



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ
ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ

ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

**ΜΕΛΕΤΗ ΤΩΝ ΟΡΙΑΚΩΝ ΤΙΜΩΝ ΚΟΜΒΩΝ ΣΤΑ ΑΥΤΟΝΟΜΑ
ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΜΕ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ
ΑΙΟΛΙΚΩΝ – ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ ΡΟΔΟΥ ΚΑΙ ΚΡΗΤΗΣ**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

ΕΛΕΥΘΕΡΙΟΣ Β. ΣΦΥΡΗΣ

Επιβλέπων : Νικόλαος Χατζηαργυρίου
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Ανέστης Αναστασιάδης
Υ.Δ. Ε.Μ.Π.

Θωμά Τόμτση
Υ.Δ. Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Απρίλιος 2014



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ
ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ

ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

**ΜΕΛΕΤΗ ΤΩΝ ΟΡΙΑΚΩΝ ΤΙΜΩΝ ΚΟΜΒΩΝ ΣΤΑ ΑΥΤΟΝΟΜΑ
ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΜΕ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ
ΑΙΟΛΟΚΩΝ – ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ ΡΟΔΟΥ ΚΑΙ ΚΡΗΤΗΣ**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

ΕΛΕΥΘΕΡΙΟΣ Β. ΣΦΥΡΗΣ

Επιβλέπων : Νικόλαος Χατζηαργυρίου
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Ανέστης Αναστασιάδης
Υ.Δ. Ε.Μ.Π.

Θωμά Τόμτση
Υ.Δ. Ε.Μ.Π.

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την

.....

Αθήνα, Απρίλιος 2014

.....
ΣΦΥΡΗΣ Β. ΕΛΕΥΘΕΡΙΟΣ

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

Copyright © Ελευθέριος Σφυρής, 2014

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

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

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

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

ΠΕΡΙΛΗΨΗ.....	13
ABSTRACT.....	16
ΠΡΟΛΟΓΟΣ.....	19
1. ΜΟΝΤΕΛΑ ΑΓΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ.....	21
1.1 Στόχοι λειτουργίας της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.....	21
1.2 Βασικά Μοντέλα Αγοράς.....	22
1.3 Δομή της Αγοράς.....	24
1.3.1 Οι βασικοί Συμμετέχοντες στην αγοράς.....	24
1.3.2 Λοιποί Συμμετέχοντες στην Αγορά.....	27
1.4 Τύποι Αγοράς Ηλεκτρικής Ισχύος.....	28
1.4.1 Αγορά Ενέργειας, Αγορά Επικουρικών Υπηρεσιών, Αγορά Δικαιωμάτων Μεταφοράς.....	28
1.4.2 Προθεσμιακή Αγορά και Αγορά Πραγματικού Χρόνου.....	30
2. Η ΑΓΟΡΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ.....	31
2.1 Εισαγωγή.....	31
2.2 Βασικοί Συμμετέχοντες στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Ελλάδα.....	32
2.3 Δραστηριότητες της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας.....	38
2.4 Κοινωνικό Πλεόνασμα.....	39

3. ΚΩΔΙΚΑΣ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗΣ ΤΟΥ ΕΛΛΗΝΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ.....41

3.1 Γενικά στοιχεία.....	41
3.2 Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός	42
3.2.1 Επιμέρους Αγορές.....	42
3.2.2 Αντικείμενο ΗΕΠ.....	43
3.2.3 Συμμετογή στον ΗΕΠ.....	43
3.2.4 Διαμόρφωση Οριακής Τιμής Συστήματος	44
3.2.5 Το Πρόγραμμα ΗΕΠ.....	45
3.3 Αντικείμενο Διαδικασίας Κατανομής.....	45
3.4 Αποκλίσεις παραγωγής – ζήτησης.....	46
3.5 Μηχανισμός Διασφάλισης Επάρκειας Ισχύος.....	46
3.6 Λειτουργία Αγοράς Επικουρικών Υπηρεσιών.....	47
3.6.1 Τύποι Επικουρικών Υπηρεσιών στην Ελληνική Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας.....	48
3.6.1.1 Περιγραφή Επικουρικών Υπηρεσιών.....	48
3.6.2 Διαθεσιμότητα Παροχής και Παροχή Επικουρικών Υπηρεσιών.....	51
3.6.3 Υποχρεώσεις του Διαχειριστή σχετικά με τις Επικουρικές Υπηρεσίες.....	52

4. ΠΡΟΤΕΙΝΟΜΕΝΟΣ ΚΩΔΙΚΑΣ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΜΗ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΩΝ ΝΗΣΙΩΝ.....53

4.1 Εισαγωγικά στοιχεία.....	53
4.2 Γενικές Αρμοδιότητες και Υποχρεώσεις του Διαχειριστή.....	53
4.3 Γενικές Υποχρεώσεις Συμμετεχόντων.....	55
4.4 Κυλιόμενος Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός (ΚΗΕΠ).....	55
4.4.1 Συμμετοχή στον Ημερήσιο Προγραμματισμό.....	55
4.4.1.1 Υποβολή Δηλώσεων Φορτίου.....	56
4.4.2 Απαιτήσεις και περιορισμοί για την κατάρτιση του ΚΗΕΠ.....	56
4.4.3 Αποτελέσματα Ημερήσιου Προγράμματος.....	57
4.5.5 Δεδομένα για το Ημερήσιο Πρόγραμμα.....	58
4.5 Απαιτήσεις Εφεδρειών Ενεργού Ισχύος.....	59
4.6 Αντικείμενο Διαδικασίας Κατανομής.....	59
4.7 Διαδικασία Ελέγχου Λειτουργίας Πραγματικού Χρόνου.....	60
4.8 Αποκλίσεις Παραγωγής-Ζήτησης.....	60
4.9 Μηχανισμός Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος.....	62
4.10 Λειτουργία Αγοράς Επικουρικών Υπηρεσιών στο Σύστημα ΜΔΝ.....	62
4.10.1 Υποχρεώσεις των Παραγωγών για τις Επικουρικές Υπηρεσίες.....	65
4.11 Σύγκριση του Κώδικα Διαχείρισης ΕΣΜΗΕ με τον Κώδικα ΜΔΝ.....	65

5. ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΤΟΥ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΟΣ MATPOWER.....67

5.1 Εισαγωγικά Στοιχεία.....	67
5.2 Εκτέλεση Προσομοιώσεων	67
5.3 Μοντελοποίηση.....	68
5.4 Ροή Φορτίου.....	74
5.5 Βέλτιστη Ροή Φορτίου.....	76
5.5.1 AC Βέλτιστη Ροή Φορτίου.....	77
5.5.2 DC Βέλτιστη Ροή Φορτίου	78
5.5.3 Πρόσθετες Δυνατότητες.....	78
5.5.4 Αλγόριθμος Αποσύνδεσης Μονάδων.....	82
5.6 Κώδικας “Smart Market”	83

6. ΟΡΙΑΚΗ ΤΙΜΗ ΚΟΜΒΟΥ ΚΑΙ ΣΤΑΘΕΡΑ ΔΙΚΑΙΩΜΑΤΑ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ.....85

6.1 Εισαγωγή.....	85
6.2 Οριακή Τιμή Κόμβου – LMP.....	85
6.2.1 Απεικόνιση των LMP μέσω Παραδείγματος.....	86
6.3 Εφαρμογή των LMP στον καθορισμό Ορίων των Ζωνών.....	89
6.4 Σταθερά Δικαιώματα Μεταφοράς – FTR.....	92
6.4.1 FTR σε Περιπτώσεις χωρίς Συμφόρηση.....	93
6.4.2 FTR και κέρδος σε περιπτώσεις με Συμφόρηση.....	94
6.4.3 FTR και ζημία σε περιπτώσεις με Συμφόρηση.....	95
6.4.4 Δημοπρασία των FTRs.....	96

7. ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΣΤΟ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΤΗΣ ΡΟΔΟΥ.....	99
7.1 Γεωγραφικά χαρακτηριστικά.....	99
7.2 Περιγραφή ηλεκτρικού συστήματος Ρόδου.....	100
7.2.1 Θερμικοί Σταθμοί.....	101
7.2.2 Γραμμές μεταφοράς.....	102
7.2.3 Μετασχηματιστές.....	103
7.2.4 Ζυγοί Συστήματος.....	104
7.2.5 Μονάδες αντιστάθμισης.....	105
7.2.6 Αιολικά Πάρκα.....	105
7.3 Βέλτιστη Ροή Φορτίου στο ΣΗΕ της Ρόδου.....	108
7.3.1 Σενάρια.....	108
7.3.1.1 Σενάρια μείωσης του συνολικού λειτουργικού κόστους.....	109
7.3.1.1.1 Σενάριο μέγιστης ζήτησης.....	109
7.3.1.1.2 Σενάριο μέγιστης αιολικής παραγωγής.....	110
7.3.1.1.3 Σενάριο μέγιστης αιολικής διείσδυσης.....	112
7.3.1.1.4 Συμπεράσματα.....	114
7.3.1.2 Σενάρια μείωσης του συνολικού λειτουργικού κόστους σε ακραίες καταστάσεις.....	115
7.3.1.2.1 Σενάριο Α για το σύστημα της Ρόδου.....	115
7.3.1.2.2 Σενάριο Β για το σύστημα της Ρόδου.....	116
7.3.1.2.3 Σενάριο Γ για το σύστημα της Ρόδου.....	119
7.3.1.2.4 Σενάριο Δ για το σύστημα της Ρόδου.....	121
7.3.1.2.5 Συμπεράσματα.....	122

8. ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΣΤΟ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΤΗΣ ΚΡΗΤΗΣ.....	124
8.1 Γεωγραφικά χαρακτηριστικά.....	124
8.2 Περιγραφή ηλεκτρικού συστήματος Κρήτης.....	125
8.2.1 Θερμικοί Σταθμοί	125
8.2.1.1 Σταθμοί Συνδυασμένου Κύκλου.....	127
8.2.2 Υποσταθμοί.....	129
8.2.3 Γραμμές μεταφοράς	130
8.2.4 Ζυγοί Συστήματος	131
8.2.5 Στοιχεία για τις μονάδες Α.Π.Ε. στην Κρήτη.....	133
8.2.5.1 Αιολικά Πάρκα.....	134
8.2.5.2 Φωτοβολταϊκά Συστήματα.....	135
8.2.5.3 Μονάδες παραγωγής Βιομάζας.....	135
8.2.5.4 Μικρά Υδροηλεκτρικά.....	135
8.3 Συστήματα Επικοινωνίας	136
8.4 Βέλτιστη Ροή Φορτίου στο ΣΗΕ της Κρήτης.....	137
8.4.1 Σενάρια μείωσης του συνολικού λειτουργικού κόστους σε ακραίες καταστάσεις.....	138
8.4.1.1 Σενάριο Α για το σύστημα της Κρήτης.....	138
8.4.1.2 Σενάριο Β για το σύστημα της Κρήτης.....	143
8.4.2 Συμπεράσματα.....	146

