλοποίηση της στρατηγικής της Ελλάδος όχι μόνον ως μέρους των στόχων της Ευρωπαϊκής Ένωσης για την ηλεκτρική διασύνδεση των κρατών-μελών αλλά και ως εθνική πολιτική προτεραιότητα που θα βοηθήσει στην ενίσχυση και στην σύσφιξη των διπλωματικών σχέσεων αλλά και την δημιουργία νέων επενδυτικών ευκαιριών και οικονομικών δυνατοτήτων. Άλλωστε εμπειρικά ευρήματα δείχνουν ότι όταν το οικονομικό αποτύπωμα μιας χώρας είναι μικρό αυτό λειτουργεί συχνά ως αποτρεπτικός παράγοντας για την ανάπτυξη εμπορικών και επενδυτικών σχέσεων γεγονός όμως το οποίο μειώνεται δραματικά στην περίπτωση που υπάρχουν σημαντικές υποδομές κυρίως στους τομείς της ενέργειας και των μεταφορών όπως ισχύει για τις ηλεκτρικές διασυνδέσεις.

Ένα άλλο στοιχείο το οποίο έχει ιδιαίτερο ενδιαφέρον είναι ότι τα διασυνοριακά πλεονεκτήματα, οικονομικά στην πλειονότητά τους, που πολλές φορές παρουσιάζονται ως αποτέλεσμα της ύπαρξης σημαντικών υποδομών συχνά δεν γίνονται επαρκώς αντιληπτά καθώς η επιχειρηματική δραστηριότητα εκλαμβάνει ότι τα σύνορα δεν ασκούν ουσιαστική επιρροή στην καθημερινότητα αλλά αντανακλούν περισσότερο μια γεω-πολιτική (στατική), παρά μια γεω-οικονομική (δυναμική) πραγματικότητα. Οι ηλεκτρικές διασυνδέσεις ωστόσο, είτε αυτές αποτελούν διακρατικές υποδομές είτε μεγάλα περιφερειακά έργα, όπως η διασύνδεση των αυτοτελών και αυτόνομων σήμερα ενεργειακά νήσων του Αιγαίου αποτελούν μια εξαιρετική ευκαιρία για την μεγαλύτερη ευελιξία της επιχειρηματικής δραστηριότητας δημιουργώντας το κατάλληλο έδαφος για νέες επενδυτικές ευκαιρίες είτε στην παραγωγή ηλεκτρισμού είτε στην βιομηχανία και άλλους τομείς.

Φυσικά, στην περίπτωση των ηλεκτρικών διασυνδέσεων τα θέματα διασυνοριακής συνεργασίας που εμφανίζονται από την πρώτη στιγμή του σχεδιασμού τέτοιων σημαντικών υποδομών όπως για παράδειγμα η κοινή περιβαλλοντική διαχείριση, και η ανταλλαγή τεχνογνωσίας εξακολουθούν να υπάρχουν μετά το πέρας της κατασκευής και κατά την λειτουργία του έργου. Οι φορείς που κυρίως εμπλέκονται στη συνεργασία είναι οι τοπικές και περιφερειακές αρχές, τα επιμελητήρια, το κράτος, οι επιχειρηματίες και η κοινωνία των πολιτών όπου όλοι έχουν ως βασικό κίνητρο το αμοιβαίο όφελος το οποίο αν όχι βραχυπρόθεσμα, σίγουρα όμως μεσοπρόθεσμα επιτάσσει κάποιες αναγκαίες υποχωρήσεις μεταξύ των μερών για την δημιουργία καλύτερων και δικαιότερων συνθηκών συνεργασίας γεγονός το οποίο όμως τελικά προάγει το εμπόριο, την ανταλλαγή πληροφοριών, τεχνολογίας και καινοτομίας και τέλος συσφίγγει τις διακρατικές και διασυνοριακές σχέσεις.



Σχήμα 3: Σχηματικό Διάγραμμα των Διασυνδεδεμένων Συστημάτων της Βαλκανικής

1.7. ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΕΣ ΤΗΣ ΑΓΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

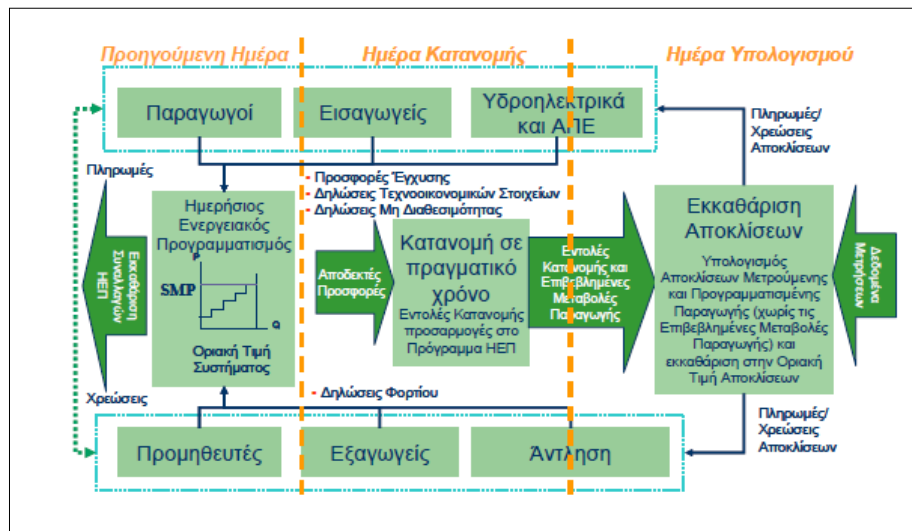
Στο Σύστημα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας περιλαμβάνεται ο Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός (ΗΕΠ), η Διαδικασία Κατανομής, η Εκκαθάριση των Αποκλίσεων Παραγωγής – Ζήτησης και ο Μηχανισμός Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος. Προϋπόθεση για τη συμμετοχή στο Σύστημα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας είναι η σύναψη Σύμβασης Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας.

Η Σύμβαση γίνεται με την εγγραφή στο Μητρώο Συμμετεχόντων και μέσω αυτής οι Συμμετέχοντες (Παραγωγοί, Προμηθευτές, Επιλέγοντες Πελάτες) έχουν το δικαίωμα να εισπράττουν πληρωμές και την υποχρέωση να εξοφλούν τις χρεώσεις που προκύπτουν από αυτές τις συναλλαγές, [8]. Οι βασικές δραστηριότητες της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας είναι οι ακόλουθες, [5]:

- I. Οι Ετήσιες, οι Μηνιαίες και οι Ημερήσιες Δημοπρασίες Φυσικών Δικαιωμάτων Μεταφοράς (ΦΔΜ).

- II. Η Δευτερεύουσα Αγορά ΦΔΜ, για τη Μεταβίβαση ή/και Μεταπώληση των εκχωρημένων Ετησίων και Μηνιαίων ΦΔΜ ενός Συμμετέχοντα σε έναν άλλον.
- III. Η Κατάρτιση Προγράμματος Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού (ΗΕΠ).
- IV. Η Επιβεβαίωση προγραμμάτων Εισαγωγών και Εξαγωγών με γειτονικούς Διαχειριστές και έλεγχος των τελικών προγραμμάτων από το Νότιο Συντονιστικό Κέντρο της Ευρώπης (South Coordination Center).
- V. Η Εκκαθάριση ΗΕΠ.
- VI. Η Κατάρτιση Προγράμματος Κατανομής (ΠΚ).
- VII. Το Πρόγραμμα Κατανομής Πραγματικού Χρόνου (ΚΠΧ ή RTD).
- VIII. Η Καταγραφή Διαθεσιμότητας Μονάδων και Εντολών Κατανομής.
- IX. Η Καταγραφή Ποσοτήτων Ενέργειας και Επικουρικών Υπηρεσιών σε πραγματικό χρόνο.
- X. Η Μεθοδολογία υπολογισμού της Οριακής Τιμής Αποκλίσεων (ΟΤΑ).
- XI. Η Εκκαθάριση Αποκλίσεων.
- XII. Η Εκκαθάριση Επικουρικών Υπηρεσιών.
- XIII. Οι Μηνιαίες Εκθέσεις και Δημοσιεύσεις.

Στο σχήμα 4 παρουσιάζεται σχηματικά η λειτουργία της αγοράς και ο βαθμός πολυπλοκότητάς της.



Σχήμα 4. Η Λειτουργία της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας, [8].

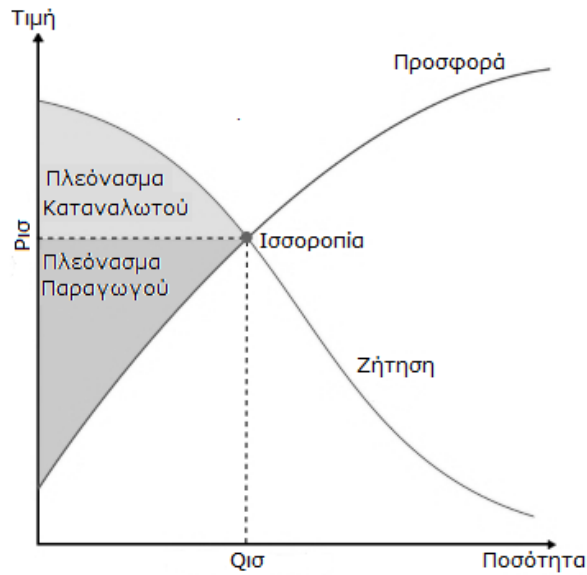
1.8. ΚΟΙΝΩΝΙΚΟ ΠΛΕΟΝΑΣΜΑ

Στην οικονομική θεωρία, το Πλεόνασμα Καταναλωτή (ΠΚ) ισούται με τη χρησιμότητα $U(Q)$ ενός αγαθού μείον τη δαπάνη για την απόκτηση ποσότητας Q αυτού του αγαθού, [3].

$$ΠΚ = U(Q) - P \cdot Q \quad (1)$$

Από την πλευρά της επιχείρησης που παράγει το προϊόν, δημιουργείται ένα Πλεόνασμα Παραγωγού (ΠΠ) ίσο προς το έσοδο από τη διάθεση της ποσότητας Q στην τιμή P μείον το αντίστοιχο κόστος παραγωγής $C(Q)$.

$$ΠΠ = P \cdot Q - C(Q) \quad (2)$$



Σχήμα 5. Πλεόνασμα Καταναλωτού και Παραγωγού.

Το Κοινωνικό Πλεόνασμα (ΚΠ), ή αλλιώς η κοινωνική ευημερία, ορίζεται ως το άθροισμα του πλεονάσματος του καταναλωτού και του πλεονάσματος του παραγωγού και εκφράζεται από τη σχέση, σχήμα 4:

$$ΚΠ = U(Q) - C(Q) \quad (3)$$

Ένας από τους κύριους στόχους των Συμμετεχόντων στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας, με την χρήση του Κώδικα Διαχείρισης του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας και του υπό δημιουργία Κώδικα Διαχείρισης Ηλεκτρικών Συστημάτων Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών, είναι η μεγιστοποίηση του Κοινωνικού Πλεονάσματος τόσο στην ηπειρωτική όσο και στην νησιωτική Ελλάδα.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2

ΚΩΔΙΚΑΣ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ^{[4]-[9]}

2.1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Σε αυτό το κεφάλαιο παραθέτουμε κάποια στοιχεία του Κώδικα Διαχείρισης (ΚΔ) του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΣΜΗΕ) που αφορούν τις διασυνδέσεις του ΕΣΜΗΕ με τα αντίστοιχα των γειτονικών κρατών με σκοπό τις εισαγωγές και εξαγωγές ηλεκτρικής ισχύος.

2.2. ΙΚΑΝΟΤΗΤΑ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΕΩΝ ΚΑΙ ΔΙΚΑΙΩΜΑ ΠΡΟΣΒΑΣΗΣ

Ο ΑΔΣ προσδιορίζει για κάθε διασύνδεση τη συνολική ικανότητα μεταφοράς κάθε διασύνδεσης, το περιθώριο αξιοπιστίας και τη καθαρή ικανότητα μεταφοράς. Τα παραπάνω καθορίζονται, σε συνεργασία με τους διαχειριστές των αντίστοιχων με κάθε διασύνδεση συστημάτων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας εκτός Ελλάδας, για κάθε Περίοδο Κατανομής κάθε Ημέρας Κατανομής, τρεις ημέρες πριν από την αντίστοιχη Ημέρα Κατανομής και ανακοινώνονται στην ιστοσελίδα του Διαχειριστή του Συστήματος.

Δικαίωμα πρόσβασης στις διασυνδέσεις έχουν οι κάτοχοι άδειας προμήθειας ή άδειας εμπορίας για την άσκηση του δικαιώματος Εισαγωγής, Εξαγωγής και Διαμετακόμισης ηλεκτρικής ενέργειας μέσω των διασυνδέσεων, οι κάτοχοι άδειας παραγωγής Κατανεμημένων Μονάδων για την άσκηση του δικαιώματος Εξαγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μέσω των διασυνδέσεων, οι Επιλεγέντες Πελάτες για την άσκηση του δικαιώματος εισαγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για δική τους αποκλειστικά χρήση.

Οι Εισαγωγές και οι Εξαγωγές, περιλαμβανομένων αυτών που αφορούν Διαμετακόμιση, διενεργούνται εφόσον έχουν ενταχθεί στο Πρόγραμμα ΗΕΠ βάσει Προσφορών Έγχυσης από Εισαγωγές και Δηλώσεων Φορτίου για Εξαγωγές αντιστοίχως.

2.3. ΕΚΧΩΡΗΣΗ ΙΚΑΝΟΤΗΤΑΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΣΤΙΣ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΕΙΣ

Η διαχείριση της συμφόρησης στις διασυνδέσεις και η εκχώρηση ικανότητας μεταφοράς αυτών διέπεται από κάποιες Αρχές Κανονισμού σε συμφωνία με τη ΡΑΕ σχετικά με τους όρους πρόσβασης στο δίκτυο για τις διασυνοριακές ανταλλαγές ηλεκτρικής ενέργειας, όπως αυτός εκάστοτε ισχύει. Ο Διαχειριστής του Συστήματος (ΔΣ) εκχωρεί στους ενδιαφερόμενους ικανότητα μεταφοράς στις διασυνδέσεις σε χρονικό ορίζοντα έως ένα (1) έτος. Η εκχώρηση ικανότητας μεταφοράς στις διασυνδέσεις η οποία ολοκληρώνεται έως και την ημέρα που προηγείται της Ημέρας Κατανομής πραγματοποιείται μέσω εμφανών (δυναμικότητας) δημοπρασιών.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος διαχειρίζεται τα έσοδα από το αντάλλαγμα που καταβάλλεται για τη δέσμευση ικανότητας μεταφοράς σύμφωνα με τα οριζόμενα για το Λογαριασμό Λ-ΠΓ. Ο Διαχειριστής του Συστήματος διαχειρίζεται τις δαπάνες για Έκτακτες Εισαγωγές ενέργειας και τις εισπράξεις λόγω Έκτακτων Εξαγωγών που γίνονται από τον Διαχειριστή του Συστήματος σε περίπτωση Έκτακτης Ανάγκης στο Σύστημα της χώρας και

αντιστοίχως σε γειτονικά Συστήματα σύμφωνα με τα οριζόμενα για το Λογαριασμό Προσαυξήσεων ΛΠ-3. Όπου οι λογαριασμοί που αναφέρονται παραπάνω είναι:

(Λ-ΙΔ): Λογαριασμός Προσαυξήσεων, ο οποίος αποτελείται από τους εξής δευτεροβάθμιους λογιστικούς λογαριασμούς:

ΛΠ-2: Προσαυξήσεις για το Λογαριασμό Ισοσκελισμού Εκκαθάρισης,

ΛΠ-3: Προσαυξήσεις για το Λογαριασμό για την παροχή Επικουρικών και Λοιπών Υπηρεσιών.

2.4. ΛΟΙΠΕΣ ΧΡΕΩΣΕΙΣ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΕΩΝ

Δεν επιβάλλεται χρέωση για χρήση του Συστήματος κατά την εισαγωγή εφόσον βάσει της αρχής της αμοιβαιότητας ισχύει το ίδιο για τη χώρα προέλευσης.

Οι προμηθευτές και οι έμποροι οφείλουν να καταβάλλουν και τη χρέωση χρήσης του ελληνικού Συστήματος.

Οι εισαγωγές επιβαρύνονται για απώλειες του Συστήματος. Ο ΔΣ δικαιούται μετά από έγκριση της ΡΑΕ να ανακτά οποιοδήποτε επιπλέον κόστος δημιουργείται.

Για τις ανάγκες του ΗΕΠ, την Εκκαθάριση Αποκλίσεων και την εκχώρηση ικανότητας μεταφοράς διασυνδέσεων, ο ΔΣ καθορίζει ιδεατούς ή φυσικούς Κόμβους Διασυνδέσεων για Εξαγωγή και Εισαγωγή.

2.5. ΠΡΟΣΔΙΟΡΙΣΜΟΣ ΤΩΝ ΑΠΟΚΛΙΣΕΩΝ ΤΩΝ ΧΡΕΩΣΕΩΝ ΚΑΙ ΤΩΝ ΠΙΣΤΩΣΕΩΝ ΣΤΙΣ ΕΙΣΑΓΩΓΕΣ ΚΑΙ ΕΞΑΓΩΓΕΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΜΕΣΩ ΤΩΝ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΕΩΝ

Για κάθε Περίοδο Κατανομής t , η ποσότητα ενέργειας των Αποκλίσεων για τις Εισαγωγές και τις Εξαγωγές μέσω της Διασύνδεσης m , σε MWh υπολογίζεται ως ακολούθως:

$$IMQ_{mt} = \sum n_j = 1MQ_{jmt} - \sum l_k = 1MQ_{kmt} - MQ_{mt} \quad (4)$$

Όπου:

n το πλήθος των εισαγωγών, l το πλήθος των εξαγωγών.

Για τον Εκπρόσωπο Φορτίου k που διενεργεί εισαγωγές ενέργειας στην Ελλάδα μέσω της Διασύνδεσης m (χωρίς να συμπεριλαμβάνεται σε αυτούς ο Διαχειριστής του Συστήματος), οι Αποκλίσεις του στις Εισαγωγές σε MWh υπολογίζονται ως ακολούθως:

$$IMRDQ_{jmt} = RQ_{jmt} - DASQ_{jmt} \quad (5)$$

$$IMRMQ_{jmt} = DASQ_{jmt} - MQ_{jmt} \quad (6)$$

Για τον Εκπρόσωπο Φορτίου k που διενεργεί εξαγωγές ενέργειας από την Ελλάδα μέσω της Διασύνδεσης m (χωρίς να συμπεριλαμβάνεται σε αυτούς ο Διαχειριστής του Συστήματος), οι Αποκλίσεις του στις Εξαγωγές σε MWh υπολογίζονται ως ακολούθως:

$$IMRDQ_{kmt} = RQ_{kmt} - DASQ_{kmt} \quad (7)$$

$$IMRMQ_{kmt} = MQ_{kmt} - DASQ_{kmt} \quad (8)$$

Η χρέωση ή πίστωση IMP_{mt} που αντιστοιχεί σε Απόκλιση των Εισαγωγών και Εξαγωγών μέσω των Διασυνδέσεων υπολογίζεται ως εξής:

$$\text{Εάν } MQ_{mt} \geq 0, \text{ τότε } IMP_{mt} = IMQ_{mt} \times EPSMP_t \times TLF_{mt} \quad (9)$$

$$\text{αλλιώς } IMP_{mt} = IMQ_{mt} \times EPSMP_t \quad (10)$$

Όπου θετική τιμή αντιστοιχεί σε χρέωση του λογαριασμού ΛΠ-2 που αφορά το καθαρό κόστος των διασυνδέσεων.

Στην περίπτωση που $MQ_{mt} \geq 0$, η μεταβλητή $EPSMP_t$ αναφέρεται στην Οριακή Τιμή Αποκλίσεων Παραγωγής-Ζήτησης της κατάλληλης Λειτουργικής Ζώνης.

Η χρέωση IMP_{jmt} που αντιστοιχεί σε Αποκλίσεις στις Εισαγωγές του Εκπροσώπου Φορτίου j , ο οποίος εισάγει ηλεκτρική ενέργεια στην Ελλάδα μέσω του Κόμβου Διασύνδεσης m κατά την Περίοδο Κατανομής t , υπολογίζεται ως εξής:

$$IMP_{jmt} = (\max(IMRDQ_{jmt}, 0) \times \max(EPSPMP_t, DASMP_t)) \times A_IM + \max(IMRMQ_{jmt}, 0) \times EPSPMP_t \times TLF_{mt} \quad (11)$$

Η χρέωση IMP_{kmt} που αντιστοιχεί σε Αποκλίσεις στις Εξαγωγές του Εκπροσώπου Φορτίου k , ο οποίος εξάγει ηλεκτρική ενέργεια από την Ελλάδα μέσω του Κόμβου Διασύνδεσης m κατά την Περίοδο Κατανομής t , υπολογίζεται ως εξής:

$$IMP_{kmt} = \max(IMRDQ_{kmt}, 0) \times \max(EPSPMP_t, DASMP_t) \times A_IM + \max(IMRMQ_{kmt}, 0) \times EPSPMP_t \quad (12)$$

Επεξήγηση Συμβόλων και Μεγεθών

MQ_{kmt} : Ποσότητα ενέργειας σε MWh για τον Εκπρόσωπο Φορτίου k ή τον Διαχειριστή του Συστήματος, ο οποίος εξάγει ηλεκτρική ενέργεια από την Ελλάδα μέσω του Κόμβου Διασύνδεσης m , όπως υλοποιήθηκε την Περίοδο Κατανομής t , ανηγμένη στο αντίστοιχο Διασυννοριακό Σημείο Τιμολόγησης.

MQ_{mt} : Μετρούμενη ποσότητα ενέργειας ανηγμένη στο Διασυννοριακό Σημείο Τιμολόγησης του Κόμβου Διασύνδεσης m σε MWh, κατά την Περίοδο Κατανομής t , που αφορά στο ενεργειακό ισοζύγιο εισαγωγών – εξαγωγών στον εν λόγω κόμβο.

IMQ_{mt} : Ποσότητα Απόκλισης Παραγωγής-Ζήτησης (MWh) για τον Κόμβο Διασύνδεσης για εισαγωγή και εξαγωγή m κατά την Περίοδο Κατανομής t .

$IMRDQ_{jmt}$: Ποσότητα Απόκλισης στις Εισαγωγές της ποσότητας ενέργειας που εντάχθηκε στον ΗΕΠ από την ποσότητα ενέργειας που αντιστοιχεί στην Επιβεβαιωμένη Δήλωση Χρήσης Μακροχρονίων Δικαιωμάτων σε MWh για τον Εκπρόσωπο Φορτίου j , ο οποίος εισάγει ηλεκτρική ενέργεια στην Ελλάδα μέσω του Κόμβου Διασύνδεσης m κατά την Περίοδο Κατανομής t .

$IMRMQ_{jmt}$: Ποσότητα Απόκλισης Παραγωγής – Ζήτησης στις Εισαγωγές σε MWh για τον Εκπρόσωπο Φορτίου j , ο οποίος εισάγει ηλεκτρική ενέργεια στην Ελλάδα μέσω του Κόμβου Διασύνδεσης m κατά την Περίοδο Κατανομής t .

$IMRDQ_{kmt}$: Ποσότητα Απόκλισης στις Εξαγωγές της ποσότητας ενέργειας που εντάχθηκε στον ΗΕΠ από την ποσότητα ενέργειας που αντιστοιχεί στην Επιβεβαιωμένη Δήλωση Χρήσης Μακροχρονίων Δικαιωμάτων σε MWh για τον Εκπρόσωπο Φορτίου k , ο οποίος εξάγει ηλεκτρική ενέργεια από την Ελλάδα μέσω του Κόμβου Διασύνδεσης m κατά την Περίοδο Κατανομής t .

$IMRMQ_{kmt}$: Ποσότητα Απόκλισης Παραγωγής – Ζήτησης στις Εξαγωγές σε MWh για τον Εκπρόσωπο Φορτίου k , ο οποίος εξάγει ηλεκτρική ενέργεια από την Ελλάδα μέσω του Κόμβου Διασύνδεσης m κατά την Περίοδο Κατανομής t .

$DASQ_{jmt}$: Ποσότητα ενέργειας σε MWh για τον Εκπρόσωπο Φορτίου j ή τον Διαχειριστή του Συστήματος, ο οποίος εισάγει ηλεκτρική ενέργεια στην Ελλάδα μέσω Κόμβου Διασύνδεσης m , όπως εντάχθηκε στο Πρόγραμμα ΗΕΠ, για την Περίοδο Κατανομής t , ανηγμένη στο αντίστοιχο Διασυννοριακό Σημείο Τιμολόγησης.

MQ_{jmt} : Ποσότητα ενέργειας σε MWh για τον Εκπρόσωπο Φορτίου j ή τον Διαχειριστή του Συστήματος, ο οποίος εισάγει ηλεκτρική ενέργεια στην Ελλάδα μέσω του Κόμβου Διασύνδεσης m , όπως υλοποιήθηκε την Περίοδο Κατανομής t , ανηγμένη στο αντίστοιχο Διασυννοριακό Σημείο Τιμολόγησης.

RQ_{jmt} : Ποσότητα ενέργειας σε MWh για τον Εκπρόσωπο Φορτίου j , ο οποίος εισάγει ηλεκτρική ενέργεια στην Ελλάδα μέσω του Κόμβου Διασύνδεσης m , που αντιστοιχεί στην Επιβεβαιωμένη Δήλωση Χρήσης Μακροχρονίων Δικαιωμάτων του Εκπρόσωπου Φορτίου για την Περίοδο Κατανομής t .

EPSMP_t: Οριακή Τιμή Αποκλίσεων Παραγωγής – Ζήτησης, σε €/MWh, για την Περίοδο Κατανομής t.

TLF_{mi}: Αριθμητική τιμή του συντελεστή απωλειών εγχύσεως που αντιστοιχεί στον Κόμβο Διασύνδεσης m, όπως αυτή εφαρμόστηκε κατά τον Υπολογισμό της Οριακής Τιμής Αποκλίσεων Παραγωγής-Ζήτησης, κατά την Περίοδο Κατανομής t.

DASMP_t: η Οριακή Τιμή Συστήματος, σε €/MWh, για την Περίοδο Κατανομής t.

A_IM: ο συντελεστής μεταβολής της χρέωσης.

Οι μεταβλητές EPSMP_t και DASMP_t αναφέρονται πάντα στις Οριακές Τιμές της κατάλληλης Λειτουργικής Ζώνης.

Σε περίπτωση που, κατά την Περίοδο Κατανομής t, υφίστανται ειδικές έκτακτες συνθήκες οι οποίες έχουν ως αποτέλεσμα τη μη επίλυση του ΗΕΠ ή επιβάλλουν την τροποποίηση της ποσότητας εισαγωγής του Συμμετέχοντος j από το Κόμβο Διασύνδεσης m από ΔΣ καθ' υπέρβαση της επίλυσης του ΗΕΠ, χωρίς η ενέργεια αυτή να προκύπτει από συμβατική υποχρέωση του ΔΣ απέναντι σε όμορο διαχειριστή στα πλαίσια της επιβεβαίωσης των ανταλλαγών ενέργειας, ο υπολογισμός της ποσότητας IMP_{jmi} που αντιστοιχεί στην απόκλιση IMRMQ_{jmi} γίνεται κατά τέτοιο τρόπο ώστε, ανάλογα με την περίπτωση: α) ο Συμμετέχων j να επιστρέφει το χρηματικό ποσό που εισέπραξε κατά την εκκαθάριση του ΗΕΠ για το τμήμα της ενέργειας που δεν εισήχθη λόγω της ως άνω τροποποίησης του Διαχειριστή του Συστήματος, ή β) ο Συμμετέχων j να πιστωθεί με χρήση της Οριακής Τιμής Συστήματος για το τμήμα της επιπλέον ενέργειας που εισήχθη λόγω της ως άνω τροποποίησης του διαχειριστή του Συστήματος. Για ενδεχόμενη απόκλιση πέραν της προαναφερθείσας, εφαρμόζονται οι διατάξεις της παραγράφου (2) του παρόντος Άρθρου. Οι λεπτομέρειες του σχετικού υπολογισμού καθορίζονται στο Εγχειρίδιο του Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος, [4]-[9].

Σε περίπτωση που, κατά την Περίοδο Κατανομής t, υφίστανται ειδικές έκτακτες συνθήκες οι οποίες έχουν ως αποτέλεσμα την μη επίλυση του ΗΕΠ ή επιβάλλουν την τροποποίηση της ποσότητας εξαγωγής Συμμετέχοντος k από το Κόμβο Διασύνδεσης m από το ΔΣ καθ' υπέρβαση της επίλυσης του ΗΕΠ, χωρίς η ενέργεια αυτή να προκύπτει από συμβατική υποχρέωση του Διαχειριστή του Συστήματος απέναντι σε όμορο διαχειριστή στα πλαίσια της επιβεβαίωσης των ανταλλαγών ενέργειας, ο υπολογισμός της ποσότητας IMP_{kmi} που αντιστοιχεί στην απόκλιση IMRMQ_{kmi} γίνεται κατά τέτοιο τρόπο ώστε, ανάλογα με την περίπτωση: α) ο Συμμετέχων k να πιστωθεί το χρηματικό ποσό που χρεώθηκε κατά την εκκαθάριση του ΗΕΠ για το τμήμα της ενέργειας που δεν εξήχθη λόγω της ως άνω τροποποίησης του Διαχειριστή του Συστήματος, ή β) ο Συμμετέχων k να χρεωθεί με χρήση της Οριακής Τιμής Συστήματος για το τμήμα της επιπλέον ενέργειας που εξήχθη λόγω της ως άνω τροποποίησης του διαχειριστή του Συστήματος. Για ενδεχόμενη απόκλιση πέραν της προαναφερθείσας εφαρμόζονται οι διατάξεις της παραγράφου (4) του παρόντος Άρθρου. Οι λεπτομέρειες του σχετικού υπολογισμού καθορίζονται στο Εγχειρίδιο του Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος.

Η αριθμητική τιμή του συντελεστή μεταβολής A_IM καθορίζεται για κάθε ημερολογιακό έτος με απόφαση του ΔΣ η οποία εγκρίνεται από τη ΡΑΕ. Η απόφαση αυτή εκδίδεται τουλάχιστον δύο μήνες προ του τέλους ενός ημερολογιακού έτους, ισχύει για το επόμενο ημερολογιακό έτος και δεν τροποποιείται εντός του έτους αυτού.

Σε σχέση με τα προγράμματα που πραγματοποιεί ο ΔΣ, οι Αποκλίσεις Εκτάκτων Εισαγωγών Συμπληρωματικής Ενέργειας και Εκτάκτων Εξαγωγών, καθώς και οι επιστροφές αυτών, χρεώνονται ή πιστώνονται στον Λογαριασμό ΛΠ-3, ενώ οι Αποκλίσεις εγγυήσεων εμπορικών προγραμμάτων και οι επιστροφές αυτών, καθώς και οι Αποκλίσεις προγραμμάτων δοκιμών επί των διασυνδέσεων, χρεώνονται ή πιστώνονται στον Λογαριασμό ΛΠ-2. Ειδικά

τα ποσά που εισπράττονται για τις Αποκλίσεις λόγω Εκτάκτων Εισαγωγών Περίσσειας Ενέργειας πιστώνονται στον Λογαριασμό Λ-Β.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3

ΔΗΜΟΠΡΑΣΙΕΣ ΚΑΙ ΦΥΣΙΚΑ ΔΙΑΙΩΜΑΤΑ ΑΓΟΡΑΣ (ΦΔΑ)

3.1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ ΣΤΗΝ ΕΝΝΟΙΑ ΤΗΣ ΔΗΜΟΠΡΑΣΙΑΣ

Οι δημοπρασίες χρησιμοποιούνται για την πώληση όλων των ειδών προϊόντων και υπηρεσιών. Μια τυπική δημοπρασία χαρακτηρίζεται από έναν πωλητή και έναν αριθμό πιθανών αγοραστών. Συχνά ο πωλητής είναι αβέβαιος για το πόσο είναι διατεθειμένος ο κάθε αγοραστής να πληρώσει για να έχει το κάθε προϊόν. Αν είχε αυτή την πληροφορία δεν θα δημοπρατούσε το προϊόν. Αντίθετα θα μπορούσε απλά να διαπραγματευτεί για να πουλήσει το καθετί στον αγοραστή με τη μεγαλύτερη δυνατή τιμή.

Υπάρχουν πολλά διαφορετικά είδη δημοπρασιών. Πρακτικά σε κάθε δημοπρασία η μεγαλύτερη προσφορά παίρνει το προϊόν. Αυτό που ποικίλλει στους διαφορετικούς τύπους δημοπρασιών είναι δύο πράγματα: Πρώτον πως καθορίζεται ο μεγαλύτερος πλειοδότης και δεύτερον πόσο έχει να πληρώσει.

Μια κοινή δημοπρασία είναι η δημοπρασία αύξουσας προσφοράς: ξεκινάει με μια χαμηλή προσφορά, κάθε πλειοδότης μπορεί να αυξήσει τη προσφορά κάθε στιγμή, οι προσφορές συνεχίζονται μέχρι να μείνει ένας ακριβώς πλειοδότης. Η δημοπρασία αύξουσας προσφοράς λέγεται και *αγγλική δημοπρασία*.

Ένα δεύτερο είδος δημοπρασίας είναι η δημοπρασία φθίνουσας προσφοράς, η οποία ξεκινάει σε μια υψηλή τιμή και ο δημοπρασιολάβης μειώνει την τιμή μέχρι το σημείο που κάποιος θα διατεθεί να αγοράσει το προϊόν. Αυτές οι δημοπρασίες λέγονται και *ολλανδικές δημοπρασίες*.

Σε αυτά τα δύο είδη δημοπρασιών υπάρχουν πολλαπλές ευκαιρίες για καθέναν να κάνει προσφορά. Μια εναλλακτική είναι μια δημοπρασία, στην οποία ο πωλητής ζητά μία σφραγισμένη προσφορά από κάθε πιθανό αγοραστή. Η μεγαλύτερη προσφορά παίρνει το αντικείμενο, αλλά το ποσό που πρέπει να πληρώσει ο αγοραστής μπορεί να διαφέρει. Σε μια δημοπρασία *first-price* πρέπει να πληρώσει τη προσφορά του, σε μια δημοπρασία *second-price* πρέπει να πληρώσει το ποσό της δεύτερης μεγαλύτερης προσφοράς.

Υπάρχει μία ορισμένη ομοιότητα ανάμεσα στην δημοπρασία αύξουσας προσφοράς και στις σφραγισμένης προσφοράς *second-price*. Στη πρώτη οι προσφορές σταματάνε όταν έχει μείνει ακριβώς μία προσφορά. Οι προσαναυξήσεις στη δημοπρασία αύξουσας προσφοράς είναι μικρές, ο νικητής πληρώνει ένα ποσό πολύ κοντά στη δεύτερη μεγαλύτερη προσφορά. Υπάρχει κοντινή σχέση μεταξύ της δημοπρασίας φθίνουσας προσφοράς και της *first-price*.

Κάποια συμπεράσματα μπορεί να εξαχθούν μέσα από τη μελέτη των παραπάνω δημοπρασιών, όπως:

- Αν κάθε υποψήφιος αγοραστής γνωρίζει την αξία του αντικείμενου για αυτόν αλλά δεν γνωρίζει την αξία του αντικειμένου για κάθε από τους υπόλοιπους υποψήφιους αγοραστές τότε όλοι οι υποψήφιοι αγοραστές έχουν ουδέτερη θέση ως προς τον κίνδυνο και όλες οι μορφές δημοπρασιών που εξετάζουμε δίνουν την ίδια προσδοκώμενη τιμή που πληρώνει ο αγοραστής (δηλαδή τα ίδια προσδοκώμενα έσοδα στον πωλητή).
- Σε μια δημοπρασία σφραγισμένης προσφοράς *first-price*, υψηλότερη προσφορά συνεπάγεται μεγαλύτερη πιθανότητα νίκης και μικρότερη απόδοση, δηλαδή μικρότερο κέρδος. Για αγοραστές με ουδέτερη θέση προς τον κίνδυνο, αυτές οι δύο δυνάμεις εξισορροπούνται.

- Αν το προς πώληση αντικείμενο έχει την ίδια αξία για όλους τους υποψήφιους αγοραστές (χωρίς να είναι γνωστή η αξία) τότε προκειμένου να αποφύγουν την κατάρα του νικητή, οι υποψήφιοι αγοραστές υποβάλλουν προσφορές χαμηλότερες από την εκτίμηση τους για την αξία του αντικειμένου.

3.2. ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗ ΑΓΟΡΑΣ ΔΙΚΑΙΩΜΑΤΩΝ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΕΩΝ

3.2.1. Το Διασυνδεδεμένο Σύστημα Μεταφοράς της Ελλάδας

Το διασυνδεδεμένο σύστημα μεταφοράς της Ελλάδας επικοινωνεί με εναλλασσόμενες (AC) γραμμές μεταφοράς στα βόρεια σύνορα με την Αλβανία, τη FYROM και τη Βουλγαρία, στα ανατολικά με την Τουρκία, και με σύνδεση HVDC (καλώδιο) με την Ιταλία. Για την εμπορική εκμετάλλευση των γραμμών μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας έχουν εκπονηθεί Οδηγίες από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή και έχουν θεσμοθετηθεί Κανονισμοί Δημοπρασιών από τον ΔΣ και τους γειτονικούς ΔΣ. εναλλασσόμενες

Οι Συμμετέχοντες που ενδιαφέρονται να εισάγουν ή να εξάγουν ενέργεια στο ελληνικό σύστημα πρέπει να εξασφαλίσουν *Φυσικά δικαιώματα Μεταφοράς* (ΦΔΜ) στις διασυνδέσεις. Όσον αφορά τη χρήση τους στην Ελληνική αγορά, τα ΦΔΜ διακρίνονται σε μακροχρόνια και βραχυχρόνια.

Το αντικείμενο της διαχείρισης διασυνδέσεων αφορά τις κάτωθι διεργασίες:

- Υπολογισμός της Συνολικής Ικανότητας Μεταφοράς,
- Περιθώριο Αξιοπιστίας Μεταφοράς,
- Καθαρή Ικανότητα Μεταφοράς,
- Μακροχρόνια Δεσμευμένη Ικανότητας Μεταφοράς (από χρήση μακροχρονίων ΦΔΜ),
- Διαθέσιμη Ικανότητα Μεταφοράς στις Ημερήσιες Δημοπρασίες για Εισαγωγές και Εξαγωγές,
- Εκτέλεση των Ετησίων, Μηνιαίων και Ημερησίων Δημοπρασιών,
- Υπολογισμός των Τιμών Εκκαθάρισης των Δημοπρασιών,
- Λειτουργία της Δευτερεύουσας Αγοράς ΦΔΜ.
- Τήρηση των Κανόνων Χρήσης των ΦΔΜ,
- Εκκαθάριση των Δημοπρασιών.

Το 2003, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή καθόρισε το νομικό πλαίσιο σχετικά με τους όρους πρόσβασης στο δίκτυο για τις διασυνοριακές ανταλλαγές ηλεκτρικής ενέργειας, τονίζοντας την ανάγκη για σχήματα που βασίζονται στην αγορά (market based schemes). Σύμφωνα με τον κανονισμό 1228/2003 της Ευρωπαϊκής Επιτροπής και τη μεταγενέστερη απόφαση 2006/770, οι άμεσες (explicit) ή έμμεσες (implicit) δημοπρασίες αποτελούν ένα κατάλληλο μέτρο, προσανατολισμένο στις αγορές, για την εκχώρηση της διαθέσιμης ικανότητας μεταφοράς των διασυνδέσεων στους συμμετέχοντες.

3.2.2. Είδη Δημοπρασιών για τα Δικαιώματα Διασυνδέσεων

3.2.2.1 Άμεσες Δημοπρασίες (Explicit Auctions)

Πρόκειται για τον ευρύτερα χρησιμοποιούμενο μηχανισμό εκχώρησης της ικανότητας μεταφοράς των διασυνδέσεων στη Ευρώπη, μέχρι τα πρώτα χρόνια του 2000. Αποτελούνται από δύο βήματα: Αρχικά, η ικανότητα μεταφοράς στη διασύνδεση μεταξύ των δύο αγορών δημοπρατείται σε μια τιμή η οποία δεν εξαρτάται απαραίτητα από την τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας. Αυτές οι δημοπρασίες διεκπεραιώνονται από τους *Διαχειριστές του Συστήματος Μεταφοράς* (ΔΣΜ/TSOs) ή από γραφεία δημοπρασιών που ενεργούν για λογαριασμό των εμπλεκόμενων ΔΣΜ. Οι προσφορές ταξινομούνται βάσει της τιμής τους, και γίνονται δεκτές μέχρι να εξαντληθεί η ικανότητα μεταφοράς. Η τιμή κάθε επιτυχούς

προσφοράς μπορεί να είναι ίδια με αυτήν που προσφέρθηκε στη δημοπρασία («Pay-As-Bid»), ή μπορεί να είναι ίση με τη χαμηλότερη αποδεκτή προσφορά («Marginal Bid Auction»). Σε ένα δεύτερο στάδιο, οι συμμετέχοντες, προβλέπουν μια διαφορά τιμών μεταξύ των αγορών δύο χωρών και υποβάλλουν προσφορές έγχυσης για εισαγωγή στη μία και δηλώσεις φορτίου για εξαγωγή στην άλλη (ανάλογα με την αναμενόμενη κατεύθυνση), κάνοντας χρήση των δικαιωμάτων μεταφοράς που απέκτησαν μέσω των δημοπρασιών. Τα δικαιώματα αυτά, γνωστά ως *Φυσικά Δικαιώματα Μεταφοράς* (ΦΔΜ - Physical Transmission Rights ή PTRs), αφορούν συνήθως διάφορους χρονικούς ορίζοντες (ετήσια, μηνιαία και ημερήσια δικαιώματα) και μπορούν να μεταπωληθούν σε άλλους συμμετέχοντες (συμβόλαια οικονομικής φύσης). Το κύριο χαρακτηριστικό αυτού του μηχανισμού είναι ότι η ικανότητα μεταφοράς των διασυνδέσεων δημοπρατείται χωριστά και ανεξάρτητα από τις αγορές όπου δημοπρατείται η ηλεκτρική ενέργεια. Δεδομένου ότι τα δύο προϊόντα, ικανότητα μεταφοράς και ηλεκτρική ενέργεια, αποτελούν αντικείμενο διαπραγμάτευσης σε δύο ξεχωριστές δημοπρασίες, οι άμεσες δημοπρασίες δεν αποτελούν ένα βέλτιστο σύστημα χρήσης των διασυνδέσεων καθώς υπάρχει έλλειψη πληροφοριών των τιμών του ενός ως προς το άλλο. Αυτή η έλλειψη πληροφοριών οδηγεί συχνά σε μικρότερη σύγκλιση των τιμών και συχνές ανεπιθύμητες ροές, μερικές φορές ακόμη και προς τη λάθος κατεύθυνση. Η Ελληνική αγορά ενεργείας αποτελείται κατ' αποκλειστικότητα από άμεσες δημοπρασίες ενεργείας που εμπεριέχουν υψηλό ρίσκο για τον επενδυτή. Για το λόγο αυτό ο υπολογισμός του ρίσκου είναι πολύ σημαντικός ώστε να επιτυγχάνεται υψηλότερη αξιοποίηση των κεφαλαίων.

3.2.2.2. Έμμεσες Δημοπρασίες (Implicit Auctions)

Με βάση την εντύπωση λοιπόν, ότι οι διαδοχικές δημοπρατήσεις των ΦΔΜ και των αγορών ενέργειας μπορεί να οδηγήσουν σε μη βέλιστα αποτελέσματα, καθώς οι συμμετέχοντες θα πρέπει να προβλέπουν μελλοντικές επιδόσεις της αγοράς (π.χ. για ένα έτος μετά) κατά την απόκτηση των ΦΔΜ, η ιδέα των έμμεσων δημοπρασιών άρχισε να γίνεται πιο ελκυστική. Η βασική αρχή τους είναι ότι τα ΦΔΜ και η ενέργεια δημοπρατούνται ταυτόχρονα. Οι συμμετέχοντες των αγορών δύο ή περισσότερων χωρών αγοράζουν και πωλούν ενέργεια σε μία ενιαία πλατφόρμα, ενώ ο λειτουργός της αγοράς και οι διαχειριστές των χωρών έμμεσα (Implicitly) διασφαλίζουν ότι η ικανότητα μεταφοράς των διασυνδέσεων είναι επαρκής για να εξασφαλισθεί η επιτευξιμότητα των συναλλαγών. Οι έμμεσες δημοπρασίες έγιναν τελικά η προτιμώμενη επιλογή για τις διασυννοριακές ανταλλαγές ενέργειας στον κανονισμό 714/2009 της Ευρωπαϊκής Επιτροπής.

Στις έμμεσες δημοπρασίες ουσιαστικά επιτυγχάνεται η σύζευξη των *Αγορών Όψεως* (Spot Markets) των διαφόρων χωρών, ώστε να μεγιστοποιηθεί το συνολικό κοινωνικό όφελος. Σε πρώτη φάση, η ικανότητα μεταφοράς των διασυνδέσεων διατίθεται από τους ΔΣ στο λειτουργό της αγοράς όψεως, ο οποίος εν συνεχεία σε συνδυασμό με τις προσφορές έγχυσης/δηλώσεις φορτίου υπολογίζει τις τιμές της ενέργειας για κάθε εμπλεκόμενη περιοχή και τις ροές στις διασυνδέσεις. Έτσι, η δημοπράτηση των ΦΔΜ περιλαμβάνεται (έμμεσα) στις καθημερινές δημοπρασίες των αγορών. Οι προκύπτουσες τιμές ανά περιοχή με αυτόν τον τρόπο αντανακλούν τόσο το κόστος της παραγόμενης ενέργειας όσο και το κόστος της συμφόρησης των διασυνδετικών γραμμών. Το έμμεσο αυτό κόστος χρήσης των διασυνδέσεων εκκαθαρίζεται στην τελική διαφορά των τιμών των συζευγμένων αγορών. Εάν κανένας περιορισμός δεν ενεργοποιείται στις διασυνδέσεις, τότε δεν υπάρχει διαφορά τιμών μεταξύ των αγορών και το έμμεσο κόστος χρήσης των διασυνδέσεων είναι μηδενικό. Οι έμμεσες δημοπρασίες διασφαλίζουν ότι η ηλεκτρική ενέργεια ρέει από τις πλεονασματικές περιοχές (περιοχές με χαμηλή τιμή) προς τις ελλειμματικές περιοχές (περιοχές με υψηλή τιμή), γεγονός που οδηγεί σε σύγκλιση των τιμών.

Δύο τύποι των έμμεσων δημοπρασιών είναι το «Market Coupling», αν δύο ή περισσότερα εθνικά χρηματιστήρια ενέργειας συζευγνούν τις αγορές τους, είτε ως «Market Splitting», αν ένα χρηματιστήριο ενέργειας χωρίζει μία περιοχή σε διάφορες ζώνες τιμών σε περίπτωση συμφόρησης μεταξύ τους. Δεν υπάρχει εξ ανάγκης οποιαδήποτε διαφορά των αλγορίθμων υπολογισμού ή των κανόνων που εφαρμόζονται στο Market Coupling και στο Market Splitting. Αυτό που τα διαφοροποιεί, είναι ο χειρισμός του αλγορίθμου και ποια αποτελέσματα των κεντρικών υπολογισμών χρησιμοποιούνται από τις τοπικές αγορές στη συνέχεια. Η εισαγωγή της Ελληνικής αγοράς σε αυτή τη μορφή των δημοπρασιών θα καθυστερήσει λόγω του κοινωνικού και γεωγραφικού περιβάλλοντος στο οποίο βρίσκεται .

3.2.2.3. Δημοπρασίες για ΦΔΜ στις Διασυνδέσεις

Ο ΔΣ διεξάγει ετήσιες, μηνιαίες και ημερήσιες δημοπρασίες ΦΔΜ. Οι λεπτομέρειες σχετικά με το χρόνο, τη δομή και τη συμμετοχή σε αυτές τις δημοπρασίες περιέχονται στους Κανονισμούς Δημοπρασιών. Ο ΔΣ διαχειρίζεται τα έσοδα από αυτές τις δημοπρασίες σύμφωνα με τα προβλεπόμενα στον Λογιστικό Λογαριασμό Λ-ΠΓ.

Ο διαχειριστής του Συστήματος έχει εκχωρήσει, από κοινού με το διαχειριστή του Ιταλικού Συστήματος (TERNA), τις αρμοδιότητες διεξαγωγής δημοπρασιών εκχώρησης ΦΔΜ και λειτουργίας της δευτερεύουσας αγοράς ΦΔΜ, όσον αφορά τη διασύνδεση Ελλάδας-Ιταλίας, στην εταιρία CASC.eu4.

Οι Συμμετέχοντες μπορούν να αποκτήσουν ΦΔΜ είτε απευθείας με τη συμμετοχή τους στις δημοπρασίες δικαιωμάτων διασυνδέσεων, είτε μέσω της δευτερεύουσας Αγοράς ΦΔΜ.

3.2.3. Επιλεξιμότητα Συμμετοχής στις Δημοπρασίες

Οι Συμμετέχοντες οι οποίοι είναι επιλέξιμοι να συμμετάσχουν στις δημοπρασίες ΦΔΜ που διενεργούνται από τον ΔΣ, βάσει κοινών Κανονισμών δημοπρασιών, για το σύνολο της *Καθαρής Ικανότητας Μεταφοράς* (NTC) των διασυνδέσεων, είναι οι ακόλουθοι:

- Οι Συμμετέχοντες που είναι εγγεγραμμένοι στο Μητρώο Συμμετεχόντων της Ελληνικής Αγοράς ΗΕ, και
- Οι Συμμετέχοντες που είναι εγγεγραμμένοι στα αντίστοιχα Μητρώα Συμμετεχόντων γειτονικών χωρών. Για παράδειγμα, στη διασύνδεση Ελλάδας-Ιταλίας οι υπόψη Συμμετέχοντες είναι αυτοί που έχουν υπογράψει μία Σύμβαση Κατανομής και συμμορφώνονται με τους Κανόνες Διαχείρισης Συμφόρησης (ΚΔΣ) της διασύνδεσης με την Ιταλία.

Στις δημοπρασίες ΦΔΜ που διενεργούνται από τον ΔΣ για τμήμα της Καθαρής Ικανότητας Μεταφοράς μίας διασύνδεσης βάσει μη κοινών Κανονισμών δημοπρασιών, δικαίωμα συμμετοχής έχουν μόνο όσοι είναι εγγεγραμμένοι στο Μητρώο Συμμετεχόντων της Ελληνικής Αγοράς ΗΕ.