9. ΑΝΤΑΛΛΑΓΕΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΚΑΙ ΚΟΙΝΟΠΡΑΞΙΑ ΙΣΧΥΟΣ.....	149
9.1 Εισαγωγή.....	149
9.2 Γιατί συνεργάζονται οι ηλεκτρικές εταιρίες.....	150
9.3 Οικονομικές ανταλλαγές ενέργειας.....	154
9.4 Ανταλλαγές ενέργειας και ένταξη μονάδων.....	160
9.5 Πολυμερείς συμβάσεις Ανταλλαγών	166
9.6. Κοινοπραξίες ισχύος.....	170
9.6.1. Το χρηματιστήριο ενέργειας	171
9.6.2. Κοινοπραξία ισχύος με κοινό Κ. Κ. Φ.....	173
9.6.3 Κατανομή των κερδών από τη λειτουργία της κοινοπραξίας.....	174
10. ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ ΚΡΗΤΗΣ – ΡΟΔΟΥ.....	179
10.1 Εισαγωγή.....	179
10.1.1 Τεχνολογικά στοιχεία.....	179
10.1.2 Οικονομικά στοιχεία των διασυνδέσεων.....	180
10.1.3 Τρόποι ηλεκτροδότησης των νησιών.....	181
10.2 Σενάριο διασύνδεσης Κρήτης – Ρόδου.....	182
10.2.1 Σενάρια μείωσης του συνολικού λειτουργικού κόστους σε ακραίες καταστάσεις στο διασυνδεδεμένο σύστημα	183
10.2.1.1 Σενάριο Α για το σύστημα της Ρόδου πριν τη διασύνδεση.....	183
10.2.1.2 Σενάριο Β για το σύστημα της Ρόδου πριν τη διασύνδεση.....	185

10.2.1.3 Σενάριο Α για το σύστημα της Κρήτης πριν τη διασύνδεση.....	187
10.2.1.4 Σενάριο Β για το σύστημα της Κρήτης πριν τη διασύνδεση.....	188
10.2.1.5 Σενάριο Α για τη διασύνδεση του συστήματος της Κρήτης με τη Ρόδο.....	190
10.2.1.6 Σενάριο Α για τη διασύνδεση του συστήματος της Κρήτης με τη Ρόδο.....	192
10.2.1.7 Συμπεράσματα.....	196

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ.....	201
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Α.....	203
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Β.....	212
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Γ.....	221
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Δ.....	223

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Σκοπός της παρούσας διπλωματικής εργασίας είναι η μελέτη των LMPs στα μη διασυνδεδεμένα συστήματα Κρήτης και Ρόδου, καθώς και στη διασύνδεση τους για διαφορετικά σενάρια που περιγράφουν ακραίες καταστάσεις.

Για το σύστημα της Ρόδου μελετήθηκαν δύο κύρια σενάρια. Στο πρώτο σενάριο εκτελέστηκε η Βέλτιστη Ροή Φορτίου, όπου στο πλαίσιο της ελαχιστοποίησης του συνολικού λειτουργικού κόστους και της μελέτης των μεταβολών στα LMPs αυξάνεται το ποσοστό διείσδυσης της αιολικής παραγωγής. Στο δεύτερο σενάριο εκτελέστηκε η Βέλτιστη Ροή Φορτίου με τη συμμετοχή ή μη μονάδων αιολικής παραγωγής, καθώς και με συμμετοχή ή μη συμβατικών μονάδων παραγωγής μετά από τυχόν αποκατάσταση τεχνικών προβλημάτων τους, στο πλαίσιο της ελαχιστοποίησης του συνολικού λειτουργικού κόστους και της μελέτης των μεταβολών στα LMPs. Παρόμοια σενάρια μελετήθηκαν τόσο για το ΣΗΕ της Κρήτης, όσο και για την ηλεκτρική διασύνδεση των δύο νησιών.

Σε γενικές γραμμές, η δομή της παρούσας διπλωματικής έχει ως εξής. Αρχικά, στο Κεφάλαιο 1 πραγματοποιείται η ανάλυση των Μοντέλων Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας και των βασικών συμμετεχόντων σε αυτή. Στη συνέχεια, στο Κεφάλαιο 2 παρουσιάζεται η αγορά της ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα, όπως επίσης και οι αρμοδιότητες των βασικών συμμετεχόντων της, όπως η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ). Ακολουθούν τα Κεφάλαια 3 και 4 με μια σύντομη περιγραφή του υπάρχοντα Κώδικα Διαχείρισης του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας, καθώς και του προτεινόμενου Κώδικα Διαχείρισης Ηλεκτρικών Συστημάτων Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών αντίστοιχα.

Στη συνέχεια, στο Κεφάλαιο 5 περιγράφεται η λειτουργία και οι δυνατότητες του MATPOWER, ενώ στο Κεφάλαιο 6 πραγματοποιείται η παρουσίαση των Οριακών Τιμών Κόμβων (Locational Marginal Price - LMP) και των Σταθερών Δικαιωμάτων Μεταφοράς (Firm Transmission Right - FTR). Στα Κεφάλαια 7 και 8 ακολουθούν οι περιγραφές των Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας της Ρόδου και της Κρήτης, ενώ παράλληλα εκτελούνται τα σενάρια που περιγράφηκαν και πραγματοποιούνται αναλύσεις των αποτελεσμάτων τους. Ακόμα, στο Κεφάλαιο 9 παρουσιάζεται η θεωρία ανταλλαγών ηλεκτρικής ενέργειας και κοινοπραξιών ισχύος.

Τέλος, στο Κεφάλαιο 10 υλοποιείται η διασύνδεση των μη διασυνδεδεμένων συστημάτων Κρήτης και Ρόδου, εκτελούνται τα αντίστοιχα σενάρια και αναλύονται τα αποτελέσματα αυτών.

ΛΕΞΕΙΣ ΚΛΕΙΔΙΑ

Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας, Προθεσμιακή Αγορά, Διμερείς Συμβάσεις, Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός (ΗΕΠ), Κυλιόμενος Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός (ΚΗΕΠ), Μη διασυνδεδεμένο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας, Βέλτιστη Ροή Φορτίου, Οριακή Τιμή Συστήματος, Οριακές Τιμές Κόμβων, Σταθερά Δικαιώματα Μεταφοράς, Κοινοπραξία Ισχύος, Χρηματιστήριο Ενέργειας

ABSTRACT

The purpose of this thesis is the study of Locational Marginal Prices (LMPs) in the autonomous systems of Crete and Rhodes, and their interface for different scenarios describing extreme situations.

For the system of Rhodes two main scenarios are studied. In the first scenario, we ran the Optimal Load Flow, where under the minimization of total operating cost and the study of changes in LMPs penetration of wind generation is increased. In the second scenario, the Optimal Load Flow is performed, with the participation or non of wind generation units, and participation or non of conventional power plants after restoring any of their technical problems in the context of minimizing the total operating cost and studying of changes in LMPs. Similar scenarios were studied for the SHE of Crete, and the electrical interface between the two islands.

In general, the structure of this thesis is as follows. Initially, Chapter 1 shall analyze the Electricity Market Model and key participants in this. Then, in Chapter 2 the electricity market in Greece is shown, as well as the responsibilities of key stakeholders, such as the Regulatory Authority for Energy (RAE). After, there are Chapters 3 and 4 with a brief description of the existing Code Management Greek Electricity Transmission System and the proposed Code for Electrical Systems Non Interconnected Islands respectively.

Then, Chapter 5 describes the operation and capabilities of MATPOWER, while in Chapter 6 is placed the presentation of Locational Marginal Prices (LMP) and Firm Transmission Rights (FTR). In Chapters 7 and 8, followed by descriptions of the Power Systems of Rhodes and Crete, while running scenarios described and carried out analyzes of their results. Still, Chapter 9 presents the theory of electricity exchanges and joint force.

Finally, Chapter 10 implements the interface of non-interconnected systems of Crete and Rhodes, carried out the corresponding scenarios and their results are analyzed.

KEYWORDS

Electricity Market, Forward Market, Bilateral Contracts, Day Ahead Scheduling, Moving Day Ahead Scheduling, Non-interconnected electrical grid, Optimal Power Flow, System Marginal Price, Locational Marginal Price (LMP), Firm Transmission Right (FTR), Power Pool, Power Exchange

ΠΡΟΛΟΓΟΣ

Η παρούσα Διπλωματική Εργασία εκπονήθηκε κατά το Ακαδημαϊκό Έτος 2013-2014 στον Τομέα Ηλεκτρικής Ισχύος της Σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών του Ε.Μ.Π.

Αντικείμενο της Εργασίας είναι μια πρώτη γνωριμία με τον υπό διαβούλευση Κώδικα Διαχείρισης Ηλεκτρικών Συστημάτων Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών, η εφαρμογή του στο μη διασυνδεδεμένο δίκτυο της Ρόδου και μια πρώτη απόπειρα διασύνδεσης των μη διασυνδεδεμένων συστημάτων Κρήτης και Ρόδου.

Υπεύθυνος κατά την εκπόνηση της Διπλωματικής Εργασίας ήταν ο Καθηγητής κ. Νικόλαος Χατζηαργυρίου, στον οποίο οφείλω ιδιαίτερες ευχαριστίες για την ανάθεσή της.

Θα ήθελα επίσης να ευχαριστήσω θερμά τον κ. Ανέστη Αναστασιάδη για τις κατευθυντήριες συμβουλές και την καθοδήγηση που μου παρείχε. Ιδιαίτερες ευχαριστίες οφείλω στη Θωμαή Τόμτση για το χρόνο που διέθεσε, για την πολύτιμη βοήθεια που μου παρείχε καθώς και για την άριστη μεταξύ μας συνεργασία.

Τέλος θα ήθελα να ευχαριστήσω την οικογένεια μου και τους φίλους μου για την υποστήριξη που μου παρείχαν κατά τη διάρκεια εκπόνησης της παρούσας διπλωματικής.