3.2.4. Συμμετέχοντες με Δικαίωμα Υποβολής Προγραμμάτων

Οι ακόλουθοι Συμμετέχοντες έχουν δικαίωμα υποβολής προγραμμάτων στις διασυνδέσεις σύμφωνα με τους όρους των αδειών τους:

- Οι κάτοχοι αδειών προμήθειας ή εμπορίας ηλεκτρικής ενέργειας μπορούν να προγραμματίζουν εισαγωγές, εξαγωγές ή διαμετακόμιση ενέργειας μέσω των διασυνδέσεων.
- Οι κάτοχοι αδειών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μπορούν να προγραμματίζουν εξαγωγές ενέργειας μέσω των διασυνδέσεων, και

- Οι Αυτοπρομηθευόμενοι Πελάτες μπορούν να προγραμματίζουν εισαγωγές ενέργειας μέσω των διασυνδέσεων αποκλειστικά για δική τους χρήση.

3.2.5. Διαδικασίες που Αφορούν την Εκχώρηση ΦΑΜ στις Διασυνδέσεις (Δημοπρασίες)

3.2.5.1. Υπολογισμός Καθαρής Ικανότητας Μεταφοράς στις Διασυνδέσεις

Ο ΔΣ προσδιορίζει, εντός της προθεσμίας που αναφέρεται στον ΚΔΣ, τη *Συνολική Ικανότητα Μεταφοράς* (Total Transmission Capacity ή TTC) και το Περιθώριο Αξιοπιστίας Μεταφοράς (Transmission Reliability Margin ή TRM) κάθε διασύνδεσης και ομάδας διασυνδέσεων, όπως ισχύει, για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής, και ξεχωριστά για τις εισαγωγές και τις εξαγωγές ενέργειας.

Ο ΔΣ συμβουλευεται τους γειτονικούς διαχειριστές για τον ανωτέρω προσδιορισμό. Οι Συνολικές Ικανότητες Μεταφοράς στις Βόρειες διασυνδέσεις καθορίζονται λαμβάνοντας υπόψη την ασφάλεια (N-1 κριτήριο) όλης της περιοχής των Βαλκανίων.

Ακολούθως, ο ΔΣ υπολογίζει την NTC ως τη διαφορά μεταξύ της *Συνολικής Ικανότητας Μεταφοράς* (TTC) και του *Περιθωρίου Αξιοπιστίας Μεταφοράς* (TRM) κάθε διασύνδεσης και ομάδας διασυνδέσεων, για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής, και ξεχωριστά για τις εισαγωγές και τις εξαγωγές ενέργειας.

Ο ΔΣ μετά από συνεργασία με τους γειτονικούς διαχειριστές ανακοινώνει το τελικό NTC κάθε διασύνδεσης, για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής, και ξεχωριστά για τις εισαγωγές και τις εξαγωγές ενέργειας, στην ιστοσελίδα του εντός της προθεσμίας που αναφέρεται στον ΚΔΣ.

Στη συνέχεια περιγράφεται η μεθοδολογία για τον υπολογισμό των ποσοτήτων μεταφοράς για εισαγωγές και εξαγωγές στις βόρειες Ελληνικές διασυνδέσεις. Για το καλώδιο με την Ιταλία, λόγω του γεγονότος ότι αποτελεί DC (Συνεχές) μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας, η διακινούμενη καθαρή ποσότητα μεταφοράς είναι 500MW, ανεξαρτήτου κατεύθυνσης, όση δηλαδή και η χωρητικότητα του καλωδίου.

3.2.5.2. Αρχές Υπολογισμού της Καθαρής Ικανότητας Μεταφοράς των Διασυνδέσεων

Ο υπολογισμός των τιμών της NTC στις βόρειες Ελληνικές διασυνδέσεις (σύνορα Ελλάδας-FYROM, Ελλάδας-Αλβανίας, Ελλάδας-Τουρκίας και Ελλάδας-Βουλγαρίας) βασίζεται σε κοινά αποδεκτό μοντέλο συστήματος μεταφοράς της SEE (South East European Region ή Νοτιανατολικής Ευρώπης) περιοχής, το οποίο λαμβάνει υπόψη την τοπολογία του δικτύου και της παραγωγής της εν λόγω περιοχής. Ο υπολογισμός γίνεται σύμφωνα με τους κανόνες υπολογισμού του ENTSO-E, ικανοποιώντας τα κριτήρια ασφαλούς λειτουργίας με τη χρήση ενός ενοποιημένου πλήρους δικτύου της Νοτιανατολικής Ευρώπης.

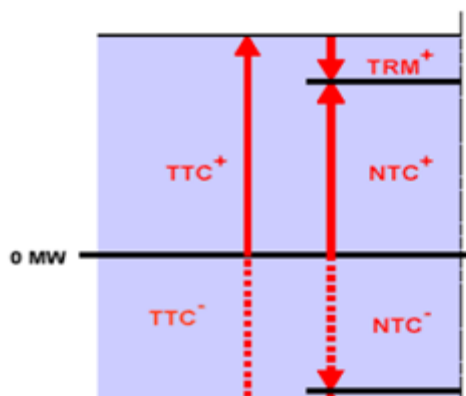
Η διαδικασία που ακολουθείται για τον υπολογισμό των NTC τιμών (σε ετήσια, μηνιαία και ημερήσια βάση) είναι η εξής:

Αφού γίνει η σύνθεση (Merging) του μοντέλου DACF (Day Ahead Congestion Forecast) κάθε ΔΣ με τα μοντέλα τα οποία λαμβάνονται από τους γειτονικούς ΔΣ, δημιουργείται ένα βασικό σενάριο εμπορικών προγραμμάτων ανταλλαγών ενέργειας και μοντέλων δικτύων (Base Case Exchange, BCE) για την ευρύτερη περιοχή της SEE. Προκειμένου να υπολογιστούν οι NTC τιμές για εισαγωγές/εξαγωγές σε κάποια διασύνδεση (π.χ Βουλγαρία-Ελλάδα), η παραγωγή αυξάνεται σε μία περιοχή κατά (E) αναλογικά με την εναπομείνουσα χωρητικότητα των μονάδων παραγωγής στην περιοχή αυτή και μειώνεται αναλογικά στην άλλη περιοχή κατά το ίδιο ποσοστό (ξανά σύμφωνα με την εναπομείνουσα

χωρητικότητα των μονάδων παραγωγής της δεύτερης περιοχής). Με τη τήρηση του N-1 κριτηρίου στην ευρύτερη περιοχή της SSE η TTC μεταξύ των δύο περιοχών λαμβάνεται σαν:

$$TTC = BCE + E \quad (13)$$

Η καθαρή ικανότητα μεταφοράς (Net Transfer Capacity) κατόπιν τούτου υπολογίζεται σαν η τιμή TTC μείον ένα περιθώριο ασφαλείας για λόγους ασφαλείας (Transmission Reliability Margin), σύμφωνα με το σχήμα σχήμα 6. Οι τιμές υπολογισμού των NTC εξαρτώνται από τη μέθοδο με την οποία αυξάνεται ή μειώνεται η παραγωγή των μονάδων που λαμβάνονται υπόψη κατά τη ανταλλαγή των προγραμμάτων. Για αυτό το λόγο, ο τρόπος μεταβολής της παραγωγής αποτελεί μία σημαντική παράμετρο κατά τους υπολογισμούς του NTC.



Σχήμα 6. Καθαρή Ικανότητα Μεταφοράς και Περιθώριο Ασφαλείας.

Η αύξηση ή η μείωση της παραγωγής αναλογικά με την εναπομείνασα χωρητικότητα σε κάθε μία μονάδα γίνεται ως εξής :

Σε κάθε μονάδα παραγωγής η ενέργεια αυξάνεται/μειώνεται αναλογικά με την εναπομείνασα παραγωγή ως $P_{max} - P_{Base_Case}$ (για αύξηση παραγωγής) ή $P_{Base_Case} - P_{min}$ (για μείωση παραγωγής). Ο καθορισμός των NTC τιμών γίνεται σύμφωνα με τους ορισμούς του ENTSO:

$$NTC = BCE + E - TRM \quad (14)$$

όπου:

BCE: Βασικό Σενάριο Συμφωνημένων Ανταλλαγών (Base Case Exchange),

E: Μέγιστη Μεταβολή της Παραγωγής η Οποία Μπορεί να Γίνει μεταξύ Δύο Περιοχών Ελέγχου υπό τη Διατήρηση του Κριτηρίου N-1 (Maximum Shift of generation),

TRM: Περιθώριο Αξιοπιστίας Μεταφοράς (Transmission Reliability Margin).

3.2.6. Ετήσιες Μηνιαίες και Ημερήσιες Δημοπρασίες

Πριν από κάθε δημοπρασία ΦΔΜ, ο ΔΣ προσδιορίζει και δημοσιεύει στην ιστοσελίδα του τη Μακροχρόνια διαθέσιμη Ικανότητα Μεταφοράς (Ετήσιο ATC και Μηνιαίο ATC), ξεχωριστά για εισαγωγές ενέργειας και εξαγωγές ενέργειας, για κάθε διασύνδεση. Η Ετήσια και οι Μηνιαίες δημοπρασίες γίνονται για την εκχώρηση του 100% του Ετήσιου και των Μηνιαίων ATC, αντίστοιχα. Κατά τις Ετήσιες και Μηνιαίες δημοπρασίες που διεξάγονται από τον ΔΣ γίνονται οι παρακάτω διεργασίες:

- Γίνεται δημοσίευση του Ετήσιου ή Μηνιαίου ATC στην ιστοσελίδα του ΔΣ,
- Γίνεται έλεγχος εγκυρότητας των οικονομικών προσφορών, ώστε να ληφθούν υπόψη κατά τη διαδικασία της δημοπρασίας μόνο οι έγκυρες προσφορές,

- Εκτελείται η Ετήσια ή Μηνιαία δημοπρασία,
- Δημοσιεύονται τα αποτελέσματα της δημοπρασίας,
- Οι Συμμετέχοντες που έχουν συμμετάσχει στη δημοπρασία δικαιούνται να καταθέσουν ένσταση, εφόσον θεωρούν ότι η δημοπρασία δεν έγινε σύμφωνα με τους αντίστοιχους Κανονισμούς δημοπρασιών [4], [5],
- Ο ΔΣ οφείλει να ελέγξει αν οι ενστάσεις είναι βάσιμες ή όχι, και να απαντήσει αιτιολογημένα στους Συμμετέχοντες εντός ορισμένου χρονικού διαστήματος, που ορίζεται στους αντίστοιχους Κανονισμούς δημοπρασιών,
- Γίνεται πληρωμή από τους κατόχους ΦΔΜ για τα αποκτηθέντα από τη δημοπρασία ΦΔΜ.

Ο μηχανισμός υποβολής οικονομικών προσφορών βασίζεται σε ένα λογισμικό κρυπτογράφησης, το οποίο διασφαλίζει την εμπιστευτικότητα των υποβληθέντων προσφορών. Σε περίπτωση που μία προσφορά είναι μη νόμιμη και δεν έχει γίνει αποδεκτή από το διαχειριστή του Συστήματος, αποστέλλεται e-mail στον Συμμετέχοντα με περιγραφή του λόγου ακύρωσης της προσφοράς του.

Τα αποτελέσματα της Ετήσιας και της Μηνιαίας δημοπρασίας αποστέλλονται επίσης στους γειτονικούς διαχειριστές, προκειμένου να μπορούν να επεξεργαστούν τις μακροχρόνιες δηλώσεις πρόθεσης χρήσης των Συμμετεχόντων ή των συμβεβλημένων με τους Συμμετέχοντες εταιρειών (Counterparties) των γειτονικών χωρών.

Οι Συμμετέχοντες, που είναι είτε κάτοχοι ΦΔΜ είτε συμβεβλημένοι με κατόχους ΦΔΜ, δηλώνουν τη χρήση των μακροχρονίων (Ετησίων ή/και Μηνιαίων) ΦΔΜ τους για εισαγωγές και εξαγωγές, σύμφωνα με τους Κανονισμούς δημοπρασιών, εντός της προθεσμίας που αναφέρεται στους σχετικούς Κανονισμούς δημοπρασιών.

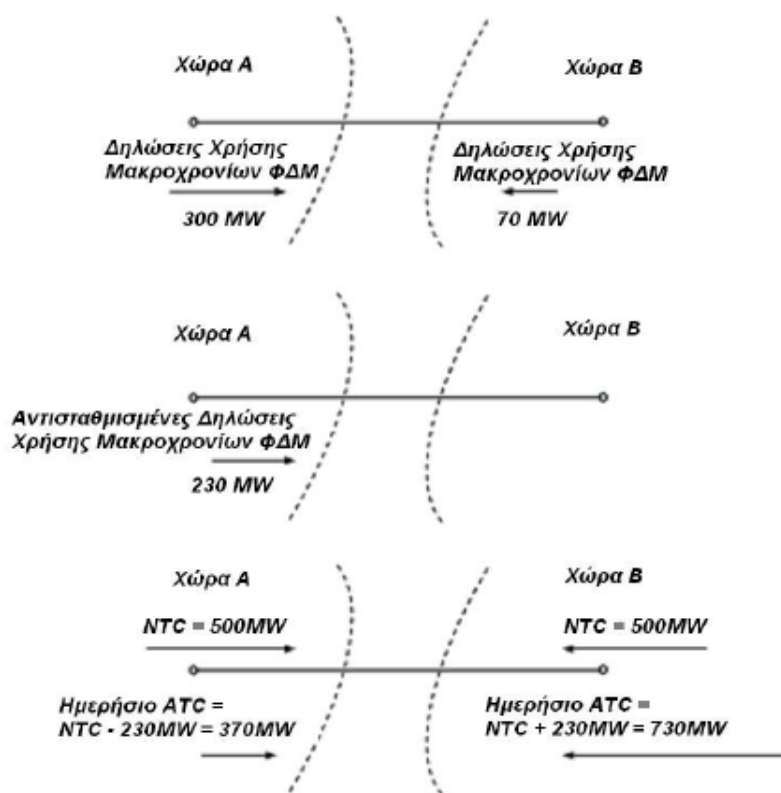
Κατά τις Ημερήσιες δημοπρασίες που διεξάγονται από το ΔΣ γίνονται οι κάτωθι διεργασίες:

- Γίνεται υπολογισμός και δημοσίευση του Ημερησίου (ATC) στην ιστοσελίδα του διαχειριστή του Συστήματος,
- Γίνεται έλεγχος εγκυρότητας των οικονομικών προσφορών, ώστε να οριστεί αν οι υποβληθείσες προσφορές θα ληφθούν υπόψη κατά τη διαδικασία της δημοπρασίας.
- Εκτελείται η Ημερήσια δημοπρασία,
- Δημοσιεύονται τα αποτελέσματα της δημοπρασίας,
- Οι Συμμετέχοντες που έχουν συμμετάσχει στη δημοπρασία δικαιούνται να καταθέσουν ένσταση, εφόσον θεωρούν ότι η δημοπρασία δεν έγινε σύμφωνα με τους αντίστοιχους Κανονισμούς δημοπρασιών,
- Ο ΔΣ οφείλει να ελέγξει αν οι ενστάσεις είναι βάσιμες ή όχι, και να απαντήσει αιτιολογημένα στους Συμμετέχοντες εντός ορισμένου χρονικού διαστήματος, που ορίζεται στους αντίστοιχους Κανονισμούς δημοπρασιών,
- Ο ΔΣ υπολογίζει τη ATC των διασυνδέσεων για εκχώρηση στις Ημερήσιες δημοπρασίες, ξεχωριστά για εισαγωγές και εξαγωγές σε κάθε διασύνδεση, για κάθε Περίοδο Κατανομής της επόμενης ημέρας (σε ώρες Κεντρικής Ευρώπης, CET), σύμφωνα με τους Κανονισμούς δημοπρασιών.

Στη συνέχεια, ο ΔΣ δημοσιεύει στην ιστοσελίδα του τη ATC των διασυνδέσεων για εκχώρηση στις Ημερήσιες δημοπρασίες, ξεχωριστά για εισαγωγές και εξαγωγές σε κάθε διασύνδεση για κάθε περίοδο Κατανομής της επόμενης ημέρας (σε ώρες Κεντρικής Ευρώπης, CET) εντός της προθεσμίας που αναφέρεται στους σχετικούς Κανονισμούς δημοπρασιών.

Ανάλογα με τις προβλέψεις των Κανονισμών δημοπρασιών, ο ΔΣ μπορεί να χρησιμοποιεί τη διαδικασία συμψηφισμού (Netting) των δηλώσεων Χρήσης Μακροχρονίων ΦΔΜ που

οδηγούν σε αντίθετες ροές στη διασύνδεση (ΦΔΜ). Το σχήμα 7 απεικονίζει τη διαδικασία αυτή κατά τον υπολογισμό της διαθέσιμης ισχύος για βραχυχρόνια εκχώρηση δικαιωμάτων μεταφοράς από τις δύο πλευρές της διασύνδεσης.



Σχήμα 7. Διαδικασία Κατά τον Υπολογισμό της Διαθέσιμης Ισχύος για Βραχυχρόνια Εκχώρηση Δικαιωμάτων Μεταφοράς από τις Δύο Πλευρές της Διασύνδεσης.

Ο ΔΣ γνωστοποιεί τα αποτελέσματα της Ημερήσιας δημοπρασίας, δηλαδή τα εκχωρημένα ΦΔΜ σε κάθε Συμμετέχοντα και την Τιμή Εκκαθάρισης της δημοπρασίας εντός της προθεσμίας που αναφέρεται στους σχετικούς Κανονισμούς Δημοπρασιών. Αποστέλλει επίσης, όπου αυτό απαιτείται, τα αποτελέσματα της Ημερήσιας δημοπρασίας στους γειτονικούς διαχειριστές, προκειμένου να επεξεργαστούν τις δηλώσεις πρόθεσης χρήσης των Συμμετεχόντων. Ακολούθως, εισάγει το σύνολο των Ετήσιων, Μηνιαίων και Ημερήσιων ΦΔΜ κάθε Συμμετέχοντα (καθώς και του Αντισυμβαλλόμενου αυτού από τη γειτονική χώρα) στο πληροφοριακό συστήματος ΗΕΠ, ώστε οι Συμμετέχοντες να μπορούν να τα χρησιμοποιήσουν για την υποβολή των Προσφορών Έγχυσης στον ΗΕΠ, σύμφωνα με το Άρθρο 55 του ΚΣΗΕ.

3.2.7. Εκχώρηση ΦΔΜ για Εισαγωγές και Εξαγωγές

Ο ΔΣ εκτελεί μία δημοπρασία για κάθε διασύνδεση με γειτονική χώρα λαμβάνοντας υπόψη τον περιορισμό ανά διασύνδεση και κατεύθυνση που αντανάκλα τη ATC της διασύνδεσης. Η διαδικασία υπολογισμού της τιμής εκκαθάρισης της εκάστοτε δημοπρασίας και των ποσοτήτων που εκχωρούνται στους συμμετέχοντες σε αυτήν περιγράφεται στους αντίστοιχους Κανονισμούς δημοπρασιών.

3.2.8. Δευτερεύουσα Αγορά ΦΔΜ

Ανάλογα με τον Κανονισμό δημοπρασιών της εκάστοτε διασύνδεσης, οι κάτοχοι ΦΔΜ μπορεί να έχουν τις ακόλουθες δυνητικές επιλογές:

- Να χρησιμοποιήσουν τα ΦΔΜ τους και στη συνέχεια να υποβάλλουν Προσφορές Έγχυσης για Εισαγωγή και δηλώσεις Φορτίου για Εξαγωγή στον ΗΕΠ,
- Να μεταβιβάσουν τα Ετήσια ή Μηνιαία ΦΔΜ τους σύμφωνα με τις προβλέψεις των Κανονισμών Δημοπρασιών. Τα Ημερήσια ΦΔΜ δεν μπορούν να μεταβιβαστούν,
- Να μεταπωλήσουν τα Ετήσια ΦΔΜ τους σε επόμενες Μηνιαίες δημοπρασίες σύμφωνα με τις προβλέψεις των Κανονισμών δημοπρασιών,
- Να μη χρησιμοποιήσουν τα Ετήσια ή Μηνιαία ΦΔΜ τους, οπότε, βάσει της διαδικασίας «Χρήση ή Πώληση» (“Use It or Sell It), όταν αυτή προβλέπεται στους Κανονισμούς δημοπρασιών, δικαιούνται αποζημίωσης ίσης με το γινόμενο των ΦΔΜ που δε χρησιμοποιήσαν επί την τιμή εκκαθάρισης της Ημερήσιας δημοπρασίας.

Ανάλογα με τον Κανονισμό δημοπρασιών της εκάστοτε διασύνδεσης, οι κάτοχοι ΦΔΜ μπορούν να συμμετάσχουν στη δευτερεύουσα Αγορά ΦΔΜ με δύο τρόπους:

- Να μεταβιβάσουν τα Ετήσια και/ή Μηνιαία ΦΔΜ τους σε κάποιον άλλο Συμμετέχοντα, ή
- Να μεταπωλήσουν τα Ετήσια ΦΔΜ τους σε επόμενες Μηνιαίες δημοπρασίες, σύμφωνα με τους Κανονισμούς δημοπρασιών εντός της προθεσμίας που αναφέρεται στους σχετικούς Κανονισμούς δημοπρασιών.

3.2.9. Κανόνες Χρήσης των ΦΔΜ

Προκειμένου να πραγματοποιηθούν εισαγωγές/εξαγωγές από τους Κατόχους ΦΔΜ, οι τελευταίοι πρέπει να υποβάλλουν κατάλληλες δηλώσεις Χρήσης των ΦΔΜ που κατέχουν και κατάλληλες Τιμολογούμενες Προσφορές Έγχυσης για εισαγωγές ή/και Τιμολογούμενες δηλώσεις Φορτίου για εξαγωγές στον ΗΕΠ. Επίσης, πρέπει να εκκαθαριστούν από την επίλυσή του ΗΕΠ και να φροντίσουν, μέσω των αντισυμβαλλόμενων εταιρειών τους (Counterparties) των γειτονικών χωρών, την αποδοχή των προγραμμάτων ανταλλαγών τους από τον εκάστοτε όμορο διαχειριστή.

3.2.10. Πίνακας Εξουσιοδότησης Χρήσης Χωρητικότητας

Ο Πίνακας Εξουσιοδότησης Χρήσης Χωρητικότητας (Capacity Usage Authorization (CUA) Table) εκδίδεται καθημερινά από το διαχειριστή του Συστήματος μετά το πέρας της προθεσμίας συμμετοχής στη δευτερεύουσα Αγορά ΦΔΜ και αναφέρεται στη μεθεπόμενη Ημέρα Κατανομής από αυτή στην οποία εκδίδεται.

Ο Πίνακας CUA περιέχει την τελική θέση όσον αφορά τα Μακροχρόνια ΦΔΜ που διαθέτουν προς χρήση οι Συμμετέχοντες, έχοντας ενσωματώσει όλες τις υποβληθείσες δηλώσεις στα πλαίσια της λειτουργίας της δευτερεύουσας Αγοράς ΦΔΜ και οποιαδήποτε ενδεχόμενη περικοπή ΦΔΜ έχει υλοποιηθεί ως την ώρα έκδοσης του παραπάνω Πίνακα. Διευκρινίζεται ότι η έκδοση του Πίνακα CUA δε δεσμεύει τον ΔΣ ως προς τη δυνατότητα περικοπής Μακροχρόνιων ΦΔΜ μέχρι την προθεσμία που αναφέρεται στους εκάστοτε Κανόνες δημοπρασιών.

Οι Συμμετέχοντες χρησιμοποιούν τον παραπάνω Πίνακα ώστε να πληροφορηθούν /επαληθεύσουν τις εκχωρηθείσες σε αυτούς ποσότητες ΦΔΜ, από την Πρωτεύουσα (δημοπρασίες) και τη δευτερεύουσα Αγορά ΦΔΜ, τις ενδεχόμενες περικοπές ΦΔΜ, και τους ισχύοντες Κωδικούς Αναγνώρισης ΦΔΜ (Capacity Agreement ID). Μετά την έκδοση του

Πίνακα αυτού είναι δυνατή η αποστολή δηλώσεων Χρήσης ΦΔΜ από τους Συμμετέχοντες όπως περιγράφεται στη συνέχεια.

3.2.11. Δήλωση Χρήσης Μακροχρονίων ΦΔΜ

Προκειμένου να χρησιμοποιήσουν τα Ετήσια ή/και Μηνιαία ΦΔΜ τους (μακροχρόνια ΦΔΜ), οι Κάτοχοι ΦΔΜ, είτε οι Αντισυμβαλλόμενοι αυτών στη γειτονική χώρα, πρέπει να υποβάλουν δήλωση Χρήσης των μακροχρονίων ΦΔΜ τους εντός της προθεσμίας που προβλέπεται στους Κανονισμούς δημοπρασιών που εκδίδει ο διαχειριστής του Ελληνικού Συστήματος για την εκάστοτε διασύνδεση. Αλλαγές στη χρήση των μακροχρονίων ΦΔΜ μετά την ώρα αυτή δεν είναι δυνατή από πλευράς του Συμμετέχοντα παρά μόνο αν λάβει σχετική αιτιολογημένη οδηγία (π.χ. μη εκκαθάριση της αντίστοιχης ποσότητας ενέργειας στην Ελληνική αγορά) από το διαχειριστή του Συστήματος.

Ο ΔΣ επικυρώνει αυτές τις δηλώσεις Χρήσης βάσει των αντιστοίχων μακροχρονίων ΦΔΜ κάθε Συμμετέχοντα. Στη συνέχεια αποστέλλει, όπου αυτό απαιτείται, τις δηλώσεις Χρήσης στους όμορους διαχειριστές ώστε να γίνει η αρχική επιβεβαίωσή τους πριν τη διαδικασία επίλυσης του ΗΕΠ. Μετά την ολοκλήρωση της διαδικασίας επιβεβαίωσης, εάν αυτή υλοποιείται με τον όμορο διαχειριστή, και εφόσον ισχύει σχετική συμφωνία εγγύησης προγραμμάτων ανταλλαγών με τον όμορο διαχειριστή, τα προγράμματα ανταλλαγών που σχετίζονται με τις προαναφερθείσες Δηλώσεις Χρήσης είναι εγγυημένα από τους διαχειριστές και υλοποιούνται ανεξάρτητα από την ένταξή τους η όχι στον ΗΕΠ. Τα εγγυημένα προγράμματα ανταλλαγών αποτελούν τη μόνη περίπτωση προγραμματισμένης εισαγωγής/εξαγωγής ενέργειας που ενδέχεται να μην έχει ενταχθεί στον ΗΕΠ.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4

ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΙ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗ ΚΙΝΔΥΝΟΥ

4.1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Ο κίνδυνος παρατηρείται σε κάθε πτυχή της ζωής. Οποιαδήποτε ενέργεια ή πράξη εμπεριέχει την έννοια του «ρίσκου», του «κινδύνου». Η διαχείριση αυτού του ρίσκου ή καλύτερα η Διαχείριση του Κινδύνου είναι μια καθολική έννοια, εφαρμόσιμη σε όλο σχεδόν το εύρος της ανθρώπινης δραστηριότητας. Οι οργανισμοί που διαθέτουν τους κατάλληλους πόρους για την καλύτερη κατανόηση των κινδύνων που αντιμετωπίζουν και την αποτελεσματικότερη διαχείρισή τους, είναι σε θέση όχι μόνο να αποφύγουν «επικίνδυνες» καταστάσεις, αλλά και να εξοικονομήσουν πόρους για άλλες δραστηριότητες και να εκμεταλλευτούν τις όποιες ευκαιρίες παρουσιαστούν. Η προσπάθεια λοιπόν Ανάλυσης και Διαχείρισης Κινδύνου, η οποία γίνεται επιτακτική ανάγκη, αποτελεί την απαρχή για κάθε μελλοντική δραστηριότητα και ενέργεια καθώς είναι απαραίτητος για την αποφυγή απρόβλεπτων καταστάσεων.

4.2. ΣΗΜΑΣΙΑ ΤΗΣ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗΣ ΚΙΝΔΥΝΟΥ

Η διαχείριση κινδύνου είναι αναγκαία ώστε να προβλεφθούν τα τυχόν προβλήματα και απρόβλεπτα γεγονότα και να ληφθούν οι κατάλληλες δράσεις ώστε να αποφευχθούν. Συγκεκριμένα μερικοί λόγοι για τους οποίους η αποτελεσματική διαχείριση κινδύνου είναι και σημαντική και ευεργετική είναι:

- ◆ Η διαχείριση κινδύνου ενδιαφέρεται για τα μελλοντικά γεγονότα, η ακριβής έκβαση των οποίων είναι άγνωστη, και με το πώς να εξετάσει αυτές τις αβεβαιότητες (π.χ., μια σειρά των πιθανών εκβάσεων) εκ των προτέρων.
- ◆ Γενικά, οι εκβάσεις είναι ταξινομημένες ως έκταση από ευνοϊκές σε δυσμενείς, και η διαχείριση κινδύνου είναι η τέχνη και η επιστήμη του προγραμματισμού, αξιολογώντας (προσδιορισμός και ανάλυση), αντιμετωπίζοντας, και ελέγχοντας ενέργειες που οδηγούν σε μελλοντικά γεγονότα, ώστε να εξασφαλιστούν ευνοϊκές εκβάσεις.
- ◆ Κατά συνέπεια, μια σωστή διαδικασία διαχείρισης κινδύνου είναι δυναμικής φύσης, και είναι πλήρως διαφορετική από τη διαχείριση κρίσης (ή την επίλυση προβλήματος), η οποία είναι αντιδραστική. Επιπλέον, η διαχείριση κρίσης είναι μια εντατική διαδικασία που περιορίζεται από ένα περιορισμένο σύνολο διαθέσιμων επιλογών. Αυτό συμβαίνει εν μέρει, επειδή οι επιλογές επίλυσης προβλήματος μειώνονται χαρακτηριστικά καθώς ο χρόνος για την επίλυση των προβλημάτων αυξάνει. Οι δυσμενείς επιδράσεις δαπανών, σχεδιασμού και απόδοσης που συνδέονται με εκείνες τις επιλογές είναι πιθανό να είναι ουσιαστικά μεγαλύτερες από εάν τα ζητήματα είχαν προσδιορισθεί.

4.3. ΒΑΣΙΚΕΣ ΕΝΝΟΙΕΣ ΤΗΣ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗΣ ΚΙΝΔΥΝΟΥ

Βασικές έννοιες που αφορούν τη διαχείριση κινδύνου είναι:

Κίνδυνος (Risk) : Είναι «το αρνητικό ενδεχόμενο, η πιθανότητα να συμβεί ένα γεγονός που θα μπορούσε να έχει έναν ανεπιθύμητο ή αρνητικό αντίκτυπο, οτιδήποτε (πράξη, κατάσταση, συμπεριφορά κτλ.) μπορεί να προκαλέσει καταστροφή, να επιφέρει απώλειες και φθορές ή μπορεί να φέρει σε επικίνδυνη θέση κάποιον / κάτι. Ο κίνδυνος χαρακτηρίζεται από την

πιθανότητα να συμβεί το γεγονός και το αποτέλεσμα (τις επιπτώσεις), εάν και εφόσον συμβεί».

Η έννοια της λέξης ‘κίνδυνος’, όμως, με βάση τον παραπάνω ορισμό είναι ανεπαρκής για τις ανάγκες της Ανάλυσης και Διαχείρισης Κινδύνου. Με αυτόν τον ορισμό, η Διαχείριση Κινδύνου θα έπρεπε να ασχολείται μόνο με τον προσδιορισμό και τη διαχείριση των απειλών στην λειτουργία μιας εταιρείας . Όμως αυτή η σκοπιά της Διαχείρισης Κινδύνου είναι περιοριστική, γιατί αποτυγχάνει να συμπεριλάβει τη διαχείριση των ευκαιριών, με την έννοια των καλοδεχόμενων επιρροών στην λειτουργία της εταιρείας . Σε οποιαδήποτε κατάσταση απόφασης, οι κίνδυνοι και οι ευκαιρίες αναμειγνύονται συνήθως, οπότε και τα δύο θα πρέπει να διαχειριστούν. Μία εστίαση στο ένα δεν θα έπρεπε να εκμηδενίσει το ενδιαφέρον για το άλλο.

Επιπλέον, οι κίνδυνοι – ή σωστότερα οι παράγοντες κινδύνου – και οι ευκαιρίες μπορούν μερικές φορές να αντιμετωπιστούν ξεχωριστά, αλλά σπανίως είναι ανεξάρτητοι (όπως οι δύο όψεις ενός νομίσματος, οι οποίες μπορούν να εξεταστούν μία κάθε φορά, αλλά δεν είναι ανεξάρτητες όταν ρίχνουμε το νόμισμα). Με βάση αυτόν τον αναθεωρημένο ορισμό, τελικά, ο κίνδυνος μπορεί να διαχωριστεί σε:

- **«ανεπιθύμητο ρίσκο»** (down-side risk), το οποίο αναφέρεται στην εμφάνιση σημαντικών απειλών ή ανεπιθύμητων συνεπειών, και
- **«επιθυμητό ρίσκο»** (up-side risk), το οποίο αναφέρεται στην εμφάνιση σημαντικών ευκαιριών ή επιθυμητών συνεπειών.

Κατηγοριοποίηση των Επιπτώσεων

Ενδέχεται να κριθεί χρήσιμη η κατηγοριοποίηση των επιπτώσεων που παρουσιάζονται αν συμβεί ένα αρνητικό ενδεχόμενο. Αυτή μπορεί να γίνει με βάση τα κάτωθι χαρακτηριστικά:

- Χρόνος
- Κόστος
- Επίτευξη / εκτέλεση / ποιότητα
- Υγιεινή και ασφάλεια
- Περιβάλλον
- Πολιτική

Με βάση τα παραπάνω, αν και γίνεται εκτενής αναφορά στο «ανεπιθύμητο ρίσκο», παράλληλα γίνεται προσπάθεια ενσωμάτωσης της διττής σημασίας του όρου ‘κίνδυνος’, όπως ξεκαθαρίστηκε εδώ, δηλαδή, τόσο του «ανεπιθύμητου ρίσκου», όσο και του «επιθυμητού ρίσκου».

- **Ανάλυση Κινδύνου (Risk Analysis)**: Η Ανάλυση Κινδύνου είναι η διαδικασία του προσδιορισμού και της αποτίμησης του κινδύνου. Σε αυτήν περιλαμβάνεται η κατανόηση της σχετικής σπουδαιότητας των διαφορετικών πηγών κινδύνου και η εκτενής εξέταση των αλληλεπιδράσεων τους .
- **Παράγοντες Κινδύνου (Risk Factors)**: Ως Παράγοντες Κινδύνου ορίζονται οι παράγοντες που είναι πιθανόν να προκαλέσουν την πιθανότητα εκδήλωσης κάποιων επικίνδυνων συνεπειών, καθώς η πιθανότητα αυτή εξαρτάται από την ύπαρξη αυτών

των παραγόντων (π.χ. πολυπλοκότητα, ταχύτητα, καινοτομία, απαιτήσεις τεχνολογίας, απαιτήσεις προσπάθειας).

- **Επίπτωση ή Αντίκτυπος (Impact)**: Η Επίπτωση ενός παράγοντα κινδύνου είναι οι συνέπειες του παράγοντα ή το αποτέλεσμα που έχει. Αυτή μπορεί να είναι άμεση ή μακροπρόθεσμη. Η μελέτη και εξέταση της επίπτωσης, δεν θα πρέπει να περιορίζεται στα στενά όρια του έργου / προγράμματος. Μερικές ενδιάμεσες επιπτώσεις μπορούν να επιφέρουν σημαντικές αλλοιώσεις των στόχων του συστήματος μακροπρόθεσμα, ενώ άλλες μπορεί να επηρεάσουν μη κρίσιμα σημεία και στοιχεία του συστήματος. Ως εκ τούτου, ένας παράγοντας κινδύνου μπορεί να έχει πολλαπλές επιπτώσεις και πολλοί παράγοντες να οδηγούν στην ίδια επίπτωση.
- **Έκθεση σε Κίνδυνο (Risk Exposure)** : Η Έκθεση σε Κίνδυνο είναι ένα μέτρο που προσδιορίζει σε ποιο βαθμό μια εταιρεία είναι τρωτή σε αρνητικές επιπτώσεις όταν εκτίθεται σε ένα συγκεκριμένο παράγοντα κινδύνου. Ουσιαστικά, η έκθεση σε κίνδυνο προσδιορίζεται με βάση τη σοβαρότητα του κάθε παράγοντα κινδύνου που εμφανίζεται στην εταιρεία.
- **Αποδοτικότητα Διαχείρισης Κινδύνου (Risk Efficiency)**: Θεωρώντας ότι η απόδοση μπορεί να μετρηθεί μόνο σε όρους κόστους, το αποδοτικότερο σχέδιο για το ίδιο αναμενόμενο κόστος θα είναι αυτό που εμπλέκει το μικρότερο δυνατό επίπεδο κινδύνου. Αντίστροφα, το αποδοτικότερο σχέδιο για ένα συγκεκριμένο επίπεδο κινδύνου είναι αυτό που συνεπάγεται το μικρότερο δυνατό κόστος. Στόχος κάθε προσπάθειας Διαχείρισης Κινδύνου είναι η επίτευξη της μέγιστης δυνατής αποδοτικότητας (risk efficiency), δηλαδή, με δεδομένο το αναμενόμενο κόστος του σχεδίου να εξασφαλιστεί το χαμηλότερο δυνατό επίπεδο έκθεσης σε κίνδυνο, ή αντίστροφα, με δεδομένο το επίπεδο έκθεσης σε κίνδυνο να εξασφαλιστεί το χαμηλότερο δυνατό κόστος.

4.4. ΓΕΝΙΚΗ ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΑ ΑΝΑΛΥΣΗΣ ΤΟΥ ΚΙΝΔΥΝΟΥ

Μια ουσιαστική αφετηρία για την Ανάλυση Κινδύνου είναι μια δήλωση των στόχων της κάθε λειτουργίας της εταιρείας, οι οποίοι μπορούν να χωριστούν σε αποτελέσματα, ενέργειες ή χαμηλότερου επιπέδου δραστηριότητες. Στην συνέχεια, είναι σημαντικό να γίνει η επιλογή της μεθοδολογίας Ανάλυσης Κινδύνου, που θα εφαρμοστεί. Οι υπάρχουσες διαφορετικές μεθοδολογίες είναι πολυποίκιλες, εάν και οι περισσότερες είναι απλά παραλλαγές μιας γενικής μεθοδολογίας.

Αυτή η γενική μεθοδολογία αποτελείται από τρία στάδια :

- **Αναγνώριση Κινδύνου (Risk Identification)**: Ετοιμασία ενός καταλόγου με όλους τους πιθανούς παράγοντες κινδύνου που θα μπορούσε να αντιμετωπίσει η εταιρεία.
- **Εκτίμηση Κινδύνου (Risk Estimation)**: Προσδιορισμός της έκθεσης σε κάθε παράγοντα κινδύνου, βασισμένος στην εκτίμηση της πιθανότητας να συμβεί και της πιθανής επίπτωσής του, ή του βάρους του σε σχέση με τους υπολοίπους και της σοβαρότητάς του.
- **Αποτίμηση Κινδύνου (Risk Evaluation)**: Εκτίμηση της αποδοχής κάθε παράγοντα κινδύνου, με σκοπό να αποφασιστεί τι ενέργειες πρέπει να γίνουν.

4.5. ΑΝΑΓΝΩΡΙΣΗ ΚΙΝΔΥΝΟΥ ΣΤΗΝ ΑΠΕΛΕΥΘΕΡΩΜΕΝΗ ΑΓΟΡΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

4.5.1. Κίνδυνος αγοράς (market risk)

Αυτό το είδος κινδύνου το αντιμετωπίζουν όλοι οι συμμετέχοντες ανεξάρτητα από το ρόλο που διαδραματίζουν στην αγορά. Ειδικότερα διακρίνεται στις παρακάτω κατηγορίες:[28]

4.5.1.1. Χρηματοοικονομικός Κίνδυνος (Financial Risk)

Τα τελευταία χρόνια ολοένα και περισσότερο απασχολεί τη διεθνή οικονομική κοινότητα ο χρηματοοικονομικός κίνδυνος. Οι πρόσφατες οικονομικές κρίσεις, λόγω της τιμής του πετρελαίου, των ισοτιμιών των νομισμάτων, της πολιτικής αστάθειας στις χώρες της Άπω Ανατολής και της Ρωσίας αλλά και η πτώχευση μεγάλων εταιρειών σε παγκόσμια κλίμακα δημιούργησαν έντονο προβληματισμό. Τα παραπάνω σε συνδυασμό με την παγκοσμιοποίηση της αγοράς και τον συνεχώς αυξανόμενο ανταγωνισμό μεταξύ των εταιρειών καθιστούν τον χρηματοοικονομικό κίνδυνο ως έναν από τους σημαντικότερους παράγοντες κινδύνου τους οποίους πρέπει να αντιμετωπίσει μια εταιρεία. Ως εκ τούτου, μια ενδεχόμενη επένδυση στο χώρο της απελευθερωμένης αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας εκτίθεται σημαντικά στον χρηματοοικονομικό κίνδυνο. Ο χρηματοοικονομικός κίνδυνος έχει άμεση σχέση με το χαρτοφυλάκιο μια εταιρείας και τη διαχείρισή του. Εδώ θα πρέπει να διευκρινιστεί ότι σαν χαρτοφυλάκιο εταιρείας ορίζεται το σύνολο των χρεογράφων, που έχει στην κατοχή της η εταιρεία που προτίθεται να κάνει την επένδυση.

Ο χρηματοοικονομικός κίνδυνος, με τη σειρά του, είναι κάτι ιδιαίτερα πολύπλοκο και μπορεί να θεωρηθεί ότι προκύπτει από την αλληλεπίδραση επιμέρους χρηματοοικονομικών κινδύνων, που μπορούν να συνοψιστούν στις ακόλουθες κατηγορίες:

- **Κίνδυνος Τιμής (Price Risk):** Είναι το ρίσκο που σχετίζεται με την αγορά. Κάθε ώρα, όταν ο σταθμός παραγωγής λειτουργεί, η τιμή της κιλοβατώρας στην αγορά μπορεί να είναι μεγαλύτερη ή μικρότερη από την προβλεπόμενη, ως συνέπεια των **διακυμάνσεων παραγωγής και ζήτησης**. Ο παραγωγός επομένως δεν μπορεί να είναι σίγουρος για την ακριβή τιμή της κιλοβατώρας. Αυτό επηρεάζει τα έσοδα του παραγωγού που υπερβαίνουν το Μεταβλητό Κόστος (variable cost) και μπορούν επομένως να υπονομεύσουν την ικανότητα του παραγωγού να αντεπεξέλθει στα σταθερά έξοδα (fixed costs) της κατασκευής και συντήρησης του σταθμού.
- **Κίνδυνος Ρευστότητας (Liquidity Risk):** Το ρίσκο ρευστότητας είναι ένα χρηματοδοτικό ρίσκο προερχόμενο από μια πιθανή έλλειψη ρευστότητας. Αφορά πιθανές ζημιές σε περίπτωση που υπάρχει έλλειψη ρευστού σε μια εταιρεία και είναι δύσκολο να βρεθούν αγοραστές για κάποιο χρεόγραφο. Υπάρχουν δύο είδη τέτοιου ρίσκου :
 - **Εξειδικευμένο (specific liquidity risk):** Είναι εκείνος ο κίνδυνος όταν μια εταιρεία κινδυνεύει να χάσει την ρευστότητα της, δηλαδή την πιστοληπτική της ικανότητα ή την ικανότητά της να εμπορεύεται επαρκώς.

- **Γενικευμένο (systematic liquidity risk)**: Είναι ο κίνδυνος ολόκληρη η αγορά να χάσει την ρευστότητά της, πράγμα που επηρεάζει όλους τους συμμετέχοντες. Τέτοιους κινδύνους αντιμετωπίζουν οι αγορές σε περιόδους κρίσεων και απρόβλεπτων καταστάσεων.

Ο κίνδυνος ρευστότητας τελικά αποτελεί ένα σημαντικό παράγοντα αστάθειας διότι αναμιγνύεται και με άλλους κινδύνους με αποτέλεσμα να περιπλέκει ακόμα περισσότερο τον ακριβή περιορισμό και ελαχιστοποίησή του.

- **Πιστωτικός Κίνδυνος (Credit Risk)**: Αποτελείται από τρεις επιμέρους κινδύνους :
 - ο κίνδυνος αδυναμίας μια εταιρείας να εισπράξει τα χρέη τρίτων προς αυτή
 - ο κίνδυνος του ρυθμού επιτοκίων σε περίπτωση δανεισμού
 - ο κίνδυνος συναλλαγματικών ισοτιμιών, σε περίπτωση που υπάρχουν συναλλαγές με ξένες εταιρείες.

4.5.1.2. Κίνδυνος Υγιούς Λειτουργίας Ανταγωνισμού (Transparency Risk)

Στις απελευθερωμένες αγορές, οι εταιρείες του πρώην μονοπωλίου συχνά, κατά το μεταβατικό στάδιο, έχουν την δυνατότητα να επηρεάσουν την υγιή λειτουργία του ανταγωνισμού. Συγκεκριμένα:

- 1) Βασικά στελέχη του διαχειριστή, που ανήκαν στις παλιές μονοπωλιακές εταιρείες, έχουν την δυνατότητα να λειτουργήσουν μεροληπτικά σε βάρους του ανταγωνισμού.
- 2) Χρησιμοποίηση του μεγάλου αριθμού των εργαζομένων που απασχολούν για ικανοποίηση των αιτημάτων τους .

4.5.1.3. Νομικός Κίνδυνος (Legal Risk)

Είναι ο κίνδυνος που λαμβάνει μια εταιρεία όταν έχει ένα συμβόλαιο με κάποιον άλλο και δεν γνωρίζει κατά πόσο θα δικαιωθεί νομικά σε περίπτωση παραβίασης του συμβολαίου από την άλλη πλευρά.

4.5.2. Κίνδυνος Παραγωγού (Supplier Risk)

Ειδικότερα όμως, υπάρχουν και επιπρόσθετοι κίνδυνοι που αφορούν συγκεκριμένους εμπλεκόμενους στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας όπως είναι οι παραγωγοί (Gencos).

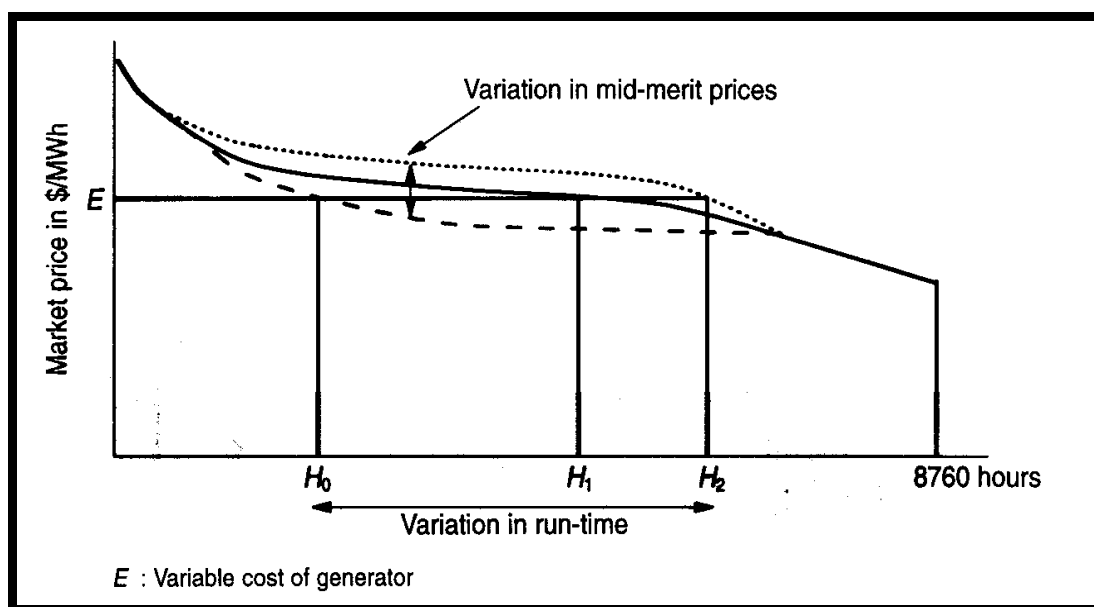
1. Κίνδυνος Τιμής Καυσίμου (Fuel Price Risk)

Η τιμή του καυσίμου των σταθμών παραγωγής επηρεάζει την παρεχόμενη ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας στην αγορά. Αυτό συμβαίνει διότι αυξήσεις ή μειώσεις στην τιμή του αυξάνουν ή μειώνουν το μεταβλητό κόστος (variable cost) με αποτέλεσμα την αλλαγή των ωρών που ο σταθμός λειτουργεί και άρα την αλλαγή των εσόδων του παραγωγού.

2. Κίνδυνος Ποσότητας (Quantity Risk)

Οι διακυμάνσεις στην κατάσταση της αγοράς επηρεάζουν όπως είναι φυσικό και την παραγωγή του σταθμού. Αλλαγές στην τιμή της κιλοβατώρας σε κάποιες περιόδους μπορεί να οδηγήσουν τον παραγωγό να λειτουργήσει το σταθμό λιγότερες ή και περισσότερες ώρες από ότι ήταν σχεδιασμένο. Αυτό θα επηρεάζει δραστικά τα έσοδα του σταθμού. Για

παράδειγμα η τιμή της Μεγαβατώρας μπορεί να κυμαίνεται στο μέλλον μεταξύ της πάνω γραμμής (με τις τελείες) και της κάτω γραμμής (διακεκομμένης), όπως φαίνεται στο σχήμα 8. Δηλαδή αν η τιμή ανέβει ο παραγωγός θα λειτουργήσει περισσότερες ώρες, όπως φαίνεται από το σχήμα για H_2 ώρες όπου η καμπύλη της τιμής βρίσκεται πάνω από το μεταβλητό κόστος E , με αποτέλεσμα αυξημένα έσοδα ενώ αν η τιμή πέσει ο σταθμός θα λειτουργήσει H_0 ώρες ($H_0 < H_2$) με μείωση εσόδων.



Σχήμα 8. Διάγραμμα κατάστασης αγοράς

3. Κίνδυνος Διαθεσιμότητας (Availability Risk)

Αποτελεί μια αβεβαιότητα που έχουν όλοι οι παραγωγοί. Ακόμα και αν γνωρίζουν την ζήτηση για ενέργεια και την τιμή του καυσίμου (άρα γνωρίζουν πόσες και ποιες ώρες θα δουλέψουν) δεν μπορούν να εγγυηθούν ότι σίγουρα θα είναι σε θέση να λειτουργήσουν (π.χ. λόγω βλαβών, λόγω συμφόρησης του δικτύου). Επομένως ο παραγωγός ενδέχεται να χάσει κάποιες ώρες λειτουργίας άρα να χάσει έσοδα. Έτσι τα προβλήματα διαθεσιμότητας διαχύνουν κάποιο κίνδυνο στα γενικά έσοδα του παραγωγού.

4. Κίνδυνος Τεχνολογίας (Technology Risk)

Η απόδοση των σταθμών παραγωγής εξαρτάται άμεσα από την τεχνολογία που χρησιμοποιείται για την παραγωγή της ενέργειας. Αυτό σημαίνει ότι με την πάροδο του χρόνου οι νέοι σταθμοί που θα μπαίνουν στο σύστημα θα χρησιμοποιούν πιο εξελιγμένη τεχνολογία, δηλαδή θα έχουν μεγαλύτερη απόδοση και με μικρότερο κόστος γεγονός που θα πρέπει να αντιμετωπιστεί από τις διοικήσεις των παλιών σταθμών ώστε να υπάρχει βιωσιμότητα.

5. Κίνδυνος Λειτουργίας (Operational Risk)

Στην κατηγορία αυτή περιλαμβάνονται οι κίνδυνοι που έχουν να κάνουν με τον τρόπο λειτουργίας της εταιρείας, δηλαδή με την καλή κατάσταση και αρμονία του έμψυχου και άψυχου δυναμικού της. Εσφαλμένες κρίσεις, παραλείψεις και κακή συνεννόηση με παράγοντες της αγοράς μπορούν να προκαλέσουν ζημιές στην εύρυθμη λειτουργία του σταθμού άρα και στα κέρδη του. Ίσως αποτελεί έναν από τους πλέον αποφασιστικούς παράγοντες κινδύνου.

6. Κίνδυνος Περιορισμών Μεταφοράς (Transmission Constraints or Congestion Risk)

Οι κίνδυνοι αυτοί δημιουργούνται είτε από την συμφόρηση (congestion) είτε από την κατάρρευση του συστήματος. Αυτή η κατάσταση μπορεί να δημιουργηθεί από την προσπάθεια για μεταφορά ισχύος μεγαλύτερης από την αντοχή των γραμμών ή από ακραία καιρικά φαινόμενα.

7. Κίνδυνος λόγω σφαλμάτων στη πρόβλεψη φορτίου (Forecasting Risk)

Είναι σαφές ότι σε ένα δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας πρέπει να υπάρχει ισορροπία ανάμεσα στην παραγόμενη και την καταναλισκόμενη ηλεκτρική ενέργεια. Κάτι τέτοιο επιτυγχάνεται μέσω της πρόβλεψης του φορτίου που πρόκειται να απαιτηθεί ώστε να καλύψει τις οποιεσδήποτε ενδεχόμενες ανάγκες. Η πρόβλεψη φορτίου είναι πολύ σημαντική και στις περιπτώσεις “blackout” ή απόρριψης φορτίου ισοδυναμεί με τη ζήτηση της ηλεκτρικής ενέργειας. Βραχυπρόθεσμες προβλέψεις φορτίου (5 λεπτά ως μια βδομάδα μπροστά) απαιτούνται για την ευστάθεια του συστήματος, μέσες προβλέψεις φορτίου (μια εβδομάδα ως έξι μήνες μπροστά) απαιτούνται για τον προγραμματισμό της συντήρησης του δικτύου και των μονάδων ενώ οι μακροπρόθεσμες προβλέψεις (έξι μήνες ως δέκα χρόνια μπροστά) απαιτούνται για τον καθορισμό στρατηγικής και μελλοντικής επένδυσης κεφαλαίου. Επιπλέον, η αποφασιστική σημασία της πρόβλεψης φορτίου γίνεται ακόμα πιο έντονη αν αναλογιστεί κανείς ότι στα pools διαδραματίζει καθοριστικό ρόλο στην διακύμανση και σταθεροποίηση της spot τιμής. οι πιο ευρέως διαδεδομένες μέθοδοι είναι η Artificial Neural Network, η Semiparametric regression modeling και η Multiequation model. Πάντως γίνονται συνεχώς προσπάθειες για πιο ακριβή και λεπτομερή πρόβλεψη φορτίου καθώς η έντονη μεταβλητότητα που παρουσιάζει (και λόγω των εκάστοτε καιρικών συνθηκών) και τα ενδεχόμενα σφάλματα σε αυτή μπορούν να προκαλέσουν πολλά προβλήματα και να εκθέσουν μια επένδυση σε υψηλό κίνδυνο.

4.6. Η ΕΝΝΟΙΑ ΤΗΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ ΚΑΙ ΤΟΥ ΚΙΝΔΥΝΟΥ

Ως απόδοση ορίζεται η ποσοστιαία μεταβολή της αξίας της επένδυσης κατά τη διάρκεια του υπό μελέτη χρονικού διαστήματος. Η έννοια της απόδοσης, σε κάθε περίπτωση επένδυσης, αναφέρεται ως προβλεπόμενο μέγεθος και νοείται ως αναμενόμενη απόδοση, δεδομένου ότι η μελλοντική εξέλιξη μιας επένδυσης δε μπορεί να προσδιοριστεί με βεβαιότητα. Ο υπολογισμός της αναμενόμενης απόδοσης, όσον αφορά επενδύσεις που αναφέρονται σε χρεόγραφα, υπολογίζεται με βάση το στατιστικό μέγεθος της μέσης τιμής. Λαμβάνοντας ως δεδομένα τις παρελθοντικές τιμές απόδοσης των χρεογράφων, ο υπολογισμός της μέσης τιμής στηρίζεται σε ιστορικά στοιχεία που σχετίζονται με τη συμπεριφορά των χρεογράφων σε βάθος μιας χρονικής περιόδου. Γίνεται εύκολα αντιληπτό ότι όσο περισσότερα σε πλήθος είναι τα ιστορικά στοιχεία που χρησιμοποιούμε, δηλαδή όσο μεγαλύτερη είναι η χρονική περίοδος την οποία εξετάζουμε, τόσο μεγαλύτερη ακρίβεια είμαστε ικανοί να επιτύχουμε στον υπολογισμό της αναμενόμενης απόδοσης. Προκύπτει με μαθηματικούς λοιπόν όρους, ότι για ένα διαθέσιμο δείγμα N διαφορετικών παρελθοντικών αποδόσεων ενός χρεογράφου, η αναμενόμενη απόδοση $E(r)$ υπολογίζεται από τη σχέση:

$$E(r) = \frac{\sum_{i=1}^N r_i}{N} \quad (15)$$

Η μέση αριθμητική απόδοση αποτελεί το συνηθέστερο τρόπο προσδιορισμού της αναμενόμενης απόδοσης μιας επένδυσης.

Η απόφαση του επενδυτή να αποκτήσει ένα χρεόγραφο βασίζεται κυρίως σε εκτιμήσεις όσον αφορά την αναμενόμενη απόδοση, οι οποίες αναπόφευκτα εμπεριέχουν κάποιο βαθμό αβεβαιότητας. Με αυτό τον τρόπο εντάσσεται στην ανάλυση η έννοια του κινδύνου. Ως κίνδυνος ορίζεται η πιθανότητα τα αποτελέσματα της επένδυσης να διαφέρουν από τις εκτιμήσεις του επενδυτή, και ποσοτικά δίνεται από τη διακύμανση των

αποτελεσμάτων της επένδυσης ως προς την απόδοση γύρω από την τιμή-εκτίμηση που έχει δοθεί για την αναμενόμενη απόδοση αυτής.

Ως μέτρο του κινδύνου, ή εναλλακτικά του ρίσκου, της εκάστοτε επένδυσης, χρησιμοποιείται η τετραγωνική ρίζα της διακύμανσης V της απόδοσης, γύρω από την αναμενόμενη τιμή $E(r)$. Ο τύπος της τυπικής απόκλισης υπολογίζεται από την ακόλουθη σχέση:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N [r_i - E(r)]^2}{N}} \quad (16)$$

Είναι εύκολα αντιληπτό ότι όσο υψηλότερη είναι η τυπική απόκλιση, τόσο υψηλότερη είναι η διακύμανση και κατά συνέπεια τόσο μεγαλύτερος είναι ο κίνδυνος της επένδυσης.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5

ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΑ ΠΑΡΑΓΩΓΑ ΧΡΗΜΑΤΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΕΡΓΑΛΕΙΑ

5.1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Τις τελευταίες δεκαετίες, η εμφάνιση και η ιλιγγιώδης εξάπλωση χρηματοοικονομικών προϊόντων (εξωχρηματιστηριακών - OTC και χρηματιστηριακών) σε παγκόσμιο επίπεδο προσέφεραν και συνεχίζουν να προσφέρουν αμέτρητες ευκαιρίες σε ατομικούς και θεσμικούς επενδυτές, ιδιωτικές και δημόσιες επιχειρήσεις ακόμα και κυβερνήσεις κρατών, δημιουργώντας έτσι ένα πλήθος επενδυτικών ευκαιριών, με σχετικά χαμηλό κόστος, και κατ' επέκταση μετατρέποντας σε ελκυστικότερες και ωριμότερες τις διεθνείς κεφαλαιαγορές. Παρά τους κινδύνους που τα χαρακτηρίζουν, οι οποίοι τα τελευταία χρόνια βρίσκονται υπό συνεχή έλεγχο από χρηματοπιστωτικά ιδρύματα, διεθνείς οργανισμούς και ελεγκτικές και εποπτικές αρχές, τα **παράγωγα προϊόντα** από τη φύση τους χαρακτηρίζονται από μια ευελιξία ως προς την επιλογή του υποκείμενου μέσου (**underlying asset**) του οποίου τους κινδύνους σχεδιάστηκαν να αντισταθμίσουν.

Έτσι, μετά την τεράστια εξάπλωσή τους τις τρεις τελευταίες δεκαετίες στον παγκόσμιο χρηματοοικονομικό τομέα, όπου τα υποκείμενα μέσα μπορούν να αφορούν ένα τραπεζικό ή χρηματιστηριακό προϊόν (π.χ. μετοχή, συνάλλαγμα, τραπεζικό δάνειο, ομόλογα), κάποιο τμήμα των παραπάνω (π.χ. τόκος) ή κάποιου δείκτη που συνδέεται με το προϊόν (π.χ. δείκτης τιμών χρηματιστηρίου), από τα μέσα της δεκαετίας του 1980 τα παράγωγα προϊόντα έκαναν την εμφάνισή τους σε νέες αγορές προϊόντων, όπως αυτή της **ενέργειας (energy market)**.

Τα πρώτα ενεργειακά παράγωγα είχαν ως υποκείμενο μέσο το ακατέργαστο πετρέλαιο (crude oil), αφορούσαν εξωχρηματιστηριακές συναλλαγές και εμφανίστηκαν ως απόρροια της πετρελαϊκής κρίσης στα τέλη της δεκαετίας του 1970, όπου η παγκόσμια κοινότητα αντιμετώπισε μια 100% αύξηση στις τιμές του ακατέργαστου πετρελαίου. Η τεράστια αυτή αύξηση των τιμών οδήγησε στην μείωση της παγκόσμιας κατανάλωσης πετρελαίου, δυσχεραίνοντας την πλεονάζουσα ικανότητα των διυλιστηρίων σε παγκόσμιο επίπεδο και ανοίγοντας έτσι τον δρόμο σε μια ομάδα διαπραγματευτών να διαπραγματευτούν το προϊόν με μεγαλύτερη ευκολία και ρευστότητα από ότι στο παρελθόν. Από τότε η ανάπτυξη των παράγωγων προϊόντων διαχείρισης των κινδύνων διακύμανσης της τιμής του πετρελαίου (oil derivatives) ακολούθησε δύο δρόμους: ο πρώτος αφορούσε εξωχρηματιστηριακές συναλλαγές και ο δεύτερος τις επίσημες αγορές με το Χρηματιστήριο Εμπορευμάτων της Νέας Υόρκης (**NYMEX**) και του Σικάγο να εισάγουν τα πρώτα προθεσμιακά για πετρέλαιο θέρμανσης και κίνησης.

Τα τελευταία χρόνια η ανάγκη για νέους τρόπους αντιστάθμισης των κινδύνων στις αγορές ενέργειας οδήγησε την ανάπτυξη πιο περίπλοκων ενεργειακών παραγώγων προϊόντων και στη δημιουργία διεθνών αγορών ενέργειας (**Energy Pools**) με τη συμμετοχή εταιρειών διαφορετικής εθνικότητας. Τα περίπλοκα ενεργειακά παράγωγα προϊόντα αναφέρονται στα

παράγωγα αντιστάθμισης του χρηματοοικονομικού κινδύνου που αντιμετωπίζει ένας οργανισμός ή μία εταιρεία εξαιτίας της απροσδόκητης μεταβολής των καιρικών συνθηκών (**weather derivatives**) και στα παράγωγα **αντιστάθμισης του κινδύνου διακύμανσης των τιμών ηλεκτρικής ενέργειας (electricity derivatives)**.

Η πρώτη διεθνής αγορά διαπραγμάτευσης συμβολαίων ηλεκτρικής ενέργειας είναι, όπως έχει ήδη αναφερθεί, η Σκανδιναβική Nord Pool. Στη Μεγάλη Βρετανία λειτουργεί ήδη από τις αρχές της δεκαετίας του 1980 η Διεθνής Αγορά Πετρελαίου (IPE), στην οποία μαζί με την NYMEX διαπραγματεύονται καθημερινά 60-65 εκ. βαρέλια πετρελαίου, ενώ στις 2/7/1998 ανακοινώθηκε η συνεργασία της IPE με τη Nord Pool για την κοινή διαπραγμάτευση σε αρχικό στάδιο προθεσμιακών συμβολαίων ηλεκτρικής ενέργειας. Οι τελευταίες αυτές κινήσεις στις αγορές ενέργειας αλλά και η εμφάνιση των παραγώγων ηλεκτρικής ενέργειας (**electricity derivatives**) σχετίζονται άμεσα με την τάση απελευθέρωσης και αποκανονικοποίησης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας τόσο στις Η.Π.Α. όσο και στις χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης.

5.2. ΠΑΡΑΓΩΓΑ ΧΡΗΜΑΤΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΣΥΜΒΟΛΑΙΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Τα τελευταία χρόνια, η τάση απελευθέρωσης και προσαρμογής στις αρχές του ελεύθερου ανταγωνισμού που διέπει την παγκόσμια αγορά ενέργειας, στο σύνολο των μορφών της, δημιούργησε στις επιχειρήσεις που δραστηριοποιούνται στο συγκεκριμένο τομέα νέες ευκαιρίες διαχείρισης των κινδύνων που οφείλονται στη μεταβλητότητα των τιμών των ενεργειακών προϊόντων μέσω των ενεργειακών παραγώγων συμβολαίων. Παράλληλα, πολλές εταιρείες κοινής ωφέλειας στις Η.Π.Α. αλλά και στις ανεπτυγμένες χώρες της Ε.Ε. βρίσκονται ήδη σε μία φάση αναδιάρθρωσης της επιχειρησιακής δομής τους, δημιουργώντας δικά τους τμήματα ενεργειακού marketing ή συνάπτοντας συμφωνίες με **μεσίτες (brokers)** ή διαμορφωτές αγοράς, με απώτερο σκοπό την είσοδό τους σε νέες αγορές ενέργειας όπου δεν κατέχουν την υποδομή παραγωγής.

Ιδιαίτερα, στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, μια αγορά της τάξεως άνω των \$200 δις στις Η.Π.Α., διαπραγματεύονται ήδη ένα πλήθος από φυσικά και χρηματοοικονομικά συμβόλαια, η ανάλυση των οποίων όμως συναντά ιδιαίτερες δυσκολίες σε σύγκριση με την ανάλυση στις αγορές των μετοχών, συναλλάγματος και επιτοκίων. Αυτό οφείλεται, κατά ένα μέρος, στο ότι η ηλεκτρική ενέργεια δεν αποτελεί ένα υλικό εμπορεύσιμο αγαθό, όπως άλλα χρηματιστηριακά εμπορεύματα ή προϊόντα, αφού δεν μπορεί να αποθηκευτεί με ευκολία, με συνέπεια να παρουσιάζει μια αρκετά περίπλοκη συμπεριφορά τιμής. Οι δυσκολίες που σχετίζονται με την μεταφορά και διανομή, την παραγωγή, διάφορες οικολογικές παραμέτρους και άλλους περιορισμούς σημαίνουν ότι δεν είναι δυνατή η ίση αποτίμηση του συνόλου της ηλεκτρικής ενέργειας σε παγκόσμιο επίπεδο. Επιπρόσθετα, οι συμμετέχοντες στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και ιδιαίτερα οι εταιρείες κοινής ωφέλειας, διαθέτουν ως προμηθευτές ένα ευρύ και ανομοιόμορφο καταναλωτικό δίκτυο (τόσο για εμπορική/βιομηχανική όσο και για οικιακή χρήση), γεγονός που σημαίνει ότι ένα πλήθος διαφορετικού τύπου συμβόλαια ηλεκτρικής ενέργειας έχουν δημιουργηθεί και πρόκειται να δημιουργηθούν περισσότερα. Όλα αυτά τα ζητήματα καθιστούν τις συναλλαγές στην αγοράς αυτή ιδιαίτερα πολύπλοκες και ευμετάβλητες και διαμορφώνουν ένα πλαίσιο «αδιαφάνειας» στις τιμές ηλεκτρικής ενέργειας.

5.3. ΤΥΠΟΙ ΧΡΗΜΑΤΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΩΝ ΠΑΡΑΓΩΓΩΝ ^[29]

5.3.1. Προθεσμιακά συμβόλαια

Ένα **προθεσμιακό συμβόλαιο** είναι μια συμφωνία μεταξύ δυο μερών (αντισυμβαλλομένων). Ο ένας αντισυμβαλλόμενος (ο αγοραστής του συμβολαίου) συμφωνεί να αγοράσει το υποκείμενο αγαθό (εμπόρευμα, ομόλογο, δείκτης κλπ) κάποια στιγμή στο μέλλον ενώ ο άλλος αντισυμβαλλόμενος (ο πωλητής του συμβολαίου) συμφωνεί να του πουλήσει το υποκείμενο αγαθό. Η χρονική στιγμή που ο ένας υποχρεούται να πουλήσει και ο άλλος υποχρεούται να αγοράσει είναι η ημερομηνία λήξης του συμβολαίου. Η τιμή στην οποία κλείνεται η συμφωνία είναι η τιμή με την οποία διαπραγματεύονται παρόμοια συμβόλαια τη στιγμή εκείνη στην αγορά παραγώγων. Είναι προφανές ότι εάν η τιμή του συμβολαίου ανέλθει μέχρι την ημερομηνία λήξης του τότε θα κερδίσει ο αγοραστής (αφού είχε κλειδώσει χαμηλότερη τιμή αγοράς) ενώ εάν η τιμή υποχωρήσει τότε θα κερδίσει ο πωλητής (αφού είχε εξασφαλίσει υψηλότερη τιμή πώλησης).

Ανάλογα με τον τρόπο διαπραγμάτευσης, τα συμβόλαια διακρίνονται σε **προθεσμιακά συμβόλαια (forward)** και **προθεσμιακά συμβόλαια μελλοντικής εκπλήρωσης (futures)**. Τα προθεσμιακά συμβόλαια forward αποτελούν συμφωνίες μεταξύ δυο μερών για παράδοση συγκεκριμένης ποσότητας του υποκείμενου σε συγκεκριμένη χρονική στιγμή και τιμή και ταυτίζεται με τις ιδιαίτερες ανάγκες τους. Οι συμφωνίες αυτές κύριο στόχο έχουν την αντιστάθμιση της ανειλημμένης θέσης μετρητοίς και λόγω των ιδιαίτερων χαρακτηριστικών τους (μέγεθος, χρόνος, και τόπος παράδοσης) δεν γίνονται αντικείμενο διαπραγμάτευσης στην δευτερογενή αγορά.

Αντίθετα, **τα προθεσμιακά συμβόλαια μελλοντικής εκπλήρωσης (futures)** που από ουσιαστικής πλευράς είναι καθόλα όμοια με τα προθεσμιακά συμβόλαια (forward), έχουν τυποποιημένα χαρακτηριστικά μεγέθους και χρόνου παράδοσης ώστε να είναι αντικείμενο διαπραγμάτευσης στα χρηματιστήρια παραγώγων. Με την προσέλκυση μεγάλου αριθμού συναλλασσομένων στα χρηματιστήρια παραγώγων επιτυγχάνεται υψηλή ρευστότητα στις συναλλαγές με την επίτευξη της καλύτερης δυνατής τιμής και με το μικρότερο δυνατό κόστος συναλλαγών. Τα δυο μέρη δεν είναι απαραίτητο να περιμένουν μέχρι την λήξη του συμβολαίου για να διευθετήσουν τις υποχρεώσεις τους. Μπορούν να 'κλείσουν' τις θέσεις τους στο διάστημα που μεσολαβεί έως τη λήξη του συμβολαίου παίρνοντας τις αντίστροφες ακριβώς θέσεις (ο αγοραστής πουλάει ενώ ο πωλητής αγοράζει) στο ίδιο συμβόλαιο που αρχικά τοποθετήθηκαν ώστε να αποδεσμευτούν από τις υποχρεώσεις τους. Στην περίπτωση αυτή πιστώνονται ή χρεώνονται το ποσό που αναλογεί στο κέρδος ή τη ζημία που πραγματοποίησαν από την κίνηση τους αυτή.

Ανάλογα με τον τρόπο διακανονισμού την ημερομηνία λήξης τους τα προθεσμιακά συμβόλαια διακρίνονται σε δυο είδη: αυτά που διακανονίζονται **με φυσική παράδοση** και αυτά που διακανονίζονται **χρηματικά**. Στα πρώτα απαιτείται φυσική παράδοση του υποκείμενου αγαθού την ημερομηνία λήξης του συμβολαίου. Αντίθετα, τα συμβόλαια που διακανονίζονται χρηματικά κατά την ημερομηνία λήξης δεν απαιτούν κάποια παράδοση του υποκείμενου αγαθού. Απλά η χρηματική διαφορά που προκύπτει από την ανειλημμένη θέση χρεώνεται ή πιστώνεται στο λογαριασμό των συναλλασσομένων.

5.3.2 Συμβόλαια μελλοντικής εκπλήρωσης σε δείκτη (Stock index futures)

Αφού μεταφέρθηκε επιτυχημένα η ιδέα των προθεσμιακών συμβολαίων από την αγορά των εμπορευμάτων στην αγορά των επιτοκίων και του συναλλάγματος, το επόμενο βήμα ήταν η δημιουργία παραγώγων βασισμένα στην αγορά των μετοχών. Το πρώτο **προθεσμιακό συμβόλαιο σε δείκτη (stock index futures contract)** άρχισε να διαπραγματεύεται στα 1982 όταν το Kansas City Board of Trade εισήγαγε ένα συμβόλαιο πάνω στο δείκτη Value Line. Αμέσως μετά, αναπτύχθηκαν παρόμοια συμβόλαια στους δείκτες S&P 500 και NYSE Composite.

Ένα **Συμβόλαιο Μελλοντικής Εκπλήρωσης (ΣΜΕ) σε δείκτη** δίνει την δυνατότητα σε κάποιον να αγοράσει ή να πουλήσει τον δείκτη σε μια ορισμένη τιμή. Στην περίπτωση αυτή ο αγοραστής του συμβολαίου κερδίζει από μια ανοδική κίνηση του δείκτη ενώ ο πωλητής από μια καθοδική κίνηση κάποια χρονική στιγμή στο μέλλον. Για να αποκομίσει από την θέση που έχει ο αγοραστής του συμβολαίου θα πρέπει να κλείσει την θέση του κάνοντας πώληση του ίδιου συμβολαίου που αγόρασε, ενώ ο πωλητής θα πρέπει να αγοράσει το ίδιο συμβόλαιο που αρχικά είχε πουλήσει.

Στο σημείο αυτό θα πρέπει να δοθεί έμφαση στην λέξη «ίδιο». Την ίδια χρονική στιγμή υπάρχουν στην αγορά συμβόλαια με διαφορετικές ημερομηνίες λήξης. Το κλείσιμο μιας θέσης πρέπει να γίνει χρησιμοποιώντας το ίδιο συμβόλαιο με το οποίο έγινε το άνοιγμα της θέσης αυτής. Βέβαια στο πλαίσιο μιας δευτερογενούς αγοράς ο επενδυτής μπορεί να επιλέξει να κλείσει την θέση του σε οποιαδήποτε χρονική στιγμή μέχρι την λήξη του ΣΜΕ. Εάν αφήσει το συμβόλαιο του να εκπνεύσει τότε επιπλέον του δίνεται η δυνατότητα να παραδώσει ή να παραλάβει τον τίτλο εάν προβλέπεται φυσική παράδοση, παράλληλα με το όποιο κέρδος ή ζημία υφίσταται.

Πρέπει να τονιστεί ότι στην περίπτωση των ΣΜΕ σε δείκτη δεν υπάρχει φυσική παράδοση του υποκείμενου μέσου κατά την ημερομηνία λήξης του συμβολαίου αλλά γίνεται ο λεγόμενος χρηματικός διακανονισμός. Αυτό σημαίνει ότι υπάρχει μια χρέωση ή πίστωση χρημάτων (ανάλογα με την κίνηση της αγοράς) στον λογαριασμό του κατόχου του ΣΜΕ.

Ευρέως γνωστοί δείκτες που είδη χρησιμοποιούνται ως υποκείμενοι τίτλοι. προθεσμιακών συμβολαίων είναι ο Standard & Poor.s (S&P) 500, ο Nikkei 225 Stock Average, ο New York Stock Exchange (NYSE) Composite, ο Major Market Index, και πολλοί άλλοι. Ο FTSE/ASE-20 είναι ο δείκτης πάνω στον οποίο βασίζεται η μελέτη που έγινε για τυχόν ευκαιρίες για κερδοσκοπία (Stock Index Arbitrage) και για τον λόγο αυτό είναι χρήσιμη η παρουσίαση του στις σελίδες που ακολουθούν.

5.3.3. Χρηματοοικονομικά δικαιώματα προαίρεσης (options)

Τα **δικαιώματα προαίρεσης** είναι συμφωνίες μεταξύ δύο αντισυμβαλλόμενων (ενός αγοραστή και ενός πωλητή) που δίνουν στον αγοραστή το δικαίωμα, αλλά όχι την υποχρέωση να αγοράσει από (αν πρόκειται για δικαίωμα αγοράς - Call) ή να πουλήσει στον (αν πρόκειται για δικαίωμα πώλησης - Put) πωλητή, συγκεκριμένη ποσότητα (το μέγεθος του συμβολαίου) της υποκείμενης αξίας, σε προκαθορισμένη μελλοντική ημερομηνία (η ημέρα λήξης του συμβολαίου) και σε προκαθορισμένη τιμή (η τιμή εξάσκησης). Σύμφωνα με τους όρους του συμβολαίου δικαιώματος προαίρεσης ο αγοραστής αγοράζει ή πουλάει από/στον πωλητή την υποκείμενη αξία, μόνο εφόσον αυτό του αποφέρει κέρδος. Για το λόγο αυτό κατά την αγοραπωλησία του δικαιώματος

προαίρεσης, ο αγοραστής καταβάλλει στον πωλητή την τιμή του δικαιώματος (ασφάλιστρα- premium) που είναι και η τιμή η οποία διαπραγματεύεται στο χρηματιστήριο όπου συναλλάσσονται τα δικαιώματα προαίρεσης. Οι επενδυτές μπορούν οποιαδήποτε στιγμή μέχρι τη λήξη του συμβολαίου να κλείσουν τη θέση τους στα δικαιώματα προαίρεσης, πουλώντας ή αγοράζοντας σειρές συμβολαίων αντίστοιχες αυτών που είχαν αγοράσει ή πουλήσει, αντίστοιχα, πραγματοποιώντας με τον τρόπο αυτό κέρδη ή ζημιές ανάλογα με τις τιμές των συναλλαγών τους, καθώς οι τιμές των δικαιωμάτων κυμαίνονται συνεχώς στην αγορά. Η άσκηση του δικαιώματος αγοράς ή πώλησης από τον αγοραστή λέγεται **εξάσκηση του συμβολαίου**. Αν, σύμφωνα με τους όρους του συμβολαίου, ο αγοραστής μπορεί να εξασκήσει το δικαίωμά του οποιαδήποτε στιγμή μέχρι την ημέρα λήξης του συμβολαίου, πρόκειται για δικαίωμα προαίρεσης αμερικανικού τύπου, ενώ, αν μπορεί να το εξασκήσει μόνο κατά την ημέρα λήξης, πρόκειται για δικαίωμα προαίρεσης ευρωπαϊκού τύπου.

5.4. ΚΑΤΗΓΟΡΟΠΟΙΗΣΗ ΤΩΝ ΠΑΡΑΓΩΓΩΝ ΣΥΜΒΟΛΑΙΩΝ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ^[29]

Με την προσεκτική εξέταση των συναλλαγών που διενεργούνται μέσω των «λιανικών» παραγωγών συμβολαίων ηλεκτρικής ενέργειας είναι εμφανές ότι τα βασικά χαρακτηριστικά τους είναι δύο:

- **Η τιμή ανά KWh**
- **αριθμός των KWh που καλύπτουν (ποσότητα)**

Υπάρχουν γενικώς πέντε τρόποι δόμησης κάθε χαρακτηριστικού και ενσωμάτωσής τους σε ένα παράγωγο εργαλείο ηλεκτρικής ενέργειας. Συγκεκριμένα, η **τιμή** μπορεί να καθοριστεί ως:

- Σταθερή
- Κυμαινόμενη
- Κυμαινόμενη με ένα μέγιστο όριο (floating with a cap)
- Κυμαινόμενη με ένα ελάχιστο όριο (floating with a floor)
- Κυμαινόμενη με ένα ελάχιστο και ένα μέγιστο όριο

Η **ποσότητα** μπορεί να καθοριστεί ως εξής:

- Σταθερή
- Μεταβαλλόμενη
- Μεταβαλλόμενη με ένα ελάχιστο όριο
- Μεταβαλλόμενη με ένα μέγιστο όριο
- Μεταβαλλόμενη με ένα ελάχιστο και μέγιστο όριο

Συνδυάζοντας τις παραπάνω παραλλαγές των δύο βασικών χαρακτηριστικών οδηγούμαστε σε έναν συνολικό αριθμό 25 διαφορετικών τύπων συμβολαίων που διαπραγματεύονται στις προηγμένες αγορές ηλεκτρικής ενέργειας. Εκτός των 25 τύπων συμβολαίων υπάρχει και ένα ακόμα είδος ενεργειακού συμβολαίου με το οποίο ο πελάτης καταβάλλει ένα σταθερό ποσό για ακαθόριστο αριθμό KWh. Επιπρόσθετα, υπάρχει η δυνατότητα επέκτασης καθενός από τα 26 είδη συμβολαίων έτσι ώστε, αντί η παράδοση να

λαμβάνει χώρα σε μια συγκεκριμένη ημερομηνία, να μπορεί να επιτυγχάνεται σε μια σειρά από διαφορετικές ημερομηνίες στο μέλλον.

Για την βαθύτερη κατανόηση των 26 τύπων συμβολαίων που διαπραγματεύονται στις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας, πρέπει να γίνει αναφορά στις πηγές κινδύνου οι οποίες χρειάζεται να αντισταθμιστούν:

➤ **κίνδυνος τιμής**

➤ **κίνδυνος μεταβολής της ποσότητας**

Ο κίνδυνος τιμής αναφέρεται στον κίνδυνο ζημιάς ενός αντισυμβαλλόμενου σε ένα συμβόλαιο εξαιτίας των μεταβολών στην τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας. Ο κίνδυνος μεταβολής της ποσότητας εμφανίζεται όταν η ποσότητα της ηλεκτρικής ενέργειας που παραδίδεται είναι κατά απροσδόκητο τρόπο υψηλότερη ή χαμηλότερη από την προβλεπόμενη ποσότητα. Από τους 25 τύπους συμβολαίων που παρατέθηκαν στα προηγούμενα, στους 20 η ποσότητα προς παράδοση δεν είναι γνωστή εκ των προτέρων, γεγονός που σημαίνει ότι επισύρουν τον κίνδυνο ποσότητας, για την οποία η αποτελεσματική αντιστάθμιση δεν είναι δυνατή πάντοτε.

Αυτό διότι, φυσιολογικά, δεν υφίσταται κανένα εργαλείο διαπραγματεύσιμο στην αγορά με αξία εξαρτώμενη στην ποσότητα που απαιτεί ένας συγκεκριμένος πελάτης. Ενώ η ζητούμενη ποσότητα μπορεί να σχετίζεται με την τιμή της αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας (υποθέτουμε ότι η ζήτηση θα είναι υψηλή όταν η τιμή θα είναι υψηλότερη, αφού η ζήτηση είναι ένας σημαντικός παράγοντας επηρεασμού της τιμής προς τα πάνω), σε γενικό επίπεδο, τα άγνωστα ή μη καθορισμένα επίπεδα ποσότητας δεν μπορούν να αντισταθμιστούν με ευκολία. Αν και ένα εκτιμώμενο μέγεθος της μεταβαλλόμενης ποσότητας θα μπορούσε να αντισταθμιστεί με την αγορά δικαιωμάτων, ωστόσο η εκτεταμένη χρήση των συγκεκριμένων αυτών εργαλείων ίσως αποβεί δαπανηρή και αναποτελεσματική.

5.5. ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΙ ΤΙΜΟΛΟΓΗΣΗ ΠΑΡΑΓΩΓΩΝ ΚΑΙ ΣΥΜΒΟΛΑΙΩΝ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Η ανάλυση των τύπων συμβολαίων που αναφέρθηκαν προηγουμένως δεν είναι μια απλή υπόθεση. Και αυτό γιατί, εν μέρει, εμφανίζονται το καθένα ξεχωριστά να έχουν μοναδικά διαστήματα τιμών κάτω από διαφορετικές τιμές πληρωμών (payoff structure). Με τη χρήση της Χρηματοοικονομικής Μηχανικής (Financial Engineering) είναι δυνατή η αποσύνθεση αυτών των συμβολαίων και διαχωρισμός τους στα πιο βασικά δομικά συστατικά τους - δηλαδή σε χρηματοοικονομικά δικαιώματα και προθεσμιακές συναλλαγές. Η διαδικασία αυτή της αποσύνθεσης μας επιτρέπει να έρθουμε σε επαφή με κοινές δομές συναλλαγών μέσα σε διαφορετικά χρηματοοικονομικά εργαλεία.

Για παράδειγμα, ας υποθέσουμε ότι μια εταιρεία κοινής ωφέλειας συνάπτει μια συμφωνία με ειδικές ρήτρες την διακοπή της συναλλαγής (interruption) και την ακύρωση της διακοπής σε μια υψηλότερη τιμή (buy-through), σύμφωνα με την οποία δεσμεύεται να πωλήσει ηλεκτρική ενέργεια σε σταθερές τιμές. Η εταιρεία έχει το δικαίωμα να διακόψει τη συμφωνία σε συγκεκριμένο χρονικό σημείο. Ωστόσο, αν η εταιρεία εξασκήσει το δικαίωμα διακοπής, ο αγοραστής έχει το δικαίωμα να συνεχίσει να χρησιμοποιεί την ηλεκτρική ενέργεια, όταν είναι διαθέσιμη, σε υψηλότερες τιμές. Ο αγοραστής είναι υποχρεωμένος σύμφωνα με το συμβόλαιο να αγοράσει το σύνολο της ηλεκτρικής ενέργειας που χρειάζεται από τη εταιρεία, εκτός και αν η τελευταία αποφασίσει να χρησιμοποιήσει το δικαίωμά της να

διακόψει τη συναλλαγή. Η πραγματική ζητούμενη ποσότητα από τον αγοραστή θα μεταβάλλεται στο χρόνο και είναι αβέβαιη (δεν καθορίζεται ως σταθερή στο συμβόλαιο).

Για την καλύτερη παρουσίαση των εργαλείων που είναι ενσωματωμένα στο παραπάνω συμβόλαιο, υποθέτουμε ότι η εταιρεία κοινής ωφέλειας διαθέτει την ηλεκτρική ενέργεια για να επιτρέψει στον πελάτη να εξασκήσει το δικαίωμα να ακυρώσει την διακοπή της συναλλαγής σε υψηλότερη τιμή αγοράς. Επιπλέον, υποθέτουμε ότι η τιμή στην οποία ο πελάτης αγοράζει ηλεκτρική ενέργεια (με τη ρήτρα διακοπής), και η τιμή στην οποία θα αγοράσει μετά την ακύρωση της ρήτρας διακοπής είναι σταθερές εκ των προτέρων.

Το παραπάνω συμβόλαιο πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας σε σταθερές τιμές και με τα χαρακτηριστικά της διακοπής συναλλαγής και της ακύρωσης της διακοπής μπορεί να αναλυθεί στα εξής εργαλεία:

- **Παραδοσιακή προθεσμιακή συμφωνία (forward agreement)** πώλησης από μια εταιρεία κοινής ωφέλειας ή αγοράς από ένα πελάτη ορισμένης ποσότητας ηλεκτρικής ενέργειας με ένα σταθερό κόστος
- **Ενσωματωμένο στην προθεσμιακή συμφωνία δικαίωμα αγοράς (call option)** που συνάπτεται από τον πελάτη, και επιτρέπει στον πωλητή να ακυρώσει την προθεσμιακή συμφωνία.
- **Ενσωματωμένο δικαίωμα αγοράς** που αγοράζεται από τον πελάτη σε μια υψηλότερη τιμή άσκησης και του επιτρέπει να ακυρώσει τη ρήτρα διακοπής της συναλλαγής.

Το **καθαρό πριμ δικαιώματος** (net option premium) που «καταβάλλεται» ή «λαμβάνεται» θα είναι ενσωματωμένο στην σταθερή προθεσμιακή τιμή. Υποθέτοντας ότι το συμβόλαιο συνάπτεται με τιμές της αγοράς την χρονική εκείνη περίοδο (στην αρχή το συμβόλαιο έχει λογική τιμή μηδέν), αυτό σημαίνει ότι οι σταθερές προθεσμιακές τιμές του συμβολαίου υποχρεώνονται να είναι διαφορετικές από την αγοραία τιμή ενός συμβατικού συμβολαίου (χωρίς τις ρήτρες διακοπής και ακύρωσης της διακοπής). Κατά συνέπεια, η συμφωνημένη τιμή για το συμβόλαιο μπορεί να χαρακτηριστεί και ως τιμή «εκτός-αγοράς» (off market price). Ο όρος αυτός μπορεί να σημαίνει ότι η τιμή είναι μεγαλύτερη ή μικρότερη από την προθεσμιακή τιμή της αγοράς, ανάλογα με τα πριμ των ενσωματωμένων δικαιωμάτων που «καταβάλλονται» από το ένα ή το άλλο μέρος της συμφωνίας (σε άλλες τέτοιου είδους συμφωνίες η τιμή μπορεί να είναι αυτή της αγοράς-on market price).

Εξετάζοντας την δυναμική δομή των πληρωμών του δικαιώματος διακοπής της συναλλαγής (interruptibility option) το οποίο έχει πωλήσει ο πελάτης στην εταιρεία κοινής ωφέλειας, παρατηρούμε ότι όταν οι τιμές της ηλεκτρικής ενέργειας κυμαίνονται πάνω από το κόστος αγοράς ανά KWh, όπως ορίζεται στην προθεσμιακή συμφωνία, η εταιρεία αντιμετωπίζει τη ζημιά. Ακυρώνοντας την συμφωνία εξαλείφεται αυτή η ζημιά αφού η εταιρεία μπορεί να πωλήσει ηλεκτρική ενέργεια στην τιμή της αγοράς. Σε όρους της χρηματοοικονομικής μηχανικής, το συμβόλαιο ενσωματώνει ένα εργαλείο το οποίο πληρώνει στην εταιρεία ένα ποσό όταν η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας είναι μεγαλύτερη από το κόστος αγοράς ανά KWh (τιμή εξάσκησης της διακοπής), αλλά δεν αξίζει τίποτα όταν η τιμή είναι μεγαλύτερη από αυτό το επίπεδο. Στην λήξη, το δικαίωμα θα έχει αξία αν η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας είναι μεγαλύτερη από το κόστος αγοράς της μέσω της προθεσμιακής συμφωνίας, διότι η εταιρεία θα έχει την ικανότητα να ακυρώνει την προθεσμιακή συναλλαγή σε τιμή μικρότερη του κόστους της προθεσμιακής αγοράς, δίνοντας της τη δυνατότητα να πωλήσει ηλεκτρική ενέργεια στην αγορά σε υψηλότερη τιμή.

Σε τέτοιες περιπτώσεις, η εταιρεία κοινής ωφέλειας πληρώνει ένα πριμ για το δικαίωμα. Αν αυτό αντιπροσωπεύει τη συνολική συναλλαγή, υποθέτουμε ότι η σταθερή τιμή

που πληρώνει ο πελάτης ήταν μικρότερη από την αγοραία τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας (χωρίς τη ρήτρα διακοπής της συναλλαγής). Στην περίπτωση του δικαιώματος ακύρωσης της διακοπής της συναλλαγής, το οποίο αγοράζεται από τον πελάτη σε μια υψηλότερη τιμή εξάσκησης, ο τελευταίος πληρώνει ένα πριμ για αυτό το δικαίωμα. Το πριμ αυτό ενσωματώνεται στην σταθερή προθεσμιακή τιμή.

Στην αρχή της συναλλαγής, το αν η εταιρεία κοινής ωφέλειας είναι πληρωτής του καθαρού πριμ (net premium payer) ή όχι εξαρτάται από το ποιο δικαίωμα έχει μεγαλύτερη αξία - το δικαίωμα αγοράς που επιτρέπει στην εταιρεία να διακόψει τη συναλλαγή ή το δικαίωμα αγοράς το οποίο επιτρέπει στον πελάτη να παρακάμψει τη ρήτρα διακοπής. Αυτό μας εισάγει στην έννοια της λογικής αξίας του συμβολαίου.

Μετά το διαχωρισμό των εργαλείων στα συνθετικά τους μέρη και την κατανόηση των μεταβλητών που είναι απαραίτητες για την αποτίμησή τους, σειρά έχει η εφαρμογή της διαδικασίας τιμολόγησης τους. Με δεδομένο τη διαφορετικότητα των ενεργειακών αγορών σε σχέση με τις χρηματαγορές, η δυσκολία στην αποτίμηση των ενεργειακών επαφίεται στην εξεύρεση/κατασκευή υποδειγμάτων τιμολόγησης και διαχείρισης κινδύνου που να δύναται να ενσωματώσουν και τη βραχυπρόθεσμη και τη μακροπρόθεσμη συμπεριφορά των αγορών. Κατά συνέπεια, για την αποτίμηση των προθεσμιακών συμβολαίων ηλεκτρικής ενέργειας χρησιμοποιούνται υποδείγματα όπως είναι :

- το **Υπόδειγμα λογαριθμικής-κανονικής τιμής** (lognormal price model),
- τα **Υποδείγματα αναστροφής στον μέσο** (Mean reverting models), και
- τα **Υποδείγματα δύο και τριών παραγόντων** (two and three factor models),
- ενώ για τα δικαιώματα χρησιμοποιούνται το **διώνυμο και τριώνυμο υπόδειγμα αποτίμησης** (binomial and trinomial option pricing model).

5.6. ΟΡΓΑΝΩΜΕΝΕΣ ΑΓΟΡΕΣ ΔΙΑΠΡΑΓΜΑΤΕΥΣΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΩΝ ΣΥΜΒΟΛΑΙΩΝ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Σε επίπεδο οργανωμένης χρηματιστηριακής αγοράς, η χρηματιστηριακή αγορά της Νέας Υόρκης (NYMEX) ήταν αυτή που εισήγαγε προς διαπραγμάτευση τα πρώτα στον κόσμο προθεσμιακά συμβόλαια ηλεκτρικής ενέργειας-βασισμένα στις «χονδρικές» αγορές άμεσης παράδοσης των δυτικών πολιτειών - στα τέλη του Μαρτίου του 1996. Δικαιώματα πάνω στα προθεσμιακά συμβόλαια (options on futures) εισήχθησαν ένα μήνα αργότερα. Τα τελευταία χρόνια, στο NYMEX διαπραγματεύονται κατά μέσο όρο την εβδομάδα πάνω από 10.000 συμβόλαια, με τον όγκο συναλλαγών να βαίνει συνεχώς σε μεγαλύτερα επίπεδα.

Για τη δημιουργία των πρώτων προθεσμιακών συμβολαίων ενέργειας το NYMEX συνεργάστηκε στενά με τις βιομηχανίες ενέργειας των δυτικών πολιτειών, θεσπίζοντας πρακτικές και χαρακτηριστικά των συμβολαίων κοινά με τα ισχύοντα στις συγκεκριμένες πολιτείες. Παράλληλα, εξαιτίας του ότι τα χρηματιστηριακά συμβόλαια δεν αποτελούν απλώς "χαρτιά" αλλά συνδέονται με ένα υποκείμενο, ήταν επιτακτική η ανάγκη ενός σημείου παράδοσης (delivery point) της ηλεκτρικής ενέργειας αν τα συμβόλαια κρατούνταν ως τη λήξη. Τα δύο σημεία που ορίστηκαν είναι τα σύνορα Καλιφόρνιας - Όρεγκον και το Palo Verde, λόγω του ότι αποτελούσαν ήδη βασικά σημεία παράδοσης αλλά και γιατί συνδέονται άμεσα και ικανοποιούν τις απαιτήσεις ενός κομβικού σημείου της δυτικής αγοράς ενέργειας των Η.Π.Α., της Καλιφόρνια.

Επιπλέον, τα προθεσμιακά συμβόλαια ηλεκτρικής ενέργειας που εισήγαγε προς διαπραγμάτευση το NYMEX υπόσχονταν την μηνιαία παράδοση 2 MWh την ώρα κατά τη

διάρκεια των ωρών αιχμής (on-peak hours) για κάθε μήνα. Κάθε εργάσιμη ημέρα, για ενεργειακούς σκοπούς έχει 16 ώρες αιχμής, και κατά συνέπεια κάθε εβδομάδα αποτελείται από 6 ώρες αιχμής επί 16 ώρες αιχμής την ημέρα. Για την κάλυψη του μέγιστου αριθμού ημερών με τις ώρες αιχμής για κάθε συγκεκριμένο μήνα, το κάθε συμβόλαιο καλείται να παραδώσει 864 MWh (2MW x 16 hours x 27 ημέρες = 864MWh). Επιπλέον, έχει ήδη αναπτύξει δύο νέα προθεσμιακά συμβόλαια, το συμβόλαιο «Cinergy» που χρησιμοποιείται για την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας των Κεντροανατολικών Πολιτειών, και το συμβόλαιο «Entergy» το οποίο έχει να παράσχει στους συμμετέχοντες στις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας των νότιων πολιτειών ένα μέσο αντιστάθμισης του κινδύνου της τιμής.

Την NYMEX ακολούθησαν και άλλες οργανωμένες αγορές, οι οποίες εισήγαγαν προς διαπραγμάτευση παράγωγα συμβόλαια ηλεκτρικής ενέργειας. Η χρηματιστηριακή αγορά του Σικάγο (CBOT) δημιούργησε δύο προθεσμιακά συμβόλαια ηλεκτρικής, τα οποία παραδίδουν 5MW για κάθε ώρα αιχμής στις περιοχές του Τέννεσι και του Commonwealth Edison. Σε ευρωπαϊκό επίπεδο, η πρώτη αγορά που προσφέρει ηλεκτρονική διαπραγμάτευση συμβολαίων ηλεκτρικής ενέργειας είναι η Nord Pool. Τα συμβόλαια που προσφέρει είναι τα «Eisport» (τυποποιημένα φυσικά συμβόλαια για ενέργεια ανά ώρα με παράδοση μέσα σε 24 ώρες, διαπραγματευόμενα σε ημερήσια βάση), « Eltermin » (προθεσμιακά συμβόλαια, με ημερήσια μεταβολή της αξίας τους από την προηγούμενη μέρα), και τα συμβόλαια προθεσμιακών πράξεων (forwards).

Τα τελευταία χρόνια παρατηρούνται στις αγορές ενέργειας σημαντικές κινήσεις συνεργασίας μεταξύ ενεργειακών χρηματιστηριακών αγορών. Μετά την ανακοίνωση συνεργασίας της IPE και της Nord Pool με απώτερο σκοπό την πρόσβαση των συμμετεχόντων στα συμβόλαια και των δύο αγορών, η πρώτη προχώρησε σε συνεργασία με τη NYMEX, ενώ το Χρηματιστήριο Αξιών του Λονδίνου (LIFFE) έχει εμπλακεί σε συζητήσεις για την ένταξή του στο σχήμα αυτό. Παρόμοιες συζητήσεις διενεργούνται μεταξύ χρηματιστηριακών αγορών και στην Γερμανία και την Ολλανδία, ενώ και η χρηματιστηριακή αγορά της Σιγκαπούρης (SIMEX) έχει συνάψει συνεργασία με την IPE. Ο υποκείμενος λόγος πίσω από τις κινήσεις και συμφωνίες των χρηματιστηριακών αγορών είναι η απόκτηση μεριδίων σε μια τεράστια και σε προχωρημένο στάδιο αποκατασκευασμένης παγκόσμιας αγοράς ενέργειας, η απόκτηση τεχνογνωσίας και εμπειρίας από προηγμένες χρηματιστηριακές αγορές και η προώθηση του βάθους και της ρευστότητας των οργανωμένων αγορών που συμμετέχουν σε συμμαχίες.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6

ΧΑΡΤΟΦΥΛΑΚΙΑ ΚΑΙ ΜΕΤΡΑ ΕΚΤΙΜΗΣΗΣ ΚΙΝΔΥΝΟΥ – ΜΑΘΗΜΑΤΙΚΟΣ ΦΟΡΜΑΛΙΣΜΟΣ

6.1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ ΣΤΗΝ ΣΤΑ ΧΑΡΤΟΦΥΛΑΚΙΑ

6.1.1. Εισαγωγή

Για την επιλογή των χρεογράφων τα οποία, με ένα συγκεκριμένο ποσοστό συμμετοχής το καθένα, θα συγκροτήσουν το χαρτοφυλάκιο ενός επενδυτή, θα πρέπει να ληφθούν υπόψη όλες οι μορφές κινδύνου που περιγράφηκαν στο Κεφάλαιο 5. Το ερώτημα που γεννάται, το οποίο αποτελεί και τον κύριο άξονα της μελέτης αυτής, είναι το ποιο θα είναι το ποσοστό συμμετοχής του κάθε χρεογράφου στο χαρτοφυλάκιο. Για την απάντηση στο ερώτημα αυτό έχει αναπτυχθεί η θεωρία χαρτοφυλακίου η οποία, συνοπτικά, αφού εντοπίσει την αναμενόμενη απόδοση και τον κίνδυνο, διαφορετικών χαρτοφυλακίων, προτείνει είτε το χαρτοφυλάκιο ελαχίστου κινδύνου – αν πρόκειται για χαρτοφυλάκια ίδιας απόδοσης- είτε το χαρτοφυλάκιο μέγιστης απόδοσης – αν η επιλογή γίνεται από χαρτοφυλάκια ίδιου κινδύνου.