Αθήνα, Απρίλιος 2014

Ελευθέριος Σφυρής

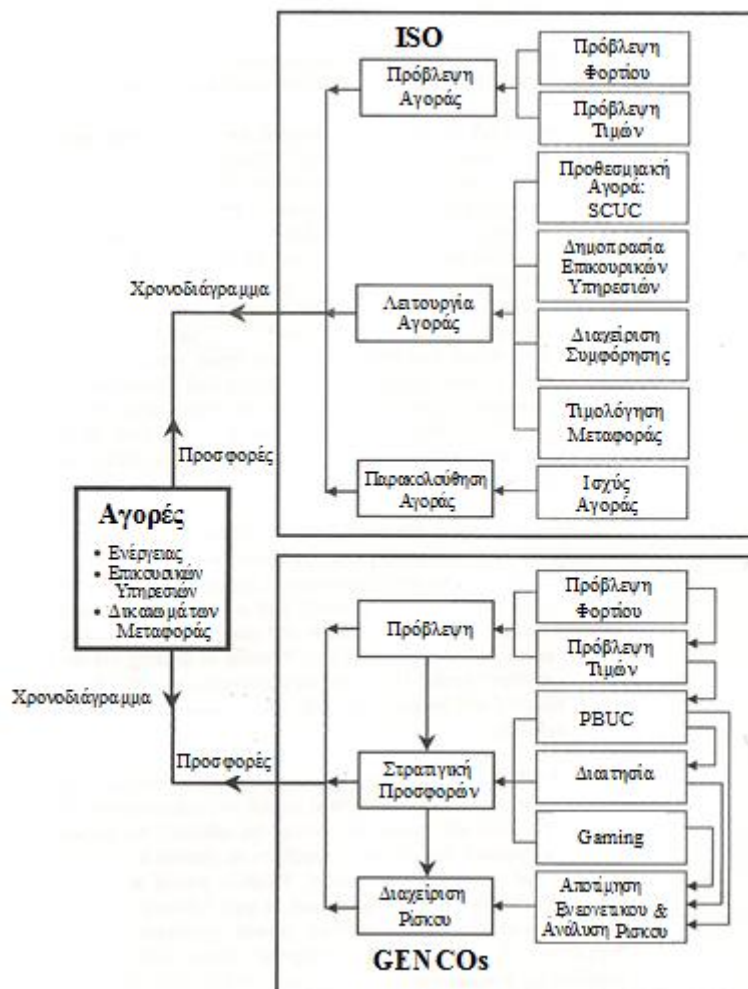
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1

ΜΟΝΤΕΛΑ ΑΓΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

1.1 Στόχοι λειτουργίας της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας

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. 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 1.1: Λειτουργία της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας[1]

1.2 Βασικά Μοντέλα Αγοράς

Έχοντας ως βάση την επιτυχία την αναδιάρθρωσης διαφόρων τομέων της οικονομίας, τα μοντέλα αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας υφίστανται παρόμοιες μεταβάσεις προς μια περισσότερο απελευθερωμένη αγορά ηλεκτρισμού. Ενιαίες καθετοποιημένες επιχειρήσεις παραγωγής ενέργειας, οι οποίες ήταν υπεύθυνες και για τη μεταφορά και για τη διανομή της ηλεκτρικής ενέργειας, διαχωρίστηκαν και εισήχθη ο ανταγωνισμός στους τομείς της παραγωγής και της διανομής. 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 την επίτευξη των στόχων των αγορών ηλεκτρισμού. Αυτά είναι τα εξής :

Μοντέλο Κοινοπραξίας Ισχύος (PoolCo Model)

Το Μοντέλο Κοινοπραξίας Ισχύος ορίζεται ως μια συγκεντρωτική αγορά στην οποία γίνεται εκκαθάριση για Παραγωγούς και Προμηθευτές ή Καταναλωτές. Το εμπόριο του συνόλου της ηλεκτρικής ενέργειας γίνεται υποχρεωτικά μέσω αυτής της Κοινοπραξίας. Όλες οι Εταιρίες Παραγωγής υποβάλλουν προσφορές τιμής και ποσότητας για την ισχύ που προμηθεύουν στο Δίκτυο. Σχηματίζεται έτσι μια καμπύλη προσφοράς. Οι Παραγωγοί ανταγωνίζονται για το δικαίωμα να παρέχουν ενέργεια στο δίκτυο και όχι σε συγκεκριμένους Προμηθευτές ή Καταναλωτές. 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 Ισχύος (one – sided pool). Μπορεί επίσης να υπάρξει και Διμερής Κοινοπραξία Ισχύος (two – sided pools), όπου ο Διαχειριστής της Αγοράς κάνει την κατανομή με βάση μία καμπύλη ζήτησης που έχει σχηματιστεί από προσφορές των Προμηθευτών ή των Καταναλωτών. Οι Προμηθευτές ή οι Καταναλωτές έχουν ως στόχο την αγορά της ηλεκτρικής ισχύος και αν οι προσφορές τους είναι χαμηλές δεν θα μπορούν να προβούν σε αγορά.

Σε αυτή την Αγορά, αμείβονται κατά κύριο λόγο οι γεννήτριες χαμηλού κόστους. Ο Ανεξάρτητος Διαχειριστής Συστήματος (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 πληρώνονται στην τιμή αυτή.

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 Παραγωγοί είναι Γεννήτριες και οι Πελάτες Εταιρίες Διανομής ή Καταναλωτές. Υπάρχει και η περίπτωση στην οποία οι Γεννήτριες γίνονται Πελάτες, όταν για παράδειγμα υπάρχει έλλειψη ισχύος. Παρομοίως, οι Καταναλωτές ή οι Προμηθευτές γίνονται Παραγωγοί (με την έννοια της πώλησης ηλεκτρικής ισχύος). 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.

Υβριδικό Μοντέλο (Hybrid Model)

Το Υβριδικό μοντέλο συνδυάζει χαρακτηριστικά των δύο παραπάνω μοντέλων. Σε αυτό το μοντέλο ο Προμηθευτής μπορεί να επιλέξει είτε να διαπραγματευτεί την αγορά ισχύος κατευθείαν με τους Παραγωγούς μέσω διμερών συμβάσεων είτε να αγοράσει την ισχύ στην τρέχουσα τιμή της αγοράς (spot market price). Η Κοινοπραξία Ισχύος (PoolCo) θα εξυπηρετήσει όλους τους συμμετέχοντες, Παραγωγούς και Καταναλωτές ή Προμηθευτές, που δεν έχουν συνάψει διμερείς συμβάσεις. Η ευελιξία αυτή του Υβριδικού μοντέλου προσφέρει μια ώθηση για τη δημιουργία μιας ποικιλίας υπηρεσιών και επιλογών τιμολόγησης που θα ανταποκρίνονται καλύτερα στις ατομικές ανάγκες του πελάτη [1].

1.3 Δομή της Αγοράς

1.3.1 Οι βασικοί Συμμετέχοντες στην αγορά

Η αναδιάρθρωση της αγοράς ηλεκτρισμού έχει μεταβάλλει το ρόλο των παραδοσιακών συμμετεχόντων και έχει δημιουργήσει νέους συμμετέχοντες που λειτουργούν ανεξάρτητα. Κατηγοριοποιούμε τους συμμετέχοντες στον Independent System Operator (ISO) και στους λοιπούς συμμετέχοντες. Ο ISO είναι ο κύριος συμμετέχων σε μια αγορά ηλεκτρισμού και καθορίζει τους κανόνες της. Οι βασικότεροι συμμετέχοντες που αναλύονται εδώ περιλαμβάνουν τις Εταιρίες Παραγωγής (Generation Company - GENCO) και τις Εταιρίες Μεταφοράς (Transmission Company - TRANSCO). Άλλοι συμμετέχοντες είναι οι Εταιρίες Διανομής (Distribution Company - DISCO), οι Προμηθευτές Ηλεκτρικής Ενέργειας (Retail Company - RETAILCO), οι Aggregators, οι Μεσίτες και οι Πελάτες.

Ανεξάρτητος Διαχειριστής Συστήματος (Independent System Operator – ISO)

Το ανταγωνιστικό μοντέλο αγοράς ηλεκτρισμού καθιστά απαραίτητο τον Ανεξάρτητο Διαχειριστή Συστήματος (ISO). Ο έλεγχος του δικτύου δεν μπορεί να πραγματοποιηθεί χωρίς τον ISO. Ο ISO διαχειρίζεται τις χρεώσεις του δικτύου μεταφοράς, διατηρεί την ασφάλεια του συστήματος, συντονίζει το πρόγραμμα συντήρησης και έχει ρόλο στη θέσπιση των μακροχρόνιων σχεδίων. Λειτουργεί ανεξάρτητα από τους υπόλοιπους συμμετέχοντες όπως οι κάτοχοι των γραμμών μεταφοράς, οι Γεννήτριες, οι Εταιρίες Διανομής και οι Τελικοί Χρήστες. Επίσης πρέπει να παρέχει ελεύθερη πρόσβαση χωρίς διακρίσεις σε όλους τους χρήστες των γραμμών μεταφοράς.

Ο ISO έχει τη δικαιοδοσία να κατανέμει ένα μέρος ή και όλα τα αποθέματα του συστήματος και να περιορίζει τα φορτία ώστε να διατηρηθεί η ασφάλεια στο σύστημα (για παράδειγμα να μην έχουμε υπέρβαση των ορίων των γραμμών μεταφοράς, να ισορροπεί η ζήτηση με την παραγωγή και να διατηρείται η επιθυμητή συχνότητα στο σύστημα). Επίσης ο ISO διασφαλίζει ότι όλοι οι συμμετέχοντες στην αγορά λαμβάνουν κατάλληλα οικονομικά σήματα τα οποία με τη σειρά τους ενθαρρύνουν την αποδοτική χρήση και παρακινούν τις επενδύσεις να γίνουν σε αποθέματα η χρήση των οποίων δεν παραβιάζει τους διάφορους περιορισμούς.

Στην Ευρώπη εκτός από το μοντέλο του ISO υπάρχει και το μοντέλο του Independent Transmission Operator (ITO). Στο μοντέλο αυτό ο Διαχειριστής του Συστήματος Μεταφοράς πρέπει να γνωρίζει όλα τα στοιχεία του δικτύου μεταφοράς και πρέπει να είναι εξοπλισμένος με επαρκείς ανθρώπινους, τεχνικούς, υλικούς και οικονομικούς πόρους προκειμένου να εξασφαλιστεί η ανεξαρτησία στη λήψη αποφάσεων και στη μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας ή του φυσικού αερίου .

Οι οδηγίες της Ευρωπαϊκής Ένωσης (E.E.) προβλέπουν μια ανεξαρτησία στο δικαίωμα λήψης αποφάσεων του ITO σχετικά με τους πόρους που είναι αναγκαίοι για τη λειτουργία, τη συντήρηση και την ανάπτυξη του συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Ο ITO πρέπει να έχει, μεταξύ άλλων, την δυνατότητα να αντλεί χρήματα από την αγορά κεφαλαίων μέσω δανεισμού.

Άλλα βασικά χαρακτηριστικά του ITO είναι η εμπιστευτικότητα ως προς τις πληροφορίες που αφορούν της ροές φορτίου, καθώς και την απαιτούμενη ανεξαρτησία της διοίκησης και του προσωπικού του. Το προσωπικό που είναι απαραίτητο κατά τη διαδικασία της μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας , δηλαδή για την εκτέλεση των βασικών δραστηριοτήτων του ITO συμπεριλαμβανομένης της διαχείρισης και λειτουργίας του δικτύου, πρέπει να απασχολούνται μόνο από τον ITO και κανέναν άλλο οργανισμό .