Το 1952 ο καθηγητής Harry Markowitz διατύπωσε τη *Σύγχρονη Θεωρία του Χαρτοφυλακίου* (Modern Portfolio Theory, MPT) στο άρθρο του “Portfolio Selection” που δημοσιεύτηκε στην εφημερίδα Journal of Finance προτείνοντας την κατασκευή αποδοτικά διαφοροποιημένων χαρτοφυλακίων για την ανάληψη επενδύσεων και αποτέλεσε σταθμό στην νεότερη ιστορία των χρηματοοικονομικών. Ως χαρτοφυλάκιο ορίζεται η κατοχή ενός συνόλου χρεογράφων, κάθε ένα από τα οποία συμμετέχει στο χαρτοφυλάκιο με κάποια αναλογία. Η αναλογία αυτή προσδιορίζεται βάσει της αξίας του κάθε χρεογράφου σε σχέση με τη συνολική αξία του χαρτοφυλακίου. Ο Markowitz στη δημοσίευσή του ασχολείται με την επιλογή του βέλτιστου χαρτοφυλακίου από τα διαθέσιμα αξιόγραφα σύμφωνα με τις μελλοντικές αποδόσεις αυτών.

Η θεωρία του χαρτοφυλακίου στηρίζεται σε κάποιες καίριες παραδοχές, όπως, **α)** Κάθε επενδυτής επιθυμεί να μεγιστοποιήσει την απόδοση μιας επένδυσης για ένα δεδομένο επίπεδο ρίσκου και **β)** Όλοι οι επενδυτές αποστρέφονται τον κίνδυνο. Χαρακτηριστικά, για ένα δεδομένο επίπεδο αναμενόμενης απόδοσης, θα επιλέξουν την εναλλακτική με το χαμηλότερο ρίσκο. Το ρίσκο, ή αλλιώς ο κίνδυνος, ενός χαρτοφυλακίου υπολογίζεται με βάση τη διακύμανση της αναμενόμενης απόδοσης.

Η αναμενόμενη απόδοση μίας επένδυσης για μία συγκεκριμένη περίοδο αναπαρίσταται από μια κατανομή πιθανοτήτων όλων των πιθανών εκβάσεων και των αντίστοιχων αποδόσεων. Οι επενδυτές μεγιστοποιούν την αναμενόμενη χρησιμότητα μιας χρονικής περιόδου, με τις καμπύλες να παρουσιάζουν ελαττωμένη οριακή χρησιμότητα του πλούτου. Οι επενδυτές λαμβάνουν αποφάσεις αποκλειστικά με βάση την αναμενόμενη απόδοση και το ρίσκο, επομένως οι καμπύλες αδιαφορίας αυτών είναι συνάρτηση μόνο της αναμενόμενης απόδοσης και της αναμενόμενης διακύμανσης της απόδοσης.

Η θεωρία του Harry Markowitz, επομένως αποδεικνύει πως η κατάλληλη διαφοροποίηση ενός χαρτοφυλακίου, δηλαδή ο συνδυασμός χρεογράφων με συγκεκριμένα στατιστικά χαρακτηριστικά, μπορεί να συμβάλλει τόσο στη μείωση του ρίσκου, όσο και στην αύξηση της αναμενόμενης απόδοσης. Η βασική έννοια, λοιπόν, που πρέπει να εισαχθεί

είναι αυτή του αποδοτικού χαρτοφυλακίου, η οποία ορίζεται ως εξής: «Ένα χαρτοφυλάκιο θεωρείται αποδοτικό εάν και μόνο εάν δεν υπάρχει κάποιο άλλο το οποίο προσφέρει υψηλότερη αναμενόμενη απόδοση με το ίδιο ή χαμηλότερο ρίσκο, ή αντίστοιχα χαμηλότερο ρίσκο με την ίδια ή υψηλότερη αναμενόμενη απόδοση».

Το 1958, ο James Tobin με το άρθρο του “Liquidity Preference as a Behavior to Ward Risk” τόνωσε τη σημασία που έχει για τον επενδυτή η διατήρηση ενός μέρους του κεφαλαίου του σε μορφή η οποία δεν εμπεριέχει κίνδυνο. Σημειώνεται ότι το κριτήριο για την επιλογή μεταξύ χαρτοφυλακίων διαφορετικής αναμενόμενης απόδοσης, είναι η στάση του επενδυτή απέναντι στον κίνδυνο. Βάσει αυτού, διακρίνουμε τρεις (3) τύπους επενδυτών: **α)** Ο ουδέτερος ως προς τον κίνδυνο, ο οποίος είναι αδιάφορος ως προς το ρίσκο των επιλογών του και η καμπύλη χρησιμότητας παριστάνεται με μια ευθεία γραμμή, **β)** Ο συντηρητικός επενδυτής, ο οποίος εκτιμά ότι οι προοπτικές των κερδών του είναι μικρότερες από την αναμενόμενη απόδοση του χαρτοφυλακίου. Σε αυτή τη περίπτωση, η οριακή χρησιμότητα αυξάνεται αλλά με φθίνοντα ρυθμό και **γ)** Ο ριψοκίνδυνος επενδυτής, ο οποίος θεωρεί ότι οι προοπτικές κέρδους είναι υψηλότερες από την αναμενόμενη απόδοση του χαρτοφυλακίου. Η οριακή χρησιμότητα εδώ αυξάνεται με αύξοντα ρυθμό.

Η σημασία του έργου του Tobin έγκειται στο γεγονός ότι εισήγαγε το αξιόγραφο *Μηδενικού Κινδύνου* (Risk-Free Asset). Συνδυάζοντας το αξιόγραφο αυτό με ένα χαρτοφυλάκιο, που ανήκει στο σύνορο βέλτιστων επιλογών, επιτυγχάνονται αποδόσεις υπέρτερες των χαρτοφυλακίων που ανήκουν στο σύνορο αυτό με το ίδιο ποσοστό κινδύνου, ή αντίστροφα μικρότερο ποσοστό κινδύνου για τις ίδιες αποδόσεις, [19].

6.1.2. Διαχείριση Χαρτοφυλακίου και Ασφάλεια

Ένα από τα κυριότερα ζητήματα του υποψήφιου επενδυτή δεν είναι μόνο η συγκρότηση ενός χαρτοφυλακίου που να εκφράζει τη προτίμηση του για τη σχέση απόδοση κίνδυνος, αλλά και η τακτική διαχείριση του ώστε πάντα (ή σχεδόν πάντα) το συγκεκριμένο χαρτοφυλάκιο να ανταποκρίνεται στη στρατηγική που έχει θέσει ο επενδυτής.

Βασικές έννοιες είναι οι εξής:

- Αρχικά θέτουμε ένα κατώτατο όριο, γνωστό ως floor, που είναι η minimum αξία στην οποία επιτρέπουμε την αξία του χαρτοφυλακίου μας να πέσει.
- Συνήθως έχουμε ένα επενδυτικό ορίζοντα, αν και υπάρχουν επενδυτικά σχέδια που δε θέτουν τέτοιο περιορισμό.
- Η διαφορά μεταξύ της αρχικής αξίας του χαρτοφυλακίου και του floor ονομάζεται Έκπτωση (Deductible) ή Μαξιλάρι (Cushion). Όσο μικρότερη είναι η διαφορά τόσο μεγαλύτερο είναι το αναμενόμενο κόστος της ασφάλειας.
- Το ποσοστό των αξιόγραφων που φέρουν κάποιο ποσό κινδύνου στη συνολική αξία του χαρτοφυλακίου ονομάζεται Hedge Ratio.
- Σαν Upside Capture ορίζουμε την επί της εκατό τελική αξία ή απόδοση του χαρτοφυλακίου. Για παράδειγμα αν η αξία των επικίνδυνων αξιόγραφων μετακινηθεί από τα 1000€ στα 1.200€ (απόδοση 20%) τη στιγμή που η αξία του χαρτοφυλακίου πάει από τα 1.200€ στα 1.500€ (απόδοση 25%), τότε το Upside Capture είναι 0,8 (20%/25%).

Η διαχείριση και ασφάλεια των χαρτοφυλακίων έχει την εξής βασική αρχή. Ο επενδυτής ή ο μάνατζερ του χαρτοφυλακίου αποδέχεται ένα κατώτατο ποσό μέχρι το οποίο επιτρέπει να πέσει η αξία του χαρτοφυλακίου του και φροντίζει να απολαμβάνει τη μέγιστη δυνατή απόδοση πάνω από το floor.

6.1.3. Η Αρχή Διαφοροποίησης Χαρτοφυλακίου

Όταν αναφερόμαστε στον όρο χαρτοφυλάκιο, εννοούμε ένα σύνολο χρεογράφων τα οποία συμμετέχουν σε αυτό με κάποια αναλογία και η δημιουργία του έχει ως στόχο την επίτευξη βέλτιστου συνδυασμού αναμενόμενης απόδοσης και κινδύνου. Όπως γίνεται αντιληπτό και από τις παραπάνω μαθηματικές σχέσεις, που παρατέθηκαν για τον προσδιορισμό της απόδοσης και του ρίσκου, η αναμενόμενη απόδοση του χαρτοφυλακίου ορίζεται ως ο σταθμισμένος μέσος όρος των αποδόσεων των επιμέρους χρεογράφων. Πρόκειται λοιπόν για μια γραμμική συσχέτιση μεταξύ των αποδόσεων των χρεογράφων, η οποία οδηγεί στο συμπέρασμα ότι η συνολική αναμενόμενη απόδοση του χαρτοφυλακίου δε μπορεί να υπερβεί την απόδοση του πλέον αποδοτικού χρεογράφου του χαρτοφυλακίου $E(r_{\max})$. Κατά τον ίδιο τρόπο, δεν μπορεί ούτε να υστερεί της απόδοσης του λιγότερο αποδοτικού χρεογράφου του χαρτοφυλακίου $E(r_{\min})$. Ισχύει επομένως η ακόλουθη σχέση:

$$E(r_p) \in [E(r_{\min}), E(r_{\max})] \quad (17)$$

Όσον αφορά τώρα στον κίνδυνο του χαρτοφυλακίου, παρατηρούμε ότι η τυπική απόκλιση που προσδιορίζει μαθηματικά την έννοια του κινδύνου υπολογίζεται ως μη γραμμική συνάρτηση των κινδύνων των επιμέρους χαρτοφυλακίων που το αποτελούν. Η τυπική απόκλιση ενός χαρτοφυλακίου είναι μικρότερη από το σταθμισμένο μέσο όρο των τυπικών αποκλίσεων των επιμέρους χρεογράφων. Το φαινόμενο αυτό καλείται φαινόμενο του χαρτοφυλακίου και στηρίζεται στα οφέλη της αποτελεσματικής διαφοροποίησης, η οποία οδηγεί στη μείωση του επενδυτικού κινδύνου.

Συγκεκριμένα, θεωρώντας τη γενική περίπτωση που ένας επενδυτής έχει ισοκατανείμει το κεφάλαιο του σε N διαθέσιμα χρεόγραφα ($X_1=X_2=\dots=X_N=1/N$), ο κίνδυνος του χαρτοφυλακίου προσδιορίζεται από τη σχέση:

$$\begin{aligned} \sigma_p &= \sqrt{\sum_{i=1}^N \left(\frac{1}{N}\right)^2 * \sigma_i^2 + \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N \left(\frac{1}{N}\right) * \left(\frac{1}{N}\right) * \sigma_{ij}} \quad \rightarrow \\ \sigma_p &= \sqrt{\frac{1}{N} * \left(\sum_{i=1}^N \frac{\sigma_i^2}{N} + \frac{N-1}{N} * \left(\sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N \frac{\sigma_{ij}}{N(N-1)}\right)} \right) \quad (18) \end{aligned}$$

Όπου το πρώτο άθροισμα του υπόριζου αναφέρεται στη μέση διακύμανση των αποδόσεων των χρεογράφων $\bar{\sigma}^2$ και το δεύτερο σύνθετο άθροισμα στη μέση συνδιακύμανση των χρεογράφων $\bar{\sigma}_{ij}$ του χαρτοφυλακίου. Επομένως, προκύπτει:

$$\sigma_p = \sqrt{\frac{1}{N} * \bar{\sigma}^2 + \frac{N-1}{N} * \bar{\sigma}_{ij}} = \sqrt{\frac{1}{N} * \bar{\sigma}^2 + \bar{\sigma}_{ij} - \frac{1}{N} * \bar{\sigma}_{ij}} \quad (19)$$

Επομένως για αρκετά μεγάλο αριθμό χρεογράφων, ο πρώτος και ο τρίτος όρος τείνουν στο μηδέν κι ο κίνδυνος του χαρτοφυλακίου δίνεται αποκλειστικά από την τετραγωνική ρίζα της συνδιακύμανσης των χρεογράφων.

Συμπεραίνουμε λοιπόν ότι όσο μεγαλύτερος είναι ο αριθμός των χρεογράφων που συνθέτουν ένα χαρτοφυλάκιο, τόσο τείνει να μειώνεται ο κίνδυνος που προέρχεται από κάθε μεμονωμένο χρεόγραφο. Στην περίπτωση αυτή, ο κίνδυνος του χαρτοφυλακίου προσδιορίζεται μόνο από τις συνδιακυμάνσεις των επιμέρους χρεογράφων.

6.1.4 Αποτελεσματικό Μέτωπο

Διαθέτοντας N χρεόγραφα, με δεδομένο ρίσκο και αναμενόμενη απόδοση, δύναται να πραγματοποιηθούν «άπειροι» συνδυασμοί μεταξύ αυτών και να σχηματιστούν κατά συνέπεια «άπειρα» χαρτοφυλάκια. Ο εκάστοτε επενδυτής για να καταλήξει στο ιδανικό για εκείνον χαρτοφυλάκιο δεν χρειάζεται να εκτιμήσει όλα τα χαρτοφυλάκια αλλά μπορεί να βασιστεί στο θεώρημα των Αποτελεσματικών Συνδυασμών. Σύμφωνα με το θεώρημα, κάθε επενδυτής ανεξάρτητα του πόσο αποστρέφεται τον κίνδυνο, θα επιλέξει το χαρτοφυλάκιο εκείνο το

οποίο: 1) του προσφέρει μέγιστη προσδοκώμενη απόδοση για διάφορα επίπεδα κινδύνου και 2) του προσφέρει το μικρότερο κίνδυνο για διάφορα επίπεδα προσδοκώμενης απόδοσης.

Αποτελεσματικά χαρτοφυλάκια ονομάζονται τα χαρτοφυλάκια εκείνα τα οποία σε δεδομένο επίπεδο κινδύνου παρέχουν τη μεγαλύτερη απόδοση, και σε δεδομένη απόδοση το μικρότερο κίνδυνο. Έχοντας κατασκευάσει το αποδοτικό σύνολο χαρτοφυλακίων, το επόμενο βήμα είναι η επιλογή του βέλτιστου, ή αλλιώς άριστου χαρτοφυλακίου. Καθώς όλα τα χαρτοφυλάκια στο αποτελεσματικό μέτωπο παρέχουν τη μέγιστη αναμενόμενη απόδοση για δεδομένο επίπεδο ρίσκου, κάθε επενδυτής επιθυμεί να κατέχει ένα χαρτοφυλάκιο του αποδοτικού συνόρου. Η επιλογή όμως εξαρτάται από τις προτιμήσεις του συγκεκριμένου επενδυτή ως προς την ανταλλαγή μεταξύ απόδοσης και κινδύνου.

6.1.5 Υπολογισμός Αποτελεσματικού Μετώπου με Γραμμικό Προγραμματισμό

Στο σημείο αυτό θα παρουσιαστεί ο τρόπος προσδιορισμού του αποτελεσματικού μετώπου για N χρεόγραφα. Ζητείται λοιπόν να προσδιοριστεί το σύνολο, του οποίου τα σημεία θα παρουσιάσουν βέλτιστο συνδυασμό απόδοσης-ρίσκου. Το πρόβλημα ουσιαστικά αποτελεί ένα πρόβλημα κατανομής πόρων σε εναλλακτικές και ανταγωνιστικές μεταξύ τους δραστηριότητες κατά τον καλύτερο δυνατό τρόπο. Πρόκειται για το γνωστό πρόβλημα κατανομής της «πίτας», το οποίο επιλύεται με τη μέθοδο του γραμμικού προγραμματισμού.

Στη μαθηματική γλώσσα, ο γραμμικός προγραμματισμός είναι ένα μαθηματικό μοντέλο στο οποίο επιχειρείται η βελτιστοποίηση αγνώστων πραγματικών μεταβλητών, των οποίων το πεδίο τιμών οριοθετείται από γραμμικούς περιορισμούς, συναρτήσεις των μεταβλητών αυτών. Οι άγνωστες μεταβλητές μοντελοποιούν το αντικείμενο απόφασης του προβλήματος και ονομάζονται για το σκοπό αυτό μεταβλητές απόφασης. Η συνάρτηση η οποία ζητείται να βελτιστοποιηθεί (ελαχιστοποιηθεί ή μεγιστοποιηθεί) καλείται αντικειμενική συνάρτηση.

Στην περίπτωση χαρτοφυλακίου, αντικειμενική συνάρτηση ορίζεται η ελαχιστοποίηση του κινδύνου για κάθε δεδομένο επίπεδο αναμενόμενης απόδοσης mean. Ως μεταβλητές απόφασης ορίζονται τα ποσοστά συμμετοχής X_i κάθε χρεογράφου, τα οποία πρέπει να είναι μεγαλύτερα του μηδενός και μικρότερα της μονάδας. Επίσης, το άθροισμα των γινομένων των ποσοστών συμμετοχής των χρεογράφων επί την αντίστοιχη απόδοση τους, θα πρέπει να ισούται με το δεδομένο επίπεδο απόδοσης που ελαχιστοποιεί τον κίνδυνο.

6.2. ΜΕΤΡΑ ΕΚΤΙΜΗΣΗΣ ΚΙΝΔΥΝΟΥ ΣΕ ΕΠΕΝΔΥΣΕΙΣ – ΜΕΘΟΔΟΙ ΒΕΛΤΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗΣ ΧΑΡΤΟΦΥΛΑΚΙΟΥ^[19]

Πολλά εργαλεία έχουν αναπτυχτεί για τον υπολογισμό του βαθμού αβεβαιότητας στις επενδύσεις. Αντικείμενο μελέτης δεν είναι η αναφορά αυτών αλλά η χρήση σε ενεργειακές επενδύσεις οπότε η αναφορά στις πιο σημαντικές μεθόδους ακολουθεί.

6.2.1. Μοντέλα Βελτιστοποίησης

Ένας γενικός τρόπος περιγραφής του κινδύνου είναι με χρήση σεναρίων. Κάθε σενάριο είναι μια αποτύπωση της μελλοντικής αξίας όλων των παραμέτρων που επηρεάζουν τη απόδοση του εξεταζόμενου χαρτοφυλακίου. Το σύνολο των σεναρίων αποτυπώνει το εύρος των πιθανών διακυμάνσεων των παραμέτρων που θα μπορούσαν να συμβούν μεταξύ του τρέχοντος χρόνου και του τέλους του χρονικού ορίζοντα. Οι αποτυπώσεις αυτές της αβεβαιότητας αφορούν ουσιαστικά τη διαχείριση του κινδύνου. Τα σενάρια μπορούν να

καταγράφουν τις διαφορετικές πηγές που προκαλούν τον κίνδυνο και επιτρέπουν την παραγωγή μεθόδων για όλες τις μορφές κινδύνου.

Θεωρούμε ένα σύνολο επενδυτικών ευκαιριών: $i=1,2,\dots,n$. Στο τέλος μιας ορισμένης περιόδου τα χρεόγραφα έχουν απόδοση: $\tilde{r} = (\tilde{r}_1, \tilde{r}_2, \dots, \tilde{r}_n)^T$. Οι αποδόσεις είναι άγνωστες στην αρχή της καθορισμένης περιόδου, δηλαδή κατά τη διάρκεια επιλογής χαρτοφυλακίου, και αντιμετωπίζονται σαν τυχαίες μεταβλητές. Η μέση τιμή τους ορίζεται: $\bar{r} = E(\tilde{r}) = (\bar{r}_1, \bar{r}_2, \dots, \bar{r}_n)^T$. Στην αρχή της περιόδου ο επενδυτής επιθυμεί να επιμερίσει τον προϋπολογισμό του σε αυτά τα χρεόγραφα με συγκεκριμένη κατανομή: $\mathbf{x} = (x_1, x_2, \dots, x_n)^T$, ώστε $x_i \geq 0$ (δηλαδή δεν επιτρέπονται σύντομες πωλήσεις) και $\sum_{i=1}^n x_i = 1$ (χαμηλός προϋπολογισμός). Χρησιμοποιώντας το κατάλληλο διάνυσμα αυτών: $\mathbf{1} = (1,1, \dots, 1)^T$, εκφράζουμε τη βασική μορφή του χαρτοφυλακίου σε μορφή διανυσμάτων:

$$X = \{\mathbf{x}: \mathbf{x}^T \mathbf{1} = 1, \mathbf{x} \geq 0\} \quad (20)$$

Με έντονους χαρακτήρες συμβολίζουμε τα διανύσματα και με \sim συμβολίζουμε τις τυχαίες μεταβλητές. Η αβέβαιη απόδοση του χαρτοφυλακίου στο τέλος της περιόδου είναι:

$$R(\mathbf{x}, \tilde{r}) = \mathbf{x}^T \tilde{r} = \sum_{i=1}^n x_i \tilde{r}_i \quad (21)$$

Πρόκειται για μια τυχαία μεταβλητή με συνάρτηση κατανομής, F , δηλαδή:

$$F(\mathbf{x}, u) = P\{R(\mathbf{x}, \tilde{r}) \leq 0\} \quad (22)$$

Φυσικά, η συνάρτηση κατανομής F εξαρτάται από την σύνθεση του χαρτοφυλακίου \mathbf{x} . Η αναμενόμενη απόδοση του χαρτοφυλακίου είναι:

$$E(R(\mathbf{x}, \tilde{r})) = R(\mathbf{x}, \bar{r}) = \mathbf{x}^T \bar{r} \quad (23)$$

Υποθέτουμε ότι οι αβέβαιες αποδόσεις των χρεογράφων, \tilde{r} , αντιπροσωπεύονται από ένα πεπερασμένο σύνολο σεναρίων: $\Omega = \{s: s = 1,2, \dots, S\}$, σύμφωνα με την οποία οι αποδόσεις κάτω από ένα συγκεκριμένο σενάριο $s \in \Omega$ παίρνει τις τιμές $\mathbf{r}_s = (r_{1s}, r_{2s}, \dots, r_{ns})^T$ με σχετική πιθανότητα $p_s > 0$. Η μέση απόδοση των χρεογράφων είναι ίση με:

$$\bar{r} = \sum_{s=1}^S p_s \mathbf{r}_s \quad (24)$$

Η απόδοση του χαρτοφυλακίου κάτω από μια συγκεκριμένη εφαρμογή των αποδόσεων χρεογράφων \mathbf{r}_s (δηλαδή σενάριο $s \in \Omega$) δίνεται από τον τύπο:

$$R(\mathbf{x}, \mathbf{r}_s) = \mathbf{x}^T \mathbf{r}_s = \sum_{i=1}^n x_i r_{is} \quad (25)$$

Η αναμενόμενη απόδοση δίνεται από τη σχέση:

$$R(\mathbf{x}, \bar{r}) = \sum_{s=1}^S p_s R(\mathbf{x}, \mathbf{r}_s) = \mathbf{x}^T \bar{r} = \sum_{i=1}^n x_i \bar{r}_i \quad (26)$$

Έστω ότι το φ είναι ένα μέτρο μέτρησης του κινδύνου. Έτσι, για μια ορισμένη ελάχιστη αναμενόμενη απόδοση μ , το φ -αποδοτικό χαρτοφυλάκιο δίνεται από τη λύση του ακόλουθου προβλήματος:

$$\begin{aligned} & \text{Minimize}_{\mathbf{x} \in X} && \varphi(\mathbf{x}^T \tilde{r}) \\ & \text{με} && \mathbf{x}^T \bar{r} \geq \mu \end{aligned} \quad (27)$$

Η καμπύλη που απεικονίζει την εξάρτηση της βέλτιστης τιμής αυτού του παραμετρικού προγράμματος με την ελάχιστη απαιτούμενη αναμενόμενη απόδοση του χαρτοφυλακίου μ είναι το φ -αποδοτικό σύνολο. Πρόκειται ουσιαστικά για μία γενίκευση της κλασικής έννοιας του αποδοτικού συνόρου μέσης τιμής-διακύμανσης σε ένα αυθαίρετο μέτρο κινδύνου φ . Η επιλογή του μέτρου κινδύνου, γενικά, εξαρτάται από τις προτιμήσεις του υπευθύνου λήψης αποφάσεων ή σε μερικές περιπτώσεις βασίζεται σε κανονικές προδιαγραφές. Επίσης, θέματα υπολογιστικής επιλυσιμότητας επηρεάζουν την επιλογή αυτή.

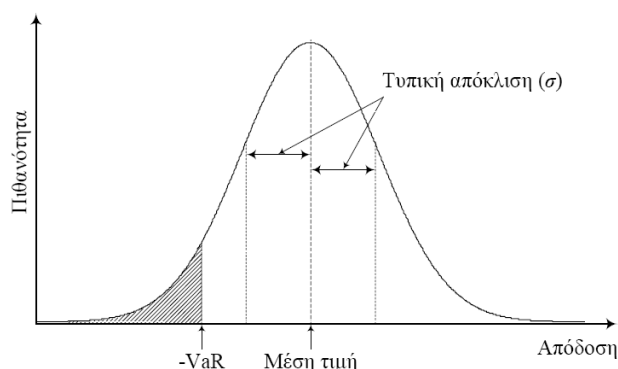
Στη συνέχεια παρουσιάζονται οι κατηγορίες των μέτρων κινδύνων και περιγράφονται τα προβλήματα βελτιστοποίησης χαρτοφυλακίου για το καθένα απ' αυτά.

6.2.2. Μέθοδος Value-at-Risk (VaR)

Η μέθοδος Value-at-Risk (VaR) είναι ένα ποσοστιαίο μέτρο που αποτελεί τη βάση για σκοπούς μέτρησης του κινδύνου. Ορίζεται, συνήθως, ως η μέγιστη αναμενόμενη απώλεια/ζημία που μπορεί να υποστεί ένας επενδυτής σε δεδομένο χρονικό διάστημα για ένα επιλεγόμενο επίπεδο εμπιστοσύνης (βεβαιότητας) $\alpha \cdot 100\%$. Εδώ ορίζουμε τη VaR ισοδύναμα, από πλευράς αποδόσεων, ως τη χειρίστη απόδοση του χαρτοφυλακίου για προκαθορισμένο επίπεδο εμπιστοσύνης $\alpha \cdot 100\%$, σχήμα 9. Έτσι:

$$VaR(x, \alpha) = \min\{u : F(x, u) \geq 1 - \alpha\} = \min\{u : P\{R(x, \tilde{r}) \leq u\} \geq 1 - \alpha\} \quad (28)$$

Η $VaR(x, \alpha)$ είναι η $(1-\alpha) \cdot 100\%$ ποσοστιαία απόδοση της κατανομής του χαρτοφυλακίου. Αν και η VaR είναι αρκετά δημοφιλής μέθοδος στη μέτρηση κινδύνου, δε χρησιμοποιείται τυπικά σε μαθηματικά μοντέλα βέλτιστης επιλογής χαρτοφυλακίου. Ενώ ο υπολογισμός της μεθόδου για ένα βέβαιο χαρτοφυλάκιο x δείχνει ότι η απόδοση του χαρτοφυλακίου θα είναι πιο κάτω από τη $VaR(x, \alpha)$ με πιθανότητα $(1-\alpha) \cdot 100\%$, δε δίνει καμία πληροφορία για την έκταση της “ουράς” της κατανομής, η οποία μάλιστα μπορεί να είναι αρκετά μεγάλη. Σε τέτοιες περιπτώσεις, η απόδοση του χαρτοφυλακίου μπορεί να πάρει χαμηλότερες τιμές από τη VaR και να οδηγήσει σε σοβαρές απώλειες. Επιπλέον, η VaR είναι δύσκολο να βελτιστοποιηθεί. Όταν οι αποδόσεις των αξιόγραφων αποδίδονται από άποψη σεναρίων, η συνάρτηση VaR είναι μη λεία και μη κυρτή σε σχέση με τις θέσεις του χαρτοφυλακίου x και παρουσιάζει πολλαπλά τοπικά ακρότατα. Δεν υπάρχουν αποτελεσματικοί αλγόριθμοι για την επίλυση προβλημάτων με τέτοιες αντικειμενικές συναρτήσεις.

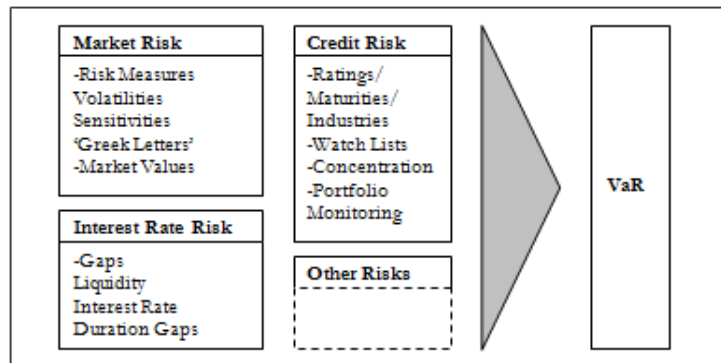


Σχήμα 9. Σχηματική απεικόνιση της έννοιας της VaR.

Η δημιουργία της VaR ήταν ένα παράπλευρο αποτέλεσμα των απωλειών υψηλών κεφαλαίων. Η VaR είναι μια άμεσα αντιληπτή μέθοδος ποσοτικοποίησης του *Κινδύνου Αγοράς* (Market Risk), ο οποίος σχετίζεται με τη μεταβλητότητα των αγοραίων τιμών των επενδύσεων ενός χαρτοφυλακίου. Τυπικά, η VaR μετρά τη χειρότερη αναμενόμενη απώλεια χρημάτων υπό κανονικές συνθήκες αγοράς, για δεδομένο χρονικό ορίζοντα και για δεδομένο επίπεδο εμπιστοσύνης. Για παράδειγμα, έστω ότι μια τράπεζα υπολογίζει ότι η 99% ημερήσια (Daily) 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 μεγαλύτερες από €35 εκατομμύρια. Δηλαδή, η VaR υποδεικνύει, με μεγάλο βαθμό βεβαιότητας, πόσο δυσμενής μπορεί να είναι μια ενδεχόμενη απώλεια χρημάτων.

Η VaR μπορεί να επεκταθεί στη μέτρηση του *Πιστωτικού Κινδύνου* (Credit Risk), αλλά δεν μπορεί να χρησιμοποιηθεί για τη μέτρηση όλων των ειδών κινδύνου. Για παράδειγμα, δε μπορεί να μετρήσει το *Λειτουργικό Κίνδυνο* (Operational Risk) ή τον *Κίνδυνο Ρευστότητας* (Liquidity Risk).

Το πιο σημαντικό, μεταξύ άλλων, πλεονέκτημα της VaR σε σχέση με τους απλούς δείκτες χρηματοοικονομικών κινδύνων είναι ότι αποτελεί σύνθεση σχεδόν όλων αυτών των απλών δεικτών. Το σχήμα 10 παρουσιάζει την ποιοτική διαφορά ανάμεσα στη VaR και τους παραδοσιακούς δείκτες. Περιγράφει τους διάφορους απλούς δείκτες που εξυπηρετούν διάφορους σκοπούς μέτρησης, παρακολούθησης ή διαχείρισης κινδύνου. Οι απλοί δείκτες δεν είναι δυνατό να μεταφραστούν σε εν δυνάμει χρηματικές απώλειες. Αντιθέτως, η VaR συνθέτει τους απλούς δείκτες και αντιπροσωπεύει μια χρηματική απώλεια. Επειδή η VaR είναι συνθετική, δε μπορεί να αντικαταστήσει τους απλούς δείκτες, αλλά μόνο να αποτελέσει μια περίληψη αυτών.



Σχήμα 10. Η Σχέση της VaR με τους Απλούς Δείκτες.

6.2.3. Μέθοδος Conditional-Value-at-Risk (CVaR) – Επauξημένη VaR

Η μέθοδος CVaR είναι ένα σχετικό μέτρο κινδύνου. Ορίζεται, συνήθως, ως η υπό όρους προσδοκία των απωλειών υπερβαίνοντας τη VaR σε ένα δοσμένο επίπεδο εμπιστοσύνης (η VaR ορίζεται ως συνάρτηση του ποσοστού απωλειών σ' αυτή την περίπτωση). Εδώ, ορίζουμε τη CVaR ισοδύναμα ως την υπό όρους προσδοκία των αποδόσεων του χαρτοφυλακίου κάτω από την απόδοση της VaR. Για συνεχείς κατανομές η CVaR ορίζεται ως:

$$CVaR(x, a) = E[R(x, \tilde{r}) | R(x, \tilde{r}) \leq VaR(x, a)] \quad (29)$$

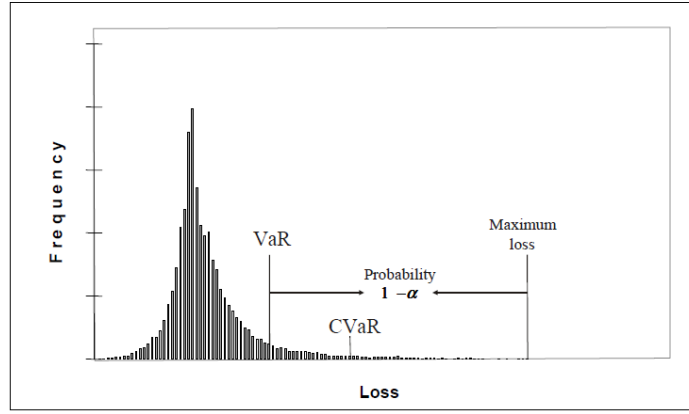
Ως εκ τούτου, ο ορισμός της CVaR, που είναι εφαρμόσιμος σε συνεχείς κατανομές, μετρά την αναμενόμενη τιμή των $(1-a) \cdot 100\%$ χαμηλότερων αποδόσεων για το χαρτοφυλάκιο x (δηλαδή τις υπό όρους αποδόσεις χαρτοφυλακίου κάτω από τη $VaR(x, a)$).

Για διακριτές κατανομές, ο τύπος (30) δίνει μία μη κυρτή συνάρτηση στις θέσεις χαρτοφυλακίου x . Ένας ορισμός της CVaR για γενικές κατανομές είναι:

$$CVaR(x, a) = \left(1 - \frac{\sum_{\{s \in \Omega | R(x, r_s) \leq z\}} p_s}{1-a}\right) z + \frac{1}{1-a} \sum_{\{s \in \Omega | R(x, r_s) > z\}} p_s R(x, r_s) \quad (30)$$

Όπου $z = VaR(x, a)$. Αφού έχουμε να κάνουμε με διακριτές κατανομές (σενάρια), θα αξιοποιήσουμε αυτό τον εναλλακτικό ορισμό της CVaR. Τονίζεται ότι η CVaR, όπως ορίστηκε στη σχέση (27) μπορεί να μην είναι ίση με τις υπό όρους αναμενόμενες αποδόσεις χαρτοφυλακίου κάτω από τη $VaR(x, a)$. Ο ορισμός της CVaR για διακριτές κατανομές μετρά μόνο κατά προσέγγιση τις υπό όρους αποδόσεις χαρτοφυλακίου κάτω από την αντίστοιχη τιμή της $VaR(x, a)$.

Η CVaR ποσοτικοποιεί την αναμενόμενη απόδοση χαρτοφυλακίου σε ένα χαμηλό ποσοστό της κατανομής. Ως εκ τούτου, μπορεί να χρησιμοποιηθεί για τον έλεγχο της κάτω "ουράς", σχήμα 11 και έτσι αποτελεί ένα κατάλληλο μέτρο κινδύνου για ασύμμετρες κατανομές.



Σχήμα 11. Πιθανοτική Κατανομή και Δείκτες VaR-CVaR.

Όταν οι αβέβαιες αποδόσεις ενεργητικού εκπροσωπούνται από μια διακριτή κατανομή, η CVaR μπορεί να βελτιστοποιηθεί χρησιμοποιώντας Γραμμικό Προγραμματισμό (LP). Παρακάτω ακολουθεί αυτή η προσέγγιση.

Ορίζουμε για κάθε σενάριο $s \in \Omega$ μια βοηθητική μεταβλητή:

$$y_s^+ = \max[0, z - R(\mathbf{x}, \mathbf{r}_s)] \quad (31)$$

η οποία είναι ίση με μηδέν όταν η απόδοση χαρτοφυλακίου για το συγκεκριμένο σενάριο υπερβαίνει τη $VaR(\mathbf{x}, \alpha)$ και είναι ίση με την απόδοση του ελλείμματος σε σχέση με τη VaR όταν η απόδοση χαρτοφυλακίου είναι κάτω από τη $VaR(\mathbf{x}, \alpha)$. Χρησιμοποιώντας αυτές τις βοηθητικές μεταβλητές έχουμε:

$$\begin{aligned} \sum_{s \in \Omega} p_s y_s^+ &= \sum_{\{s \in \Omega | R(\mathbf{x}, \mathbf{r}_s) \leq z\}} p_s y_s^+ + \sum_{\{s \in \Omega | R(\mathbf{x}, \mathbf{r}_s) > z\}} p_s y_s^+ \\ &= \sum_{\{s \in \Omega | R(\mathbf{x}, \mathbf{r}_s) \leq z\}} p_s (z - R(\mathbf{x}, \mathbf{r}_s)) \\ &= z \sum_{\{s \in \Omega | R(\mathbf{x}, \mathbf{r}_s) \leq z\}} p_s - \sum_{\{s \in \Omega | R(\mathbf{x}, \mathbf{r}_s) \leq z\}} p_s R(\mathbf{x}, \mathbf{r}_s) \\ &= z(1 - \alpha) - \left((1 - \alpha - \sum_{\{s \in \Omega | R(\mathbf{x}, \mathbf{r}_s) \leq z\}} p_s) z - \sum_{\{s \in \Omega | R(\mathbf{x}, \mathbf{r}_s) \leq z\}} p_s R(\mathbf{x}, \mathbf{r}_s) \right) \end{aligned} \quad (32)$$

Διαιρώντας και τα δύο μέλη της εξίσωσης (29) με $(1 - \alpha)$ και αναδιατάσσοντας τους όρους παίρνουμε:

$$z - \frac{\sum_{s \in \Omega} p_s y_s^+}{1 - \alpha} = \left(1 - \frac{\sum_{\{s \in \Omega | R(\mathbf{x}, \mathbf{r}_s) \leq z\}} p_s}{1 - \alpha} \right) z + \frac{1}{1 - \alpha} \sum_{\{s \in \Omega | R(\mathbf{x}, \mathbf{r}_s) \leq z\}} p_s R(\mathbf{x}, \mathbf{r}_s) \quad (33)$$

Από τις σχέσεις (30), (32), (33) παρατηρούμε ότι ο όρος στη δεξιά πλευρά της (33) είναι η $CVaR(\mathbf{x}, \alpha)$. Συνεπώς, η CVaR της απόδοσης χαρτοφυλακίου μπορεί να βελτιστοποιηθεί χρησιμοποιώντας ένα γραμμικό πρόβλημα που έχει ως αντικειμενική συνάρτηση την αριστερή πλευρά της σχέσης (33). Η CVaR μπορεί να βελτιστοποιηθεί με ένα γραμμικό πρόγραμμα, με την αριστερή πλευρά της παρακάτω εξίσωσης ως αντικειμενική συνάρτηση. Το αποτέλεσμα LP που ορίζεται από το βέλτιστο CVaR-μέτρο του χαρτοφυλακίου λαμβάνεται με προκαθορισμένη επίπεδο εμπιστοσύνης $\alpha * 100\%$ και μέση αναμενόμενη απόδοση χαρτοφυλακίου ίση με μ , γράφεται ως εξής:

$$\text{Maximize } z - \frac{1}{1 - \alpha} \sum_{s=1}^S p_s y_s^+ \quad (34)$$

όπου $\mathbf{x} \in X, z \in R$

$$\mathbf{x}^T \bar{\mathbf{r}} \geq \mu$$

$$y_s^+ \geq z - \mathbf{x}^T \mathbf{r}_s, \quad s = 1, 2, \dots, S$$

$$y_s^+ \geq 0, \quad s = 1, 2, \dots, S \quad (35)$$

Λύνοντας το παραμετρικό πρόβλημα των (34), (35) για διαφορετικές τιμές της αναμενόμενης απόδοσης χαρτοφυλακίου μ , καθορίζεται το αποδοτικό όριο CVaR. Η τιμή της ελεύθερης μεταβλητής z στη βέλτιστη λύση του προβλήματος των (34), (35) ανταποκρίνεται στην τιμή της $VaR(\mathbf{x}, \alpha)$.

Η CVaR είναι ένα χαμηλότερο όριο για τη VaR (δηλαδή $CVaR(\mathbf{x}, \alpha) \leq VaR(\mathbf{x}, \alpha)$). Έτσι, με τη μεγιστοποίηση του προβλήματος των (34), (35) της CVaR αναμένονται μεγαλύτερες τιμές για την VaR.

Πέρα από τα υπολογιστικά θέματα, υπάρχει μια συνεχής συζήτηση μεταξύ ακαδημαϊκών και επαγγελματιών για το αν η VaR ή CVaR είναι ο κατάλληλος τρόπος μέτρησης για τη διαχείριση κινδύνου. Η VaR είναι το βιομηχανικό πρότυπο για τη μέτρηση του κινδύνου. Από την άλλη, η CVaR αποτελεί ένα δημοφιλές μέσο που είναι κατάλληλο για τη μέτρηση του κινδύνου στον κλάδο των ασφαλίσεων και κερδίζει σταδιακά την αποδοχή της χρηματοοικονομικής κοινότητας.

6.2.4. Μέθοδος Μέσης Απόλυτης Απόκλισης (MAD)

Στη μέση απόλυτη απόκλιση, ο κίνδυνος ορίζεται ως η μέση απόλυτη απόκλιση της απόδοσης χαρτοφυλακίου από την αναμενόμενη τιμή:

$$MAD(\mathbf{x}) = E[|R(\mathbf{x}, \tilde{\mathbf{r}}) - R(\mathbf{x}, \bar{\mathbf{r}})|] \quad (36)$$

Όταν οι αβέβαιες αποδόσεις κεφαλαίου λαμβάνουν υπόψη διακριτά σενάρια τότε το μέτρο MAD ορίζεται:

$$MAD(\mathbf{x}) = \sum_{s=1}^S p_s |\mathbf{x}^T \mathbf{r}_s - \mathbf{x}^T \bar{\mathbf{r}}| \quad (37)$$

Σε αυτή την περίπτωση η τιμή MAD μπορεί να βελτιστοποιηθεί από το ακόλουθο γραμμικό πρόγραμμα:

$$\begin{aligned} & \text{Minimize } \sum_{s=1}^S p_s y_s & (38) \\ & \text{όπου } \mathbf{x} \in X \\ & \mathbf{x}^T \bar{\mathbf{r}} \geq \mu \\ & y_s \geq \mathbf{x}^T (\mathbf{r}_s - \bar{\mathbf{r}}), \quad s = 1, 2, \dots, S \\ & y_s \geq \mathbf{x}^T (\bar{\mathbf{r}} - \mathbf{r}_s), \quad s = 1, 2, \dots, S \\ & y_s \geq 0, \quad s = 1, 2, \dots, S \end{aligned} \quad (39)$$

Οι βοηθητικές μεταβλητές y_s εισάγονται για να γραμμικοποιήσουν την απόλυτη τιμή, παρόμοια με την προσέγγιση που ακολουθήθηκε νωρίτερα για να γραμμικοποιηθεί η τμηματικά γραμμική συνάρτηση $\max [0, z - R(\mathbf{x}, \mathbf{r}_s)]$ στην περίπτωση της CVaR. Τα MAD μοντέλα έχουν εφαρμοστεί σε διάφορα προβλήματα βελτιστοποίησης χαρτοφυλακίου.

6.2.5. Άλλες Μέθοδοι Βελτιστοποίησης Χαρτοφυλακίων

Στη βιβλιογραφία υπάρχουν πολλές άλλες μέθοδοι που μπορούν να χρησιμοποιηθούν για την επίλυση προβλημάτων βελτιστοποίησης χαρτοφυλακίου. Μερικές από αυτές είναι οι, [20]-[23]:

- Μοντέλα Εντοπισμού (Tracking Models),
- Μοντέλα Regret,
- Μοντέλα Put/Call Efficient Frontiers,
- Μοντέλα Αναμενόμενης Μεγιστοποίησης της Χρησιμότητας,
- Μοντέλα Δικτυωτά,
- Μοντέλα Αριστοποίησης ενός Σεναρίου,
- Μοντέλα Πρώτα η Ασφάλεια (Safety first),
- Μοντέλα Στοχαστικής Κυριαρχίας.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7

Α) ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΕΚΤΙΜΗΣΗΣ ΚΙΝΔΥΝΟΥ ΣΕ ΧΑΡΤΟΦΥΛΑΚΙΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

7.1. ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗ ΧΡΗΜΑΤΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΟΥ ΚΙΝΔΥΝΟΥ ΣΤΗΝ ΑΓΟΡΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Διαχείριση Χρηματοοικονομικού Κινδύνου (Financial Risk Management ή FRM) ονομάζεται η διαδικασία μέσω της οποίας ταυτοποιούνται, μετρώνται και ελέγχονται οι διάφοροι χρηματοοικονομικοί κίνδυνοι. Το αντικείμενο του FRM γνώρισε σημαντικές εξελίξεις τα τελευταία 15 χρόνια, κυρίως, λόγω της επινόησης ενός νέου μεγέθους μέτρησης του χρηματοοικονομικού κινδύνου, το οποίο ονομάζεται *Αξία στον Κίνδυνο* (Value at Risk ή VaR). Ο παρακάτω πίνακας παρουσιάζει την εξέλιξη των αναλυτικών εργαλείων που χρησιμοποιούνται στα πλαίσια του FRM.

Πίνακας 2.

Η Εξέλιξη των Εργαλείων που Χρησιμοποιούνται στα Πλαίσια του FRM.

1938	Bond duration
1952	Markowitz mean-variance framework
1963	Sharpe's capital asset pricing model
1966	Multiple factor models
1973	Black-Scholes option pricing model, "Greeks"
1979	Binomial option model
1983	RAROC, risk-adjusted return
1986	Limits on exposure by duration bucket
1987	Risk-weighted assets for banks Limits on "Greeks"
1992	Stress testing
1993	Value at Risk
1994	RiskMetrics
1997	CreditMetrics, CreditRisk+
1998-	Integration of credit and market risk
2000-	Enterprisewide risk management

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

Η άνθιση των επενδύσεων στον χώρο της ενεργείας έχει οδηγήσει στην ανάγκη για τον υπολογισμό του ρίσκου σε αυτής της μορφής των επενδύσεων. Τα κεφάλαια που επενδύονται στον τομέα αυτό είναι σημαντικά και για το λόγο αυτό η εν λόγω μελέτη αποσκοπεί στην εισαγωγή των σύγχρονων τραπεζικών μεθόδων στον ενεργειακό κλάδο.

Η παρούσα εφαρμογή αποτελεί μια εισαγωγική προσέγγιση στον υπολογισμό του κινδύνου σε δημοπρασίες ενέργειας. Η απελευθέρωση της αγοράς ενέργειας έδωσε την δυνατότητα της δημιουργίας νέων αγορών. Μια εφαρμογή της όλης προσέγγισης πραγματοποιείται για το Ελληνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας.

7.2. ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗ ΤΩΝ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΕΩΝ ΚΑΙ ΤΗΣ ΙΚΑΝΟΤΗΤΑΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΤΟΥΣ

Η ευρωπαϊκή επιτροπή έχει αποδεχτεί μία κοινή ενεργειακή πολιτική, η οποία αποτελεί το πρώτο βήμα για την ομαλή μετατροπή των μεμονωμένων εθνικών αγορών σε περιφερειακές, ομαδοποιημένες αγορές, οι οποίες στη συνέχεια θα αποτελέσουν τη βάση για τη δημιουργία μίας πανευρωπαϊκής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας (Internal Electricity Market – IEM) . Βασικό στοιχείο στην προσπάθεια αυτή είναι η διαχείριση των διασυνδέσεων. Το άνοιγμα των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας στην Ευρώπη μέσω της κοινοτικής οδηγίας 96/92 που επιβλήθηκε στις 19 Φεβρουαρίου 1999, κατέστη προφανής η δυσκολία δημιουργίας μίας συμπαγούς ενιαίας αγοράς (με μία ενιαία τιμή). Η ποικιλία του παραγωγικού δυναμικού μεταξύ των χωρών μελών και η κατάσταση στις διασυνδέσεις, οδήγησε σε περιφερειακές αγορές με συμφορήσεις των διασυνοριακών δικτύων. Ως εκ τούτου, οι ευρωπαϊκές αρχές όρισαν νέους κανονισμούς, που προωθούν μηχανισμούς διαχείρισης των διασυνδέσεων βασισμένους στις αγορές. Στόχος ήταν η αποδοτική χρήση των διασυνδέσεων καθώς και τα κατάλληλα σήματα της αγοράς που δίνουν σωστά κίνητρα για επενδύσεις στην παραγωγή και τη μεταφορά. Οι διασυνδέσεις μεταξύ των εθνικών συστημάτων μεταφοράς αρχικά κατασκευάστηκαν κυρίως για λόγους ασφαλείας και εφεδρειών και επομένως δεν μπορούσαν να εξυπηρετήσουν μεγάλες ποσότητες ανταλλαγών. Ο αρχικός ρόλος των διασυνδετικών γραμμών όφειλε όμως να αλλάξει ριζικά στα πλαίσια μιας ενιαίας ευρωπαϊκής αγοράς.

Απαιτήθηκε λοιπόν, ένας μηχανισμός για την εκχώρηση της περιορισμένης ικανότητας μεταφοράς των διασυνδέσεων στους συμμετέχοντες της αγοράς και μάλιστα με τρόπο δίκαιο, διαφανή και χωρίς διακρίσεις. Το 2003, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή καθόρισε το νομικό πλαίσιο σχετικά με τους όρους πρόσβασης στο δίκτυο για τις διασυνοριακές ανταλλαγές ηλεκτρικής ενέργειας, τονίζοντας την ανάγκη για σχήματα που βασίζονται στην αγορά (market based schemes). Σύμφωνα με τον κανονισμό 1228/2003 της Ευρωπαϊκής Επιτροπής και τη μεταγενέστερη απόφαση 2006/770, οι άμεσες (explicit) ή έμμεσες (implicit) δημοπρασίες αποτελούν ένα κατάλληλο μέτρο, προσανατολισμένο στις αγορές, για την εκχώρηση της διαθέσιμης ικανότητας μεταφοράς των διασυνδέσεων στους συμμετέχοντες.

Για τα θέματα αυτά έγινε ακτενής αναφορά στο κεφάλαιο 3. Στη συνέχεια θα ασχοληθούμε μόνο με τις άμεσες δημοπρασίες που αποτελεί και τη βασική λειτουργία στην αγορά ενέργειας.

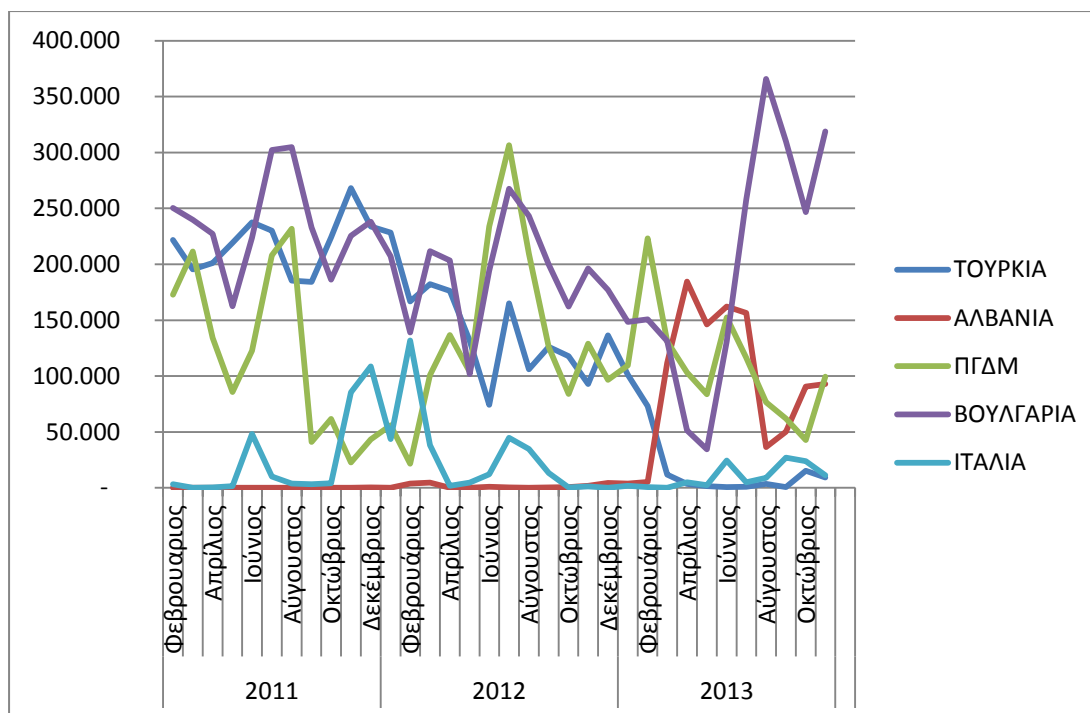
7.3. ΜΕΤΑΦΕΡΟΜΕΝΑ ΠΟΣΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

7.3.1 Ιστορικά Δεδομένα

Στους παρακάτω πίνακες φαίνονται οι μηνιαίες ποσότητες ενέργειας που ανταλλάσσονται μέσω των διασυνδέσεων, όπως προκύπτουν από τα μηνιαία δελτία ενέργειας του ΑΔΜΗΕ.

Πίνακας 3.*Μηνιαία ποσά ενέργειας από τις διασυνδέσεις στις εισαγωγές (Οι τιμές σε MW)*

ΕΙΣΑΓΩΓΕΣ	ΜΗΝΑΣ	ΤΟΥΡΚΙΑ	ΑΛΒΑΝΙΑ	ΠΓΔΜ	ΒΟΥΛΓΑΡΙΑ	ΙΤΑΛΙΑ
2011	ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	221.653	13	172.674	250.288	3.332
	ΜΑΡΤΙΟΣ	195.310	6	211.563	239.830	109
	ΑΠΡΙΛΙΟΣ	201.026	3	134.091	227.296	458
	ΜΑΙΟΣ	219.215	8	85.571	162.573	1.621
	ΙΟΥΝΙΟΣ	237.473	10	122.738	223.628	48.173
	ΙΟΥΛΙΟΣ	230.159	3	208.035	302.223	10.150
	ΑΥΓΟΥΣΤΟΣ	185.482	3	231.803	304.872	3.876
	ΣΕΠΤΕΜΒΡΙΟΣ	184.225	91	41.133	232.878	3.297
	ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ	223.957	42	61.610	186.105	4.202
	ΝΟΕΜΒΡΙΟΣ	268.045	-	22.751	225.355	85.301
	ΔΕΚΕΜΒΡΙΟΣ	233.909	348	43.321	237.960	108.705
2012	ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ	228.232	13	55.968	207.037	43.676
	ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	166.766	3.798	21.551	138.879	131.772
	ΜΑΡΤΙΟΣ	182.144	4.671	100.826	211.628	38.101
	ΑΠΡΙΛΙΟΣ	176.177	103	136.711	203.314	1.746
	ΜΑΙΟΣ	131.574	4	103.626	101.733	4.529
	ΙΟΥΝΙΟΣ	74.196	989	233.764	194.306	12.221
	ΙΟΥΛΙΟΣ	165.015	261	306.636	267.496	44.659
	ΑΥΓΟΥΣΤΟΣ	106.155	124	209.418	243.211	34.801
	ΣΕΠΤΕΜΒΡΙΟΣ	126.005	430	125.698	199.618	13.199
	ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ	117.906	770	84.021	162.314	497
	ΝΟΕΜΒΡΙΟΣ	92.850	1.931	129.025	196.165	1.222
	ΔΕΚΕΜΒΡΙΟΣ	136.381	4.308	96.533	177.111	228
2013	ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ	101.054	3.758	109.517	148.389	1.824
	ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	72.998	5.162	223.200	150.840	683
	ΜΑΡΤΙΟΣ	11.766	111.768	131.091	131.156	-
	ΑΠΡΙΛΙΟΣ	3.643	184.563	103.240	51.306	4.997
	ΜΑΙΟΣ	1.490	146.213	83.647	34.581	2.331
	ΙΟΥΝΙΟΣ	799	162.032	152.383	130.857	24.413
	ΙΟΥΛΙΟΣ	955	156.426	116.426	257.758	4.970
	ΑΥΓΟΥΣΤΟΣ	3.414	36.487	76.559	365.926	8.975
	ΣΕΠΤΕΜΒΡΙΟΣ	698	50.223	62.048	309.955	26.929
	ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ	15.287	90.667	42.701	246.651	23.769
	ΝΟΕΜΒΡΙΟΣ	9.282	92.766	99.374	318.947	11.306



Σχήμα 12. Μηνιαία ποσά ενέργειας από τις διασυνδέσεις στις εισαγωγές (Οι τιμές σε MWh)

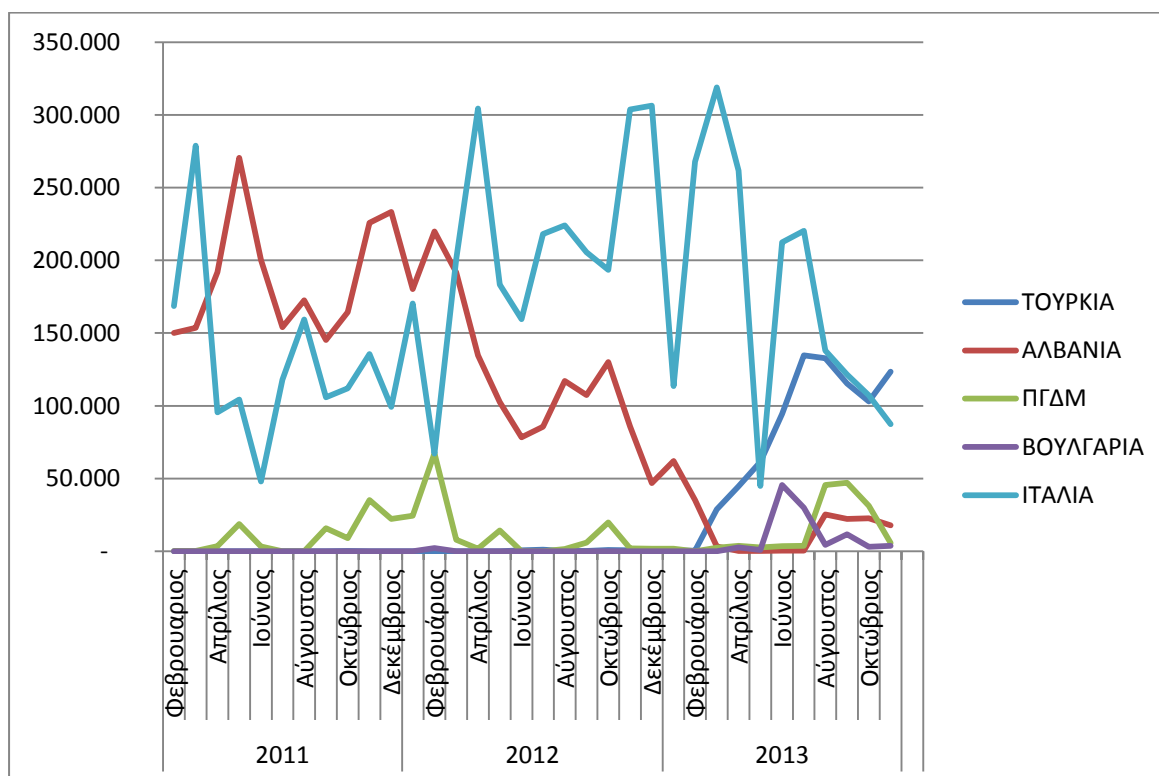
Όπως φαίνεται και από το παραπάνω διάγραμμα (Σχήμα 12) οι εισαγωγές στην Ελλάδα γίνονται ως επί το πλείστον από Βουλγαρία, Σκόπια και Τουρκία ενώ το 2013 υπήρξαν και σημαντικές εισαγωγές ενέργειας από την Αλβανία. Οι εισαγωγές από την Ιταλία αποτελούν μικρά ποσά ενέργειας με εξαίρεση τους τελευταίους μήνες του 2011 και τους πρώτους του 2012, που παρουσιάζουν μια αύξηση οι εισαγωγές από Ιταλία.

Πίνακας 4.

Μηνιαία ποσά ενέργειας από τις διασυνδέσεις στις εξαγωγές (Οι τιμές σε MW)

ΕΞΑΓΩΓΕΣ	ΜΗΝΑΣ	ΤΟΥΡΚΙΑ	ΑΛΒΑΝΙΑ	ΠΓΔΜ	ΒΟΥΛΓΑΡΙΑ	ΙΤΑΛΙΑ
2011	ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	-	150.112	183	-	168.579
	ΜΑΡΤΙΟΣ	-	153.682	196	-	278.725
	ΑΠΡΙΛΙΟΣ	2	191.975	3.486	-	95.518
	ΜΑΙΟΣ	5	270.385	18.756	-	104.355
	ΙΟΥΝΙΟΣ	2	200.355	3.221	-	48.069
	ΙΟΥΛΙΟΣ	1	154.128	6	-	118.055
	ΑΥΓΟΥΣΤΟΣ	1	172.606	4	-	159.404
	ΣΕΠΤΕΜΒΡΙΟΣ	10	145.337	15.896	-	105.959
	ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ	152	164.382	9.134	-	112.099
	ΝΟΕΜΒΡΙΟΣ	1	225.731	35.136	-	135.493
	ΔΕΚΕΜΒΡΙΟΣ	2	233.264	22.347	-	99.345
2012	ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ	2	180.227	24.470	11	170.272
	ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	92	219.931	67.389	2.115	67.047
	ΜΑΡΤΙΟΣ	4	191.715	8.011	-	200.963
	ΑΠΡΙΛΙΟΣ	5	134.684	1.789	-	304.329
	ΜΑΙΟΣ	67	102.534	14.354	3	183.346
	ΙΟΥΝΙΟΣ	692	78.444	22	1	159.457

	ΙΟΥΛΙΟΣ	1.117	85.594	12	-	218.158
	ΑΥΓΟΥΣΤΟΣ	153	116.972	1.477	-	224.010
	ΣΕΠΤΕΜΒΡΙΟΣ	124	107.451	6.054	-	205.441
	ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ	797	129.968	19.812	27	193.334
	ΝΟΕΜΒΡΙΟΣ	729	85.878	1.900	-	303.740
	ΔΕΚΕΜΒΡΙΟΣ	127	46.797	1.832	-	306.400
2013	ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ	346	62.132	1.806	15	113.450
	ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	483	35.178	1	-	267.745
	ΜΑΡΤΙΟΣ	28.847	3.249	2.419	-	318.973
	ΑΠΡΙΛΙΟΣ	44.710	267	3.829	2.609	261.690
	ΜΑΙΟΣ	61.501	274	2.634	821	44.855
	ΙΟΥΝΙΟΣ	94.362	523	3.570	45.457	212.270
	ΙΟΥΛΙΟΣ	134.700	361	3.729	30.039	220.347
	ΑΥΓΟΥΣΤΟΣ	132.637	25.413	45.605	4.314	137.966
	ΣΕΠΤΕΜΒΡΙΟΣ	115.235	22.300	47.070	11.653	121.431
	ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ	102.977	22.656	31.167	3.186	107.078
	ΝΟΕΜΒΡΙΟΣ	123.458	17.863	5.657	3.763	87.438



Σχήμα 13. Μηνιαία ποσά ενέργειας από τις διασυνδέσεις στις εξαγωγές (Οι τιμές σε MWh)

Όπως φαίνεται από το παραπάνω διάγραμμα (Σχήμα 13) οι εξαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας από την Ελλάδα γίνονται κυρίως προς την Ιταλία και τα έτη 2011,2012 και προς Αλβανία, αφού το 2013 οι εξαγωγές ενέργειας προς Αλβανία παρουσιάζουν κατακόρυφη

πτώση. Οι εξαγωγές προς Βουλγαρία είναι ελάχιστες με μια εξαίρεση στα μέσα του 2013, όπου παρουσιάζεται μια μικρή αύξηση.

Ο παρακάτω πίνακας αναφέρει τα ενεργειακά μεγέθη που είναι διαθέσιμα για κάθε μηνιαία δημοπρασία μεταξύ Ελλάδας- Τουρκίας, Ελλάδας-Αλβανίας και Ελλάδας-ΠΓΔΜ, τα δεδομένα αυτά διατίθενται από τον Ανεξάρτητο Διαχειριστή Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ).

Πίνακας 5.
Μηνιαία Ποσά Ενέργειας (Οι τιμές σε MW).

ΕΛΛΑΔΑ-		ΤΟΥΡΚΙΑ		ΑΛΒΑΝΙΑ		ΠΓΔΜ	
		ΕΙΣΑΓΩΓΕΣ	ΕΞΑΓΩΓΕΣ	ΕΙΣΑΓΩΓΕΣ	ΕΞΑΓΩΓΕΣ	ΕΙΣΑΓΩΓΕΣ	ΕΞΑΓΩΓΕΣ
2011	ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	50	67	10	25	110	100
	ΜΑΡΤΙΟΣ	50	67	10	25	130	100
	ΑΠΡΙΛΙΟΣ	50	67	10	25	45	100
	ΜΑΙΟΣ	50	67	50	25	100	50
	ΙΟΥΝΙΟΣ	50	67	50	25	100	100
	ΙΟΥΛΙΟΣ	50	67	50	25	130	75
	ΑΥΓΟΥΣΤΟΣ	50	67	50	25	130	125
	ΣΕΠΤΕΜΒΡΙΟΣ	50	67	50	25	65	75
	ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ	50	67	75	50	20	75
	ΝΟΕΜΒΡΙΟΣ	50	67	75	50	140	75
	ΔΕΚΕΜΒΡΙΟΣ	50	67	75	50	75	75
2012	ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ	50	67	50	50	75	75
	ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	50	67	50	50	90	75
	ΜΑΡΤΙΟΣ	50	67	50	50	40	75
	ΑΠΡΙΛΙΟΣ	50	67	50	80	25	80
	ΜΑΙΟΣ	50	67	50	80	125	130
	ΙΟΥΝΙΟΣ	50	67	50	80	100	55
	ΙΟΥΛΙΟΣ	50	67	50	80	150	55
	ΑΥΓΟΥΣΤΟΣ	50	67	50	80	175	145
	ΣΕΠΤΕΜΒΡΙΟΣ	50	67	50	80	100	130
	ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ	25	67	50	80	125	130
	ΝΟΕΜΒΡΙΟΣ	50	67	50	80	135	130
	ΔΕΚΕΜΒΡΙΟΣ	50	67	50	80	2,25	155
2013	ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ	50	67	50	50	75	75
	ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	50	67	50	50	100	75
	ΜΑΡΤΙΟΣ	50	67	50	50	100	75
	ΑΠΡΙΛΙΟΣ	50	67	50	50	50	75
	ΜΑΙΟΣ	50	67	50	50	100	75
	ΙΟΥΝΙΟΣ	50	67	50	50	125	75
	ΙΟΥΛΙΟΣ	67	92	50	50	135	75
	ΑΥΓΟΥΣΤΟΣ	67	92	50	50	75	75

	ΣΕΠΤΕΜΒΡΙΟΣ	67	92	50	50	75	100
	ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ	67	92	50	50	25	109
	ΝΟΕΜΒΡΙΟΣ	67	92	50	50	110	109
	ΔΕΚΕΜΒΡΙΟΣ	67	92	50	50	75	109

Ο παρακάτω πίνακας αναφέρει τις τιμές που προέκυψαν από τις δημοπρασίες για τις διασυνδέσεις Ελλάδας- Τουρκίας, Ελλάδας-Αλβανίας και Ελλάδας-ΠΓΔΜ, τα δεδομένα αυτά διατίθενται από τον Ανεξάρτητο Διαχειριστή Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ).

Πίνακας 6.

Μηνιαία Ποσά Δημοπρασιών Ενέργειας (Οι Τιμές σε €/ΜW).

ΕΛΛΑΔΑ-		ΤΟΥΡΚΙΑ		ΑΛΒΑΝΙΑ		ΠΓΔΜ	
		ΕΙΣΑΓΩΓΕΣ	ΕΞΑΓΩΓΕΣ	ΕΙΣΑΓΩΓΕΣ	ΕΞΑΓΩΓΕΣ	ΕΙΣΑΓΩΓΕΣ	ΕΞΑΓΩΓΕΣ
2011	ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	2,22	0,24	0,1	0	0,71	0
	ΜΑΡΤΙΟΣ	1,34	0,19	0,1	0	1,72	0
	ΑΠΡΙΛΙΟΣ	0,89	0,16	0,1	0,13	2,01	0,01
	ΜΑΙΟΣ	1,12	0,21	0,14	0,13	1,77	0,01
	ΙΟΥΝΙΟΣ	2,15	0,33	0,12	0,57	0,07	0
	ΙΟΥΛΙΟΣ	1,35	1,11	0,11	0,67	1,1	0
	ΑΥΓΟΥΣΤΟΣ	0,43	2,85	0,27	0	4,23	0
	ΣΕΠΤΕΜΒΡΙΟΣ	1,51	0,17	0,02	0,03	0,23	0,02
	ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ	5,78	0,21	0	0,02	0,11	0,01
	ΝΟΕΜΒΡΙΟΣ	5,94	0,2	0	0,05	0,11	0
	ΔΕΚΕΜΒΡΙΟΣ	8,79	0,15	0,01	2	0,17	0,57
2012	ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ	4,21	1,43	0,23	0,77	1,44	0,07
	ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	1,86	1,02	0,96	0,08	4,67	0,01
	ΜΑΡΤΙΟΣ	3,07	1,02	1,85	0,11	10	0,11
	ΑΠΡΙΛΙΟΣ	6,83	0,78	0,37	0,03	11,34	0
	ΜΑΙΟΣ	2,33	0,57	0,31	0,06	0,59	0,06
	ΙΟΥΝΙΟΣ	0,39	3,47	0,2	0,01	1,53	0,03
	ΙΟΥΛΙΟΣ	0,27	12,12	2,76	0	6,14	0
	ΑΥΓΟΥΣΤΟΣ	0,05	7,48	0,53	0,06	1,07	0
	ΣΕΠΤΕΜΒΡΙΟΣ	0,15	3,03	0,41	0,03	0,81	0,01
	ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ	0,41	0,81	0,23	0,08	0,93	0,23
	ΝΟΕΜΒΡΙΟΣ	0,15	4,17	0,23	0,21	270	0,01
ΔΕΚΕΜΒΡΙΟΣ	0,11	9,13	1,48	0,04	100	0	
2013	ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ	0,13	7,63	2,37	0,11	3,55	0,03
	ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	0,07	8,83	1,12	0,12	1,57	0,02
	ΜΑΡΤΙΟΣ	0,03	4,55	1,27	0,01	1,06	0,03
	ΑΠΡΙΛΙΟΣ	0,21	5,07	2,53	0,01	0,37	0,03
	ΜΑΙΟΣ	0,11	9,32	3,47	0	0,77	0,18
	ΙΟΥΝΙΟΣ	0,06	15,43	8,12	0,01	1,85	0,06

ΙΟΥΛΙΟΣ	0,06	12,03	11,93	0,01	0,27	0,01
ΑΥΓΟΥΣΤΟΣ	0,06	14,05	1,13	0,02	0,76	0,03
ΣΕΠΤΕΜΒΡΙΟΣ	0,06	11,53	0,75	0,08	0,61	0,6
ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ	0,34	3,25	0,66	0,07	0,52	0,03
ΝΟΕΜΒΡΙΟΣ	0,16	4,22	1,17	0,07	0,51	0,06
ΔΕΚΕΜΒΡΙΟΣ	0,31	5,5	1,23	0,03	1,53	0,03

Να σημειωθεί ότι τα ποσά των δημοπρασιών είναι διαθέσιμα από τον ΑΔΜΗΕ μόνο για τις διασυνδέσεις Ελλάδας- Τουρκίας, Ελλάδας-Αλβανίας και Ελλάδας-ΠΓΔΜ.

7.3.2. Ανάλυση των στρεβλώσεων στην αγορά & επιπτώσεις στο διασυνοριακό Εμπόριο

Καθώς αρχικά οι διασυνδέσεις μεταξύ των εθνικών συστημάτων μεταφοράς κατασκευάστηκαν κυρίως για λόγους ασφαλείας και εφεδρειών δεν μπορούσαν να εξυπηρετήσουν μεγάλες ποσότητες ανταλλαγών. Όμως στα πλαίσια μιας ενιαίας ευρωπαϊκής αγοράς ο αρχικός ρόλος των διασυνδετικών γραμμών όφειλε να αλλάξει ριζικά. Οι ευρωπαϊκές αρχές όρισαν νέους κανονισμούς, που προωθούν μηχανισμούς διαχείρισης για την εκχώρηση της περιορισμένης ικανότητας μεταφοράς των διασυνδέσεων στους συμμετέχοντες της αγοράς και μάλιστα με τρόπο δίκαιο, διαφανή και χωρίς διακρίσεις με στόχο την αποδοτική χρήση τους. Ωστόσο οι διάφορες στρεβλώσεις (συνθήκες τεχνητού συνωστισμού, 'ευμετάβλητοι' κανόνες) που υπάρχουν στην αγορά ενέργειας επηρεάζουν σημαντικά την βέλτιστη χρήση των διασυνδέσεων για διασυνοριακό εμπόριο.

Εστιάζοντας την προσοχή στην Ελλάδα, ενδεικτικά αναφέρεται ότι στο πρόσφατο παρελθόν όσον αφορά στη διασύνδεση με την Ιταλία, είχαν παρατηρηθεί στρεβλώσεις κατά τη θερινή περίοδο καθώς δεν προσφέρονταν επαρκής δυναμικότητα (λόγω στενότητας στο εσωτερικό της χώρας σύμφωνα με το Διαχειριστή του Συστήματος) με αποτέλεσμα να χάνεται η ευκαιρία αξιοποίησης των υψηλών τιμών ηλεκτρικού που προσφέρει η ιταλική αγορά. Αντίστοιχα όσον αφορά στη διασύνδεση με την Βουλγαρία είχαν παρατηρηθεί στρεβλώσεις σχετικά με τη μη εφαρμογή διαφανών, συντονισμένων και κοινών διαδικασιών καταμερισμού δυναμικότητας (λόγω δυσκολιών συνεργασίας και ανταλλαγής πληροφοριών) με αποτέλεσμα να τίθενται ζητήματα ασφαλούς λειτουργίας του ελληνικού συστήματος σύμφωνα με το Διαχειριστή του Συστήματος.

Η προσοχή εστιάζεται κυρίως στις δύο αυτές πύλες (Βουλγαρία & Ιταλία) του ελληνικού ηλεκτρικού συστήματος, καθώς είναι αυτές που έχουν και το μεγαλύτερο ενδιαφέρον για εισαγωγείς και traders, αφού από την πρώτη εισέρχονται κατά τεκμήριο ποσότητες φθηνής ηλεκτρικής και από τη δεύτερη εξάγονται ποσότητες στην Ιταλική αγορά, η οποία προσφέρει πολύ υψηλότερες τιμές.

7.4. Η ΕΛΛΗΝΙΚΗ ΑΓΟΡΑ ΔΗΜΟΠΡΑΣΙΩΝ

Υπεύθυνος για τις μηνιαίες δημοπρασίες στις διασυνδέσεις τις Ελλάδας ορίζεται:

- Διασύνδεση Ιταλίας: CASC.EU S.A.,
- Διασύνδεση Αλβανίας: HTSO (ΑΔΜΗΕ),
- Διασύνδεση FYROM: HTSO (ΑΔΜΗΕ),
- Διασύνδεση Βουλγαρίας: ESO EAD,
- Διασύνδεση Τουρκίας: HTSO (ΑΔΜΗΕ).

Πρέπει να τονιστεί ότι για την διασύνδεση Ελλάδας-Τουρκίας δεν είναι διαθέσιμες ετήσιες δημοπρασίες οπότε τα ΦΔΜ είναι διαθέσιμα στις μηνιαίες δημοπρασίες. Ενδεικτικά ο παρακάτω πίνακας 7 συνοψίζει τα ενεργειακά μεγέθη που είναι διαθέσιμα για κάθε μηνιαία δημοπρασία της διασύνδεσης με την Τουρκία για το έτος 2012.

Πίνακας 7.

Μηνιαία Ποσά Ενέργειας για τη Διασύνδεση Ελλάδας-Τουρκίας, Έτος 2012.

ΕΛΛΑΔΑ-ΤΟΥΡΚΙΑ	ΕΙΣΑΓΩΓΕΣ (MW)	ΕΞΑΓΩΓΕΣ (MW)
ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ	50	67
ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	50	67
ΜΑΡΤΙΟΣ	50	67
ΑΠΡΙΛΙΟΣ	75	100
ΜΑΪΟΣ	50	67
ΙΟΥΝΙΟΣ	50	67
ΙΟΥΛΙΟΣ	50	67
ΑΥΓΟΥΣΤΟΣ	50	67

Αντίστοιχα δεδομένα είναι διαθέσιμα και για τις υπόλοιπες διασυνδέσεις με τις γειτονικές χώρες [15]-[17]. Τα δεδομένα από τις μηνιαίες δημοπρασίες όπως προκύπτουν από τις αγορές είναι διαθέσιμα στους παρακάτω πίνακες 8 και 9.

Πίνακας 8.

Μηνιαία Ποσά Δημοπρασιών Ενέργειας για τις Εξαγωγές (Οι Τιμές σε €/MW).

ΕΤΟΣ	ΜΗΝΑΣ	ΤΟΥΡΚΙΑ	ΙΤΑΛΙΑ	FYROM	ΑΛΒΑΝΙΑ	ΒΟΥΛΓΑΡΙΑ
2011	ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	0	0	0	0,24	3,05
	ΜΑΡΤΙΟΣ	0	0	0	0,19	4,32
	ΑΠΡΙΛΙΟΣ	0,13	0,01	0	0,16	5,23
	ΜΑΪΟΣ	0,13	0,01	0	0,21	6,1
	ΙΟΥΝΙΟΣ	0,57	0	0	0,33	4,7
	ΙΟΥΛΙΟΣ	0,67	0	0,02	1,11	5,6
	ΑΥΓΟΥΣΤΟΣ	0	0	0	2,85	3,4
	ΣΕΠΤΕΜΒΡΙΟΣ	0,03	0,02	0,05	0,17	2,56
	ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ	0,02	0,01	0,01	0,21	3,2
	ΝΟΕΜΒΡΙΟΣ	0,05	0	0	0,2	4,24
2012	ΔΕΚΕΜΒΡΙΟΣ	2	0,57	0	0,15	3,31
	ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ	0,77	0,07	0	1,43	3,03
	ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	0,08	0,01	0	1,02	5,46
	ΜΑΡΤΙΟΣ	0,11	0,11	0	1,02	3,23
	ΑΠΡΙΛΙΟΣ	0,03	0	0	0,78	5,91
	ΜΑΪΟΣ	0,06	0,06	0	0,57	5,11
	ΙΟΥΝΙΟΣ	0,01	0,03	0	3,47	4,1
ΙΟΥΛΙΟΣ	0	0	0,01	12,12	4,52	

Πίνακας 9.

Μηνιαία Ποσά Δημοπρασιών Ενέργειας για τις Εισαγωγές (Οι Τιμές σε €/MW).

ΕΤΟΣ	ΜΗΝΑΣ	ΤΟΥΡΚΙΑ	ΙΤΑΛΙΑ	FYROM	ΑΛΒΑΝΙΑ	ΒΟΥΛΓΑΡΙΑ
2011	ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	0,53	1,07	3,5	0,05	0,33
	ΜΑΡΤΙΟΣ	2,76	6,14	5,99	0,27	0,27
	ΑΠΡΙΛΙΟΣ	0,2	1,53	2,87	0,39	0,11
	ΜΑΪΟΣ	0,31	0,59	4,15	2,33	0,16
	ΙΟΥΝΙΟΣ	0,37	11,34	10,62	6,83	0,31
	ΙΟΥΛΙΟΣ	1,85	10	16,37	3,07	0,63
	ΑΥΓΟΥΣΤΟΣ	0,96	4,67	14,57	1,86	0,12
	ΣΕΠΤΕΜΒΡΙΟΣ	0,23	1,44	20	4,21	0,03
	ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ	0,01	0,17	14,51	8,79	0,12
	ΝΟΕΜΒΡΙΟΣ	0	0,11	12,66	5,94	0,1
	ΔΕΚΕΜΒΡΙΟΣ	0	0,11	8,2	5,78	0
2012	ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ	0,02	0,23	5,2	1,51	0,07
	ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	0,27	4,23	6,58	0,43	0,06
	ΜΑΡΤΙΟΣ	0,11	1,1	4,5	1,35	0,05
	ΑΠΡΙΛΙΟΣ	0,12	0,07	3,47	2,15	0,03
	ΜΑΪΟΣ	0,14	2,57	3,31	1,12	0
	ΙΟΥΝΙΟΣ	0,1	2,01	4,85	0,89	0,15
	ΙΟΥΛΙΟΣ	0,1	1,72	5,24	1,34	0,2

Για την αγορά των δικαιωμάτων πρέπει να ληφθούν υπόψη οι κανονισμοί που ορίζονται από τον ΑΔΜΗΕ και τον ΛΑΓΗΕ για τη συμμετοχή στην αγορά αυτή. Συνοπτικά:

Χρέωση Αποκλίσεων,

Αντάλλαγμα για την Δέσμευση Ικανότητας Μεταφοράς Διασυνδέσεων,

Χρέωση Αποκλίσεων,

Χρεώσεις Λογαριασμού Προσανζήσεων,

ΙΟΣΚΕΛΙΣΜΟΣ ΕΚΚΑΘΑΡΙΣΗΣ (ΛΠ2)

Περιλαμβάνει τα εξής μεγέθη και υπολογίζεται ανά περίοδο κατανομής:

1. Προγράμματα Διορθώσεων Ροών Φορτίου Στις Διασυνδέσεις,
2. Εγγυήσεις Εμπορικών Προγραμμάτων,
3. Προγράμματα για τις Αποκλίσεις στις Διασυνδέσεις,
4. Συμπληρωματικές Χρεοπιστώσεις Αποκλίσεων Κατανεμόμενων Μονάδων και Μονάδων σε Δοκιμαστική Λειτουργία,
5. Καθαρό Κόστος Διασυνδέσεων,
6. Απώλειες και Λοιπά,

ΠΑΡΟΧΗ ΕΠΙΚΟΥΡΙΚΩΝ ΥΠΗΡΕΣΙΩΝ ΚΛΠ (ΛΠ3)

Περιλαμβάνει τα εξής μεγέθη και υπολογίζεται ανά περίοδο κατανομής:

1. Πρωτεύουσα Ρύθμιση και Εφεδρεία,
2. Δευτερεύουσα Ρύθμιση και Εύρος,
3. Τριτεύουσα Ρύθμιση και Στρεφόμενη Εφεδρεία,
4. Τριτεύουσα Μη Στρεφόμενη Εφεδρεία,
5. Στατή Εφεδρεία,
6. Επανεκκίνηση του Συστήματος,
7. Πρόσθετο Κόστος Προμήθειας Φυσικού Αερίου (€),
8. Αποσυγχρονισμός κατ' εκτέλεση Εντολής Κατανομής,
9. Πληρωμές Συμβεβλημένων Μονάδων και Μονάδων Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών,
10. Πληρωμές για Έκτακτες Εισαγωγές και Εξαγωγές,

11. Καθαρό τίμημα που καταβάλλεται από τον ΔΕΣΜΗΕ προς Διαχειριστές γειτονικών συστημάτων ή στο πλαίσιο του Συστήματος Διασυνοριακού Εμπορίου της Ευρωπαϊκής Ένωσης και της Νοτιοανατολικής Ευρώπης,
12. Ανάκτηση Μεταβλητού Κόστους Μονάδων Παραγωγής,
13. Ειδικός Φόρος Κατανάλωσης Φυσικού Αερίου για ηλεκτροπαραγωγή (ισχύει από 18/1/2012).

Με άλλα λόγια η διαδικασία των εξαγωγών λαμβάνεται σαν παραγωγική διαδικασία και για το λόγο αυτό οι συμμετέχοντες πρέπει να συμμετέχουν στα κόστη εκτός ΗΕΠ. Τα κόστη αυτά είναι διαθέσιμα σε εξαμηνιαία αρχεία και ο αντίστοιχος επιμερισμός αυτών δίνεται στον πίνακα 10.

Πίνακας 10.

Επιμερισμός για τα Κόστη κατά ΛΠ2, ΛΠ3 (Οι Τιμές σε €/MW).

ΕΤΟΣ	ΜΗΝΑΣ	ΛΠ2	ΛΠ3
2011	ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ	0,34	3,84
	ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	0,37	3,08
	ΜΑΡΤΙΟΣ	0,35	4,20
	ΑΠΡΙΛΙΟΣ	-0,07	6,03
	ΜΑΪΟΣ	0,5	6,27
	ΙΟΥΝΙΟΣ	1,48	4,25
	ΙΟΥΛΙΟΣ	0,74	5,39
	ΑΥΓΟΥΣΤΟΣ	0,72	6,97
	ΣΕΠΤΕΜΒΡΙΟΣ	0,99	8,82
	ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ	0,73	9,99
	ΝΟΕΜΒΡΙΟΣ	1,56	6,78
	ΔΕΚΕΜΒΡΙΟΣ	1,74	5,49
2012	ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ	2,06	7,91
	ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	2,07	8,57
	ΜΑΡΤΙΟΣ	1,33	11,09
	ΑΠΡΙΛΙΟΣ	0,83	14,37
	ΜΑΪΟΣ	1,33	16,31
	ΙΟΥΝΙΟΣ	0,99	10,77
	ΙΟΥΛΙΟΣ	0,87	9,81

Για τον υπολογισμό του κόστους των εξαγωγών πρέπει να υπολογιστεί και το κόστος αυτό. Πρέπει να σημειωθεί ότι το κόστος λαμβάνεται υπόψη μονό όταν πραγματοποιείται η εξαγωγή ενέργειας και όχι ανάλογα με τα δικαιώματα που έχει ο επενδυτής.

Μετά την αναφορά στα πρόσθετα κόστη της διαδικασίας των δικαιωμάτων ενεργείας, εξετάζεται πλέον το κόστος της αγοράς. Η μεθοδολογία που ακολουθείται στην παρούσα μελέτη, γίνεται με γνώμονα την κατάσταση των αγορών αλλά και των διαθέσιμων τεχνολογιών. Έτσι, λαμβάνονται υπόψη για τον επενδυτή που συμμετέχει στην αγοραπωλησία των δικαιωμάτων:

- Για την ελληνική, τουρκική και ιταλική αγορά ενέργειας όπου είναι πλήρως διαμορφωμένη η Day-Ahead Market ο επενδυτής κάνει χρήση του κωδικού EIC και σε συνεργασίες με τις άλλες εταιρίες εμπορίας των εκεί χωρών.
- Για τις αγορές της Βουλγαρίας, Αλβανίας και FYROM όπου δεν υπάρχει απελευθέρωση της αγοράς η αγορά και πώληση της ενεργείας γίνεται μέσω συμφωνιών με τις εκεί εταιρίες παράγωγης-προμηθείας.

Τα δεδομένα αυτά είναι διαθέσιμα τόσο από τις δημοσιεύσεις των λειτουργιών της αγοράς (Περίπτωση Α-παρακάτω) όσο και από πραγματοποιηθείσες συνεργασίες με εταιρίες στο παρελθόν (Περίπτωση Β-παρακάτω).

Ένα ακόμη στοιχείο που πρέπει να εξεταστεί είναι η παράμετρος της πρόβλεψης. Η συμμετοχή με χρήση εργαλείων πρόβλεψης (Σενάριο Α) δίνει την δυνατότητα για ορθή προσομοίωση του συστήματος ηλεκτρικής ενεργείας και κατ' επέκταση την βέλτιστη συμμετοχή σε προσφορές δικαιωμάτων. Από την άλλη μεριά, η μη χρήση των μοντέλων πρόβλεψης (Σενάριο Β) και κατ' επέκταση η συνολική χρήση των δικαιωμάτων είναι ένα ακόμη σενάριο μελέτης.

Ο ακόλουθος πίνακας 11 παρουσιάζει τα δεδομένα των ενεργειακών αγορών για ένα διάστημα μελέτης. Οι μέσες τιμές που παρουσιάζονται δείχνουν μια πρώτη εκτίμηση της κατάστασης των αγορών, αλλά στην διαδικασία του εμπορίου μεγάλο ρόλο παίζει η διακύμανση στις τιμές των αγορών. Η διαφοροποίηση των αγορών της Βουλγαρίας, Αλβανίας και FYROM είναι ότι η τιμή της ενέργειας είναι σταθερή-fixed και προέρχεται κατόπιν συμφωνίας.

Πίνακας 11.

Δεδομένα για τις Ενεργειακές Αγορές (Οι Τιμές σε €/MW).

ΕΤΟΣ	ΜΗΝΑΣ	ΤΟΥΡΚΙΑ	ΙΤΑΛΙΑ	FYROM	ΑΛΒΑΝΙΑ	ΒΟΥΛΓΑΡΙΑ
2011	ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	56,46	65,51	49,46	59,7	52,8
	ΜΑΡΤΙΟΣ	52,12	68,42	44,51	59,7	52,8
	ΑΠΡΙΛΙΟΣ	50,42	62,55	37,20	59,7	52,8
	ΜΑΪΟΣ	52,56	67,24	40,33	59,7	52,8
	ΙΟΥΝΙΟΣ	59,56	65,02	41,44	59,7	52,8
	ΙΟΥΛΙΟΣ	59,65	65,82	67,60	59,7	63,5
	ΑΥΓΟΥΣΤΟΣ	51,96	72,42	63,25	59,7	63,5
	ΣΕΠΤΕΜΒΡΙΟΣ	61,77	78,42	64,85	59,7	63,5
	ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ	62,54	75,2	59,94	59,7	63,5
	ΝΟΕΜΒΡΙΟΣ	73,38	77,6	65,58	59,7	63,5
	ΔΕΚΕΜΒΡΙΟΣ	77,56	77,91	65,12	59,7	63,5
2012	ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ	72,32	75,26	64,45	60,8	58,9
	ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	81,64	89,58	85,14	60,8	58,9
	ΜΑΡΤΙΟΣ	63,67	73,25	52,98	60,8	58,9
	ΑΠΡΙΛΙΟΣ	45,31	72,6	48,94	60,8	58,9
	ΜΑΪΟΣ	44,36	68,6	61,36	60,8	53,7
	ΙΟΥΝΙΟΣ	58,9	75,77	62,68	60,8	53,7
	ΙΟΥΛΙΟΣ	66,28	79,99	72,72	60,8	53,7

7.5. ΠΕΡΙΠΤΩΣΕΙΣ ΜΕΛΕΤΗΣ – ΑΛΓΟΡΙΘΜΙΚΗ ΔΙΑΔΙΚΑΣΙΑ – ΣΕΝΑΡΙΑ – ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ

7.5.1. Περιπτώσεις Μελέτης

Το χαρτοφυλάκιο που μελετάται περιέχει τα Φυσικά Δικαιώματα Μεταφοράς (ΦΔΜ) για τις εξής 10 περιπτώσεις:

- Τουρκία – Εισαγωγές (TEIS)
- Ιταλία – Εισαγωγές (IEIS)
- FYROM – Εισαγωγές (FEIS)
- Αλβανία – Εισαγωγές (AEIS)

- Βουλγαρία – Εισαγωγές (BEIS)
- Τουρκία – Εξαγωγές (TEKS)
- Ιταλία – Εξαγωγές (IEKS)
- FYROM – Εξαγωγές (FEKS)
- Αλβανία – Εξαγωγές (AEKS)
- Βουλγαρία – Εξαγωγές (BEKS)

7.5.2. Αλγοριθμική Διαδικασία

Σε αυτό το σημείο ακολουθείται μια αλγοριθμική διαδικασία, αξιοποιώντας ιστορικά δεδομένα και κάνοντας εκτιμήσεις για επενδύσεις σε δικαιώματα διασυνδέσεων. Υπολογίζοντας την απόδοση επενδύσεων σε δικαιώματα ηλεκτρικής ενέργειας, βρίσκουμε τις αντίστοιχες κατάλληλες κινήσεις που πρέπει να γίνουν για την ελαχιστοποίηση του κινδύνου, μέσω της μεθόδου ελαχιστοποίησης της CVaR. Αυτό επιτυγχάνεται μέσω του προγράμματος GAMS. Τα αποτελέσματα παρέχουν τα ποσοστά που πρέπει να επενδύσουμε σε κάθε δικαίωμα, για να έχουμε την αντίστοιχη απόδοση (mean), για δεδομένο ρίσκο (CVaR) για τα αντίστοιχα διαστήματα εμπιστοσύνης (α).

Τα διαστήματα εμπιστοσύνης παίζουν πολύ σημαντικό ρόλο στη μέτρηση της CVaR, αφού μας δείχνουν τη πιθανότητα να είναι κάποια απώλεια/ζημία του χαρτοφυλακίου μικρότερη από την υπολογισμένη VaR. Για παράδειγμα επίπεδο εμπιστοσύνης 85% σημαίνει ότι υπάρχει 85% πιθανότητα να είναι κάποια ζημία του χαρτοφυλακίου μικρότερη από την υπολογισμένη VaR.

Τα διαφορετικά σενάρια για κάθε περίπτωση διαμορφώνονται από τις διαφορετικές αποδόσεις των καταστάσεων που αναφέρθηκαν. Με εκτέλεση του αλγορίθμου για τον υπολογισμό του CVaR έχουμε τα αποτελέσματα για διαφορετικές τιμές της απόδοσης, μ . Στο τέλος συγκρίνονται τα αποτελέσματα με τα αντίστοιχα της μεθόδου MAD.

7.5.3. Σενάριο A

Στην περίπτωση αυτή, που είναι και η βέλτιστη, το πρόγραμμα πρόβλεψης οδηγεί σε σωστή εκτίμηση για συμμετοχή στο διασυνοριακό εμπόριο. Στην περίπτωση αυτή λαμβάνεται υπόψη η εκτίμηση τόσο για την ελληνική αγορά, όσο και για γειτονικές αγορές. Μάλιστα στην περίπτωση των εξαγωγών γίνεται και εκτίμηση για τις πρόσθετες χρεώσεις του λογαριασμού προσαυξήσεων.

Το αρχικό κόστος είναι ίσο με το κόστος για την απόκτηση των δικαιωμάτων και την απόκτηση της ενέργειας προς εμπορία. Ο υπολογισμός αυτός είναι βασικός για τον υπολογισμό της αρχικής και τελικής επένδυσης. Η αρχική επένδυση είναι το άθροισμα των δυο κοστών. Στην τελική έκτιση το κέρδος προκύπτει από την πώληση της ενέργειας σε καλύτερη τιμή, ενώ παράλληλα το κέρδος εκμετάλλευσης των δικαιωμάτων είναι μηδενικό. Τέλος, ο συντελεστής απόδοσης της επένδυσης είναι συνολικά ο λόγος του καθαρού κέρδους προς τα συνολικά έξοδα. Υπολογίζεται δηλαδή από τον εξής τύπο:

$$\text{Συντελεστής Απόδοσης} = \frac{\text{Καθαρό Κέρδος}}{\text{Κόστος Απόκτησης Δικαιωμάτων} + \text{Κόστος Απόκτησης Ενέργειας}} \quad (40)$$

Εισαγωγές

Τα κέρδη και τα κόστη από την διαδικασία των εισαγωγών αναφέρονται στους παρακάτω πίνακες 12, 13 και 14.

Πίνακας 12.*Κέρδη από τη Διαδικασία των Εισαγωγών (Οι Τιμές σε €).*

ΕΤΟΣ	ΜΗΝΑΣ	ΤΟΥΡΚΙΑ	ΙΤΑΛΙΑ	FYROM	ΑΛΒΑΝΙΑ	ΒΟΥΛΓΑΡΙΑ
2011	ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	6697,97	1636,36	6513,48	3739,26	3844,68
	ΜΑΡΤΙΟΣ	7243,95	240,62	3986,21	1049,57	3308,75
	ΑΠΡΙΛΙΟΣ	11129,4	1769,42	4726,48	2433,37	4647,78
	ΜΑΪΟΣ	11031,92	593,33	5682,19	2969,45	4955,79
	ΙΟΥΝΙΟΣ	15072,27	5881,49	10376,55	7999,25	7268,45
	ΙΟΥΛΙΟΣ	1939,27	1528,04	624,17	5112,28	2183,99
	ΑΥΓΟΥΣΤΟΣ	1858,43	433,15	2441,13	3672,75	5792,81
	ΣΕΠΤΕΜΒΡΙΟΣ	741,95	1615,51	8050,63	9361,93	5988,13
	ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ	4499,2	3631,9	9287,93	10559,62	3078,91
	ΝΟΕΜΒΡΙΟΣ	2154,86	3739,5	13320,27	15057,25	3276,06
	ΔΕΚΕΜΒΡΙΟΣ	7519,41	5285,95	14579,77	18414,84	3268,14
2012	ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ	11201,34	5561,88	15659,87	14777,17	9208,26
	ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	10421,96	5989,52	15077,71	19149,41	18206,88
	ΜΑΡΤΙΟΣ	10420,73	1889,02	1604,19	8791,07	11535,96
	ΑΠΡΙΛΙΟΣ	4580,88	732,54	3313,99	3032,56	2757,14
	ΜΑΪΟΣ	2429,47	1321,02	3383,36	2592,88	2055,69
	ΙΟΥΝΙΟΣ	5887,94	2243,57	10425	8241,99	7992,3
	ΙΟΥΛΙΟΣ	3522,65	2608,22	13087,74	10250,38	11047,24

Πίνακας 13.*Κόστος για την Απόκτηση των Μηνιαίων Δικαιωμάτων(Οι Τιμές σε €).*

ΕΤΟΣ	ΜΗΝΑΣ	ΤΟΥΡΚΙΑ	ΙΤΑΛΙΑ	FYROM	ΑΛΒΑΝΙΑ	ΒΟΥΛΓΑΡΙΑ
2011	ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	900,48	134,4	1155,84	67,2	5021,28
	ΜΑΡΤΙΟΣ	662,16	111,6	1495,44	74,4	5108,4
	ΑΠΡΙΛΙΟΣ	806,4	0	1850,4	100,8	3883,2
	ΜΑΪΟΣ	1599,6	22,32	52,08	89,28	4081,68
	ΙΟΥΝΙΟΣ	972	36	792	79,2	4740
	ΙΟΥΛΙΟΣ	319,92	44,64	3147,12	200,88	6395,52
	ΑΥΓΟΥΣΤΟΣ	1123,44	52,08	171,12	14,88	5368,8
	ΣΕΠΤΕΜΒΡΙΟΣ	4561,6	0	79,2	0	7404
	ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ	4419,36	74,4	81,84	0	10919,04
	ΝΟΕΜΒΡΙΟΣ	6328,8	86,4	122,4	7,2	11947,2
	ΔΕΚΕΜΒΡΙΟΣ	3132,24	22,32	1071,36	171,12	16380
2012	ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ	1383,84	89,28	3474,48	714,24	12340,08
	ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	2136,72	438,48	6960	1287,6	12893,52
	ΜΑΡΤΙΟΣ	5081,52	230,64	8436,96	275,28	9401,28
	ΑΠΡΙΛΙΟΣ	1677,6	115,2	424,8	223,2	4488
	ΜΑΪΟΣ	290,16	81,84	1138,32	148,8	3635,28
	ΙΟΥΝΙΟΣ	194,4	194,4	4420,8	1987,2	5812,8
	ΙΟΥΛΙΟΣ	37,2	245,52	796,08	394,32	4104

Πίνακας 14.*Κόστος για την Απόκτηση της Ενέργειας προς Εμπορία (Οι Τιμές σε €).*

ΕΤΟΣ	ΜΗΝΑΣ	ΤΟΥΡΚΙΑ	ΙΤΑΛΙΑ	FYROM	ΑΛΒΑΝΙΑ	ΒΟΥΛΓΑΡΙΑ
2011	ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	25784,66	10092,85	26799,01	22594,98	23886,09
	ΜΑΡΤΙΟΣ	25117,02	4515,71	40027,58	20917,00	26403,50

	ΑΠΡΙΛΙΟΣ	21145,08	7497,54	30972,38	20177,28	16412,78
	ΜΑΪΟΣ	24419,08	7888,75	21229,53	24052,59	21202,96
	ΙΟΥΝΙΟΣ	20621,51	15201,02	20341,50	20431,70	22381,08
	ΙΟΥΛΙΟΣ	11223,35	17519,04	9336,28	30595,99	24364,90
	ΑΥΓΟΥΣΤΟΣ	22702,59	7289,45	22020,97	19521,02	23595,25
	ΣΕΠΤΕΜΒΡΙΟΣ	32535,90	14171,14	22098,84	20666,51	21949,58
	ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ	24987,18	20679,31	21075,18	20544,01	22187,52
	ΝΟΕΜΒΡΙΟΣ	15006,45	28030,14	29152,92	27369,62	26594,68
	ΔΕΚΕΜΒΡΙΟΣ	23251,65	26809,91	28382,72	29482,41	29650,14
2012	ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ	33295,23	22612,27	36170,76	29691,46	26188,20
	ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	35899,63	24414,30	34235,93	31785,65	23666,48
	ΜΑΡΤΙΟΣ	55153,91	17590,30	37397,04	26774,17	28797,26
	ΑΠΡΙΛΙΟΣ	16719,51	6254,71	10334,91	9465,49	12852,50
	ΜΑΪΟΣ	8576,52	6005,81	10291,95	6585,95	5666,48
	ΙΟΥΝΙΟΣ	23451,95	16932,09	32286,95	24947,41	24233,44
	ΙΟΥΛΙΟΣ	27060,11	22434,65	23218,12	25104,14	21707,31

Από τους παραπάνω πίνακες υπολογίζουμε τον συντελεστή απόδοσης της κάθε επενδυτικής κίνησης για τις εισαγωγές, πίνακας 15.