Αν και η παροχή υπηρεσιών από επιχειρήσεις στον ITO απαγορεύεται, η παροχή υπηρεσιών από τον ITO προς τις επιχειρήσεις επιτρέπεται κάτω από ειδικές περιστάσεις , αν και μόνο αν εγκρίνεται από την εκάστοτε Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας.

Τέλος, σημειώνεται ότι η Ελλάδα πλέον, μετά το 2012, λειτουργεί την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας της με τη χρήση του μοντέλου ITO, ενώ προηγουμένως είχε προσπαθήσει να υιοθετήσει το μοντέλο ISO.

Εταιρίες Παραγωγής (Generation Companies - GENCOs)

Οι GENCOs λειτουργούν και διατηρούν τα υπάρχοντα εργοστάσια παραγωγής και δημιουργούνται όταν η παραγωγή ηλεκτρικής ισχύος διαχωρίζεται από τις υπόλοιπες λειτουργίες της επιχείρησης. Μια GENCO μπορεί να κατέχει τα εργοστάσια παραγωγής ή να αλληλεπιδρά εκ μέρους των ιδιοκτητών αυτών των εργοστασίων με τη βραχυπρόθεσμη αγορά. Επίσης οι GENCOs έχουν τη δυνατότητα να πουλήσουν

ηλεκτρική ισχύ σε συμμετέχοντες με τους οποίους έχουν συνάψει συμβόλαια. Μπορούν ακόμα να διαλέξουν να πουλήσουν ηλεκτρική ισχύ στο Χρηματιστήριο Ενέργειας από το οποίο σημαντικοί πελάτες όπως οι Distribution Companies (DISCOs) και οι Aggregators αγοράζουν ισχύ ώστε να καλύψουν τις ανάγκες τους. Εκτός από την ενεργό ισχύ, οι GENCOs μπορούν να πραγματοποιήσουν συναλλαγές αέργου ισχύος και λειτουργικής εφεδρείας. Επίσης μία GENCO μπορεί να προσφέρει ηλεκτρική ισχύ σε διάφορες τοποθεσίες, ισχύς η οποία θα μεταφερθεί και θα διανεμηθεί στους πελάτες μέσω των Transmission Companies (TRANSCOs) και των Distribution Companies (DISCOs).

Στοιχεία των GENCOs είναι επίσης οι μονάδες παραγωγής ισχύος και τα συμβόλαια αγοράς ισχύος. Αφού δεν είναι καθετοποιημένες επιχειρήσεις, οι τιμές στις οποίες προσφέρουν την ισχύ δεν είναι ρυθμιζόμενες. Επιπλέον δεν μπορούν να κάνουν διακρίσεις μεταξύ άλλων συμμετεχόντων στην αγορά, όπως για παράδειγμα οι Distribution Companies (DISCOs) και οι Retail Companies (RETAILCOs). Σε ένα αναδιαρθρωμένο μοντέλο αγοράς, σκοπός των GENCOs είναι να μεγιστοποιήσουν τα κέρδη τους. Για το σκοπό αυτό, μπορούν να συμμετέχουν σε αγορές Ενέργειας και Επικουρικών Υπηρεσιών. Η ανάληψη ρίσκων που προκύπτουν από αυτές τις δράσεις είναι ευθύνη των ίδιων των GENCOs.

Εταιρίες Μεταφοράς (Transmission Companies - TRANSCOs)

Τα δίκτυα μεταφοράς είναι το πιο ζωτικό στοιχείο στις αγορές ηλεκτρισμού. Η ασφαλής και αποτελεσματική λειτουργία του συστήματος μεταφοράς είναι το κλειδί για να επιτευχθεί η μέγιστη αποδοτικότητα σε αυτές τις αγορές. Η TRANSCO μεταφέρει την ηλεκτρική ισχύ από τις GENCO στις Distribution Companies (DISCOs) χρησιμοποιώντας γραμμές υψηλών τάσεων. Αποτελείται από ένα ενιαίο δίκτυο που μοιράζονται όλοι οι συμμετέχοντες και από ακτινικές συνδέσεις που συνδέουν τις Μονάδες παραγωγής με τους πελάτες που καταναλώνουν σημαντική ποσότητα ισχύος. Οι εγκαταστάσεις των TRANSCOs είναι υπό τον έλεγχο του ISO, παρόλο που η ιδιοκτησία συνεχίζει να κατέχεται από τους φυσικούς ιδιοκτήτες. Οι TRANSCOs ρυθμίζονται έτσι ώστε να παρέχουν αδιακρίτως τις συνδέσεις και τις υπηρεσίες τους ώστε να καλύψουν τα κόστη τους.

Η TRANSCO έχει το ρόλο της κατασκευής, της ιδιοκτησίας, της συντήρησης και της λειτουργίας του συστήματος μεταφοράς σε μια συγκεκριμένη γεωγραφική περιοχή. Επίσης έχει την ευθύνη της διατήρησης της αξιοπιστίας του συστήματος. Η TRANSCO εξασφαλίζει τη μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας, διασφαλίζει την ανοιχτή πρόσβαση στον οποιονδήποτε και δεν έχει κάποια κοινή ιδιοκτησία με άλλους συμμετέχοντες στην αγορά όπως οι GENCOs και οι Retail Companies (RETAILCOs). Οι Αρχές που ελέγχουν τις TRANSCOs αντισταθμίζουν τα κόστη της επένδυσης και της λειτουργίας θεσπίζοντας χρεώσεις για την πρόσβαση στις γραμμές μεταφοράς (που συνήθως πληρώνονται από κάθε χρήστη που ανήκει σε μια συγκεκριμένη περιοχή), χρεώσεις για τη χρησιμοποίηση των γραμμών μεταφοράς

(που προκύπτουν από τη συνεισφορά του κάθε χρήστη στη ροή ισχύος) και χρεώσεις εξαιτίας της συμφόρησης που συμβαίνει σε μια γραμμή μεταφοράς [1].

1.3.2 Λοιποί Συμμετέχοντες στην Αγορά

Εταιρίες Διανομής (Distribution Companies - DISCOs)

Η DISCO είναι υπεύθυνη για τη διανομή της ηλεκτρικής ισχύος, μέσω των υποδομών της, στους πελάτες μια συγκεκριμένης γεωγραφικής περιοχής. Είναι μία ρυθμιζόμενη επιχείρηση που κατασκευάζει και συντηρεί τις γραμμές διανομής που συνδέουν το δίκτυο μεταφοράς με τους τελικούς καταναλωτές. Μία DISCO είναι υπεύθυνη για την κατασκευή και τη λειτουργία ενός μέρους του ηλεκτρικού συστήματος έτσι ώστε να επιτευχθεί ένας υψηλός βαθμός αξιοπιστίας και διαθεσιμότητας. Οι DISCO επίσης έχουν την αρμοδιότητα να αντιμετωπίζουν τις ενδεχόμενες διακοπές της ρευματοδότησης και ασχολούνται επίσης με ζητήματα ποιότητας της ισχύος. Είναι ακόμα υπεύθυνες για τη συντήρηση και τη διατήρηση της τάσης στις γραμμές διανομής όπως επίσης και για την παροχή Επικουρικών Υπηρεσιών.

Προμηθευτής Ηλεκτρικής Ενέργειας (Retail Company - RETAILCO)

Μία RETAILCO είναι ένας καινούργιος συμμετέχοντας σε αυτό το ανταγωνιστικό μοντέλο και έχει νόμιμη άδεια για την πώληση ηλεκτρικής ισχύος στη λιανική αγορά. Η RETAILCO αγοράζει ηλεκτρική ενέργεια από τη χονδρεμπορική αγορά και την μεταπωλεί στη λιανική αγορά. Ένας πωλητής λιανικής αγοράς παρέχει στους πελάτες του διάφορα 'πακέτα' (συνδυασμούς ηλεκτρικής ενέργειας και υπηρεσιών) προς πώληση. Ο λιανοπωλητής μπορεί να διαπραγματευτεί έμμεσα με τους τελικούς καταναλωτές μέσω των Aggregators.

Aggregator

Ο Aggregator είναι ένας συμμετέχοντας ή μια επιχείρηση που συγχωνεύει τους πελάτες σε μία αγοραστική ομάδα. Αυτή η ομάδα αγοράζει μεγάλες ποσότητες ηλεκτρικής ισχύος και διαφόρων υπηρεσιών σε φθηνότερες τιμές. Ο Aggregator μπορεί να δράσει σαν έναν διαμεσολαβητή (μεσίτη) μεταξύ Προμηθευτών και Καταναλωτών.

Μεσίτης (Broker)

Ο Μεσίτης υπηρεσιών ηλεκτρικής ενέργειας είναι ένας φορέας ή μια επιχείρηση που δρα ως μεσάζων σε μία αγορά στην οποία οι υπηρεσίες αυτές τιμολογούνται, αγοράζονται και ανταλλάσσονται. Ο Μεσίτης δεν παράγει, αγοράζει ή πουλάει ηλεκτρική ενέργεια, αλλά διευκολύνει τις συναλλαγές μεταξύ Πωλητών και Προμηθευτών. Ένας μεσίτης μπορεί να ενεργεί ως διαμεσολαβητής μεταξύ μιας GENCO ή ενός συνεταιρισμού επιχειρήσεων παραγωγής και των εμπόρων.

Πελάτες (Customers)

Ο Πελάτης είναι ο τελικός καταναλωτής της ηλεκτρικής ενέργειας, με συγκεκριμένες εγκαταστάσεις που συνδέονται στο δίκτυο διανομής στην περίπτωση μικρών καταναλωτών, ή στο δίκτυο μεταφοράς στην περίπτωση μεγαλύτερων καταναλωτών. Σε ένα αναδιαρθρωμένο σύστημα, οι Πελάτες μπορούν να έχουν άμεση πρόσβαση στις γεννήτριες παραγωγής ή να συνάψουν συμβόλαια με άλλους παρόχους ισχύος και να διαλέγουν πακέτα υπηρεσιών που καλύπτουν τις ανάγκες τους. Για παράδειγμα, οι Πελάτες μπορούν να επιλέξουν Προμηθευτές οι οποίοι θα τους παρέχουν τη δυνατότητα να μετακυλύουν τα φορτία τους σε ώρες με χαμηλότερη αιχμή και σε χαμηλότερες τιμές [1].

1.4 Τύποι Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας

Οι τύποι των αγορών περιλαμβάνουν την Αγορά της Ενέργειας (EnergyMarket), 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 [1].

1.4.1 Αγορά Ενέργειας, Αγορά Επικουρικών Υπηρεσιών, Αγορά Δικαιωμάτων Μεταφοράς

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 (XE) λειτουργούν τη συγκεκριμένη Αγορά.