Πίνακας 15.

Συνολική Απόδοση Επένδυσης για τη Διαδικασία των Εισαγωγών, Σενάριο Α.

ΕΤΟΣ	ΜΗΝΑΣ	ΤΟΥΡΚΙΑ	ΙΤΑΛΙΑ	FYROM	ΑΛΒΑΝΙΑ	ΒΟΥΛΓΑΡΙΑ
2011	ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	0,251	0,160	0,233	0,165	0,133
	ΜΑΡΤΙΟΣ	0,281	0,052	0,096	0,050	0,105
	ΑΠΡΙΛΙΟΣ	0,507	0,236	0,144	0,120	0,229
	ΜΑΪΟΣ	0,424	0,075	0,267	0,123	0,196
	ΙΟΥΝΙΟΣ	0,698	0,386	0,491	0,390	0,268
	ΙΟΥΛΙΟΣ	0,168	0,087	0,005	0,166	0,071
	ΑΥΓΟΥΣΤΟΣ	0,078	0,059	0,110	0,188	0,200
	ΣΕΠΤΕΜΒΡΙΟΣ	0,020	0,114	0,363	0,453	0,204
	ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ	0,153	0,175	0,439	0,514	0,093
	ΝΟΕΜΒΡΙΟΣ	0,101	0,133	0,455	0,550	0,085
	ΔΕΚΕΜΒΡΙΟΣ	0,285	0,197	0,495	0,621	0,077
2012	ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ	0,323	0,245	0,395	0,486	0,239
	ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	0,274	0,241	0,366	0,579	0,498
	ΜΑΡΤΙΟΣ	0,173	0,106	0,035	0,325	0,302
	ΑΠΡΙΛΙΟΣ	0,249	0,115	0,308	0,313	0,159
	ΜΑΪΟΣ	0,274	0,217	0,296	0,385	0,221
	ΙΟΥΝΙΟΣ	0,249	0,131	0,284	0,306	0,266
	ΙΟΥΛΙΟΣ	0,130	0,115	0,545	0,402	0,428

Εξαγωγές

Τα αντίστοιχα αποτελέσματα προκύπτουν και από την διαδικασία των εξαγωγών όπως φαίνεται στους πίνακες 16, 17, 18.

Πίνακας 16.

Κέρδη από τη Μεταπόληση Ενέργειας που είναι Διαθέσιμη (Οι Τιμές σε €).

ΕΤΟΣ	ΜΗΝΑΣ	ΤΟΥΡΚΙΑ	ΙΤΑΛΙΑ	FYROM	ΑΛΒΑΝΙΑ	ΒΟΥΛΓΑΡΙΑ
2011	ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	1315,33	3635,14	3166,06	4957,9	2960,46

	ΜΑΡΤΙΟΣ	932,52	5497,69	3215,58	5156,03	1820,58
	ΑΠΡΙΛΙΟΣ	814,81	4654,73	4192,84	6788,53	2087,24
	ΜΑΪΟΣ	821,23	3450,91	3468,65	5869,85	2355,39
	ΙΟΥΝΙΟΣ	860,98	3651,89	3444,07	5936,47	4589,13
	ΙΟΥΛΙΟΣ	4085,74	-357,11	4558,86	3018,86	2568,01
	ΑΥΓΟΥΣΤΟΣ	5283,55	8716,25	7804,68	6227,21	1160,39
	ΣΕΠΤΕΜΒΡΙΟΣ	3661,34	7349,02	5611,05	4259,37	2576,77
	ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ	2646,72	6249,99	5687,28	4218,26	2514,08
	ΝΟΕΜΒΡΙΟΣ	2375,13	1371,62	4035,89	3075,13	3783,54
	ΔΕΚΕΜΒΡΙΟΣ	2312,41	2311,03	4041,54	2097,35	3371,75
2012	ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ	2027,25	2428,92	3063,8	3071,8	980,1
	ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	9016,96	4187,28	1968,12	2326,61	0
	ΜΑΡΤΙΟΣ	-287,89	2528,01	2326,57	2861,68	0
	ΑΠΡΙΛΙΟΣ	1781,94	7251,81	4594,54	5643,64	857,8
	ΜΑΪΟΣ	4887,18	5220	505,77	3908,09	343,18
	ΙΟΥΝΙΟΣ	3093,07	6616,44	1950,37	4787,15	2504,13
	ΙΟΥΛΙΟΣ	-982,76	6074,22	1864,8	3689,89	1890,2

Πίνακας 17.

Συνολικό Κόστος για την Απόκτηση των Δικαιωμάτων και για την Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας Εξαγωγής (Οι Τιμές σε €).

ΕΤΟΣ	ΜΗΝΑΣ	ΤΟΥΡΚΙΑ	ΙΤΑΛΙΑ	FYROM	ΑΛΒΑΝΙΑ	ΒΟΥΛΓΑΡΙΑ
2011	ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	7279,45	23064,49	9516,9	9892,11	9516,9
	ΜΑΡΤΙΟΣ	5520,09	32972,07	10246,17	10782,32	10246,17
	ΑΠΡΙΛΙΟΣ	3607,87	31938,72	13419	13787,19	13419
	ΜΑΪΟΣ	4858,39	29922,83	12549,79	12872,79	12463,79
	ΙΟΥΝΙΟΣ	6770,02	21646,58	13312,85	15766,31	13508,08
	ΙΟΥΛΙΟΣ	28751,71	18087,17	9841,01	9930,07	9667,01
	ΑΥΓΟΥΣΤΟΣ	24838,75	27322,78	15523,9	15148,9	13221,25
	ΣΕΠΤΕΜΒΡΙΟΣ	10908,88	22927,23	14237,25	13701,25	13871,25
	ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ	11427,15	21131,04	14992,48	14851,98	14515,48
	ΝΟΕΜΒΡΙΟΣ	8864,8	21754,56	9919,6	9752,16	9810,63
	ΔΕΚΕΜΒΡΙΟΣ	9280,5	17880,47	10982,77	12915,21	9715,21
2012	ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ	11997,76	17519,42	10697,16	11344,79	9889,69
	ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	15012,8	26092,77	7134,76	7471,95	31,8
	ΜΑΡΤΙΟΣ	1927,93	18972,99	11122,35	11207,86	0
	ΑΠΡΙΛΙΟΣ	9973,45	23681,58	19484,16	19673,16	1143,2
	ΜΑΪΟΣ	21896,34	23162,75	2586,91	22280,07	58
	ΙΟΥΝΙΟΣ	19632,81	20714,66	14727,93	15035,01	14658,51
	ΙΟΥΛΙΟΣ	4552,01	20725,95	9062,28	9391,43	9062,28

Πίνακας 18.

Συνολική Απόδοση της Επένδυσης για τη Διαδικασία των Εξαγωγών, Σενάριο Α.

ΕΤΟΣ	ΜΗΝΑΣ	ΤΟΥΡΚΙΑ	ΙΤΑΛΙΑ	FYROM	ΑΛΒΑΝΙΑ	ΒΟΥΛΓΑΡΙΑ
2011	ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	0,181	0,158	0,333	0,501	0,311
	ΜΑΡΤΙΟΣ	0,169	0,167	0,314	0,478	0,178
	ΑΠΡΙΛΙΟΣ	0,226	0,146	0,312	0,492	0,156
	ΜΑΪΟΣ	0,169	0,115	0,276	0,456	0,189

	ΙΟΥΝΙΟΣ	0,127	0,170	0,259	0,377	0,340
	ΙΟΥΛΙΟΣ	0,142	-0,020	0,463	0,304	0,266
	ΑΥΓΟΥΣΤΟΣ	0,213	0,320	0,503	0,411	0,088
	ΣΕΠΤΕΜΒΡΙΟΣ	0,336	0,321	0,394	0,311	0,186
	ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ	0,232	0,296	0,379	0,284	0,173
	ΝΟΕΜΒΡΙΟΣ	0,268	0,060	0,407	0,315	0,386
	ΔΕΚΕΜΒΡΙΟΣ	0,249	0,129	0,368	0,162	0,347
2012	ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ	0,160	0,139	0,286	0,271	0,099
	ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	0,600	0,161	0,276	0,311	0,000
	ΜΑΡΤΙΟΣ	-0,149	0,133	0,209	0,255	0,000
	ΑΠΡΙΛΙΟΣ	0,179	0,306	0,236	0,287	0,750
	ΜΑΪΟΣ	0,223	0,225	0,196	0,175	5,917
	ΙΟΥΝΙΟΣ	0,158	0,319	0,132	0,318	0,171
	ΙΟΥΛΙΟΣ	-0,216	0,293	0,206	0,393	0,208

Αποτελέσματα Αλγοριθμικής Διαδικασίας (Πίνακες 19, 20, 21, 22)

Πίνακας 19.

Αποτελέσματα Αλγοριθμικής Διαδικασίας για το Σενάριο Α με Διάστημα Εμπιστοσύνης, $\alpha=85\%$.

VaR	CVaR	Mean	TEIS	IEIS	FEIS	AEIS	BEIS	TEKS	IEKS	FEKS	AEKS	BEKS
1,2915	1,2807	1,133	0	0	0	0,22	0	0	0	0,12	0,65	0,01
1,2915	1,2807	1,156	0	0	0	0,22	0	0	0	0,12	0,65	0,01
1,2915	1,2807	1,179	0	0	0	0,22	0	0	0	0,12	0,65	0,01
1,2915	1,2807	1,202	0	0	0	0,22	0	0	0	0,12	0,65	0,01
1,2915	1,2807	1,224	0	0	0	0,22	0	0	0	0,12	0,65	0,01
1,2915	1,2807	1,247	0	0	0	0,22	0	0	0	0,12	0,65	0,01
1,2915	1,2807	1,270	0	0	0	0,22	0	0	0	0,12	0,65	0,01
1,2915	1,2807	1,293	0	0	0	0,22	0	0	0	0,12	0,65	0,01
1,2915	1,2807	1,315	0	0	0	0,22	0	0	0	0,12	0,65	0,01
1,2915	1,2807	1,338	0	0	0	0,22	0	0	0	0,12	0,65	0,01
1,2996	1,2669	1,361	0	0	0	0,26	0	0	0	0	0,64	0,1
1,2834	1,2512	1,383	0	0	0	0,23	0	0	0	0	0,55	0,22
1,2615	1,2319	1,406	0	0	0	0,22	0	0	0	0	0,45	0,33
1,2405	1,2010	1,429	0	0	0	0,25	0	0	0	0	0,31	0,44
1,2063	1,1681	1,452	0	0	0	0,25	0	0	0	0	0,2	0,55
1,1720	1,1352	1,474	0	0	0	0,25	0	0	0	0	0,09	0,66
1,1305	1,1019	1,497	0	0	0	0,23	0	0	0	0	0	0,77
1,0993	1,0635	1,520	0	0	0	0,11	0	0	0	0	0	0,89

Τα αποτελέσματα για διάστημα εμπιστοσύνης $\alpha=0,85$ είναι:

- Εισαγωγές Αλβανίας: 22%
- Εξαγωγές FYROM: 12%
- Εξαγωγές Αλβανία: 65%
- Εξεργασίες Βουλγαρίας: 1%

Πίνακας 20.Αποτελέσματα Αλγοριθμικής Διαδικασίας για το Σενάριο Α με Διάστημα Εμπιστοσύνης, $\alpha=90\%$.

VaR	CVaR	Mean	TEIS	IEIS	FEIS	AEIS	BEIS	TEKS	IEKS	FEKS	AEKS	BEKS
1,2788	1,2757	1,158	0,00	0	0	0,39	0	0	0	0,18	0,42	0
1,2788	1,2757	1,179	0,00	0	0	0,39	0	0	0	0,18	0,42	0
1,2788	1,2757	1,201	0,00	0	0	0,39	0	0	0	0,18	0,42	0
1,2788	1,2757	1,222	0,00	0	0	0,39	0	0	0	0,18	0,42	0
1,2788	1,2757	1,243	0,00	0	0	0,39	0	0	0	0,18	0,42	0
1,2788	1,2757	1,265	0,00	0	0	0,39	0	0	0	0,18	0,42	0
1,2788	1,2757	1,286	0,00	0	0	0,39	0	0	0	0,18	0,42	0
1,2788	1,2757	1,308	0,00	0	0	0,39	0	0	0	0,18	0,42	0
1,2788	1,2757	1,329	0,00	0	0	0,39	0	0	0	0,18	0,42	0
1,2881	1,2657	1,350	0,00	0	0	0,21	0	0	0	0,09	0,63	0,07
1,2815	1,2487	1,372	0,00	0	0	0,18	0	0	0	0,05	0,6	0,17
1,2701	1,2310	1,393	0,00	0	0	0,21	0	0	0	0,03	0,49	0,27
1,2486	1,2075	1,414	0,00	0	0	0,19	0	0	0	0	0,44	0,37
1,2152	1,1777	1,436	0,00	0	0	0,19	0	0	0	0	0,33	0,47
1,1819	1,1479	1,457	0,00	0	0	0,19	0	0	0	0	0,23	0,58
1,1486	1,1182	1,478	0,00	0	0	0,19	0	0	0	0	0,13	0,68
1,1152	1,0884	1,500	0,00	0	0	0,18	0	0	0	0	0,03	0,79
1,0614	1,0464	1,521	0,00	0	0	0,11	0	0	0	0	0	0,89

Τα αποτελέσματα για διάστημα εμπιστοσύνης $\alpha=0,90$ είναι:

-Εισαγωγές Αλβανίας: 39%

-Εξαγωγές FYROM: 18%

-Εξαγωγές Αλβανία: 42%

Πίνακας 21.Αποτελέσματα Αλγοριθμικής Διαδικασίας για το Σενάριο Α με Διάστημα Εμπιστοσύνης, $\alpha=95\%$.

VaR	CVaR	Mean	TEIS	IEIS	FEIS	AEIS	BEIS	TEKS	IEKS	FEKS	AEKS	BEKS
1,2751	1,2751	1,1330	0,00	0,00	0,00	0,41	0,00	0,00	0,00	0,17	0,42	0,00
1,2751	1,2751	1,1560	0,00	0,00	0,00	0,41	0,00	0,00	0,00	0,17	0,42	0,00
1,2751	1,2751	1,1790	0,00	0,00	0,00	0,41	0,00	0,00	0,00	0,17	0,42	0,00
1,2751	1,2751	1,2020	0,00	0,00	0,00	0,41	0,00	0,00	0,00	0,17	0,42	0,00
1,2751	1,2751	1,2240	0,00	0,00	0,00	0,41	0,00	0,00	0,00	0,17	0,42	0,00
1,2751	1,2751	1,2470	0,00	0,00	0,00	0,41	0,00	0,00	0,00	0,17	0,42	0,00
1,2751	1,2751	1,2700	0,00	0,00	0,00	0,41	0,00	0,00	0,00	0,17	0,42	0,00
1,2751	1,2751	1,2930	0,00	0,00	0,00	0,41	0,00	0,00	0,00	0,17	0,42	0,00
1,2751	1,2751	1,3150	0,00	0,00	0,00	0,41	0,00	0,00	0,00	0,17	0,42	0,00
1,2726	1,2726	1,3380	0,00	0,00	0,00	0,32	0,00	0,00	0,00	0,08	0,59	0,00
1,2526	1,2526	1,3610	0,00	0,00	0,00	0,34	0,00	0,00	0,00	0,00	0,55	0,10
1,2303	1,2303	1,3830	0,00	0,00	0,00	0,43	0,00	0,00	0,00	0,00	0,36	0,21
1,2011	1,2011	1,4060	0,00	0,00	0,00	0,42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,26	0,33
1,1719	1,1719	1,4290	0,00	0,00	0,00	0,41	0,00	0,00	0,00	0,00	0,15	0,44
1,1427	1,1427	1,4520	0,00	0,00	0,00	0,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05	0,55
1,1099	1,1099	1,4740	0,00	0,00	0,00	0,34	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,66
1,0733	1,0733	1,4970	0,00	0,00	0,00	0,23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,77

1,0366	1,0366	1,5200	0,00	0,00	0,00	0,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,89
--------	--------	--------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

Τα αποτελέσματα για διάστημα εμπιστοσύνης $\alpha=95\%$ είναι:

- Εισαγωγές Αλβανίας: 41%
- Εξαγωγές FYROM: 17%
- Εξαγωγές Αλβανία: 42%

Πίνακας 22.

Αποτελέσματα Αλγοριθμικής Διαδικασίας για το Σενάριο Α με Διάστημα Εμπιστοσύνης, $\alpha=99\%$.

VaR	CVaR	Mean	TEIS	IEIS	FEIS	AEIS	BEIS	TEKS	IEKS	FEKS	AEKS	BEKS
1,2751	1,2751	1,158	0	0	0	0,41	0	0	0	0,17	0,42	0
1,2751	1,2751	1,179	0	0	0	0,41	0	0	0	0,17	0,42	0
1,2751	1,2751	1,201	0	0	0	0,41	0	0	0	0,17	0,42	0
1,2751	1,2751	1,222	0	0	0	0,41	0	0	0	0,17	0,42	0
1,2751	1,2751	1,243	0	0	0	0,41	0	0	0	0,17	0,42	0
1,2751	1,2751	1,265	0	0	0	0,41	0	0	0	0,17	0,42	0
1,2751	1,2751	1,286	0	0	0	0,41	0	0	0	0,17	0,42	0
1,2751	1,2751	1,308	0	0	0	0,41	0	0	0	0,17	0,42	0
1,2751	1,2751	1,329	0	0	0	0,41	0	0	0	0,17	0,42	0
1,2619	1,2619	1,350	0	0	0	0,29	0	0	0	0	0,66	0,05
1,2430	1,2430	1,372	0	0	0	0,4	0	0	0	0	0,44	0,16
1,2180	1,2180	1,393	0	0	0	0,42	0	0	0	0	0,31	0,26
1,1906	1,1906	1,414	0	0	0	0,41	0	0	0	0	0,22	0,37
1,1632	1,1632	1,436	0	0	0	0,41	0	0	0	0	0,12	0,47
1,1357	1,1357	1,457	0	0	0	0,4	0	0	0	0	0,03	0,58
1,1033	1,1033	1,478	0	0	0	0,32	0	0	0	0	0	0,68
1,0689	1,0689	1,500	0	0	0	0,21	0	0	0	0	0	0,79
1,0344	1,0344	1,521	0	0	0	0,11	0	0	0	0	0	0,89

Τα αποτελέσματα για διάστημα εμπιστοσύνης $\alpha=0,99$ είναι:

- Εισαγωγές Αλβανίας: 41%
- Εξαγωγές FYROM: 17%
- Εξαγωγές Αλβανία: 42%

7.5.4. Σενάριο Β

Στην περίπτωση αυτή μελετάται το ακραίο σενάριο όπου η πρόβλεψη της ΟΤΣ (Οριακή Τιμή Συστήματος) δεν είναι δυνατή και κατά συνέπεια επιλέγεται η επένδυση σε όλες τις δυνατές ώρες. Στην περίπτωση αυτή, δεν υπεισέρχεται ο ανθρώπινος παράγοντας και το ρίσκο της επένδυσης θεωρείται αυξημένο. Ακολουθώντας τα ίδια βήματα όπως και στην προηγούμενη ενότητα (Σενάριο Α) προκύπτει η απόδοση ανά τύπο συναλλαγής, πίνακες 23 και 24.

Εισαγωγές

Πίνακας 23.

Συνολική Απόδοση Επένδυσης για τη Διαδικασία των Εισαγωγών, Σενάριο Β.

ΕΤΟΣ	ΜΗΝΑΣ	ΤΟΥΡΚΙΑ	ΙΤΑΛΙΑ	FYROM	ΑΛΒΑΝΙΑ	ΒΟΥΛΓΑΡΙΑ
------	-------	---------	--------	-------	---------	-----------

2011	ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	0,112	-0,141	0,036	-0,056	-0,014
	ΜΑΡΤΙΟΣ	0,148	-0,240	-0,049	-0,128	-0,010
	ΑΠΡΙΛΙΟΣ	0,316	-0,194	-0,089	-0,157	-0,002
	ΜΑΪΟΣ	0,238	-0,218	-0,005	-0,121	-0,009
	ΙΟΥΝΙΟΣ	0,392	-0,085	0,105	-0,004	-0,015
	ΙΟΥΛΙΟΣ	-0,123	-0,094	-0,119	-0,005	-0,039
	ΑΥΓΟΥΣΤΟΣ	-0,198	-0,283	-0,185	-0,130	-0,008
	ΣΕΠΤΕΜΒΡΙΟΣ	-0,125	-0,212	-0,029	0,035	-0,023
	ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ	-0,051	-0,169	-0,017	0,048	-0,080
	ΝΟΕΜΒΡΙΟΣ	-0,013	-0,056	0,153	0,229	-0,047
	ΔΕΚΕΜΒΡΙΟΣ	0,119	-0,005	0,194	0,294	-0,030
2012	ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ	0,089	-0,043	0,136	0,169	0,096
	ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	-0,071	-0,091	0,189	0,308	0,385
	ΜΑΡΤΙΟΣ	0,065	-0,134	-0,093	0,041	0,177
	ΑΠΡΙΛΙΟΣ	-0,116	-0,377	-0,238	-0,258	-0,159
	ΜΑΪΟΣ	-0,282	-0,354	-0,197	-0,273	-0,136
	ΙΟΥΝΙΟΣ	-0,064	-0,225	-0,016	-0,073	-0,036
	ΙΟΥΛΙΟΣ	-0,089	-0,180	0,208	0,080	0,149

Εξαγωγές

Πίνακας 24.

Συνολική Απόδοση της Επένδυσης για τη Διαδικασία των Εξαγωγών, Σενάριο Β.

ΕΤΟΣ	ΜΗΝΑΣ	ΤΟΥΡΚΙΑ	ΙΤΑΛΙΑ	FYROM	ΑΛΒΑΝΙΑ	ΒΟΥΛΓΑΡΙΑ
2011	ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	-0,189	0,043	-0,126	-0,004	-0,140
	ΜΑΡΤΙΟΣ	-0,236	0,131	-0,074	0,058	-0,170
	ΑΠΡΙΛΙΟΣ	-0,383	0,017	-0,071	0,063	-0,182
	ΜΑΪΟΣ	-0,365	0,030	-0,125	0,004	-0,186
	ΙΟΥΝΙΟΣ	-0,404	-0,077	-0,210	-0,103	-0,156
	ΙΟΥΛΙΟΣ	0,012	-0,085	-0,038	-0,112	-0,173
	ΑΥΓΟΥΣΤΟΣ	0,014	0,169	0,074	0,001	-0,240
	ΣΕΠΤΕΜΒΡΙΟΣ	-0,111	0,066	-0,131	-0,193	-0,269
	ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ	-0,216	-0,019	-0,156	-0,217	-0,287
	ΝΟΕΜΒΡΙΟΣ	-0,222	-0,108	-0,248	-0,301	-0,262
	ΔΕΚΕΜΒΡΙΟΣ	-0,255	-0,126	-0,280	-0,341	-0,320
2012	ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ	-0,260	-0,131	-0,323	-0,303	-0,428
	ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	-0,102	-0,098	-0,411	-0,388	-0,607
	ΜΑΡΤΙΟΣ	-0,373	-0,091	-0,272	-0,242	-0,512
	ΑΠΡΙΛΙΟΣ	-0,268	0,121	-0,036	0,006	-0,239
	ΜΑΪΟΣ	-0,027	0,030	-0,188	-0,028	-0,304
	ΙΟΥΝΙΟΣ	-0,184	0,016	-0,288	-0,168	-0,264
	ΙΟΥΛΙΟΣ	-0,222	-0,020	-0,351	-0,244	-0,350

Αποτελέσματα Αλγοριθμικής Διαδικασίας (Πίνακες 25, 26, 27, 28)

Πίνακας 25.

Αποτελέσματα Αλγοριθμικής Διαδικασίας για το Σενάριο Β με Διάστημα Εμπιστοσύνης, α=85%.

VaR	CVaR	Mean	TEIS	IEIS	FEIS	AEIS	BEIS	TEKS	IEKS	FEKS	AEKS	BEKS
0,9416	0,9416	0,717	0	0	0	0,09	0,35	0,03	0,53	0	0	0

0,9416	0,9416	0,734	0	0	0	0,09	0,35	0,03	0,53	0	0	0
0,9416	0,9416	0,751	0	0	0	0,09	0,35	0,03	0,53	0	0	0
0,9416	0,9416	0,768	0	0	0	0,09	0,35	0,03	0,53	0	0	0
0,9416	0,9416	0,784	0	0	0	0,09	0,35	0,03	0,53	0	0	0
0,9416	0,9416	0,801	0	0	0	0,09	0,35	0,03	0,53	0	0	0
0,9416	0,9416	0,818	0	0	0	0,09	0,35	0,03	0,53	0	0	0
0,9416	0,9416	0,835	0	0	0	0,09	0,35	0,03	0,53	0	0	0
0,9416	0,9416	0,851	0	0	0	0,09	0,35	0,03	0,53	0	0	0
0,9416	0,9416	0,868	0	0	0	0,09	0,35	0,03	0,53	0	0	0
0,9416	0,9416	0,885	0	0	0	0,09	0,35	0,03	0,53	0	0	0
0,9416	0,9416	0,902	0	0	0	0,09	0,35	0,03	0,53	0	0	0
0,9416	0,9416	0,919	0	0	0	0,09	0,35	0,03	0,53	0	0	0
0,9416	0,9416	0,935	0	0	0	0,09	0,35	0,03	0,53	0	0	0
0,9416	0,9416	0,952	0	0	0	0,09	0,35	0,03	0,53	0	0	0
0,9416	0,9416	0,969	0	0	0	0,09	0,35	0,03	0,53	0	0	0
0,9416	0,9416	0,986	0	0	0	0,09	0,35	0,03	0,53	0	0	0
0,9344	0,9344	1,003	0	0	0,04	0	0,52	0	0,44	0	0	0

Τα αποτελέσματα για διάστημα εμπιστοσύνης $\alpha=0,85$ είναι:

- Εισαγωγές Αλβανίας: 9%
- Εισαγωγές Βουλγαρίας: 35%
- Εξαγωγές Τουρκίας: 3%
- Εξαγωγές Ιταλίας: 53%

Πίνακας 26.

Αποτελέσματα Αλγοριθμικής Διαδικασίας για το Σενάριο Β με Διάστημα Εμπιστοσύνης, $\alpha=90\%$.

VaR	CVaR	Mean	TEIS	IEIS	FEIS	AEIS	BEIS	TEKS	IEKS	FEKS	AEKS	BEKS
0,9486	0,9422	0,717	0	0	0	0,12	0,27	0	0,61	0	0	0
0,9486	0,9422	0,734	0	0	0	0,12	0,27	0	0,61	0	0	0
0,9486	0,9422	0,751	0	0	0	0,12	0,27	0	0,61	0	0	0
0,9486	0,9422	0,768	0	0	0	0,12	0,27	0	0,61	0	0	0
0,9486	0,9422	0,784	0	0	0	0,12	0,27	0	0,61	0	0	0
0,9486	0,9422	0,801	0	0	0	0,12	0,27	0	0,61	0	0	0
0,9486	0,9422	0,818	0	0	0	0,12	0,27	0	0,61	0	0	0
0,9486	0,9422	0,835	0	0	0	0,12	0,27	0	0,61	0	0	0
0,9486	0,9422	0,851	0	0	0	0,12	0,27	0	0,61	0	0	0
0,9486	0,9422	0,868	0	0	0	0,12	0,27	0	0,61	0	0	0
0,9486	0,9422	0,885	0	0	0	0,12	0,27	0	0,61	0	0	0
0,9486	0,9422	0,902	0	0	0	0,12	0,27	0	0,61	0	0	0
0,9486	0,9422	0,919	0	0	0	0,12	0,27	0	0,61	0	0	0
0,9486	0,9422	0,935	0	0	0	0,12	0,27	0	0,61	0	0	0
0,9486	0,9422	0,952	0	0	0	0,12	0,27	0	0,61	0	0	0
0,9486	0,9422	0,969	0	0	0	0,12	0,27	0	0,61	0	0	0
0,9486	0,9422	0,986	0	0	0	0,12	0,27	0	0,61	0	0	0
0,937	0,9345	1,003	0	0	0,05	0	0,52	0	0,43	0	0	0

Τα αποτελέσματα για διάστημα εμπιστοσύνης $\alpha=0,90$ είναι:

- Εισαγωγές Αλβανίας: 12%
- Εισαγωγές Βουλγαρίας: 27%

- Εξαγωγές Ιταλίας: 61%

Πίνακας 27.

Αποτελέσματα Αλγοριθμικής Διαδικασίας για το Σενάριο Β με Διάστημα Εμπιστοσύνης, $\alpha=95\%$.

VaR	CVaR	Mean	TEIS	IEIS	FEIS	AEIS	BEIS	TEKS	IEKS	FEKS	AEKS	BEKS
0,9416	0,9416	0,717	0	0	0	0,09	0,35	0,03	0,53	0	0	0
0,9416	0,9416	0,734	0	0	0	0,09	0,35	0,03	0,53	0	0	0
0,9416	0,9416	0,751	0	0	0	0,09	0,35	0,03	0,53	0	0	0
0,9416	0,9416	0,768	0	0	0	0,09	0,35	0,03	0,53	0	0	0
0,9416	0,9416	0,784	0	0	0	0,09	0,35	0,03	0,53	0	0	0
0,9416	0,9416	0,801	0	0	0	0,09	0,35	0,03	0,53	0	0	0
0,9416	0,9416	0,818	0	0	0	0,09	0,35	0,03	0,53	0	0	0
0,9416	0,9416	0,835	0	0	0	0,09	0,35	0,03	0,53	0	0	0
0,9416	0,9416	0,851	0	0	0	0,09	0,35	0,03	0,53	0	0	0
0,9416	0,9416	0,868	0	0	0	0,09	0,35	0,03	0,53	0	0	0
0,9416	0,9416	0,885	0	0	0	0,09	0,35	0,03	0,53	0	0	0
0,9416	0,9416	0,902	0	0	0	0,09	0,35	0,03	0,53	0	0	0
0,9416	0,9416	0,919	0	0	0	0,09	0,35	0,03	0,53	0	0	0
0,9416	0,9416	0,935	0	0	0	0,09	0,35	0,03	0,53	0	0	0
0,9416	0,9416	0,952	0	0	0	0,09	0,35	0,03	0,53	0	0	0
0,9416	0,9416	0,969	0	0	0	0,09	0,35	0,03	0,53	0	0	0
0,9416	0,9416	0,986	0	0	0	0,09	0,35	0,03	0,53	0	0	0
0,9344	0,9344	1,003	0	0	0,04	0	0,52	0	0,44	0	0	0

Τα αποτελέσματα για διάστημα εμπιστοσύνης $\alpha=0,95$ είναι:

- Εισαγωγές Αλβανίας: 9%
- Εισαγωγές Βουλγαρίας: 35%
- Εξαγωγές Τουρκίας: 3%
- Εξαγωγές Ιταλίας: 53%

Πίνακας 28.

Αποτελέσματα Αλγοριθμικής Διαδικασίας για το Σενάριο Β με Διάστημα Εμπιστοσύνης, $\alpha=99\%$.

VaR	CVaR	Mean	TEIS	IEIS	FEIS	AEIS	BEIS	TEKS	IEKS	FEKS	AEKS	BEKS
0,9416	0,9416	0,717	0	0	0	0,09	0,35	0,03	0,53	0	0	0
0,9416	0,9416	0,734	0	0	0	0,09	0,35	0,03	0,53	0	0	0
0,9416	0,9416	0,751	0	0	0	0,09	0,35	0,03	0,53	0	0	0
0,9416	0,9416	0,768	0	0	0	0,09	0,35	0,03	0,53	0	0	0
0,9416	0,9416	0,784	0	0	0	0,09	0,35	0,03	0,53	0	0	0
0,9416	0,9416	0,801	0	0	0	0,09	0,35	0,03	0,53	0	0	0
0,9416	0,9416	0,818	0	0	0	0,09	0,35	0,03	0,53	0	0	0
0,9416	0,9416	0,835	0	0	0	0,09	0,35	0,03	0,53	0	0	0
0,9416	0,9416	0,851	0	0	0	0,09	0,35	0,03	0,53	0	0	0
0,9416	0,9416	0,868	0	0	0	0,09	0,35	0,03	0,53	0	0	0
0,9416	0,9416	0,885	0	0	0	0,09	0,35	0,03	0,53	0	0	0
0,9416	0,9416	0,902	0	0	0	0,09	0,35	0,03	0,53	0	0	0
0,9416	0,9416	0,919	0	0	0	0,09	0,35	0,03	0,53	0	0	0

0,9416	0,9416	0,935	0	0	0	0,09	0,35	0,03	0,53	0	0	0
0,9416	0,9416	0,952	0	0	0	0,09	0,35	0,03	0,53	0	0	0
0,9416	0,9416	0,969	0	0	0	0,09	0,35	0,03	0,53	0	0	0
0,9416	0,9416	0,986	0	0	0	0,09	0,35	0,03	0,53	0	0	0
0,9344	0,9344	1	0	0	0,04	0	0,52	0	0,44	0	0	0

Τα αποτελέσματα για διάστημα εμπιστοσύνης $\alpha=0,99$ είναι:

- Εισαγωγές Αλβανίας: 9%
- Εισαγωγές Βουλγαρίας: 35%
- Εξαγωγές Τουρκίας: 3%
- Εξαγωγές Ιταλίας: 53%

7.5.5. Σενάριο Γ

Η τρίτη υπόθεση που εξετάζεται είναι ένας συνδυασμός των δύο ανωτέρω περιπτώσεων η οποία προσιδιάζει την πραγματική κατάσταση. Στη περίπτωση αυτή, το εργαλείο για την εκτίμηση των τιμών είναι διαθέσιμο, αλλά η επιτυχία του δεν είναι δεδομένη. Στο σενάριο αυτό δεχόμαστε ότι σε περιπτώσεις όπου η διαφορά κέρδους είναι περιορισμένη, επιλέγεται η συγκεκριμένη περίπτωση. Ακολουθώντας τα ίδια βήματα όπως και στην προηγούμενη ενότητα (Σενάριο Β) προκύπτει η απόδοση ανά τύπο συναλλαγής, πίνακες 29 και 30.

Εισαγωγές

Πίνακας 29.

Συνολική Απόδοση Επένδυσης για τη Διαδικασία των Εισαγωγών, Σενάριο Γ.

ΕΤΟΣ	ΜΗΝΑΣ	ΤΟΥΡΚΙΑ	ΙΤΑΛΙΑ	FYROM	ΑΛΒΑΝΙΑ	ΒΟΥΛΓΑΡΙΑ
2011	ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	0,155	0,012	0,146	0,089	0,086
	ΜΑΡΤΙΟΣ	0,185	-0,024	0,061	0,016	0,056
	ΑΠΡΙΛΙΟΣ	0,363	0,021	0,072	0,052	0,101
	ΜΑΪΟΣ	0,288	-0,006	0,142	0,064	0,103
	ΙΟΥΝΙΟΣ	0,438	0,111	0,239	0,181	0,136
	ΙΟΥΛΙΟΣ	0,008	0,008	0,001	0,109	0,049
	ΑΥΓΟΥΣΤΟΣ	-0,011	-0,003	0,047	0,081	0,037
	ΣΕΠΤΕΜΒΡΙΟΣ	0,003	0,019	0,173	0,215	0,111
	ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ	0,072	0,058	0,193	0,236	0,052
	ΝΟΕΜΒΡΙΟΣ	0,066	0,054	0,286	0,349	0,059
	ΔΕΚΕΜΒΡΙΟΣ	0,196	0,099	0,320	0,408	0,056
2012	ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ	0,189	0,085	0,257	0,305	0,170
	ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	0,131	0,080	0,272	0,408	0,388
	ΜΑΡΤΙΟΣ	0,097	0,013	0,019	0,184	0,178
	ΑΠΡΙΛΙΟΣ	0,049	0,005	0,065	0,062	0,042
	ΜΑΪΟΣ	0,043	0,019	0,053	0,051	0,032
	ΙΟΥΝΙΟΣ	0,119	0,029	0,138	0,135	0,128
	ΙΟΥΛΙΟΣ	0,067	0,035	0,332	0,237	0,268

Εξαγωγές

Πίνακας 30.

Συνολική Απόδοση της Επένδυσης για τη Διαδικασία των Εξαγωγών, Σενάριο Γ.

ΕΤΟΣ	ΜΗΝΑΣ	ΤΟΥΡΚΙΑ	ΙΤΑΛΙΑ	FYROM	ΑΛΒΑΝΙΑ	ΒΟΥΛΓΑΡΙΑ
2011	ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	0,006	0,085	0,076	0,090	0,071
	ΜΑΡΤΙΟΣ	-0,009	0,138	0,072	0,073	0,046
	ΑΠΡΙΛΙΟΣ	0,003	0,071	0,111	0,164	0,057
	ΜΑΪΟΣ	0,004	0,053	0,087	0,136	0,060
	ΙΟΥΝΙΟΣ	0,005	0,074	0,078	0,106	0,105
	ΙΟΥΛΙΟΣ	0,069	-0,040	0,073	0,063	0,057
	ΑΥΓΟΥΣΤΟΣ	0,084	0,189	0,200	0,160	0,028
	ΣΕΠΤΕΜΒΡΙΟΣ	0,074	0,139	0,126	0,094	0,054
	ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ	0,048	0,113	0,119	0,089	0,053
	ΝΟΕΜΒΡΙΟΣ	0,041	0,006	0,075	0,056	0,070
ΔΕΚΕΜΒΡΙΟΣ	0,036	0,019	0,064	0,029	0,057	
2012	ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ	0,026	0,021	0,055	0,054	0,017
	ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	0,150	0,051	0,033	0,038	-0,014
	ΜΑΡΤΙΟΣ	-0,034	0,022	0,043	0,056	-0,035
	ΑΠΡΙΛΙΟΣ	0,010	0,187	0,138	0,169	-0,015
	ΜΑΪΟΣ	0,127	0,130	-0,013	0,113	-0,105
	ΙΟΥΝΙΟΣ	0,044	0,127	0,044	0,112	0,058
	ΙΟΥΛΙΟΣ	-0,082	0,093	0,040	0,081	0,040

Αποτελέσματα Αλγοριθμικής Διαδικασίας (Πίνακες 31, 32, 33, 34)

Πίνακας 31.

Αποτελέσματα Αλγοριθμικής Διαδικασίας για το Σενάριο Γ με Διάστημα Εμπιστοσύνης, $\alpha=85\%$.

VaR	CVaR	Mean	TEIS	IEIS	FEIS	AEIS	BEIS	TEKS	IEKS	FEKS	AEKS	BEKS
1,0916	1,0735	1,033	0,03	0	0	0,31	0	0	0	0	0,66	0
1,0916	1,0735	1,041	0,03	0	0	0,31	0	0	0	0	0,66	0
1,0916	1,0735	1,049	0,03	0	0	0,31	0	0	0	0	0,66	0
1,0916	1,0735	1,057	0,03	0	0	0,31	0	0	0	0	0,66	0
1,0916	1,0735	1,065	0,03	0	0	0,31	0	0	0	0	0,66	0
1,0916	1,0735	1,073	0,03	0	0	0,31	0	0	0	0	0,66	0
1,0916	1,0735	1,081	0,03	0	0	0,31	0	0	0	0	0,66	0
1,0916	1,0735	1,089	0,03	0	0	0,31	0	0	0	0	0,66	0
1,0916	1,0735	1,097	0,03	0	0	0,31	0	0	0	0	0,66	0
1,0916	1,0735	1,105	0,03	0	0	0,31	0	0	0	0	0,66	0
1,0916	1,0735	1,113	0,03	0	0	0,31	0	0	0	0	0,66	0
1,0891	1,0733	1,121	0,05	0	0	0,32	0	0	0	0	0,62	0
1,0736	1,0722	1,129	0,21	0	0	0,4	0	0	0	0	0,39	0
1,0722	1,0698	1,137	0,24	0	0	0,49	0	0	0	0	0,27	0
1,0711	1,0667	1,145	0,26	0	0	0,59	0	0	0,05	0	0,1	0
1,0738	1,0632	1,153	0,18	0	0	0,71	0	0	0,11	0	0	0
1,0755	1,0571	1,161	0,07	0	0	0,82	0	0	0,12	0	0	0
1,0674	1,0487	1,169	0,05	0	0	0,91	0	0	0,05	0	0	0

Τα αποτελέσματα για διάστημα εμπιστοσύνης $\alpha=0,85$ είναι:

- Εισαγωγές Αλβανίας: 31%
- Εισαγωγές Τουρκίας: 3%
- Εξαγωγές Αλβανίας: 66%

Πίνακας 32.

Αποτελέσματα Αλγοριθμικής Διαδικασίας για το Σενάριο Γ με Διάστημα Εμπιστοσύνης, $\alpha=90\%$.

VaR	CVaR	Mean	TEIS	IEIS	FEIS	AEIS	BEIS	TEKS	IEKS	FEKS	AEKS	BEKS
1,0741	1,0716	1,033	0,21	0	0	0,39	0	0	0	0	0,4	0
1,0741	1,0716	1,041	0,21	0	0	0,39	0	0	0	0	0,4	0
1,0741	1,0716	1,049	0,21	0	0	0,39	0	0	0	0	0,4	0
1,0741	1,0716	1,057	0,21	0	0	0,39	0	0	0	0	0,4	0
1,0741	1,0716	1,065	0,21	0	0	0,39	0	0	0	0	0,4	0
1,0741	1,0716	1,073	0,21	0	0	0,39	0	0	0	0	0,4	0
1,0741	1,0716	1,081	0,21	0	0	0,39	0	0	0	0	0,4	0
1,0741	1,0716	1,089	0,21	0	0	0,39	0	0	0	0	0,4	0
1,0741	1,0716	1,097	0,21	0	0	0,39	0	0	0	0	0,4	0
1,0741	1,0716	1,105	0,21	0	0	0,39	0	0	0	0	0,4	0
1,0741	1,0716	1,113	0,21	0	0	0,39	0	0	0	0	0,4	0
1,0741	1,0716	1,121	0,21	0	0	0,39	0	0	0	0	0,4	0
1,0736	1,0716	1,129	0,21	0	0	0,4	0	0	0	0	0,39	0
1,0694	1,0694	1,137	0,19	0	0	0,51	0	0	0,06	0	0,24	0
1,0661	1,0661	1,145	0,16	0	0	0,62	0	0	0,16	0	0,06	0
1,0596	1,0596	1,153	0,13	0	0,2	0,58	0	0	0,12	0	0	0
1,0515	1,0515	1,161	0,09	0	0,4	0,46	0	0	0	0	0	0
1,0518	1,0417	1,169	0	0	0,4	0,61	0	0	0	0	0	0

Τα αποτελέσματα για διάστημα εμπιστοσύνης $\alpha=0,90$ είναι:

-Εισαγωγές Τουρκίας: 21%

-Εισαγωγές Αλβανίας: 39%

-Εξαγωγές Αλβανίας: 40%

Πίνακας 33.

Αποτελέσματα Αλγοριθμικής Διαδικασίας για το Σενάριο Γ με Διάστημα Εμπιστοσύνης, $\alpha=95\%$.

VaR	CVaR	Mean	TEIS	IEIS	FEIS	AEIS	BEIS	TEKS	IEKS	FEKS	AEKS	BEKS
1,0715	1,0715	1,033	0,21	0	0	0,43	0	0	0	0	0,36	0
1,0715	1,0715	1,041	0,21	0	0	0,43	0	0	0	0	0,36	0
1,0715	1,0715	1,049	0,21	0	0	0,43	0	0	0	0	0,36	0
1,0715	1,0715	1,057	0,21	0	0	0,43	0	0	0	0	0,36	0
1,0715	1,0715	1,065	0,21	0	0	0,43	0	0	0	0	0,36	0
1,0715	1,0715	1,073	0,21	0	0	0,43	0	0	0	0	0,36	0
1,0715	1,0715	1,081	0,21	0	0	0,43	0	0	0	0	0,36	0
1,0715	1,0715	1,089	0,21	0	0	0,43	0	0	0	0	0,36	0
1,0715	1,0715	1,097	0,21	0	0	0,43	0	0	0	0	0,36	0
1,0715	1,0715	1,105	0,21	0	0	0,43	0	0	0	0	0,36	0
1,0715	1,0715	1,113	0,21	0	0	0,43	0	0	0	0	0,36	0
1,0715	1,0715	1,121	0,21	0	0	0,43	0	0	0	0	0,36	0
1,0715	1,0715	1,129	0,21	0	0	0,43	0	0	0	0	0,36	0
1,0694	1,0694	1,137	0,19	0	0	0,51	0	0	0,06	0	0,24	0
1,0661	1,0661	1,145	0,16	0	0	0,62	0	0	0,16	0	0,06	0

1,0596	1,0596	1,153	0,13	0	0,2	0,58	0	0	0,12	0	0	0
1,0515	1,0515	1,161	0,09	0	0,4	0,46	0	0	0	0	0	0
1,0345	1,0345	1,169	0,11	0	0	0,89	0	0	0	0	0	0

Τα αποτελέσματα για διάστημα εμπιστοσύνης $\alpha=0,95$ είναι:

-Εισαγωγές Τουρκίας: 21%

-Εισαγωγές Αλβανίας: 43%

-Εξαγωγές Αλβανίας: 36%

Πίνακας 34.

Αποτελέσματα Αλγοριθμικής Διαδικασίας για το Σενάριο Γ με Διάστημα Εμπιστοσύνης, $\alpha=99\%$.

VaR	CVaR	Mean	TEIS	IEIS	FEIS	AEIS	BEIS	TEKS	IEKS	FEKS	AEKS	BEKS
1,0715	1,0715	1,033	0,21	0	0	0,43	0	0	0	0	0,36	0
1,0715	1,0715	1,041	0,21	0	0	0,43	0	0	0	0	0,36	0
1,0715	1,0715	1,049	0,21	0	0	0,43	0	0	0	0	0,36	0
1,0715	1,0715	1,057	0,21	0	0	0,43	0	0	0	0	0,36	0
1,0715	1,0715	1,065	0,21	0	0	0,43	0	0	0	0	0,36	0
1,0715	1,0715	1,073	0,21	0	0	0,43	0	0	0	0	0,36	0
1,0715	1,0715	1,081	0,21	0	0	0,43	0	0	0	0	0,36	0
1,0715	1,0715	1,089	0,21	0	0	0,43	0	0	0	0	0,36	0
1,0715	1,0715	1,097	0,21	0	0	0,43	0	0	0	0	0,36	0
1,0715	1,0715	1,105	0,21	0	0	0,43	0	0	0	0	0,36	0
1,0715	1,0715	1,113	0,21	0	0	0,43	0	0	0	0	0,36	0
1,0715	1,0715	1,121	0,21	0	0	0,43	0	0	0	0	0,36	0
1,0715	1,0715	1,129	0,21	0	0	0,43	0	0	0	0	0,36	0
1,0694	1,0694	1,137	0,19	0	0	0,51	0	0	0,06	0	0,24	0
1,0661	1,0661	1,145	0,16	0	0	0,62	0	0	0,16	0	0,06	0
1,0596	1,0596	1,153	0,13	0	0,2	0,58	0	0	0,12	0	0	0
1,0515	1,0515	1,161	0,09	0	0,4	0,46	0	0	0	0	0	0
1,0345	1,0345	1,169	0,11	0	0	0,89	0	0	0	0	0	0

Τα αποτελέσματα για διάστημα εμπιστοσύνης $\alpha=0,99$ είναι:

-Εισαγωγές Τουρκίας: 21%

-Εισαγωγές Αλβανίας: 43%

--Εξαγωγές Αλβανίας: 36%

Τα αποτελέσματα αυτά δεν είναι τόσο σταθερά με τα προηγούμενα και εξαρτώνται από τις τιμές της παραμέτρου μ , όπου υποδηλώνει το κέρδος σε κάθε περίπτωση.

7.5.6. Εκτίμηση Κίνδυνου με Χρήση της Μεθόδου MAD

Τα αντίστοιχα αποτελέσματα προκύπτουν κατά την διαδικασία όταν σαν μέτρο εκτίμησης του ρίσκου χρησιμοποιείται ο δείκτης MAD, πίνακες 35, 36, 37.

Σενάριο Α

Η περίπτωση αυτή άφορα την μελέτη με βεβαιωμένο το κέρδος της όλης διαδικασίας. Ο δείκτης μ επομένως παραμένει σταθερός.

Πίνακας 35.

Αποτελέσματα Αλγοριθμικής Διαδικασίας για το Σενάριο Α με τη Μέθοδο MAD.

MAD	Mean	TEIS	IEIS	FEIS	AEIS	BEIS	TEKS	IEKS	FEKS	AEKS	BEKS
0.0227	1.158	0.16	0.00	0.00	0.06	0.18	0.00	0.08	0.36	0.09	0.06
0.0227	1.167	0.16	0.00	0.00	0.06	0.18	0.00	0.08	0.36	0.09	0.06
0.0227	1.176	0.16	0.00	0.00	0.06	0.18	0.00	0.08	0.36	0.09	0.06
0.0227	1.186	0.16	0.00	0.00	0.06	0.18	0.00	0.08	0.36	0.09	0.06
0.0227	1.195	0.16	0.00	0.00	0.06	0.18	0.00	0.08	0.36	0.09	0.06
0.0227	1.204	0.16	0.00	0.00	0.06	0.18	0.00	0.08	0.36	0.09	0.06
0.0227	1.213	0.16	0.00	0.00	0.06	0.18	0.00	0.08	0.36	0.09	0.06
0.0227	1.222	0.16	0.00	0.00	0.06	0.18	0.00	0.08	0.36	0.09	0.06
0.0227	1.231	0.16	0.00	0.00	0.06	0.18	0.00	0.08	0.36	0.09	0.06
0.0227	1.240	0.16	0.00	0.00	0.06	0.18	0.00	0.08	0.36	0.09	0.06
0.0227	1.250	0.16	0.00	0.00	0.06	0.18	0.00	0.08	0.36	0.09	0.06
0.0227	1.259	0.16	0.00	0.00	0.06	0.18	0.00	0.08	0.36	0.09	0.06
0.0227	1.268	0.16	0.00	0.00	0.06	0.18	0.00	0.08	0.36	0.09	0.06
0.0232	1.277	0.17	0.00	0.00	0.08	0.15	0.00	0.08	0.31	0.14	0.06
0.0242	1.286	0.17	0.00	0.00	0.13	0.08	0.00	0.12	0.22	0.24	0.05
0.0254	1.295	0.17	0.00	0.00	0.17	0.00	0.00	0.14	0.15	0.33	0.03
0.0270	1.304	0.14	0.00	0.00	0.21	0.00	0.00	0.09	0.12	0.39	0.05
0.0288	1.314	0.11	0.00	0.00	0.22	0.00	0.00	0.03	0.13	0.45	0.07
0.0309	1.323	0.05	0.00	0.00	0.26	0.00	0.00	0.00	0.11	0.51	0.08
0.0338	1.332	0.01	0.00	0.00	0.31	0.00	0.00	0.00	0.06	0.58	0.04
0.1458	1.341	0.00	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Για την τιμή $\mu=0,0227$ της μικρότερης διακύμανσης και επομένως για το μικρότερο δυνατό ρίσκο επιλέγονται τα αντίστοιχα ποσοστά στις επενδύσεις:

- Εισαγωγές Τουρκία: 16 %
- Εισαγωγές Αλβανία: 6%
- Εισαγωγές Βουλγαρία: 18%
- Εξαγωγές Ιταλία: 8%
- Εξαγωγές FYROM: 36 %
- Εξαγωγές Αλβανία: 9 %
- Εξαγωγές Βουλγαρία: 6 %

Η όλη ανάλυση γίνεται με βάση τα δεδομένα για τις διάφορες αγορές. Όπως είναι αναμενόμενο, όσο αυξάνεται ο δείκτης μ , τόσο πιο πολύ περιορίζονται οι εναλλακτικές συνδυαστικές λύσεις και κατά συνέπεια τόσο μεγαλύτερος είναι ο δείκτης της διακύμανσης όποτε μεγαλώνει αντίστοιχα και το ρίσκο.