Αγορά Επικουρικών Υπηρεσιών (Ancillary Services Market)

Επικουρικές Υπηρεσίες είναι οι υπηρεσίες που απαιτούνται για τη μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας από τα σημεία έγχυσης στα σημεία κατανάλωσης και για τη διασφάλιση της ποιότητας της ηλεκτρικής ενέργειας που παρέχεται. Οι Επικουρικές Υπηρεσίες συμβάλλουν στην αξιόπιστη λειτουργία του Συστήματος.

Σε γενικές γραμμές, οι προσφορές επικουρικών υπηρεσιών που έχουν υποβληθεί από τους συμμετέχοντες στην αγορά αποτελούνται από δύο μέρη: μια προσφορά χωρητικότητας και μία προσφορά ενέργειας. Συνήθως, οι προσφορές επικουρικών υπηρεσιών εκκαθαρίζονται σε όρους προσφοράς δυναμικότητας.

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 ISO ή από έναν εκπρόσωπο ορισμένο από τον ISO, και στόχος της είναι να καθορίσει τις προσφορές, 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 μέγεθος του δικαιώματος μεταφοράς που είναι πρόθυμος να διαπραγματευτεί προς αγορά, εκτός από την τιμή αγοράς και τα σημεία της έγχυσης και απορρόφησης. Ένας πωλητής του δικαιώματος μεταφοράς πρέπει να γνωστοποιήσει το μέγεθος του δικαιώματος μεταφοράς που είναι πρόθυμος να διαπραγματευτεί προς πώληση, εκτός από την τιμή αγοράς και τα σημεία της έγχυσης και απορρόφησης. Τα δικαιώματα μεταφοράς θα μπορούσαν αρχικά να προμηθευθούν από μια ετήσια πρωτογενή δημοπρασία, μέσω της αγοράς των υπηρεσιών μεταφοράς δικτύου, βασισμένη στα αναμενόμενα φορτία αιχμής των φορέων φορτίου που εξυπηρετούν (π.χ. μεγάλες επιχειρήσεις), είτε μέσω της αγοράς σημείου-προς-σημείο υπηρεσιών μεταφοράς από εταιρίες. Πιο σημαντική είναι η δευτερογενής αγορά δημοπρασιών για δικαιώματα μεταφοράς, δεδομένου ότι θα υλοποιηθεί μια πιο ισχυρή και ρευστή αγορά για τα δικαιώματα μεταφοράς και θα διευκολυνθούν οι αγορές εμπορίας ενέργειας. Η δευτερεύουσα δημοπρασία θα μπορούσε να πραγματοποιείται μηνιαία, εβδομαδιαία ή καθημερινά [1].

1.4.2 Προθεσμιακή Αγορά και Αγορά Πραγματικού Χρόνου

Προθεσμιακή Αγορά (Forward Market)

Στις περισσότερες αγορές ηλεκτρισμού, στην Αγορά Επόμενης Ημέρας (Day-ahead Market) πραγματοποιείται η κατανομή των πόρων για κάθε ώρα της επόμενης ημέρας. Οι συμμετέχοντες στην αγορά υποβάλλουν προσφορές για την παροχή και ζήτηση ενέργειας. Ο ISO αθροίζει τις προσφορές των Παραγωγών (offers) και των Προμηθευτών (bids) και έτσι σχηματίζεται μία καμπύλη προσφοράς και μία καμπύλη ζήτησης αντίστοιχα. Η τομή αυτών των δύο καμπυλών προσδιορίζει την Οριακή Τιμή Συστήματος και λαμβάνοντας υπόψη τη συμφόρηση που μπορεί να υπάρχει στις γραμμές μεταφοράς υπολογίζεται η Χωρική Οριακή Τιμή (Locational Marginal Price - LMP). Η Αγορά Επόμενης Ημέρας περιλαμβάνει μόνο οικονομικές και όχι φυσικές συναλλαγές μεταξύ Παραγωγών και Προμηθευτών. Οι Παραγωγοί πληρώνονται στο LMP που διαμορφώθηκε από την παραπάνω διαδικασία και πρέπει να παράξουν την προκαθορισμένη ποσότητα ισχύος, ή να αγοράσουν ισχύ από την Αγορά Πραγματικού Χρόνου ώστε να καλυφθεί η ποσότητα που δεν παρήχθη. Κατ'αντιστοιχία με τους Παραγωγούς, οι Προμηθευτές ηλεκτρικής ισχύος πληρώνουν την ισχύ στην ίδια Χωρική Οριακή Τιμή με τους Παραγωγούς και σε περίπτωση που καταναλώσουν περισσότερη ισχύ από αυτή που είχαν αγοράσει πληρώνουν αυτή την επιπρόσθετη ισχύ στη Χωρική Οριακή Τιμή που προκύπτει από την Αγορά Πραγματικού Χρόνου.

Και η ενέργεια και οι Επικουρικές Υπηρεσίες μπορούν να ανταλλαχθούν στη Μακροπρόθεσμη Αγορά. Η εκκαθάριση της Μακροπρόθεσμης Αγοράς γίνεται πρώτη. Έπειτα, οι προσφορές για τις επικουρικές υπηρεσίες υποβάλλονται, η εκκαθάριση των οποίων μπορεί να γίνει είτε ταυτόχρονα είτε ακολουθιακά.

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 σε πραγματικό χρόνο. Είναι πολύ πιθανό, οι πραγματικές τιμές της παραγωγής και των φορτίων να διαφέρουν από τις τιμές που έχουν στην Προθεσμιακή 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 οι Χωρικές Οριακές Τιμές που προέκυψαν στην Αγορά της Επόμενης Ημέρας από τις Χωρικές Οριακές Τιμές που προέκυψαν στην Αγορά Πραγματικού Χρόνου. Επομένως η Αγορά Πραγματικού Χρόνου έχει σαν σκοπό την εξισορρόπηση της παραγωγής και της ζήτησης ισχύος [1].

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2

Η ΑΓΟΡΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ

2.1 Εισαγωγή

Μετά από μια μακρά περίοδο αναζητήσεων, προετοιμασίας, μελετών και οργανωτικών βημάτων τόσο σε Ευρωπαϊκό όσο και σε εθνικό επίπεδο, δημιουργείται βαθμιαία ελεύθερη αγορά και στον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας. Αυτό επιτρέπει σε πελάτες να επιλέγουν τον προμηθευτή τους και σε νέους παραγωγούς να ανταγωνίζονται τη ΔΕΗ, που για πολλά χρόνια ήταν ο μόνος παραγωγός. Πρόκειται για μια επανάσταση στο χώρο της ηλεκτρικής ενέργειας, που παραδοσιακά κυριαρχούνταν διεθνώς από μονοπώλια.

Η Οδηγία 96/92/ΕΚ του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου, η οποία θέσπισε τις αρχές της απελευθέρωσης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, εφαρμόστηκε στην Ελλάδα με το Νόμο 2773/99. Τα κυριότερα σημεία του Νόμου αυτού είναι:

- Η απελευθέρωση της παραγωγής και εκμετάλλευσης ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ), Συμπααραγωγή αλλά και από συμβατικά καύσιμα
- Η σύσταση της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας (ΡΑΕ) ως ανεξάρτητης και αυτοτελούς διοικητικής αρχής που εποπτεύεται από τον Υπουργό Ανάπτυξης και τις αρμοδιότητές της
- Η σύσταση του Διαχειριστή Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ενέργειας (ΔΕΣΜΗΕ), που πλέον έχει διαιρεθεί στο Λειτουργό της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΛΑΓΗΕ) και στον Ανεξάρτητο Διαχειριστή Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ)
- Η μετατροπή της ΔΕΗ σε Ανώνυμη Εταιρεία

Με το Νόμο 3426/2005 έγινε η επιτάχυνση της διαδικασίας της απελευθέρωσης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα.

2.2 Βασικοί Συμμετέχοντες στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Ελλάδα

Στην παρούσα ενότητα παρουσιάζονται οι κύριοι Συμμετέχοντες και τα βασικά καθήκοντα τους στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Ελλάδα [2].

Παραγωγοί, Αυτοπαραγωγοί

Οι Παραγωγοί είναι κάτοχοι άδειας παραγωγής για Μονάδες παραγωγής εγγεγραμμένες στο Μητρώο Μονάδων. Οι Αυτοπαραγωγοί είναι κάτοχοι Άδειας Παραγωγής οι οποίοι παράγουν ηλεκτρική ενέργεια για δική τους χρήση και εγγέουν την περίσσεια της ενέργειας στο Σύστημα ή στο Δίκτυο.

Προμηθευτές

Οι Προμηθευτές είναι κάτοχοι Άδειας Προμήθειας που αγοράζουν ενέργεια απευθείας μέσω του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού ώστε να ικανοποιήσουν τις απαιτήσεις των πελατών τους.

Εισαγωγείς

Οι Εισαγωγείς είναι κάτοχοι Άδειας Προμήθειας ή Άδειας Εμπορίας, που προμηθεύονται ποσότητες ενέργειας από εξωτερικούς Παραγωγούς ή Προμηθευτές και εγγέουν τις ποσότητες αυτές στον Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό μέσω των Διασυνδέσεων. Εισαγωγές μέσω των Διασυνδέσεων μπορούν να προγραμματίζονται και οι Αυτοπρομηθευόμενοι Πελάτες για δική τους χρήση.

Εξαγωγείς

Οι Εξαγωγείς είναι κάτοχοι Άδειας Προμήθειας ή Άδειας Παραγωγής ή Άδειας Εμπορίας, που προμηθεύονται ποσότητες ενέργειας από τον Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό ώστε να τις εξάγουν σε άλλες χώρες μέσω των διασυνδέσεων.

Πελάτες

Οι Πελάτες είναι οι καταναλωτές ηλεκτρικής ενέργειας οι οποίοι έχουν το δικαίωμα να επιλέγουν τον Προμηθευτή τους. Επίσης, έχουν το δικαίωμα να προμηθεύονται ενέργεια μέσω του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού για δική τους αποκλειστική χρήση.

Διαχειριστής Εθνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΔΔΗΕ)

Ο ΔΕΔΔΗΕ είναι ο διαχειριστής του δικτύου διανομής μέσης και χαμηλής τάσης ολόκληρης της επικράτειας που συστάθηκε με την απόσχιση του κλάδου Διανομής της ΔΕΗ σύμφωνα με το Ν. 4001/2011 και σε συμμόρφωση με την Οδηγία 2009/72/ΕΚ της Ευρωπαϊκής Ένωσης. Έργο της εταιρείας είναι η ανάπτυξη, η

λειτουργία και η συντήρηση, υπό οικονομικούς όρους του Εθνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΔΔΗΕ), ώστε να διασφαλίζεται η αξιόπιστη, αποδοτική και ασφαλής λειτουργία του, καθώς και η μακροπρόθεσμη ικανότητά του να ανταποκρίνεται σε εύλογες ανάγκες ηλεκτρικής ενέργειας, λαμβάνοντας τη δέουσα μέριμνα για το περιβάλλον και την ενεργειακή αποδοτικότητα, καθώς και για τη διασφάλιση, κατά τον πλέον οικονομικό, διαφανή, άμεσο και αμερόληπτο τρόπο, της πρόσβασης των χρηστών (δηλαδή των Παραγωγών, των Προμηθευτών και των Πελατών) στο ΕΔΔΗΕ, προκειμένου να ασκούν τις δραστηριότητές τους[3].

Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ)

Η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (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.

Αρχικά η ΡΑΕ είχε κυρίως γνωμοδοτικές αρμοδιότητες, στη συνέχεια όμως με βάση συγκεκριμένες νομοθετικές διατάξεις της δόθηκαν και αποφασιστικές αρμοδιότητες.

Η πλέον ουσιώδης και σημαντική ενίσχυση του ρόλου της ΡΑΕ επιτεύχθηκε με τους νόμους που εκδόθηκαν στο τέλος του έτους 2005 με στόχο τόσο την επιτάχυνση της διαδικασίας απελευθέρωσης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας (ν. 3426/2005, ΦΕΚ Α' 309) όσο και την απελευθέρωση της αγοράς φυσικού αερίου (ν. 3428/2005, ΦΕΚ Α' 313).

Η ΡΑΕ παρακολουθεί την ανάπτυξη και τήρηση κανόνων υγιούς ανταγωνισμού και προστασίας του καταναλωτή. Οι βασικότερες αρμοδιότητες της είναι οι ακόλουθες:

- I. Η γνωμοδοτική αρμοδιότητα στη χορήγηση αδειών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από συμβατικά καύσιμα.
- II. Η αποφασιστική αρμοδιότητα για τη χορήγηση αδειών από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας.
- III. Η παρακολούθηση της διασφάλισης πρόσβασης τρίτων στο δίκτυο της χώρας.
- IV. Η παρακολούθηση της λειτουργίας του διασυνδεδετικού εμπορίου εισαγωγών και εξαγωγών.
- V. Ο έλεγχος του ότι η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας λειτουργεί ομαλά.
- VI. Η γνωμοδότηση για τη χορήγηση αδειών για την προμήθεια ηλεκτρικής ενέργειας.
- VII. Η επιβολή κυρώσεων όταν διαπιστώσει ότι παραβιάζεται η τήρηση των κανόνων του υγιούς ανταγωνισμού.

Οι στόχοι της Ευρωπαϊκής Κοινότητας για την μεγαλύτερη δυνατή ένταξη σταθμών από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας είναι μια από τις ιδιαίτερες βαρύνουσες σημασίας αρμοδιότητες της Αρχής.

Για το λόγο αυτό, ενώ έως πρόσφατα η ΡΑΕ είχε απλή γνωμοδοτική αρμοδιότητα, τώρα πλέον έχει αποφασιστική αρμοδιότητα στην χορήγηση αδειών παραγωγής από ΑΠΕ. Το γεγονός αυτό, θέτει ένα εντελώς νέο σχήμα λειτουργίας της εν λόγω αγοράς – και ιδίως σε συσχέτιση με την περιβαλλοντική αδειοδότηση - το οποίο κρίνεται αναγκαίο να λειτουργήσει αποτελεσματικά, δεδομένων των διεθνών υποχρεώσεων της χώρας μας για αύξηση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές.

Τέλος, πρέπει να τονιστεί ότι η παρακολούθηση της τιμολόγησης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας και η αρμοδιότητα της ΡΑΕ είτε να θεσπίσει αρχές και κανόνες, είτε να γνωμοδοτήσει σχετικά, συνιστά μείζονος σημασίας αρμοδιότητα, η άσκηση της οποίας προϋποθέτει σφαιρική και βέβαιη αντίληψη των δεδομένων που επικρατούν στην αγορά. Στο ίδιο πλαίσιο, η αρμοδιότητα της Αρχής για οριοθέτηση των Υπηρεσιών Κοινής Ωφέλειας (ΥΚΩ) και Κοινωνικού Τιμολογίου (ΚΟΤ) , για παρακολούθηση των τιμολογίων τόσο στον τομέα του ηλεκτρισμού όσο και του φυσικού αερίου, καθίσταται μείζονος σημασίας [4].

Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΣΜΗΕ)

Σύμφωνα με τις διατάξεις του Νόμου 2773/99, ιδρύθηκε στην Ελλάδα η Ανώνυμη Εταιρία Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΣΜΗΕ), εταιρία η οποία διαχειριζόταν το Ελληνικό Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας. Ο ρόλος του ΔΕΣΜΗΕ ήταν:

- I. Να φροντίζει να υπάρχει ανά πάσα στιγμή ισορροπία παραγωγής και κατανάλωσης και η ηλεκτρική ενέργεια να παρέχεται κατά τρόπο αξιόπιστο, ασφαλή και ποιοτικά αποδεκτό.
- II. Να εκκαθαρίζει την αγορά, να λειτουργεί σαν ένα είδος χρηματιστηρίου που υπολογίζει κάθε ημέρα ποιός οφείλει σε ποιόν.

Από την 1η Φεβρουαρίου 2012, 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) ο Λειτουργός Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΛΑΓΗΕ) ασκεί τις δραστηριότητες που ασκούσαν από το ΔΕΣΜΗΕ, πλην εκείνων που κατά το άρθρο 99 του ν.4001/2011 μεταφέρονται στον Ανεξάρτητο Διαχειριστή Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ) [5].

Λειτουργός Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΛΑΓΗΕ)

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.

Στο πλαίσιο του σκοπού του, ο Λειτουργός της Αγοράς ασκεί, ιδίως, τις ακόλουθες αρμοδιότητες:

- I. Διενεργεί τον Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό, ως εξής:
 - Προγραμματίζει τις εγχύσεις ηλεκτρικής ενέργειας στο ΕΣΜΗΕ, καθώς και τις απορροφήσεις ηλεκτρικής ενέργειας σε αυτό, κατά τα προβλεπόμενα στον Κώδικα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας.
 - Υπολογίζει την Οριακή Τιμή Συστήματος.
 - Εκκαθαρίζει τις συναλλαγές στο πλαίσιο του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού.
- II. Συνεργάζεται με τον Διαχειριστή του ΕΣΜΗΕ σύμφωνα με τις ειδικότερες προβλέψεις του Κώδικα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας και του Κώδικα Διαχείρισης του ΕΣΜΗΕ.
- III. Τηρεί ειδικό Μητρώο Συμμετεχόντων στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας και εγγράφει τους Συμμετέχοντες, σύμφωνα με τις ειδικότερες διατάξεις του Κώδικα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας.
- IV. Παρέχει έγκαιρα και με κάθε πρόσφορο τρόπο στους Συμμετέχοντες στην Αγορά αυτή Ηλεκτρικής Ενέργειας τις απαραίτητες πληροφορίες για τη συμμετοχή τους στην Αγορά.
- V. Αποφεύγει κάθε διάκριση μεταξύ των Συμμετεχόντων στην Αγορά Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας και εφαρμόζει κατά την παροχή των υπηρεσιών του διαφανή, αντικειμενικά και αμερόληπτα κριτήρια.
- VI. Συμμετέχει σε κοινές επιχειρήσεις, ιδίως με διαχειριστές συστημάτων μεταφοράς, καθώς και χρηματιστήρια ηλεκτρικής ενέργειας και άλλους ανάλογους φορείς, με στόχο τη δημιουργία περιφερειακών αγορών στο πλαίσιο της εσωτερικής αγοράς ενέργειας.
- VII. Εισπράττει από τους Συμμετέχοντες τέλη για τη διαχείριση και λειτουργία της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας και τηρεί τους αναγκαίους λογαριασμούς, σύμφωνα με τις ειδικότερες προβλέψεις του Κώδικα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας.
- VIII. Συμμετέχει σε ενώσεις, οργανώσεις ή εταιρείες, μέλη των οποίων είναι λειτουργοί αγορών ηλεκτρικής ενέργειας και χρηματιστήρια ηλεκτρικής ενέργειας, οι οποίες έχουν σκοπό την επεξεργασία και διαμόρφωση κανόνων κοινής δράσης που συντείνουν, στο πλαίσιο της κοινοτικής νομοθεσίας, στη δημιουργία ενιαίας εσωτερικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.
- IX. Συνάπτει συμβάσεις πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από εγκαταστάσεις ΑΠΕ ή ΣΗΘΥΑ, εφόσον οι εγκαταστάσεις παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας συνδέονται στο Σύστημα είτε απευθείας είτε μέσω του Δικτύου, και καταβάλλει τις πληρωμές που προβλέπονται στις συμβάσεις αυτές.
- X. Διενεργεί τη διευθέτηση των χρηματικών συναλλαγών στο πλαίσιο του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού σε συνεργασία με τους

Διαχειριστές του ΕΣΜΗΕ και του ΕΔΔΗΕ. Για τη διενέργεια της διευθέτησης των χρηματικών συναλλαγών, ο Λειτουργός της Αγοράς δύναται:

- Να συστήνει ή να συμμετέχει σε εταιρείες με εξειδικευμένο σκοπό την παροχή χρηματοοικονομικών υπηρεσιών.
- Να αναθέτει σε τρίτους, μετά από σύμφωνη γνώμη της ΡΑΕ, την ως άνω διευθέτηση, ιδίως αναφορικά με τη διαχείριση και εκκαθάριση χρηματικών συναλλαγών και τη διαχείριση πιστωτικού και συναλλακτικού κινδύνου, στο πλαίσιο της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

Κατά την εκτέλεση των καθηκόντων του, ο Λειτουργός της Αγοράς διευκολύνει κατά κύριο λόγο την ολοκλήρωση της ενιαίας εσωτερικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και για το σκοπό αυτόν αναλαμβάνει κάθε αναγκαία ενέργεια, προκειμένου να διασφαλίζεται η εφαρμογή των προβλέψεων του Κανονισμού 714/2009, της Οδηγίας 72/2009 και όλων των σχετικών κατευθύνσεων και αποφάσεων που εκδίδονται από τα αρμόδια όργανα της Ευρωπαϊκής Ένωσης [6].

Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ)

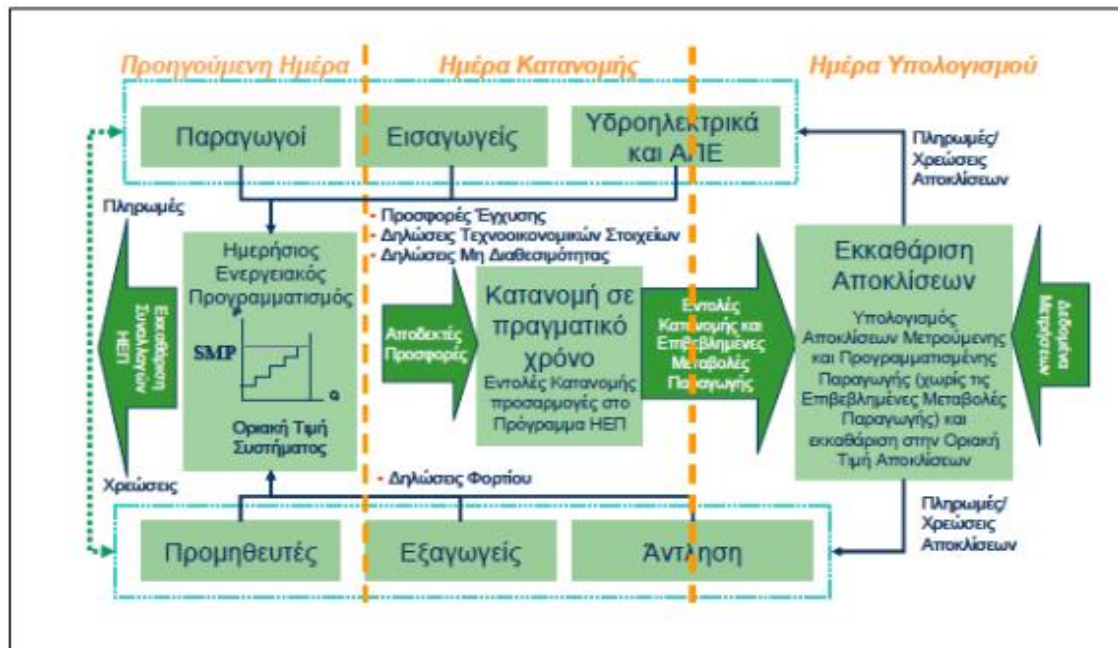
Σκοπός του ΑΔΜΗΕ είναι η λειτουργία, συντήρηση και ανάπτυξη του ΕΣΜΗΕ ώστε να διασφαλίζεται ο εφοδιασμός της χώρας με ηλεκτρική ενέργεια με τρόπο ασφαλής, αποδοτικό και αξιόπιστο. Ο ΑΔΜΗΕ ως Διαχειριστής του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΣΜΗΕ) εκτελεί όλα τα καθήκοντα που ορίζονται στο Άρθρο 94 του Νόμου 4001/2011. Τα καθήκοντα αυτά είναι:

- I. Διασφάλιση ότι η μακροχρόνια ικανότητα του Συστήματος ανταποκρίνεται σε εύλογες ανάγκες για μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας, υπό οικονομικά βιώσιμες συνθήκες, λαμβάνοντας υπόψη την προστασία του περιβάλλοντος.
- II. Παροχή πρόσβασης στο Σύστημα στους κατόχους άδειας παραγωγής, προμήθειας ή εμπορίας ηλεκτρικής ενέργειας, σε όσους έχουν νόμιμα εξαιρεθεί από την υποχρέωση κατοχής τέτοιων αδειών και στους Επιλέγοντες Πελάτες.
- III. Παροχή της δυνατότητας σύνδεσης του Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΔΔΗΕ) με το ΕΣΜΗΕ, σύμφωνα με όσα καθορίζονται στον Κώδικα Διαχείρισης του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (Κώδικας Διαχείρισης ΕΣΜΗΕ).
- IV. Διαχείριση των ροών της ηλεκτρικής ενέργειας στο Σύστημα, συνεκτιμώντας τις ανταλλαγές με άλλα διασυνδεδεμένα συστήματα μεταφοράς.
- V. Μέριμνα για την ασφαλή, αξιόπιστη και αποδοτική λειτουργία του Συστήματος, διασφαλίζοντας, μεταξύ άλλων, τη διαθεσιμότητα των αναγκαίων επικουρικών υπηρεσιών, συμπεριλαμβανομένων των υπηρεσιών που παρέχονται μέσω διαχείρισης της ζήτησης, στο βαθμό που η διαθεσιμότητά τους δεν εξαρτάται από άλλο διασυνδεδεμένο Σύστημα μεταφοράς.
- VI. Κατάρτιση του προγράμματος κατανομής των μονάδων παραγωγής που συνδέονται με το Σύστημα, προσδιορισμός της χρήσης των διασυνδέσεων με άλλα συστήματα μεταφοράς και κατανομή σε πραγματικό χρόνο του φορτίου ηλεκτρικής ενέργειας στις διαθέσιμες εγκαταστάσεις παραγωγής.

- VII. Παροχή στους Διαχειριστές άλλων Συστημάτων μεταφοράς και δικτύων διανομής ηλεκτρικής ενέργειας, με τα οποία συνδέεται το Σύστημα, επαρκών πληροφοριών για την ασφαλή και αποδοτική λειτουργία, καθώς και τη συντονισμένη ανάπτυξη και τη διαλειτουργικότητα του Συστήματος και των παραπάνω συστημάτων και δικτύων.
- VIII. Παροχή στους Χρήστες του Συστήματος κάθε αναγκαίας πληροφορία για την εξασφάλιση της αποτελεσματικής πρόσβασής τους στο Σύστημα.
- IX. Παροχή των πάσης φύσεως υπηρεσιών του εφαρμόζοντας διαφανή, αντικειμενικά και αμερόληπτα κριτήρια, ώστε να αποτρέπεται κάθε διάκριση μεταξύ των Χρηστών ή των κατηγοριών Χρηστών του Συστήματος και ιδίως κάθε διάκριση υπέρ των συνδεδεμένων με αυτόν επιχειρήσεων.
- X. Είσπραξη των τελών πρόσβασης στο Σύστημα και διευθέτηση των χρεοπιστώσεων που του αναλογούν στο πλαίσιο του μηχανισμού αντιστάθμισης μεταξύ διαχειριστών συστημάτων μεταφοράς, σύμφωνα με το άρθρο 13 του Κανονισμού (ΕΚ) 714/2009.
- XI. Χορήγηση και διαχείριση της πρόσβασης τρίτων στο Σύστημα και παροχή ειδικά αιτιολογημένων επεξηγήσεων σε περίπτωση άρνησης πρόσβασης.
- XII. Συμμετοχή σε ενώσεις, οργανώσεις ή εταιρείες, οι οποίες έχουν σκοπό την επεξεργασία και διαμόρφωση κανόνων κοινής δράσης που συντείνουν, στο πλαίσιο της κοινοτικής νομοθεσίας, στη δημιουργία ενιαίας εσωτερικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και ειδικότερα στον καταμερισμό και την εκχώρηση δικαιωμάτων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας μέσω των αντίστοιχων διασυνδέσεων, καθώς και στη διαχείριση των δικαιωμάτων αυτών για λογαριασμό των ως άνω διαχειριστών και ιδίως στο Ευρωπαϊκό Δίκτυο Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ENTSO-E).
- XIII. Εκπόνηση σε ετήσια βάση, κατόπιν διαβούλευσης με όλους τους υφιστάμενους και μελλοντικούς Χρήστες του ΕΣΜΗΕ, Δεκαετούς Προγράμματος Ανάπτυξης του ΕΣΜΗΕ
- XIV. Τήρηση των αναγκαίων διαχειριστικών λογιστικών λογαριασμών για την είσπραξη των εσόδων από τη διαχείριση συμφόρησης των διασυνδέσεων, ή άλλων χρεώσεων που προκύπτουν από τη λειτουργία και τη διαχείριση του ΕΣΜΗΕ
- XV. Δημοσίευση στην ιστοσελίδα του καταλόγου όλων των εγκεκριμένων από τη ΡΑΕ τιμολογίων με τα οποία χρεώνει τους Χρήστες του Συστήματος.
- XVI. Υπολογισμός της Οριακής Τιμής Αποκλίσεων.
- XVII. Εκκαθάριση των Αποκλίσεων Παραγωγής – Ζήτησης και διευθέτηση των χρηματικών συναλλαγών στο πλαίσιο της διευθέτησης των Αποκλίσεων Παραγωγής – Ζήτησης σε συνεργασία με το ΛΑΓΗΕ και το Διαχειριστή του ΕΔΔΗΕ.
- XVIII. Σύναψη, κατόπιν διαγωνισμού, συμβάσεων αγοραπωλησίας ηλεκτρικής ενέργειας, περιλαμβανομένων συμβάσεων διαχείρισης της ζήτησης, μόνον εφόσον αυτό απαιτείται για την παροχή των επικουρικών υπηρεσιών και για τις ανάγκες εξισορρόπησης των αποκλίσεων παραγωγής – ζήτησης κατά τη λειτουργία του συστήματος σε πραγματικό χρόνο και στο πλαίσιο των ρυθμίσεων του Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος.
- XIX. Συνεργασία με το ΛΑΓΗΕ, σύμφωνα με τις διατάξεις του Κώδικα Συναλλαγών και του Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος.
- XX. Προσφορά συμβουλευτικών υπηρεσιών τεχνικής φύσεως σε θέματα της αρμοδιότητάς του σε διαχειριστές ή κυρίους συστημάτων μεταφοράς έναντι

αμοιβής, καθώς και συμμετοχή σε ερευνητικά προγράμματα, καθώς και σε προγράμματα χρηματοδοτούμενα από την Ε.Ε., εφόσον δεν παρακωλύεται η άρτια εκτέλεση των καθηκόντων του [7].

2.3 Δραστηριότητες της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας



Σχήμα 2.1: Λειτουργία της Αγοράς [8]

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, 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 [2]:

- 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 (HEΠ).
- 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 HEΠ.
- 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.