Σενάριο Β

Πίνακας 36.

Αποτελέσματα Αλγοριθμικής Διαδικασίας για το Σενάριο Β με τη Μέθοδο MAD.

MAD	Mean	TEIS	IEIS	FEIS	AEIS	BEIS	TEKS	IEKS	FEKS	AEKS	BEKS
0.0174	0.717	0.00	0.45	0.00	0.00	0.02	0.02	0.50	0.00	0.01	0.00
0.0174	0.732	0.00	0.45	0.00	0.00	0.02	0.02	0.50	0.00	0.01	0.00
0.0174	0.747	0.00	0.45	0.00	0.00	0.02	0.02	0.50	0.00	0.01	0.00
0.0174	0.763	0.00	0.45	0.00	0.00	0.02	0.02	0.50	0.00	0.01	0.00
0.0174	0.778	0.00	0.45	0.00	0.00	0.02	0.02	0.50	0.00	0.01	0.00
0.0174	0.793	0.00	0.45	0.00	0.00	0.02	0.02	0.50	0.00	0.01	0.00
0.0174	0.808	0.00	0.45	0.00	0.00	0.02	0.02	0.50	0.00	0.01	0.00
0.0174	0.823	0.00	0.45	0.00	0.00	0.02	0.02	0.50	0.00	0.01	0.00
0.0174	0.838	0.00	0.45	0.00	0.00	0.02	0.02	0.50	0.00	0.01	0.00
0.0174	0.853	0.00	0.45	0.00	0.00	0.02	0.02	0.50	0.00	0.01	0.00
0.0174	0.868	0.00	0.45	0.00	0.00	0.02	0.02	0.50	0.00	0.01	0.00
0.0174	0.883	0.00	0.45	0.00	0.00	0.02	0.02	0.50	0.00	0.01	0.00
0.0174	0.898	0.00	0.45	0.00	0.00	0.02	0.02	0.50	0.00	0.01	0.00
0.0174	0.914	0.00	0.45	0.00	0.00	0.02	0.02	0.50	0.00	0.01	0.00
0.0181	0.929	0.00	0.39	0.02	0.02	0.03	0.00	0.53	0.00	0.00	0.00
0.0197	0.944	0.03	0.31	0.00	0.09	0.04	0.00	0.53	0.00	0.00	0.00
0.0215	0.959	0.05	0.22	0.00	0.15	0.02	0.00	0.56	0.00	0.00	0.00
0.0232	0.974	0.07	0.13	0.00	0.20	0.00	0.00	0.59	0.00	0.00	0.00
0.0251	0.989	0.09	0.05	0.00	0.25	0.00	0.00	0.61	0.00	0.00	0.00
0.0400	1.004	0.26	0.00	0.00	0.11	0.20	0.00	0.43	0.00	0.00	0.00

Πλέον οι τιμές του κέρδους είναι περιορισμένες αφού μελετάται η περίπτωση χωρίς παρουσία μεθόδων πρόβλεψης. Κατά συνέπεια τα αντίστοιχα ποσοστά επενδύσεων είναι:

- Εισαγωγές Ιταλία: 45%
- Εισαγωγές Βουλγαρία: 2%
- Εξαγωγές Ιταλία: 50%
- Εξαγωγές Τουρκία: 2%
- Εξαγωγές Αλβανία: 1%

Φαίνεται από τα αποτελέσματα ότι η μη χρήση του προγράμματος πρόβλεψης οδηγεί σε λανθασμένα με βάση τη λογική αποτελέσματα.

Σενάριο Γ

Πίνακας 37.

Αποτελέσματα Αλγοριθμικής Διαδικασίας για το Σενάριο Γ με τη Μέθοδο MAD.

MAD	Mean	TEIS	IEIS	FEIS	AEIS	BEIS	TEKS	IEKS	FEKS	AEKS	BEKS
0.0123	1.034	0.00	0.30	0.00	0.00	0.05	0.05	0.00	0.00	0.34	0.25
0.0123	1.041	0.00	0.30	0.00	0.00	0.05	0.05	0.00	0.00	0.34	0.25
0.0123	1.048	0.00	0.30	0.00	0.00	0.05	0.05	0.00	0.00	0.34	0.25
0.0123	1.055	0.00	0.30	0.00	0.00	0.05	0.05	0.00	0.00	0.34	0.25
0.0125	1.062	0.00	0.27	0.00	0.01	0.06	0.07	0.00	0.00	0.35	0.22

0.0128	1.069	0.00	0.23	0.00	0.04	0.09	0.11	0.00	0.00	0.37	0.15
0.0133	1.077	0.01	0.18	0.00	0.07	0.10	0.14	0.00	0.00	0.39	0.11
0.0138	1.084	0.02	0.12	0.00	0.10	0.12	0.16	0.00	0.00	0.42	0.07
0.0143	1.091	0.03	0.07	0.00	0.12	0.13	0.18	0.00	0.00	0.44	0.03
0.0149	1.098	0.03	0.02	0.00	0.15	0.13	0.19	0.00	0.00	0.48	0.00
0.0158	1.105	0.05	0.00	0.00	0.17	0.08	0.11	0.00	0.00	0.59	0.00
0.0168	1.112	0.06	0.00	0.00	0.19	0.02	0.00	0.00	0.00	0.73	0.00
0.0202	1.120	0.08	0.00	0.00	0.27	0.00	0.00	0.00	0.00	0.65	0.00
0.0260	1.127	0.10	0.00	0.00	0.35	0.00	0.00	0.00	0.00	0.55	0.00
0.0348	1.134	0.12	0.00	0.00	0.42	0.00	0.00	0.00	0.00	0.46	0.00
0.0437	1.141	0.16	0.00	0.00	0.49	0.00	0.00	0.00	0.00	0.35	0.00
0.0530	1.148	0.22	0.00	0.00	0.54	0.00	0.00	0.00	0.00	0.24	0.00
0.0622	1.155	0.29	0.00	0.00	0.59	0.00	0.00	0.00	0.00	0.12	0.00
0.0715	1.162	0.35	0.00	0.00	0.64	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
0.0859	1.170	0.18	0.00	0.00	0.82	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
0.1035	1.177	0.00	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Σε κάθε Σενάριο μόνο ένας συνδυασμός μας δίνει το μέγιστο κέρδος και λόγω αυτής της μοναδικότητας αυξάνεται σημαντικά και το ρίσκο της αντίστοιχης επένδυσης. Έτσι, για παράδειγμα στο Σενάριο 3 που μελετήθηκε έχουμε:

- Εισαγωγές Αλβανία: 100%
- Μέση Απόδοση Επένδυσης: 17,7%
- Ρίσκο Επίτευξης Απόδοσης: 0,1035

7.6. ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Ο βασικός στόχος της συγκεκριμένης εργασίας είναι η επίτευξη μιας συνεκτικής παρουσίασης των μεθόδων υπολογισμού της CVaR σε ένα όσο το δυνατόν ευρύτερο φάσμα εφαρμογών. Ιδιαίτερη έμφαση δίνεται στη μαθηματική θεμελίωση της CVaR καθώς και στις αλγοριθμικές διαδικασίες που ακολουθούνται σε κάθε μέθοδο υπολογισμού της. Μέσα από την χρήση σε εφαρμογές ενέργειας γίνεται προσπάθεια να αναδειχθεί η σημασία του ρίσκου σε επενδυτικές δραστηριότητες.

Ο τομέας που εξετάζεται, αυτός των δικαιωμάτων ενέργειας, αποτελεί ένα πολυεπίπεδο και πολύπλοκο περιβάλλον επενδύσεων όπου ο υπολογισμός των κινδύνων έχει πολύ μεγάλη σημασία. Ο υπολογισμός του κινδύνου σε αυτό το περιβάλλον είναι αναγκαίος ώστε να προκύπτουν τα καλύτερα δυνατά αποτελέσματα. Στην εκτίμηση του ρίσκου είναι απαραίτητος ο υπολογισμός με γνώμονα:

- Το επιθυμητό κέρδος από την διαδικασία,
- Το διάστημα εμπιστοσύνης του αποτελέσματος, δηλαδή ποσό ακριβές είναι το αποτέλεσμα υπολογισμού του ρίσκου,
- Τη μέθοδο εκτίμησης των παραμέτρων της όλης διαδικασίας.

Η συνεχής μελέτη των αγορών είναι αναγκαία ώστε το αποτέλεσμα των εκτιμήσεων να είναι όσο το δυνατόν καλύτερο. Τα αποτελέσματα τροποποιούνται συνεχώς και συνεπώς η συνεχής τροποποίηση των δεδομένων είναι αναγκαία για την ορθή προσομοίωση της διαδικασίας.

Όσον αφορά το εξεταζόμενο πρόβλημα:

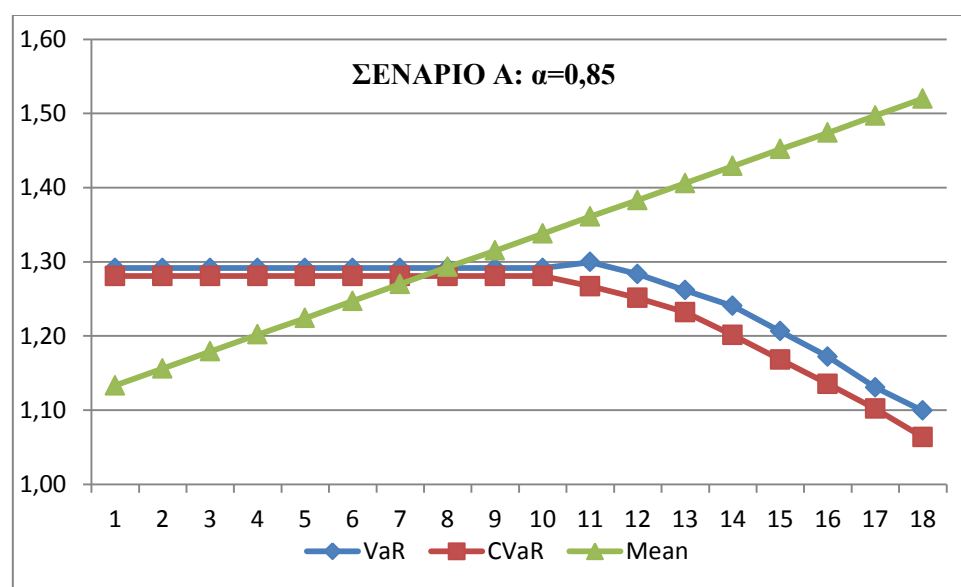
Τα αποτελέσματα σε κάθε περίπτωση δεν είναι σταθερά, αφού έχουμε μια παράμετρο μ στο πρόβλημα, η οποία αντιπροσωπεύει τη μέγιστη δυνατή τιμή απόδοσης του χαρτοφυλακίου και η τιμή της είναι μεταβαλλόμενη.

Η τιμή Mean που βλέπουμε στους πίνακες έχει να κάνει με αυτή τη παράμετρο και είναι η απόδοση του χαρτοφυλακίου για κάθε σενάριο ενεργειών. Όπως διαφαίνεται τα αποτελέσματα είναι ξεχωριστά για κάθε περίπτωση, αφού και τα αντίστοιχα σενάρια είναι ξεχωριστά. Ο συνδυασμός των τιμών δεδομένων με τις διαφορετικές υποθέσεις που εξεταστήκαν διαμορφώνουν και το αντίστοιχο αποτέλεσμα.

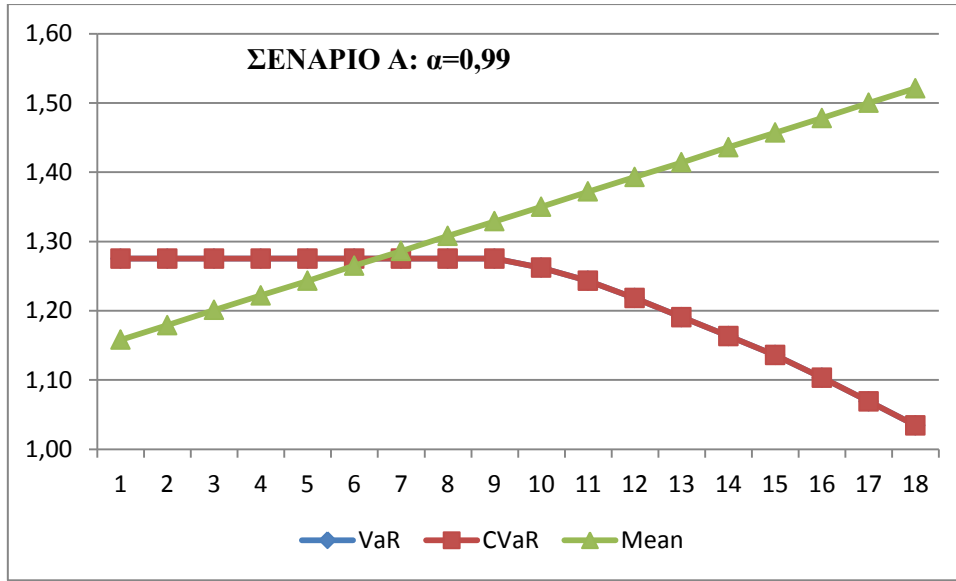
Έτσι, σε περίπτωση που έχουμε $Mean=1,033$ και $CVaR=1,0717$, σημαίνει ότι για απόδοση 3,3% πρέπει να επενδύσουμε τα αντίστοιχα ποσοστά που βλέπουμε στους πίνακες για αγορές δικαιωμάτων, ώστε να έχουμε το μικρότερο δυνατό ρίσκο, $CVaR=1,0717$.

Παρατηρούμε ακόμα σε κάθε περίπτωση, ότι με την αύξηση της απόδοσης, έχουμε και αύξηση του ρίσκου (γι' αυτό και μειώνεται η τιμή της $CVaR$). Η τιμή της $CVaR$ είναι η θέση για την οποία με κάποια πιθανότητα α έχουμε απώλειες/ζημιές στο χαρτοφυλάκιο.

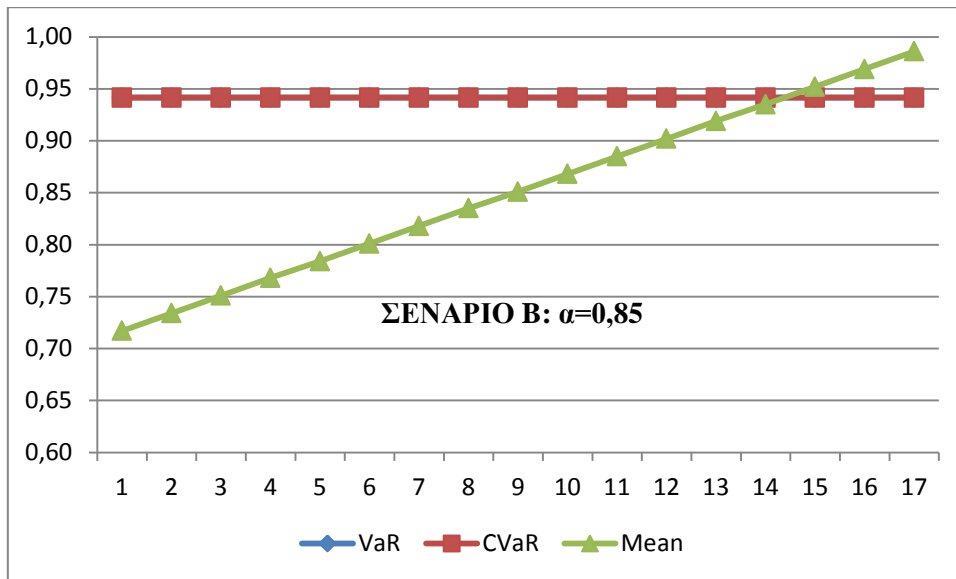
Στα παρακάτω σχήματος 14-19 παρατηρούμε τη μεταβολή του δείκτη VaR , $CVaR$ και της Μέσης Απόδοσης (Mean) συναρτήσει του αριθμού των σεναρίων (18). Παρατηρούμε τη σχέση και τη διαφορά σε κάθε σημείο της Μέσης Απόδοσης και του Ρίσκου. Τέλος, παρατηρούμε ότι σε κάθε περίπτωση με την αύξηση της Μέσης Απόδοσης έχουμε μείωση του δείκτη $CVaR$, άρα αύξηση του ρίσκου.



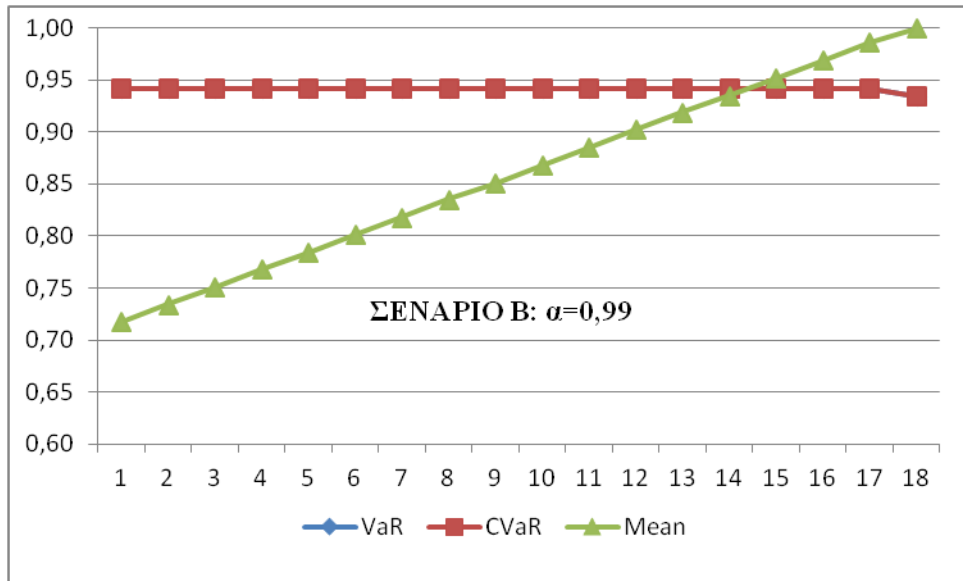
Σχήμα 14. Σενάριο A, $\alpha=0,85$. Μεταβολή του VaR , $CVaR$ και Mean για τις Διάφορες Περιπτώσεις.



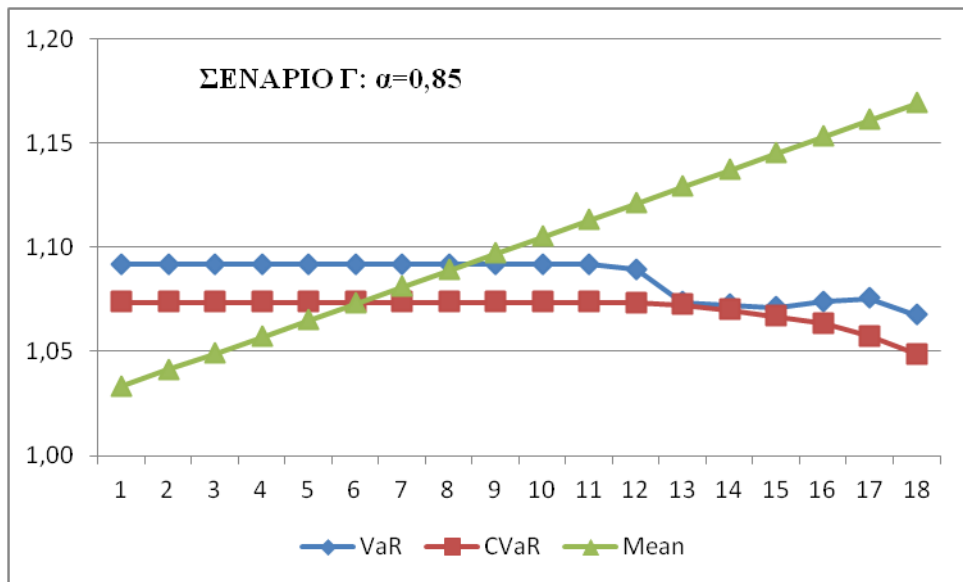
Σχήμα 15. Σενάριο A, $\alpha=0,99$. Μεταβολή του VaR, CVaR και Mean για τις Διάφορες Περιπτώσεις.



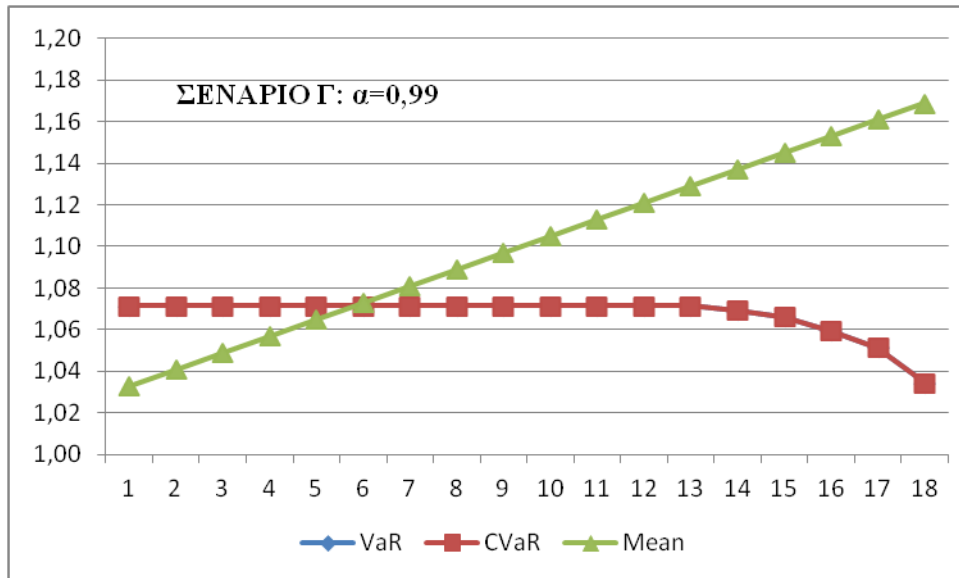
Σχήμα 16. Σενάριο B, $\alpha=0,85$. Μεταβολή του VaR, CVaR και Mean για τις Διάφορες Περιπτώσεις.



Σχήμα 17. Σενάριο Β, $\alpha=0,99$. Μεταβολή του VaR, CVaR και Mean για τις Διάφορες Περιπτώσεις.

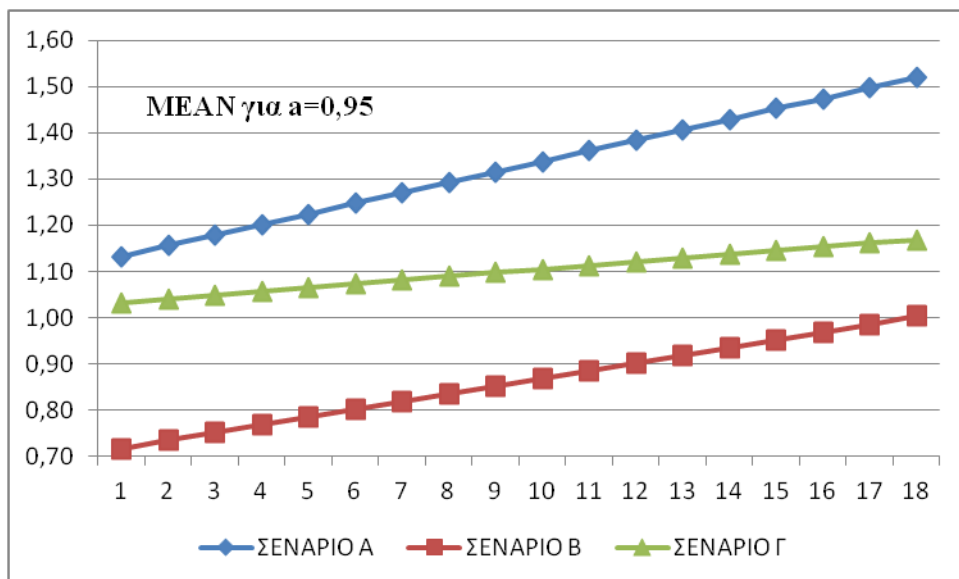


Σχήμα 18. Σενάριο Γ, $\alpha=0,85$. Μεταβολή του VaR, CVaR και Mean για τις Διάφορες Περιπτώσεις.



Σχήμα 19. Σενάριο Γ, $\alpha=0,99$. Μεταβολή του VaR, CVaR και Mean για τις Διάφορες Περιπτώσεις.

Το παρακάτω σχήμα 20 δείχνει τις διάφορες πιθανές τιμές της απόδοσης για κάθε διαφορετική περίπτωση. Έτσι, αποδεικνύεται και γραφικά ότι η περίπτωση Α που προκύπτει από μεθόδους πρόβλεψης δίνει το βέλτιστο αποτέλεσμα, ενώ η Β που βασίζεται σε ιστορικά δεδομένα δίνει πολύ χαμηλότερες αποδόσεις. Η 3^η περίπτωση είναι συνδυασμός των δύο πρώτων.



Σχήμα 20. Μεταβολή του Mean για τα Τρία (3) Σενάρια.

B) ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΕΚΤΙΜΗΣΗΣ ΚΙΝΔΥΝΟΥ ΣΕ ΧΑΡΤΟΦΥΛΑΚΙΑ ΜΕΤΟΧΩΝ

ΠΕΡΙΠΤΩΣΕΙΣ ΜΕΛΕΤΗΣ – ΑΛΓΟΡΙΘΜΙΚΗ ΔΙΑΔΙΚΑΣΙΑ- ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ

Το πρωταρχικό και πιο σύνηθες περιεχόμενο των χαρτοφυλακίων είναι μετοχικό, όπως έχει αναφερθεί διεξοδικά σε προηγούμενο κεφάλαιο. Συνεπώς, θεωρήσαμε ότι για την καλύτερη κατανόηση της παρούσας εργασίας θα ήταν χρήσιμη η παράθεση ενός σύντομου παραδείγματος μελέτης σε χαρτοφυλάκιο μετοχών. Η μετοχή, ως αξιόγραφο, ενσωματώνει τα δικαιώματα του μετόχου που πηγάζουν από τη συμμετοχή του στην ανώνυμη εταιρία. Τα δικαιώματα αυτά, είναι ανάλογα του αριθμού μετοχών που κατέχει ο μέτοχος. Ενδεικτικά δικαιώματα που προκύπτουν από την κατοχή μετοχών είναι το ποσοστό ίσο με τον αριθμό των μετοχών που κατέχει ο μέτοχος προς το σύνολο των μετοχών της εταιρείας, του μερίσματος από τα διανεμόμενα κέρδη της εταιρείας, καθώς και αντίστοιχο ποσοστό από την περιουσία της εταιρείας, σε περίπτωση που αυτή διαλυθεί.

Παρακάτω, λοιπόν, παραθέτουμε μια εφαρμογή για εκτίμηση ρίσκου σε ένα χαρτοφυλάκιο μετοχών για πέντε από τις μεγαλύτερες από άποψη κεφαλαιοποίησης εισηγμένες εταιρίες στο Χρηματιστήριο Αξιών Αθηνών (Χ.Α.Α), τη ΜΕΤΚΑ, τη EUROΒΑΝΚ, τη ΤΡ. ΠΕΙΡΑΙΩΣ, την ΕΛΛΑΚΤΩΡ και τον ΟΜΙΛΟ ΜΥΤΙΛΗΝΑΙΟΣ.

Για τις παραπάνω εταιρίες έχουμε βρει τους μέσους όρους των τιμών των μετοχών ανά δέκα ημέρες. Στον πίνακα 40 φαίνονται οι μέσοι όροι των τιμών έχουμε 20 μέσους όρους ανά 10 ημέρες, δηλαδή αναφερόμαστε σε ένα διάστημα 200 ημερών, δηλαδή επεξεργαζόμαστε δεδομένα 6.5 μηνών περίπου.

Πίνακας 38.

Τιμές μετοχών σε μέσους όρους 10 ημερών (Οι Τιμές σε €).

ΜΕΤΚΑ	EURO	ΠΕΙΡ	ΕΛΛΑΚ	ΜΥΤΙΑ
17,38	25,22	13,12	10,74	16,44
16,54	24,84	13,06	9,42	15,16
16	23,32	11,72	8,98	14,32
16,12	24,9	12,64	9,94	14,76
16,2	23,92	12,7	9,42	14,46
18,44	24,18	13,12	9,44	16,96
18,42	25,38	13,58	10,32	17
17,4	26,04	14,26	10,48	16,36
15,86	23,92	13,72	10,44	14,7
16,1	22,46	13,46	9,06	14,42
16,4	23,1	14,16	9,84	14,18
15,46	23,36	13,88	10,04	13,74
13,24	20,14	12,5	9,12	12,12
14,22	19,12	11,7	8,98	9,96
14,2	18,38	11,12	8,48	9,68
13,98	18,78	11,1	8,34	10,58
13,9	18,04	9,66	7,8	9,06
13,36	18,82	10,12	7,74	7,32
13,02	17,7	9,84	7,6	7,72
13,42	19,44	11,34	8	8,7

Τα δεδομένα για να υπολογίσουμε τον κίνδυνο είναι οι αποδόσεις των μετοχών. Οι αποδόσεις των μετοχών παραθέτονται στον πίνακα 39 και υπολογίζονται από τον τύπο :

$$\text{Απόδοση Μετοχής} = \frac{\text{Τρέχουσα Τιμή} - \text{Προηγούμενη Τιμή}}{\text{Προηγούμενη Τιμή}} \quad (41)$$

Υπολογίζουμε το δεδομένο ρίσκο (CVaR) και την αντίστοιχη απόδοση (mean) για δεδομένα διαστήματα εμπιστοσύνης.

Πίνακας 39.

Συνολική Απόδοση της Επένδυσης.

ΜΕΤΚΑ	EURO	ΠΕΙΡ	ΕΛΛΑΚ	ΜΥΤΙΑ
-0,0483314	-0,0150674	-0,0045732	-0,122905	-0,0778589
-0,0326481	-0,0611916	-0,1026034	-0,0467091	-0,055409
0,0075	0,067753	0,0784983	0,1069042	0,0307263
0,0049628	-0,0393574	0,0047468	-0,0523139	-0,0203252
0,1382716	0,0108696	0,0330709	0,0021231	0,1728907
-0,0010846	0,0496278	0,035061	0,0932203	0,0023585
-0,0553746	0,0260047	0,0500736	0,0155039	-0,0376471
-0,0885057	-0,0814132	-0,0378682	-0,0038168	-0,101467
0,0151324	-0,0610368	-0,0189504	-0,1321839	-0,0190476
0,0186335	0,0284951	0,0520059	0,0860927	-0,0166436
-0,0573171	0,0112554	-0,019774	0,0203252	-0,0310296
-0,1435964	-0,1378425	-0,0994236	-0,0916335	-0,1179039
0,0740181	-0,0506455	-0,064	-0,0153509	-0,1782178
-0,0014065	-0,0387029	-0,0495726	-0,0556793	-0,0281124
-0,015493	0,0217628	-0,0017986	-0,0165094	0,0929752
-0,0057225	-0,0394036	-0,1297297	-0,0647482	-0,1436673
-0,0388489	0,0432373	0,047619	-0,0076923	-0,192053
-0,0254491	-0,0595112	-0,027668	-0,0180879	0,0546448
0,030722	0,0983051	0,152439	0,0526316	0,126943
0,035768	-0,05864	0,044092	0,0425	-0,0046

Πίνακας 40.

Αποτελέσματα Αλγοριθμικής Διαδικασίας με Διάστημα Εμπιστοσύνης, α=85%.

VaR	CVaR	Mean	ΜΕΤΚΑ	EURO	PEIR	ΕΛΛΑΚ	ΜΥΤΙΑ
0.9369	0.9298	0.972	0.16	0.00	0.41	0.44	0.00
0.9369	0.9298	0.973	0.16	0.00	0.41	0.44	0.00
0.9369	0.9298	0.975	0.16	0.00	0.41	0.44	0.00
0.9369	0.9298	0.976	0.16	0.00	0.41	0.44	0.00
0.9369	0.9298	0.977	0.16	0.00	0.41	0.44	0.00
0.9369	0.9298	0.979	0.16	0.00	0.41	0.44	0.00
0.9369	0.9298	0.980	0.16	0.00	0.41	0.44	0.00
0.9369	0.9298	0.981	0.16	0.00	0.41	0.44	0.00
0.9369	0.9298	0.982	0.16	0.00	0.41	0.44	0.00
0.9369	0.9298	0.984	0.16	0.00	0.41	0.44	0.00
0.9369	0.9298	0.985	0.16	0.00	0.41	0.44	0.00
0.9369	0.9298	0.986	0.16	0.00	0.41	0.44	0.00
0.9369	0.9298	0.987	0.16	0.00	0.41	0.44	0.00

0.9369	0.9298	0.989	0.16	0.00	0.41	0.44	0.00
0.9369	0.9298	0.990	0.16	0.00	0.41	0.44	0.00
0.9369	0.9298	0.991	0.16	0.00	0.41	0.44	0.00
0.9369	0.9298	0.992	0.16	0.00	0.41	0.44	0.00
0.9281	0.9251	0.994	0.01	0.00	0.52	0.47	0.00
0.9197	0.9134	0.995	0.00	0.00	0.68	0.32	0.00
0.9101	0.9014	0.996	0.00	0.00	0.84	0.16	0.00

Τα αποτελέσματα για διάστημα εμπιστοσύνης 85% είναι:

Μετοχές ΜΕΤΚΑ : 16%

Μετοχές ΠΕΙΡΑΙΩΣ : 41%

Μετοχές ΕΛΛΑΚΤΩΡ : 44%

Πίνακας 41.

Αποτελέσματα Αλγοριθμικής Διαδικασίας με Διάστημα Εμπιστοσύνης, $\alpha=90\%$

VaR	CVaR	Mean	ΜΕΤΚΑ	EURO	PEIR	ELLAK	MYTIL
0,934	0,9276	0,972	0,15	0	0,38	0,46	0
0,934	0,9276	0,973	0,15	0	0,38	0,46	0
0,934	0,9276	0,975	0,15	0	0,38	0,46	0
0,934	0,9276	0,976	0,15	0	0,38	0,46	0
0,934	0,9276	0,977	0,15	0	0,38	0,46	0
0,934	0,9276	0,979	0,15	0	0,38	0,46	0
0,934	0,9276	0,98	0,15	0	0,38	0,46	0
0,934	0,9276	0,981	0,15	0	0,38	0,46	0
0,934	0,9276	0,982	0,15	0	0,38	0,46	0
0,934	0,9276	0,984	0,15	0	0,38	0,46	0
0,934	0,9276	0,985	0,15	0	0,38	0,46	0
0,934	0,9276	0,986	0,15	0	0,38	0,46	0
0,934	0,9276	0,987	0,15	0	0,38	0,46	0
0,934	0,9276	0,989	0,15	0	0,38	0,46	0
0,934	0,9276	0,99	0,15	0	0,38	0,46	0
0,934	0,9276	0,991	0,15	0	0,38	0,46	0
0,934	0,9276	0,992	0,15	0	0,38	0,46	0
0,925	0,9241	0,994	0,04	0	0,52	0,44	0
0,9159	0,9108	0,995	0,04	0	0,68	0,29	0
0,9069	0,8975	0,996	0,03	0	0,84	0,13	0

Τα αποτελέσματα για διάστημα εμπιστοσύνης 90% είναι:

Μετοχές ΜΕΤΚΑ : 15%

Μετοχές ΠΕΙΡΑΙΩΣ : 38%

Μετοχές ΕΛΛΑΚΤΩΡ : 46%

Πίνακας 42.

Αποτελέσματα Αλγοριθμικής Διαδικασίας με Διάστημα Εμπιστοσύνης, $\alpha=95\%$

VaR	CVaR	Mean	ΜΕΤΚΑ	EURO	PEIR	ELLAK	MYTIL
0.9275	0.9275	0.972	0.04	0	0.47	0.49	0
0.9275	0.9275	0.973	0.04	0	0.47	0.49	0
0.9275	0.9275	0.975	0.04	0	0.47	0.49	0
0.9275	0.9275	0.976	0.04	0	0.47	0.49	0

0,9275	0,9275	0,977	0,04	0	0,47	0,49	0
0,9275	0,9275	0,979	0,04	0	0,47	0,49	0
0,9275	0,9275	0,98	0,04	0	0,47	0,49	0
0,9275	0,9275	0,981	0,04	0	0,47	0,49	0
0,9275	0,9275	0,982	0,04	0	0,47	0,49	0
0,9275	0,9275	0,984	0,04	0	0,47	0,49	0
0,9275	0,9275	0,985	0,04	0	0,47	0,49	0
0,9275	0,9275	0,986	0,04	0	0,47	0,49	0
0,9275	0,9275	0,987	0,04	0	0,47	0,49	0
0,9275	0,9275	0,989	0,04	0	0,47	0,49	0
0,9275	0,9275	0,99	0,04	0	0,47	0,49	0
0,9275	0,9275	0,991	0,04	0	0,47	0,49	0
0,9275	0,9275	0,992	0,04	0	0,47	0,49	0
0,9235	0,9235	0,994	0,06	0	0,52	0,43	0
0,9071	0,9071	0,995	0,12	0	0,68	0,2	0
0,8904	0,8904	0,996	0,16	0	0,84	0	0

Τα αποτελέσματα για διάστημα εμπιστοσύνης 95% είναι:

Μετοχές ΜΕΤΚΑ : 4%

Μετοχές ΠΕΙΡΑΙΩΣ: 47%

Μετοχές ΕΛΛΑΚΤΩΡ : 49%

Πίνακας 43.

Αποτελέσματα Αλγοριθμικής Διαδικασίας με Διάστημα Εμπιστοσύνης, $\alpha=99\%$

VaR	CVaR	Mean	ΜΕΤΚΑ	EURO	PEIR	ΕΛΛΑΚ	ΜΥΤΙΛ
0,9275	0,9275	0,972	0,04	0	0,47	0,49	0
0,9275	0,9275	0,973	0,04	0	0,47	0,49	0
0,9275	0,9275	0,975	0,04	0	0,47	0,49	0
0,9275	0,9275	0,976	0,04	0	0,47	0,49	0
0,9275	0,9275	0,977	0,04	0	0,47	0,49	0
0,9275	0,9275	0,979	0,04	0	0,47	0,49	0
0,9275	0,9275	0,98	0,04	0	0,47	0,49	0
0,9275	0,9275	0,981	0,04	0	0,47	0,49	0
0,9275	0,9275	0,982	0,04	0	0,47	0,49	0
0,9275	0,9275	0,984	0,04	0	0,47	0,49	0
0,9275	0,9275	0,985	0,04	0	0,47	0,49	0
0,9275	0,9275	0,986	0,04	0	0,47	0,49	0
0,9275	0,9275	0,987	0,04	0	0,47	0,49	0
0,9275	0,9275	0,989	0,04	0	0,47	0,49	0
0,9275	0,9275	0,99	0,04	0	0,47	0,49	0
0,9275	0,9275	0,991	0,04	0	0,47	0,49	0
0,9275	0,9275	0,992	0,04	0	0,47	0,49	0
0,9235	0,9235	0,994	0,06	0	0,52	0,43	0
0,9071	0,9071	0,995	0,12	0	0,68	0,2	0
0,8904	0,8904	0,996	0,16	0	0,84	0	0

Τα αποτελέσματα για διάστημα εμπιστοσύνης 99% είναι:

Μετοχές ΜΕΤΚΑ : 4%

Μετοχές ΠΕΙΡΑΙΩΣ: 47%

Μετοχές ΕΛΛΑΚΤΩΡ : 49%

Στον τομέα των μετοχών, όπως είδαμε και στον τομέα δικαιωμάτων ενέργειας, προσπαθούμε να εξασφαλίσουμε το μικρότερο δυνατό ρίσκο που επέρχεται από την επένδυση με διατήρηση παράλληλα ικανοποιητικής απόδοσης του χαρτοφυλακίου.

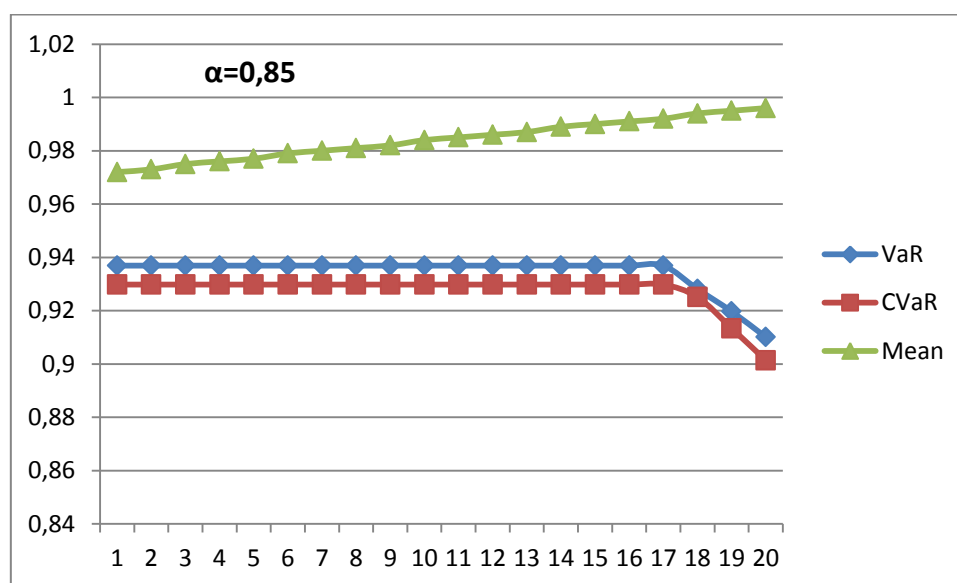
Όσον αφορά το εξεταζόμενο πρόβλημα ακολουθείται η ίδια ακριβώς διαδικασία που αναλύσαμε διεξοδικά στο πρόβλημα δικαιωμάτων ενέργειας. Υπολογίζουμε σε κάθε περίπτωση την απόδοση του χαρτοφυλακίου για δεδομένο ρίσκο. Όπως βλέπουμε στους πίνακες αποτελεσμάτων και στα διαγράμματα για όλα τα διαστήματα εμπιστοσύνης που επιλέχθηκαν, η τιμή Mean είναι μικρότερη της μονάδας το οποίο σημαίνει ότι η απόδοση του χαρτοφυλακίου είναι σε κάθε περίπτωση αρνητική αλλά με την ελάχιστη δυνατή ζημιά.

ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

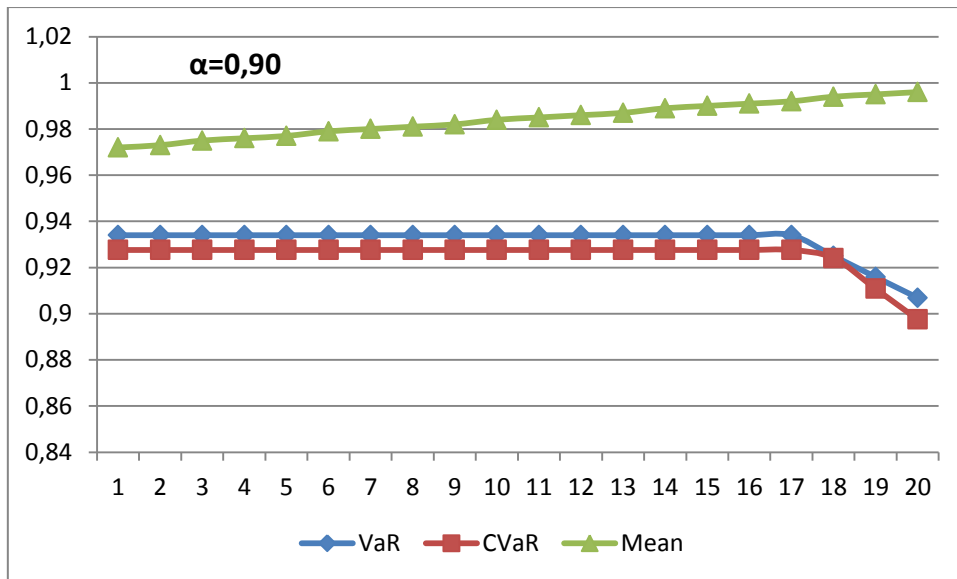
Στο τομέα των μετοχών, όπως και στον τομέα δικαιωμάτων ενέργειας ο υπολογισμός του κινδύνου έχει πολύ μεγάλη σημασία, για να προκύπτουν τα καλύτερα δυνατά αποτελέσματα.

Όσον αφορά το εξεταζόμενο πρόβλημα:

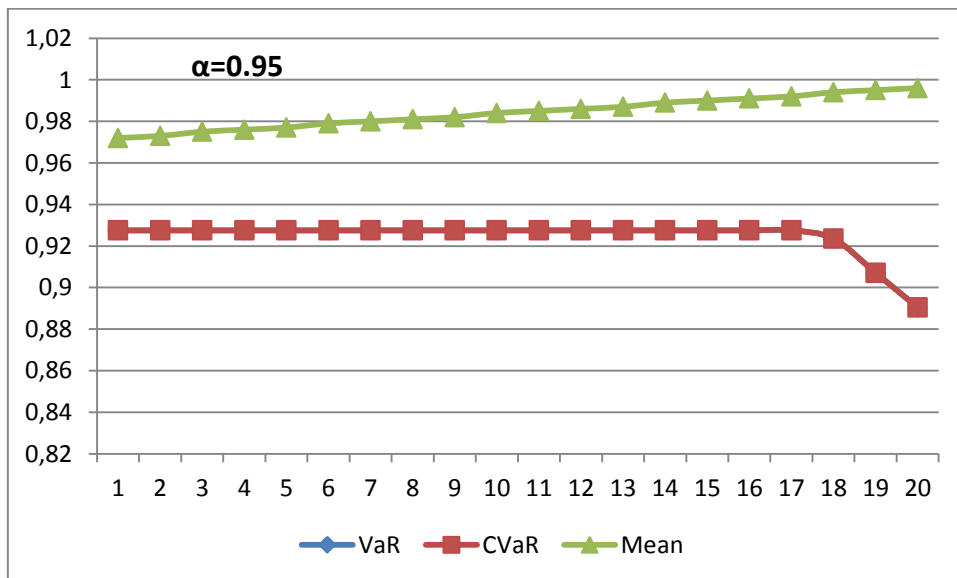
Ακολουθείται η ίδια ακριβώς διαδικασία με το πρόβλημα δικαιωμάτων ενέργειας. Υπολογίζουμε σε κάθε περίπτωση την απόδοση του χαρτοφυλακίου για δεδομένο ρίσκο. Όπως βλέπουμε στους πίνακες αποτελεσμάτων και στα διαγράμματα για όλα τα διαστήματα εμπιστοσύνης που επιλέχθηκαν η τιμή Mean είναι μικρότερη της μονάδας, το οποίο σημαίνει ότι η απόδοση του χαρτοφυλακίου είναι σε κάθε περίπτωση αρνητική, αλλά με την ελάχιστη δυνατή ζημιά.



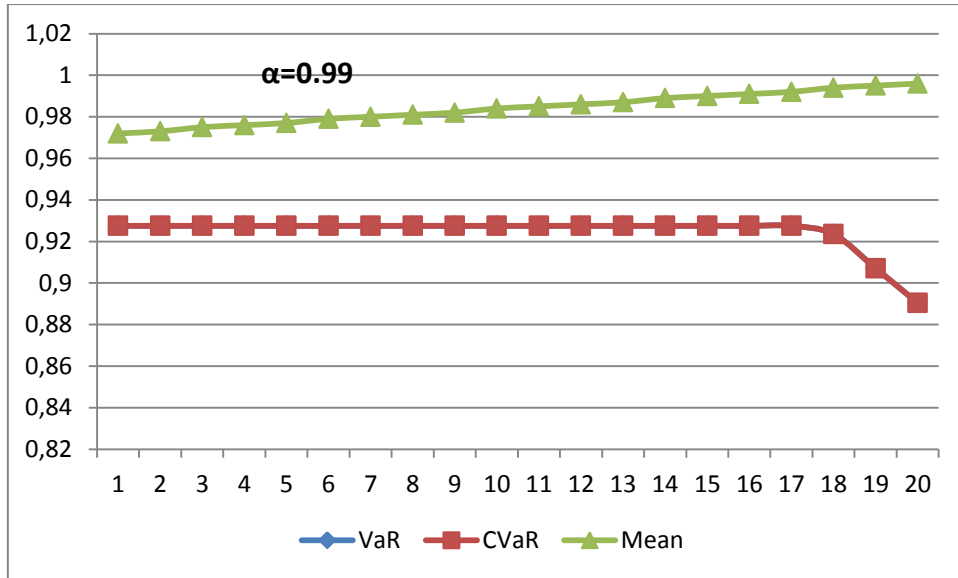
Σχήμα 21. $\alpha=0,85$. Μεταβολή του VaR, CVaR και Mean για τις Διάφορες Περιπτώσεις.



Σχήμα 22. $\alpha=0,90$. Μεταβολή του VaR, CVaR και Mean για τις Διάφορες Περιπτώσεις.



Σχήμα 23. $\alpha=0,95$. Μεταβολή του VaR, CVaR και Mean για τις Διάφορες Περιπτώσεις.



Σχήμα 24. $\alpha=0,99$. Μεταβολή του VaR, CVaR και Mean για τις Διάφορες Περιπτώσεις.

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Α^{[1]-[3]}

ΟΡΙΑΚΗ ΤΙΜΗ ΚΟΜΒΟΥ ΚΑΙ ΣΤΑΘΕΡΑ ΔΙΚΑΙΩΜΑΤΑ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ

Το ζήτημα της δημοπρασίας δικαιωμάτων ενέργειας είναι τόσο πολύπλοκο και πολυεπίπεδο που δεν μπορεί ούτε κατ' ελάχιστο να εξαντληθεί στο πλαίσιο της παρούσας διπλωματικής. Εντούτοις, στο εν λόγω παράρτημα, γίνεται μια απόπειρα ανάλυσης μιας βασικής πτυχής του θέματος αυτή της οριακής τιμής κόμβου, βάσει της οποίας υπολογίζεται η τιμή αγοράς ή πώλησης ισχύος στο ενοποιημένο ηλεκτρικό δίκτυο, και των σταθερών δικαιωμάτων μεταφοράς ισχύος.

ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Η χρέωση λόγω της συμφόρησης των γραμμών μεταφοράς συμβαίνει όταν το σύστημα που εξετάζουμε υπόκειται σε φυσικούς περιορισμούς. Μία εύλογη μέθοδος προσδιορισμού των χρεώσεων μεταφοράς θα πρέπει να παρέχει κάποιο οικονομικό σήμα που να αντανακλά τη χρέωση λόγω των φυσικών περιορισμών που έχει το σύστημα μεταφοράς. Μία επιλογή είναι να βασιστούμε στην *Οριακή Τιμή Κόμβου* (Locational Marginal Price – LMP), όπου η χρέωση εξαιτίας της συμφόρησης μιας γραμμής είναι το γινόμενο της ροής ισχύος κατά μήκος της γραμμής επί τη διαφορά των τιμών μεταξύ των ζυγών που βρίσκονται στα δύο άκρα της γραμμής.

Η χρέωση εξαιτίας της συμφόρησης μιας γραμμής μπορεί να αυξηθεί κατά πολύ σε ορισμένες περιπτώσεις και να δημιουργήσει ζημία για κάποιον συμμετέχοντα στην αγορά. Για να αντιμετωπιστεί αυτός ο κίνδυνος, ο συμμετέχων μπορεί να αγοράσει το δικαίωμα να μεταφέρει ισχύ σε μια γραμμή μεταφοράς, η οποία έχει υποστεί συμφόρηση, σε κάποια συγκεκριμένη τιμή. Αυτό το δικαίωμα ονομάζεται *Σταθερό Δικαίωμα Μεταφοράς* (Firm Transmission Right – FTR). Ο κάτοχος αυτού του δικαιώματος λαμβάνει μία πίστωση που αντισταθμίζει τη χρέωση που προκαλεί η συμφόρηση.

ΟΡΙΑΚΗ ΤΙΜΗ ΚΟΜΒΟΥ – LMP

Η Οριακή Τιμή Κόμβου - LMP είναι το οριακό κόστος για την παροχή μίας επιπλέον μονάδας ηλεκτρικής ισχύος σε ένα συγκεκριμένο ζυγό, λαμβάνοντας υπόψη το οριακό κόστος παραγωγής και τα φυσικά χαρακτηριστικά του συστήματος μεταφοράς. Το LMP δίνεται από τον τύπο:

$$\text{LMP} = \text{Οριακό Κόστος Παραγωγής} + \text{Κόστος Συμφόρησης} + \text{Κόστος Απωλειών} \quad (42)$$

Ουσιαστικά το LMP είναι το πρόσθετο κόστος για να παραχθεί ένα επιπλέον MW σε κάποιο συγκεκριμένο κόμβο. Χρησιμοποιώντας τα LMP, οι Προμηθευτές και οι Παραγωγοί αντιλαμβάνονται το πραγματικό κόστος της διανομής ενέργειας σε ένα σύστημα μεταφοράς. Διαφορές στις τιμές των LMP εμφανίζονται όταν υπάρχει συμφόρηση στις γραμμές μεταφοράς. Αν αμελήσουμε τις απώλειες και αν οι περιορισμοί των γραμμών μεταφοράς δεν εμφανίζονται στο πρόγραμμα βελτιστοποίησης ή αν τα όρια των γραμμών μεταφοράς θεωρηθούν πολύ μεγάλα, τα LMP έχουν την ίδια τιμή σε όλους τους ζυγούς και αυτό είναι το οριακό κόστος της πιο ακριβής γεννήτριας (οριακή μονάδα) σύμφωνα με την κατανομή που έχει γίνει. Αν όμως μία γραμμή έχει υποστεί συμφόρηση, τα LMP θα διαφέρουν από ζυγό σε ζυγό ή από ζώνη σε ζώνη, γεγονός το οποίο μπορεί να προκαλέσει χρεώσεις εξαιτίας της συμφόρησης.

ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΤΩΝ LMP ΣΤΟΝ ΚΑΘΟΡΙΣΜΟ ΟΡΙΩΝ ΤΩΝ ΖΩΝΩΝ

Οι Ζώνες Μεταφοράς (Transmission Zones) μπορούν να καθοριστούν με βάση τα LMP. Σε κάθε ζώνη, τα LMP έχουν τιμές κοντινές μεταξύ τους. Οι διαφορές στις οριακές τιμές σε περιπτώσεις όπου έχουμε συμφόρηση καθορίζουν τα όρια των ζωνών, γεγονός που δείχνει ότι ο καθορισμός των ζωνών έχει οικονομικά αλλά και φυσικά χαρακτηριστικά.

Αρχικά, τα όρια των ζωνών μπορούν να καθοριστούν με βάση παλαιότερες τιμές των LMP σε διαφορετικούς κόμβους του συστήματος ή ισοδύναμα, με βάση την εμπειρία μπορούν να προσδιοριστούν οι γραμμές στις οποίες αναμένεται να υπάρξει συμφόρηση. Αργότερα αυτές οι αρχικές ζώνες μπορούν να αλλάξουν (να συγχωνευτούν ή να χωριστούν περαιτέρω) με βάση τις καινούριες τιμές των LMP.

Επειδή όλοι οι κόμβοι σε μία συγκεκριμένη ζώνη έχουν παρόμοιες οριακές τιμές, μπορούν να συναθροιστούν και να θεωρηθούν σαν ένας κόμβος. Η Μέση Οριακή Τιμή Κόμβου (Average Locational Marginal Price - ALMP) αντιπροσωπεύει την τιμή κάθε ζώνης. Το ALMP σε κάθε ζώνη είναι το μέσο LMP όλων των κόμβων που ανήκουν σε αυτή τη ζώνη.

ΣΤΑΘΕΡΑ ΔΙΚΑΙΩΜΑΤΑ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ – FTR

Το Σταθερό Δικαίωμα Μεταφοράς (Firm Transmission Right – FTR) είναι δικαίωμα το οποίο αγοράζεται ώστε να αντισταθμίσει τις χρεώσεις εξαιτίας της συμφόρησης που συμβαίνει στις γραμμές μεταφοράς. Παρέχει στους κατόχους του το δικαίωμα να μεταφέρουν μία ποσότητα ισχύος μέσω μιας γραμμής μεταφοράς όπου υπάρχει συμφόρηση, σε μία συγκεκριμένη τιμή.

Οι συμμετέχοντες στην αγορά πληρώνουν τις χρεώσεις εξαιτίας της συμφόρησης με βάση τις διαφορές στα LMP. Αυτές οι χρεώσεις συμβαίνουν όταν η ζήτηση ισχύος μιας γραμμής μεταφοράς είναι μεγαλύτερη από τη μέγιστη ισχύ που μπορεί να μεταφερθεί μέσω αυτών των γραμμών. Σε περιπτώσεις που έχουμε συμφόρηση, ο κάθε συμμετέχων χρεώνεται αυτή τη συμφόρηση με βάση την τιμή της μεγαβατώρας που έχει παραχθεί για να εξυπηρετήσει το φορτίο. Η χρέωση θα γίνει με βάση την ποσότητας ενέργειας που μεταφέρεται και τη διαφορά στις τιμές των LMP μεταξύ του σημείου έγχυσης και του σημείου εξαγωγής της ισχύος.

Κάθε κάτοχος FTR λαμβάνει μία πίστωση κάθε ώρα που υπάρχει συμφόρηση που είναι ανάλογη με την αξία του FTR. Ο καταμερισμός αυτών των πιστώσεων βασίζεται σε επιλεγόμενους σχεδιασμούς, ενώ οι χρεώσεις εξαιτίας της συμφόρησης βασίζονται στις πραγματικές ροές. Από τα FTR, υπολογίζεται η συνολική πίστωση εξαιτίας της συμφόρησης και συγκρίνεται με τη συνολική χρέωση εξαιτίας της συμφόρησης, που βασίζεται στο κόστος των ανακατανομισμένων παραγωγών κάθε ώρας.

Εάν κάποιος συμμετέχων στην αγορά δεν κατέχει FTR και δεν μπορούν να γίνουν αλλαγές στο συμβόλαιό του, θα επιβαρυνθεί με κάποια χρέωση που συμβαίνει λόγω της συμφόρησης και δεν θα έχει κάποιο μηχανισμό ώστε να αντισταθμίσει αυτή τη χρέωση. Από την άλλη μεριά, οι κάτοχοι των FTR θα λάβουν πίστωση που αντισταθμίζει τη χρέωση για κάποια συγκεκριμένη γραμμή. Αυτή η πίστωση υπολογίζεται ως εξής:

$$\text{Πίστωση FTR (FTR credit)} = \text{ποσότητα FTR} * (\text{LMP1} - \text{LMP2}) \quad (43)$$

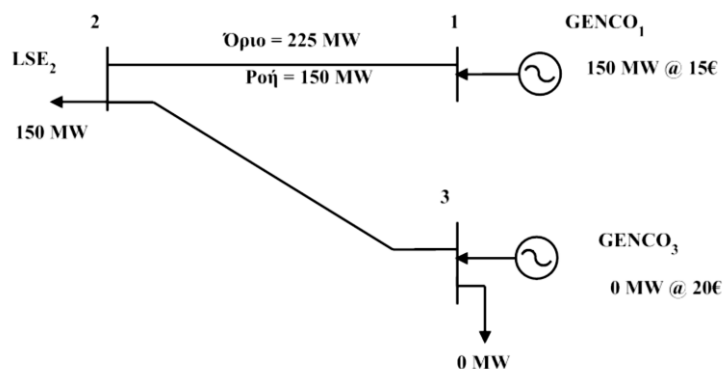
Παρόλο που τα FTR λειτουργούν ως οικονομικά μέσα για να αντισταθμιστεί το ρίσκο που σχετίζεται με τη συμφόρηση στις γραμμές μεταφοράς, έχουν πλεονέκτημα μόνο όταν η επιλεγόμενη κατεύθυνση συμπίπτει με τη ροή που υπάρχει στη γραμμή που έχει υποστεί συμφόρηση (γεγονός που δείχνει ότι το LMP στο σημείο εξαγωγής της ισχύος είναι μεγαλύτερο από το LMP στο σημείο έγχυσής της). Είναι πιθανό ο κάτοχος του FTR να

χρειαστεί να πληρώσει για την κατοχή αυτού του FTR όταν το LMP στον κόμβο εξαγωγής είναι μεγαλύτερο από το LMP στον κόμβο έγχυσης της ισχύος. Σε αυτή την περίπτωση, η χρέωση ισούται με την τιμή της μεμβατώρας του FTR πολλαπλασιασμένη με τη διαφορά αυτών των δύο LMP.

Επομένως, είναι σημαντικό οι κάτοχοι των FTR να μπορούν να εκτιμήσουν τα οφέλη ή τη ζημία πριν προβούν στην απόκτηση αυτών των δικαιωμάτων.

FTR ΣΕ ΠΕΡΙΠΤΩΣΕΙΣ ΧΩΡΙΣ ΣΥΜΦΟΡΗΣΗ

Ο Προμηθευτής (Load Serving Entity –LSE) στον κόμβο 2 έχει ετήσιο φορτίο αιχμής 300 MW και έχει συνάψει συμβόλαιο 225 MW με την Εταιρία Παραγωγής 1 (GENCO1) και 135 MW με την Εταιρία Παραγωγής 3 (GENCO 3). Επειδή η ροή στο Σύστημα είναι κυρίως από τον ζυγό 1 στον 2, ο Προμηθευτής έχει αποκτήσει ένα FTR 225 MW από τον 1 στον 2 ώστε να προστατευτεί από ενδεχόμενη συμφόρηση στη γραμμή 1-2. Το σχήμα Π1 δείχνει το Σύστημα για μία συγκεκριμένη ώρα (όταν το φορτίο στον κόμβο 2 είναι 150 MW), μία συγκεκριμένη ημέρα όπου δεν υπάρχει συμφόρηση. Η ακριβότερη Γεννήτρια (GENCO1) θέτει την τιμή στα 15€/MWh.



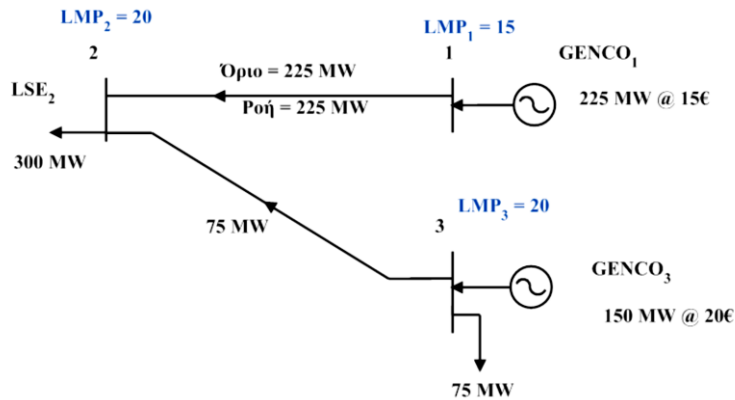
Σχήμα Π1. Σύστημα Χωρίς Συμφόρηση.

FTR ΚΑΙ ΚΕΡΔΟΣ ΣΕ ΠΕΡΙΠΤΩΣΕΙΣ ΜΕ ΣΥΜΦΟΡΗΣΗ

Το σχήμα Π2 δείχνει το σύστημα του προηγούμενου παραδείγματος για κάποια συγκεκριμένη ώρα μίας καλοκαιρινής ημέρας όπου το φορτίο στο ζυγό 2 φτάνει σε ώρα αιχμής τα 300 MW. Στη γραμμή 1-2 υπάρχει συμφόρηση. Το επιπρόσθετο φορτίο δεν μπορεί να καλυφθεί από την παραγωγή της GENCO1, επομένως χρειάζεται και επιπλέον παραγωγή από τη GENCO3, γεγονός που κάνει το σύστημα οικονομικά ασύμφορο. Τα LMP στους κόμβους 2 και 3 παίρνουν μεγαλύτερες τιμές από το LMP του κόμβου 1, δημιουργώντας χρεώσεις εξαιτίας της συμφόρησης. Η τιμή της χρέωσης βασίζεται στην ποσότητα της παραγωγής που χρησιμοποιείται για να καλύψει το φορτίο. Σε αυτή την περίπτωση, 225 MWh παραγωγής από τη GENCO1 και 75MWh παραγωγής από τη GENCO3 χρησιμοποιούνται για να καλύψουν το φορτίο των 300 MWh. Η χρέωση εξαιτίας της συμφόρησης υπολογίζεται πολλαπλασιάζοντας την παραγωγή με τη διαφορά μεταξύ των LMP των δύο κόμβων:

$$\begin{aligned} \text{Γραμμή 1-2: Χρέωση εξαιτίας της Συμφόρησης} &= 225 \text{ MWh} * (20 - 15) \\ & \text{€/MWh} = 1125\text{€} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Γραμμή 3-2: Χρέωση εξαιτίας της Συμφόρησης} &= 75 \text{ MWh} * (20 - 20) \\ & \text{€/MWh} = 0 \text{€} \end{aligned}$$



Σχήμα Π2. Σύστημα με Συμφόρηση.

Επειδή ο Προμηθευτής στον κόμβο 2 έχει αποκτήσει ένα FTR για 225 MW που αφορά τη γραμμή 1-2 και επειδή η ροή είναι 225 MW, οι καταναλωτές στον κόμβο 2 θα αποζημιωθούν με την πίστωση εξαιτίας της συμφόρησης. Η πίστωση εξαιτίας της συμφόρησης υπολογίζεται πολλαπλασιάζοντας τα FTR (σε MW) επί τη διαφορά των LMP μεταξύ των 2 ζυγών. Επομένως:

$$\text{Γραμμή 1-2 : Πίστωση εξαιτίας της συμφόρησης} = 225 \text{ MWh} * (20-15) \\ \text{€/MWh} = 1125 \text{ €}$$

Τα καθαρά κέρδη ύστερα και από τη χορήγηση της πίστωσης είναι:

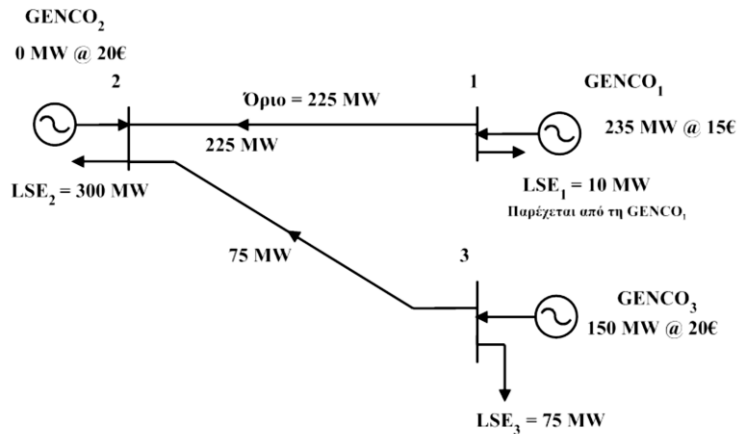
$$\text{Καθαρό Κέρδος} = \text{Χρέωση εξαιτίας της συμφόρησης} - \text{Πίστωση εξαιτίας} \\ \text{της συμφόρησης} = 1125 \text{ €} - 1125 \text{ €} = 0 \text{ €}$$

FTR ΚΑΙ ΖΗΜΙΑ ΣΕ ΠΕΡΙΠΤΩΣΕΙΣ ΜΕ ΣΥΜΦΟΡΗΣΗ

Στο Σύστημα που φαίνεται στο Σχήμα Π3 υποθέτουμε ότι ο Προμηθευτής στον κόμβο 1 (LSE1) έχει συνάψει συμβόλαιο 10MW με τη Γεννήτρια στον κόμβο 2 (GENCO2) για 20€/MWh και έχει αποκτήσει FTR 10MW για μεταφορά ισχύος από τον κόμβο 2 στον κόμβο 1. Μία ημέρα πριν την προγραμματισμένη συναλλαγή, ο Προμηθευτής αποφασίζει να τροφοδοτήσει το φορτίο του η Γεννήτρια στον κόμβο 1 (GENCO1) αντί η Γεννήτρια 2. Ο Προμηθευτής δε λαμβάνει την ενέργεια από την προκαθορισμένη κατεύθυνση (από τον κόμβο 2 στον 1) και επομένως δε λαμβάνει κάποια πίστωση εξαιτίας της συμφόρησης. Ανεξάρτητα όμως με το πώς γίνεται η προμήθεια της ενέργειας, ο Καταναλωτής έχει αγοράσει FTR 10MW για μεταφορά ενέργειας από τον κόμβο 2 στον 1. Επομένως ισχύει:

$$\text{Πίστωση FTR} = 10 \text{ MWh} * (15 - 20) \text{ €/MWh} = -50 \text{ €}$$

Αυτό έχει ως αποτέλεσμα ο Προμηθευτής στον κόμβο 1 να πληρώσει 50€ για τη συγκεκριμένη ώρα επειδή η τιμή στον κόμβο εξαγωγής είναι μικρότερη από την τιμή στον κόμβο έγχυσης. Παρατηρούμε συνεπώς ότι σε αυτή την περίπτωση το FTR επιφέρει ζημία στον κάτοχό του.



Σχήμα Π3. Απεικόνιση Συστήματος Όπου το FTR Αποφέρει Ζημία.

ΔΗΜΟΠΡΑΣΙΑ ΤΩΝ FTRs

Για να εξασφαλιστεί η διαθεσιμότητα των FTRs σε όλους τους συμμετέχοντες σε μια μη διακριτική βάση, θα πρέπει να υπάρχει ένας μηχανισμός που να επιτρέπει στους χρήστες του δικτύου να αγοράζουν, πωλούν και ανταλλάσσουν FTRs. Αυτός ο μηχανισμός είναι εγγυημένος με τη διεξαγωγή μια δημοπρασίας για τα δικαιώματα αυτά. Η διαπραγμάτευση των δικαιωμάτων αυτών στις δευτερογενείς αγορές μπορεί να δημιουργήσει μακροπρόθεσμα δικαιώματα μετάδοσης και μειώσει την εμπορική αβεβαιότητα.

Η δημοπρασία των FTRs λειτουργεί ως κεντρική δημοπρασία στην οποία οι συμμετέχοντες στην αγορά να υποβάλουν τις προσφορές τους για την αγορά και την πώληση των FTRs. Η δημοπρασία διεξάγεται είτε από τον ΑΔΣ είτε από κάποιον δημοπράτη που ορίζεται από τον ΑΔΣ. Ο κύριος στόχος της δημοπρασίας FTRs απευθύνεται στο ερώτημα: *Πώς θα πρέπει να ρυθμιστούν ή να χορηγούνται τα FTRs για τη μεγιστοποίηση των εσόδων που προέρχονται από τη δημοπρασία διατηρώντας παράλληλα το σύστημα εντός των ορίων;*

Με βάση τις προσφορές, ο ΑΔΣ καθορίζει τα LMPs και είτε αγοράζει και πωλεί ενέργεια σε αυτές τις τιμές είτε επιβαρύνει αυτές τις τιμές με τις γεωγραφικές διαφορές για τη μεταφορά ισχύος από τη μία τοποθεσία στην άλλη. Οι διαφορές στα LMPs είναι αντανάκλασεις του κόστους συμφόρησης και των τελών μεταφοράς των χρεώσεων με βάση αυτές τις γεωγραφικές διαφορές. Το σύνολο πληρωμών συμφόρησης που εισπράττει από τον ΑΔΣ για την πραγματική χρήση του συστήματος πρέπει πάντα να είναι τουλάχιστον τόσο μεγάλο όσο οι πληρωμές συμφόρησης στους κατόχους FTR προκειμένου να δημιουργούνται επαρκή έσοδα για το σύστημα και να αντισταθμίζονται οι χρεώσεις του ΑΔΣ. Τα FTRs που πωλούνται μέσω διμερών συμβάσεων και δεν προσφέρονται για πώληση στη δημοπρασία αντιπροσωπεύονται ως γεννήτριες ή φορτία στα σημεία της έγχυσης και απορρόφησης ενέργειας. Κάθε πωλητής FTR μπορεί να προσφέρει οποιοδήποτε ποσοστό των FTR του για πώληση, με το υπόλοιπο να θεωρείται ως το βασικό σενάριο (*Base Case*). Κατά τη δημοπρασία, ο ζυγός αναφοράς πρέπει να προσδιορίζονται από τον ΑΔΣ. Η τιμή εκκαθάρισης της αγοράς (MCP) για κάθε FTR στη δημοπρασία βασίζεται στο χαμηλότερη νικητήρια προσφορά που γίνεται στη δημοπρασία για το συγκεκριμένο FTR. Η δημοπρασία παρέχει στους συμμετέχοντες στην αγορά ευκαιρίες για αγορά FTRs που δεν θα είναι διαθέσιμα μέσω διμερών συναλλαγών στην δευτερογενή αγορά. Στη δημοπρασία, LSEs (Load Serving Entities) συναλλάσσουν FTRs ως αποτέλεσμα των διακυμάνσεων του φορτίου.

Ο στόχος του ΑΔΣ είναι να μεγιστοποιήσει τα έσοδα από τα FTRs διατηρώντας παράλληλα το σύστημα εντός των ορίων όταν όλα τα FTRs υπάρχουν ταυτόχρονα στο σύστημα. Κάθε FTR μπορεί να προέρχονται από ένα μόνο ζυγό ή πολλαπλούς ζυγούς. Οι κάτοχοι FTR μπορούν να πωλούν τα FTRs τους εν μέρει ή εξ ολοκλήρου σε μια δευτερογενή αγορά (όπως οι διμερείς συμβάσεις) και οι διάφοροι συμμετέχοντες στην αγορά μπορούν να αγοράζουν και να πωλούν FTRs μέσω της δημοπρασίας. Από την άλλη πλευρά, η δημοπρασία μπορεί να θεωρηθεί ως βραχυπρόθεσμη αναμόρφωση των FTRs σε περίπτωση που ένας συμμετέχων μπορεί να αποκτήσει ένα FTR διαφορετικό από εκείνο που προσφέρεται στη δημοπρασία. Παρόλο που τα FTRs που αποκτήθηκαν σε δημοπρασία είναι αποτελεσματικά για μικρότερο χρονικό διάστημα από ό,τι εκείνα που αποκτήθηκαν από μια εταιρία δικαιωμάτων μεταφοράς, εξακολουθούν να αντισταθμίζουν συμφόρηση παρόμοια με τα FTRs της εταιρίας δικαιωμάτων μεταφοράς.

Υπάρχουν τέσσερις τρόποι για να αποκτήσει κανείς FTRs:

- I. Τα δίκτυα υπηρεσιών για την εξυπηρέτηση μπορούν να αποκτήσουν FTRs από την αξία των φορτίων αιχμής τους των πόρων χωρητικότητας μέχρι την αξία του συνολικού φορτίου τους,
- II. Οι εταιρείες point-to-point εξυπηρέτησης πελατών αποκτούν FTRs από την πηγή στον προορισμό,
- III. Τα FTRs μπορούν να ανταλλάσσονται κάθε μήνα μέσω της δημοπρασία που διενεργήθηκε από τον ΑΔΣ ή το δημοπράτη που ορίστηκε από τον ΑΔΣ,
- IV. Οι κάτοχοι των FTR μπορούν να συναλλάσσονται με τους άλλους συμμετέχοντες στην αγορά στις δευτερογενείς αγορές (διμερείς συναλλαγές) χωρίς να συμμετέχουν στη δημοπρασία των FTRs.

Για να αγοραστεί ένα συγκεκριμένο FTR στη δημοπρασία, οι υποψήφιοι παρέχουν τις ακόλουθες πληροφορίες: μέγιστο ποσό του FTR που ο προσφέρων είναι διατεθειμένος να πληρώσει για να το αποκτήσει, τιμή αγοράς, και τα σημεία έγχυσης και απορρόφησης. Για να πωληθεί ένα συγκεκριμένο FTR, οι υποψήφιοι παρέχουν τις ακόλουθες πληροφορίες: μέγιστο ποσό της FTR που ο προσφέρων είναι διατεθειμένος να πληρωθεί για να το πουλήσει, τιμή πώλησης, και τα σημεία έγχυσης και απορρόφησης.

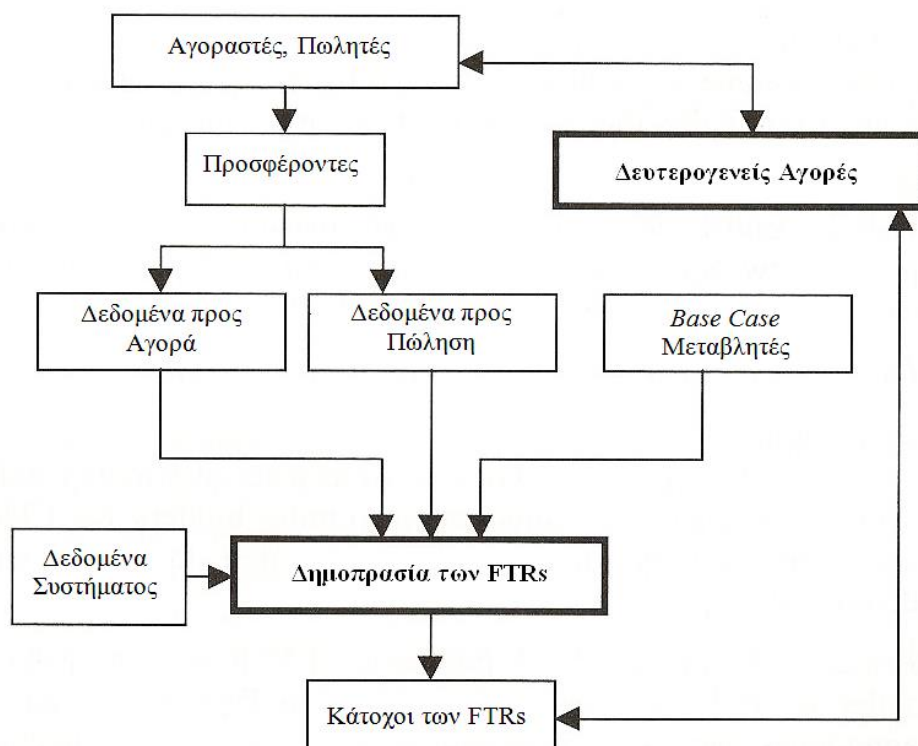
Η σύνθεση της δημοπρασίας εντοπίζει πιθανές συμβάσεις και αποφασίζει ποιες συμβάσεις θα μεγιστοποιήσουν τα έσοδα για τη χρήση του δικτύου μεταφοράς. Για να διασφαλιστεί ότι το σύστημα είναι ταυτόχρονα εφικτό, η *Base Case* πρέπει επίσης να ληφθεί υπόψη. Η *Base Case*, μεταξύ άλλων, είναι η κατάσταση όπου κάποιο από τα FTRs που συμμετάσχουν στη δημοπρασία ως σταθερές τιμές. Τα FTRs που δεν εισέρχονται στην δημοπρασία θεωρούνται ως *Base Case* φορτία και γεννήτριες. Όταν λαμβάνει χώρα ο πλειστηριασμός, οι *Base Case* μεταβλητές θα πρέπει να εκπροσωπούνται στις εξισώσεις του συστήματος. Κάθε νέα FTR διαμορφώνεται ως έγχυση ή απορρόφηση στους αντίστοιχους ζυγούς, ενώ και για μια διακοπή, οι εξισώσεις που αντιπροσωπεύουν την έγχυση ή την απορρόφηση των FTR θα πρέπει να τροποποιηθούν.

Το πρόβλημα της δημοπρασίας των FTRs μπορεί να περιγραφεί ως εξής: ο καθορισμός του συνδυασμού FTRs με την υψηλότερη δυνατή αξία, που πρόκειται να δημοπρατηθεί, όπως κρίνεται από τις προσφορές που όμως είναι ταυτόχρονα εφικτές, λαμβάνοντας υπόψη τους περιορισμούς μετάδοσης, τις *Base Case* μεταβλητές, τις εξισώσεις ισορροπίας ροής φορτίου και τους περιορισμούς των FTRs.

Οι τιμές αγοράς των FTRs θεωρούνται αλληλένδετες, επειδή η τιμή του κάθε FTR καθορίζεται από το οριακά απελευθερωμένο FTR (προσφορά). Το οριακά μετατοπισμένο FTR είναι το πιο πολύτιμο FTR που δεν μπορεί να δημοπρατηθεί διότι δεν θα ήταν συγχρόνως εφικτό. Τα καθαρά έσοδα από τη δημοπρασία θα διατεθούν από τον ΑΔΣ στους

ιδιοκτήτες μεταφοράς ενέργειας με βάση κάποιο συγκεκριμένο κριτήριο. Οι περιορισμοί ισότητας που χρησιμοποιούνται στη δημοπρασία αντιπροσωπεύεται από ένα σύστημα εξισώσεων με τρεις συνιστώσες: τη *Base Case*, τα FTRs που πρόκειται να αγοραστούν και τα FTRs που να προσφέρονται για πώληση.

Η διαδικασία μέσω της οποίας πωλούνται και αγοράζονται τα διάφορα FTRs στη δημοπρασία φαίνονται στο Σχήμα Π4, όπου αγοραστές και πωλητές μπορούν να συνάψουν διμερή συμβόλαια μέσω των δευτερογενών αγορών πριν την έναρξη ή μετά το πέρας της δημοπρασίας.



Σχήμα Π4. Η Διαδικασία της Δημοπρασίας των FTRs.

Όπως φαίνεται, το πρώτο βήμα στη δημοπρασία είναι ότι οι υποψήφιοι περνούν τα δεδομένα τους στον ΑΔΣ ή έναν δημοπράτη που αντικαθιστά τον ΑΔΣ. Τα στοιχεία περιλαμβάνουν κυρίως προσφορές αγοράς και πώλησης, ή την ελάχιστη και μέγιστη τιμή σε MW των FTRs για πώληση ή αγορά και τις τιμές τους, καθώς και τα σημεία της έγχυσης και απορρόφησης. Επίσης, οι *Base Case* μεταβλητές θα πρέπει να δοθούν στον ΑΔΣ ή το διοργανωτή της δημοπρασίας. Μαζί με αυτά τα δεδομένα δίνονται και οι παράμετροι του συστήματος, όπως τα χαρακτηριστικά και τα όρια της γραμμής. Ο ζυγός αναφοράς θα πρέπει να προσδιοριστεί στη δημοπρασία. Μόλις οι κάτοχοι των FTR προσδιοριστούν από τη δημοπρασία, τότε μπορούν να πουλήσουν, να αγοράσουν ή να ανταλλάξουν FTRs μέσα από τις δευτερογενείς αγορές.

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Β ^{[24]-[25]}

ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗΣ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ ΜΕ ΧΡΗΣΗ ΤΟΥ GAMS

ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Το GAMS σχεδιάζεται για την ανάλυση γραμμικών, μη γραμμικών εφαρμογών αλλά και μικτών προβλημάτων βελτιστοποίησης ακέραιων αριθμών. Το σύστημα είναι ιδιαίτερα χρήσιμο για μεγάλα και πολυσύνθετα προβλήματα. Επιτρέπει στο χρήστη να επικεντρωθεί στο πρόβλημα του μοντέλου με το να καταστήσει την οργάνωσή του απλή. Ο χρήστης μπορεί να αλλάξει τη διατύπωση γρήγορα και εύκολα μετατρέποντας ένα γραμμικό πρόβλημα σε μη γραμμικό χωρίς μεγάλη δυσκολία. Με το GAMS ο χρήστης δεν χρειάζεται να σκεφτεί για τα καθαρώς τεχνικά προβλήματα όπως οι υπολογισμοί διευθύνσεων, οι αναθέσεις αποθήκευσης, ο σύνδεσμος υπορουτίνων, και ο έλεγχος εισόδου-εξόδου. Έτσι αυξάνεται ο διαθέσιμος χρόνος για να κατανοήσει την επεξεργασία του μοντέλου και την ανάλυση των αποτελεσμάτων. Η γλώσσα που χρησιμοποιεί το GAMS είναι τυπικά παρόμοια με τις συνήθως χρησιμοποιημένες γλώσσες προγραμματισμού. Είναι επομένως οικία σε καθένα που έχει κάποια επαφή με τον προγραμματισμό.

Χρησιμοποιώντας το GAMS, τα στοιχεία εισάγονται μόνο μια φορά με τη γνωστή μορφή καταλόγων και πινάκων. Όλοι οι περιορισμοί του προβλήματος εισάγονται σε μια δήλωση και το GAMS παράγει αυτόματα περιορισμό για κάθε εξίσωση και αφήνει το χρήστη να κάνει τις εξαιρέσεις σε περιπτώσεις όπου η γενικότητα δεν επιδιώκεται. Η θέση και ο τύπος λαθών επισημαίνονται προτού να επιχειρηθεί η λύση.

ΒΑΣΙΚΕΣ ΑΡΧΕΣ ΤΟΥ GAMS

Ο σχεδιασμός στο GAMS έχει ενσωματώσει τις έννοιες που προέρχονται από τη θεωρία βάσεων δεδομένων και το μαθηματικό προγραμματισμό και προσπαθεί να συγχωνεύσει αυτές τις ιδέες να ανταποκριθούν στις ανάγκες των σχεδιασμών των μοντέλων. Η σχετική θεωρία βάσεων δεδομένων παρέχει ένα δομημένο πλαίσιο για τις γενικές ικανότητες οργάνωσης και μετασχηματισμού των στοιχείων του μοντέλου και σε συνδυασμό με το μαθηματικό προγραμματισμό που προσφέρει ποικίλες μεθόδους βοηθούν στο να επιλύονται δύσκολα προβλήματα. Παρακάτω παρουσιάζονται βασικές αρχές που χρησιμοποιήθηκαν στο σχεδιασμό του συστήματος:

Όλες οι υπάρχουσες αλγοριθμικές μέθοδοι πρέπει να χρησιμοποιούνται χωρίς αλλαγή στο μοντέλο από το χρήστη. Η εισαγωγή νέων μεθόδων ή νέων εφαρμογών πρέπει να είναι δυνατή χωρίς αλλαγές στα υπάρχοντα πρότυπα.

Το πρόβλημα βελτιστοποίησης πρέπει να είναι σαφές ανεξάρτητα από τα στοιχεία που χρησιμοποιεί. Ο χωρισμός της λογικής και των στοιχείων σε ένα πρόβλημα αυξάνει το μέγεθος χωρίς να προκαλεί αύξηση στην πολυπλοκότητα.

Η χρήση του σχετικού προτύπου δεδομένων απαιτεί την κατανομή των πόρων του υπολογιστή να είναι αυτοματοποιημένη. Αυτό σημαίνει ότι τα μεγάλα και σύνθετα μοντέλα μπορούν να κατασκευαστούν χωρίς ο χρήστης να απασχολείται με λεπτομέρειες όπως αυτές της αποθήκευσης και της ταξινόμησης.

Το σύστημα GAMS σχεδιάζεται έτσι ώστε τα μοντέλα να λύνονται με διαφορετικούς τύπους υπολογιστών. Ένα μοντέλο που αναπτύσσεται σε έναν μικρό προσωπικό υπολογιστή μπορεί αργότερα να λυθεί σε έναν μεγάλο κεντρικό υπολογιστή. Έτσι ο αρχικός σχεδιαστής του μοντέλου μπορεί να αναπτύξει ένα πρότυπο που χρησιμοποιείται αργότερα από άλλους

χρήστες, οι οποίοι μπορούν φυσικά να είναι μακριά απ' αυτόν. Το GAMS λοιπόν περιέχει όλα τα στοιχεία και τις λογικές προδιαγραφές που απαιτούνται για να λύσουν οποιοδήποτε εφαρμογή.

ΔΟΜΗ ΕΝΟΣ ΜΟΝΤΕΛΟΥ ΣΤΟ GAMS

Στην παράγραφο αυτή παρουσιάζεται μια πρώτη ματιά στη δομή της γλώσσας GAMS και των συστατικών της. Πρέπει να υπογραμμιστεί ότι το GAMS είναι μια γλώσσα προγραμματισμού και τα προγράμματα πρέπει να γράφονται σ' αυτή τη γλώσσα για να μπορούν να «τρέξουν». Όταν το GAMS «τρέχει», το αρχείο που περιέχει το πρόγραμμα (το αρχείο input), υποβάλλεται σε επεξεργασία. Τα αποτελέσματα της επεξεργασίας αποθηκεύονται στο αρχείο (output), και μπορούν να επιθεωρηθούν με έναν συντάκτη κειμένων (text editor). Σε πολλές μηχανές μερικές γραμμές εμφανίζονται στην οθόνη ενώ τρέχει το GAMS, που κρατούν το χρήστη ενήμερο για την πρόοδο και τα πιθανά λάθη που παρουσιάζονται. Αλλά είναι ευθύνη του χρήστη να επιθεωρήσει το αρχείο output για να δει προσεκτικά τα αποτελέσματα και να εντοπίσει οποιαδήποτε λάθη.

Στον πίνακα 5.1 φαίνονται τα βασικά συστατικά που αποτελούν τη δομή οποιουδήποτε μοντέλου του GAMS.

Στην δομή του μοντέλου υπάρχουν προαιρετικά στοιχεία εισαγωγής όπως η επεξεργασία ελέγχου για λανθασμένα δεδομένα και η προσαρμογή των αιτημάτων του χρήστη στις εκθέσεις ή αναφορές των αποτελεσμάτων. Άλλα εξειδικευμένα προαιρετικά χαρακτηριστικά περιλαμβάνουν την αποθήκευση και αποκατάσταση παλαιών μοντέλων και τη δημιουργία πολλαπλών εφαρμογών να «τρέχουν» σε μια.

Πίνακας 44

Τα βασικά στοιχεία του συστήματος GAMS

Inputs:		Outputs:
Sets		Echo Print
	Declaration	Reference Maps
	Assignment of members	Equation Listings
Data (Parameters, Tables, Scalars)		Status Reports
	Declaration	Results
	Assignment of values	
Variables		
	Declaration	
	Assignment of type	
Assignment of bounds and/or initial values (optional)		
Equations		
	Declaration	
	Definition	
Model and Solve statements		
Display statement (optional)		

Η δημιουργία οντοτήτων στο GAMS περιλαμβάνει δύο βήματα: μια δήλωση (declaration) και μια ανάθεση (assignment) ή καθορισμός, όπως και στις τυπικές γλώσσες

προγραμματισμού. Στην περίπτωση των εξισώσεων, πρέπει να γίνεται δήλωση και ανάθεση σε ξεχωριστές δηλώσεις στο GAMS. Για όλες τις άλλες οντότητες του GAMS, ωστόσο, υπάρχει η επιλογή των δηλώσεων και αναθέσεων στην ίδια δήλωση ή χωριστά.

Τα ονόματα που δίνονται στις οντότητες του μοντέλου πρέπει να αρχίζουν με γράμμα και μπορούν να ακολουθηθούν μέχρι και τριάντα οποιοδήποτε χαρακτήρες ή ψηφία.

Τα προγράμματα στο GAMS αποτελούνται από μια ή περισσότερες δηλώσεις (statements) που καθορίζουν τις δομές δεδομένων, αρχικές τιμές, τροποποιήσεις στοιχείων, και εξισώσεις (equations). Τα σύμβολα πρέπει να δηλώνονται προτού χρησιμοποιηθούν και να έχουν οριστεί οι τιμές τους προτού οριστούν στις δηλώσεις ανάθεσης (assignment statements). Κάθε δήλωση ακολουθείται από ένα ελληνικό ερωτηματικό (;) (semicolon) εκτός από την τελευταία δήλωση, όπου το (;) είναι προαιρετικό.

ΤΑΞΙΝΟΜΗΣΗ ΤΩΝ ΜΟΝΤΕΛΩΝ

Με το GAMS μπορούν να λυθούν διάφοροι τύποι προβλημάτων. Οι τύποι αυτοί παρουσιάζονται στο πίνακα 45. Σημαντικό είναι να γνωρίζουμε το τύπο του προβλήματος προτού επιχειρηθεί η λύση. Το GAMS έχει τη δυνατότητα να ελέγχει το μοντέλο στην επιλογή του τύπου του προβλήματος που σκέφτεται να χρησιμοποιήσει ο χρήστης και εμφανίζει επεξηγηματικά μηνύματα εάν ανακαλύπτει κακό συνδυασμό στην εφαρμογή των τύπων. Παραδείγματος χάριν, όταν ένα γραμμικό μοντέλο περιέχει μη γραμμικούς όρους. Αυτό συμβαίνει επειδή μερικά προβλήματα μπορούν να λυθούν με περισσότερους από έναν τρόπους, και ο χρήστης πρέπει να επιλέξει ποιο τρόπο θέλει να χρησιμοποιήσει. Έτσι, για παράδειγμα, εάν υπάρχουν δυαδικές ή μεταβλητές ακέραιων αριθμών στο μοντέλο, μπορεί να λυθεί με τύπο είτε ως MIP είτε ως RMIP.

Πίνακας 45

Τύποι προβλημάτων που επιλύονται μέσω του GAMS

LP	Linear Programming Γραμμικός προγραμματισμός. Δεν υπάρχουν μη γραμμικοί όροι ή διακριτές μεταβλητές στο μοντέλο.
QCP	Quadratic Constraint Programming Τετραγωνικός προγραμματισμός με περιορισμούς. Υπάρχουν γραμμικοί και τετραγωνικοί όροι χωρίς όμως μη γραμμικοί όροι ή διακριτές μεταβλητές στο μοντέλο.
NLP	Nonlinear Programming Μη γραμμικός προγραμματισμός. Περιλαμβάνουν μη γραμμικούς όρους που περιέχουν μόνο τις ομαλές συναρτήσεις του μοντέλου, αλλά χωρίς διακριτές μεταβλητές.
DNLP	Nonlinear Programming with Discontinuous Derivatives Μη γραμμικός προγραμματισμός με ασυνεχείς παραγώγους. Είναι το ίδιο με τον NLP, εκτός από το ότι οι μη-ομαλές συναρτήσεις μπορούν να χρησιμοποιηθούν. Τα προβλήματα αυτού του τύπου είναι δυσκολότερο να λυθούν από τα κανονικά NLP προβλήματα.

RMIP	<p>Relaxed Mixed Integer Programming</p> <p>Χαλαρός μικτός προγραμματισμός ακεραίων. Τα μοντέλα μπορούν να περιέχουν διακριτές μεταβλητές με τη συνθήκη όμως οι ακέραιοι και οι δυαδικές μεταβλητές παίρνουν τιμές μεταξύ των ορίων τους.</p>
MIP	<p>Mixed Integer Programming</p> <p>Όπως και ο RMIP αλλά οι διακριτές μεταβλητές επιβάλλεται να παίρνουν τιμές ακέραιων αριθμών μεταξύ των ορίων τους.</p>
RMIQCP	<p>Relaxed Mixed Integer Quadratic Constraint Programming</p> <p>Χαλαρός μικτός προγραμματισμός ακεραίων τετραγωνικών αριθμών με περιορισμούς. Το μοντέλο μπορεί να περιέχει μαζί διακριτές μεταβλητές και τετραγωνικούς όρους. Αυτή η κατηγορία προβλημάτων είναι η ίδια με την QCP από την άποψη της δυσκολίας της λύσης.</p>
RMINLP	<p>Relaxed Mixed Integer Nonlinear Programming</p> <p>Χαλαρός μικτός μη γραμμικός προγραμματισμός ακεραίων αριθμών. Το μοντέλο μπορεί να περιέχει διακριτές μεταβλητές και γενικά μη γραμμικούς όρους. Η δυσκολία αυτής της κατηγορίας είναι η ίδια με την NLP από την άποψη δυσκολίας της λύσης.</p>
MIQCP	<p>Mixed Integer Quadratic Constraint Programming</p> <p>Μικτός προγραμματισμός με περιορισμούς ακεραίων τετραγωνικών αριθμών. Τα χαρακτηριστικά είναι τα ίδια όπως για τον RMIQCP.</p>
MINLP	<p>Mixed Integer Nonlinear Programming</p> <p>Μικτός μη γραμμικός προγραμματισμός ακεραίων αριθμών. Τα χαρακτηριστικά είναι τα ίδια όπως για RMINLP</p>
MPEC	<p>Mathematical Programs with Equilibrium Constraints</p> <p>Μαθηματικά προγράμματα με περιορισμούς ισορροπίας.</p>
MCP	<p>Mixed Complementarity Problem</p> <p>Μικτό πρόβλημα συμπληρωματικότητας.</p>
CNS	<p>Constrained Nonlinear System</p> <p>Μη γραμμικό σύστημα με περιορισμούς</p>

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- [1]. **Mohammad Shahidehpour, Hatim Yamin, Zuyi Li**, “*Market Operations in Electric Power Systems*”, John Wiley & Sons Inc., New York, 2002.
- [2]. **Luiz Augusto Barroso, Teófilo H. Cavalcanti, Paul Giesbertz, Konrad Purchala**, “*Classification of Electricity Market Models Worldwide*”, On behalf of CIGRE Task Force C5.2.1, IEEE, 2005.
- [3]. **Ε. Λεκατσός**, “*Οικονομική Ανάλυση Ηλεκτρικών Συστημάτων – Προβλήματα Προσαρμογής Εν Όψει της Απελευθέρωσης της Αγοράς Ηλεκτρισμού*», Έκδοση ΤΕΕ, Αθήνα 2000.
- [4]. “*Κείμενο Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας*”, όπως ίσχυε μέχρι την 31/1/2012.
- [5]. “*Κώδικας Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας*”, Σχέδιο Β/2,0 – 30, 04, 2013.
- [6]. “*Κώδικας Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας*”, Έκδοση 2,2 – 8, 3, 2013.
- [7]. Οδηγία 96/92/ΕΚ, Επίσημη Εφημερίδα ΑΡΙΘ. L 027 της 30/01/1997 σ. 0020 – 0029.
- [8]. Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, “*Έκθεση Πεπραγμένων Ιούλιος 2000 – Δεκέμβριος 2002*” και “*Έκθεση Πεπραγμένων Ιανουάριος 2003 – Μάρτιος 2004*”.
- [9]. “*Κώδικας Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας*”, ΦΕΚ Β’ 655/17-05-2005.
- [10]. **Ε. Λεκατσός**, “*Αδυναμίες της Ελληνικής Αγοράς Ηλεκτρισμού – Αναγκαίες Παρεμβάσεις*”, Διεθνές Συνέδριο, “*Ενέργεια Χωρίς Σύνορα*”, Μάιος 2008.
- [11]. **Β. Παπαδιάς**, Γ. Κονταξής, “*Ηλεκτρική Οικονομία*”, ΕΜΠ, Αθήνα 2003.
- [12]. **Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας**, “*Έκθεση Πεπραγμένων Ιανουάριος 2003 – Μάρτιος 2004*”.
- [13]. Ιστοσελίδα της “*Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας*”, www.rae.gr.
- [14]. Ιστοσελίδα της “*Δημόσιας Επιχείρησης Ηλεκτρισμού*”, www.dei.gr/.
- [15]. Ιστοσελίδα του “*Ανεξάρτητου Διαχειριστή Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας*”, www.admie.gr.
- [16]. Ιστοσελίδα του “*Διαχειριστή του Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας*”, www.deddie.gr.
- [17]. Ιστοσελίδα του “*Λειτουργού Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας*”, www.lagie.gr.
- [18]. Ιστοσελίδα του “*Διαχειριστή Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας*”, www.desmie.gr.
- [19]. **Ν. Τοπάλογλου**, “*Διαχείριση Χαρτοφυλακίου*», Σημειώσεις Μαθήματος για το Μεταπτυχιακό Πρόγραμμα Σπουδών του ΟΠΑ: Εφαρμοσμένα Οικονομικά και Χρηματοοικονομικά με Έμφαση στις Στρατηγικές Αποφάσεις, Άνοιξη-Καλοκαίρι 2012.

- [20]. **Μ. Δούμπος**, “*Μαθηματικός Χρηματοοικονομικός Λογισμός*”, 2005.
- [21]. **Γ. Αρτίκης**, “*Χρηματοοικονομική Ανάλυση και Προγραμματισμός*”, 2003.
- [22]. **John L. Maginn, Donald L. Tuttle, Dennis W., McLeavey, Jerald E., Pinto**, “*Managing Investment Portfolios: a Dynamic Process*”, 2007.
- [23]. **Frank K., Reilly, Keith C., Brown**, “*Investment Analysis and Portfolio Management*”, 2005.
- [24]. **Richard E. Rosenthal**, “*GAMS-User ‘s Guide*”, Washington, 2012.
- [25]. **Richard E. Rosenthal**, “*GAMS Tutorial*”, Washington, 2012.
- [26]. **ΙΕΝΕ**, *Στρατηγική Μελέτη Ηλεκτρικών Διασυνδέσεων στη ΝΑ Ευρώπη και ο Κρίσιμος Ρόλος της Ελλάδας*, Αθήνα, 2012.
- [27]. **Α. Καινούργιος**, “*Σημειώσεις για το μάθημα Χρηματοοικονομική Διοίκηση Δημοσίων Οργανισμών*”, Αθήνα, 2003.
- [28]. **Mark Dorfman, David Cather**, “*Introduction to Risk Management and Insurance*”, Prentice Hall Series in Finance
- [29]. **Steven Stoft**, “*Power System Economics*”, Wiley Publication, 2002