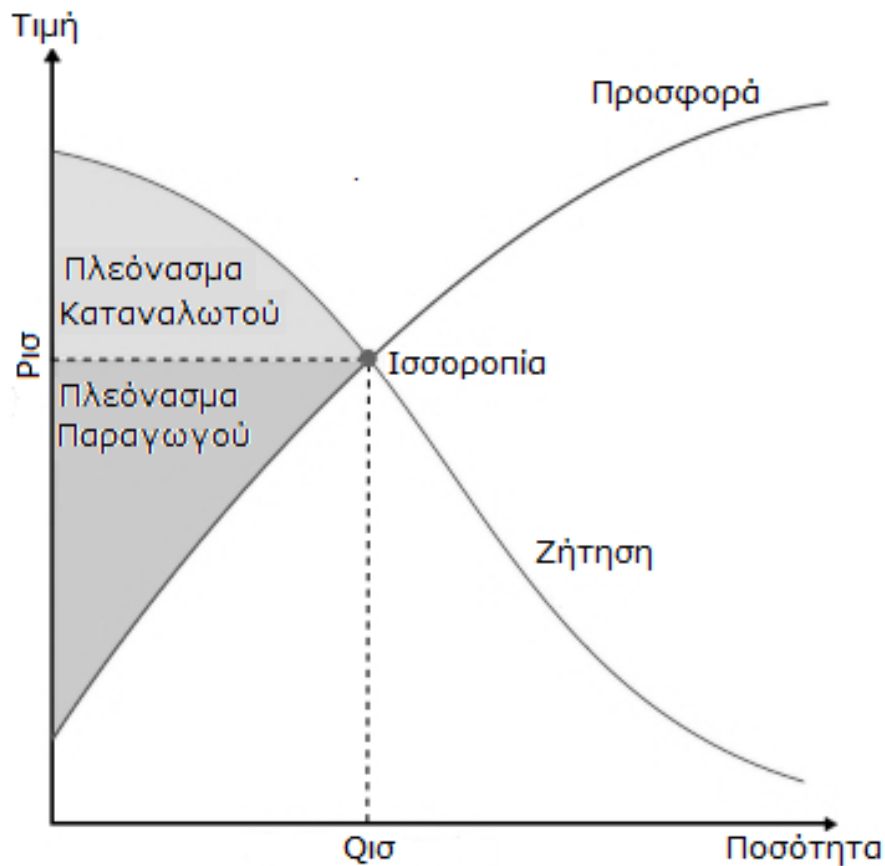
2.4 Κοινωνικό Πλεόνασμα

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

$$ΠΚ = U(Q) - P \cdot Q$$

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 $C(Q)$.

$$ΠΠ = P \cdot Q - C(Q)$$



Σχήμα 2.2: Πλεόνασμα Καταναλωτού και Παραγωγού

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

$$KΠ = U(Q) - C(Q)$$

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 3

ΚΩΔΙΚΑΣ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗΣ ΤΟΥ ΕΛΛΗΝΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

3.1 Γενικά στοιχεία

Η διαχείριση του ΕΣΜΗΕ διενεργείται σύμφωνα με τις διατάξεις του Κώδικα Διαχείρισης του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (Κώδικας Διαχείρισης ΕΣΜΗΕ), ο οποίος καταρτίζεται και υποβάλλεται στη ΡΑΕ από τον Διαχειριστή του ΕΣΜΗΕ.

Στον Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος περιγράφονται:

- I. Οι τεχνικές προδιαγραφές σχεδιασμού, λειτουργίας και συντήρησης του Συστήματος.
- II. Η διαδικασία κατάρτισης του προγράμματος συντήρησης του Συστήματος, προκειμένου να διασφαλίζεται η άρτια και έγκαιρη συντήρηση του συστήματος.
- III. Οι προϋποθέσεις για την υποβολή αίτησης πρόσβασης στο σύστημα, τα απαιτούμενα δικαιολογητικά, οι ελάχιστες τεχνικές και λειτουργικές προδιαγραφές για την πρόσβαση στο σύστημα.
- IV. Τα κριτήρια που εφαρμόζει ο Διαχειριστής του Συστήματος για την κατανομή του φορτίου στις διαθέσιμες εγκαταστάσεις παραγωγής και των επικουρικών υπηρεσιών στις διαθέσιμες εγκαταστάσεις παραγωγής και σε εγκαταστάσεις που παρέχουν δυνατότητες διαχείρισης της ζήτησης και εξοικονόμησης ενέργειας, καθώς και τη χρήση των Διασυνδέσεων.
- V. Ο τρόπος, η διαδικασία και οι όροι διευθέτησης, από τον Διαχειριστή του Συστήματος, των Αποκλίσεων Παραγωγής - Ζήτησης, μεταξύ των κατόχων άδειας παραγωγής, των προμηθευτών, των επιλεγόντων πελατών και των χρηστών των Διασυνδέσεων.
- VI. Κάθε άλλη ρύθμιση απαραίτητη για την εύρυθμη, ασφαλή και αποδοτική διαχείριση του Συστήματος.

3.2 Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός

Ο Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός (ΗΕΠ) συνιστά την Προ-Ημερήσια (Day-Ahead) Χονδρεμπορική Αγορά και έχει ως στόχο το βέλτιστο προγραμματισμό της λειτουργίας των θερμικών και υδροηλεκτρικών Μονάδων παραγωγής του Συστήματος, των Μονάδων ΑΠΕ και της διαθέσιμης ενέργειας από Εισαγωγές, προκειμένου να καλύπτεται, σε ημερήσια βάση, η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας από καταναλωτές, η ζήτηση για Εξαγωγές ενέργειας από τη χώρα και οι απαραίτητες Επικουρικές Υπηρεσίες. Κάθε Μονάδα παραγωγής υποχρεούται να προσφέρει το σύνολο της διαθεσιμότητάς της, τόσο σε ενέργεια όσο και σε επικουρικές υπηρεσίες στην Χονδρεμπορική Αγορά (ΗΕΠ). Πρόκειται συνεπώς για ένα μοντέλο αγοράς «Υποχρεωτικής Κοινοπραξίας» (Mandatory Pool).

3.2.1 Επιμέρους Αγορές

Στον ΗΕΠ ενσωματώνονται οι εξής επιμέρους αγορές, οι οποίες βελτιστοποιούνται ταυτόχρονα, ώστε να μεγιστοποιείται το κοινωνικό όφελος:

- I. Ημερήσια Χονδρεμπορική Αγορά Ενέργειας, όπου συναλλάσσεται το σύνολο της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται και καταναλώνεται στο διασυνδεδεμένο σύστημα, και στην οποία προσφέρουν ηλεκτρική ενέργεια και αμείβονται οι εγχώριοι παραγωγοί και οι εισαγωγείς και αντίστοιχα απορροφούν και χρεώνονται οι εκπρόσωποι του εγχώριου φορτίου και οι εξαγωγείς.
- II. Ημερήσια Αγορά Επικουρικών Υπηρεσιών, όπου εξασφαλίζονται οι αναγκαίες επικουρικές υπηρεσίες και εφεδρείες. Η αγορά επικουρικών υπηρεσιών καλύπτει τις ανάγκες των καταναλωτών ηλεκτρικής ενέργειας για διασφάλιση της ποιότητας και αξιοπιστίας της τροφοδοσίας τους.
- III. Εκκαθάριση Αποκλίσεων, όπου εκκαθαρίζονται οποιοσδήποτε έκτακτες συναλλαγές πραγματοποιήθηκαν για την εξασφάλιση της φυσικής ισορροπίας του Συστήματος κατά την Ημέρα Κατανομής.
- IV. Αγορά Μακροχρόνιας Αξιοπιστίας Ισχύος, όπου οι παραγωγοί αμείβονται για τη διατήρηση των μονάδων τους σε λειτουργική ετοιμότητα, και η οποία έχει ως στόχο τη μείωση του επιχειρηματικού κινδύνου των παραγωγών, ώστε να είναι δυνατή η εγκατάσταση και λειτουργία νέων μονάδων παραγωγής. Ο Μηχανισμός Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος προβλέπει τη δυνατότητα αφενός των παραγωγών να λαμβάνουν αμοιβή και να ανακτούν μέρος του κεφαλαιουχικού του κόστους, βάσει τις ετήσιας διαθεσιμότητας τους και όχι της ημερησίας κατανομής τους, και αφετέρου των προμηθευτών, οι οποίοι εξασφαλίζουν την ομαλότερη διακύμανση των τιμών στη χονδρεμπορική αγορά, ακριβώς διότι μειώνεται ο βραχυχρόνιος κίνδυνος των παραγωγών. Μέσω της αγοράς αυτής δίδονται τα κατάλληλα μακροχρόνια οικονομικά κίνητρα στους παραγωγούς για την εγκατάσταση νέων αξιόπιστων Μονάδων.

3.2.2 Αντικείμενο ΗΕΠ

Το αντικείμενο του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού περιλαμβάνει τα κάτωθι:

- I. Κατάρτιση ενός βέλτιστου προγράμματος ένταξης Μονάδων και έγχυσης ενέργειας για την εξυπηρέτηση της ζήτησης ενέργειας για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής, με τρόπο ώστε να μεγιστοποιείται το κοινωνικό πλεόνασμα (διαφορά του κοινωνικού οφέλους από το συνολικό κόστος παραγωγής),
- II. Κατάρτιση προγραμμάτων Επικουρικών Υπηρεσιών ώστε να καλύπτονται οι σχετικές ανάγκες για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής στο ελάχιστο συνολικό κόστος,
- III. Προσδιορισμός της Οριακής Τιμής Παραγωγής σε κάθε Λειτουργική Ζώνη για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής,
- IV. Υπολογισμός της Οριακής Τιμής του Συστήματος (ΟΤΣ) για την ενέργεια, για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής, και
- V. Υπολογισμός των Τιμών Εφεδρείας για κάθε τιμολογούμενη Επικουρική Υπηρεσία για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής.

3.2.3 Συμμετοχή στον ΗΕΠ

Ως συμμετοχή στον ΗΕΠ νοείται ιδίως:

- I. Η υποβολή Δηλώσεων Φορτίου από Εκπροσώπους Φορτίου για Πελάτες οι οποίοι καταναλώνουν ηλεκτρική ενέργεια εντός της Ελληνικής Επικράτειας, από κατόχους άδειας παραγωγής, κατόχους άδειας εμπορίας, ή Προμηθευτές για Εξαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς και από κατόχους άδειας παραγωγής για Αντλητικές Μονάδες σε λειτουργία άντλησης και για τα Βοηθητικά και τα Γενικά Βοηθητικά της Μονάδας τους όταν αυτά δεν καλύπτονται από την παραγωγή της Μονάδας. Οι Δηλώσεις Φορτίου των κατόχων άδειας παραγωγής μπορούν να υποβάλλονται και από Προμηθευτές.
- II. Η υποβολή Προσφορών Έγχυσης από κατόχους άδειας παραγωγής για Κατανεμόμενες Μονάδες, από κατόχους άδειας προμήθειας, κατόχους άδειας εμπορίας και Αυτοπρομηθευόμενους Πελάτες για Εισαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας και από τον Λειτουργό της Αγοράς για Μονάδες του άρθρου 35 του Ν.2773/1999.
- III. Η υποβολή Δηλώσεων Διαχείρισης Υδάτινων Πόρων από κατόχους άδειας παραγωγής Υδροηλεκτρικών Μονάδων, περιλαμβανομένων των Υδροηλεκτρικών Μονάδων Άντλησης.
- IV. Η υποβολή Προσφορών Εφεδρειών από κατόχους άδειας παραγωγής για Κατανεμόμενες Μονάδες και από το Λειτουργό της Αγοράς για Συμβεβλημένες Μονάδες Επικουρικών Υπηρεσιών.

- V. Η υποβολή Δηλώσεων Ολικής ή Μερικής Μη Διαθεσιμότητας από κατόχους άδειας παραγωγής για Μονάδες.
- VI. Η υποβολή Δηλώσεων Τεχνικοοικονομικών Στοιχείων από κατόχους άδειας παραγωγής για Μονάδες.
- VII. Η υποβολή από τον Λειτουργό της Αγοράς των Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών που λαμβάνονται υπόψη κατά την κατάρτιση του Προγράμματος ΗΕΠ.

3.2.4 Διαμόρφωση Οριακής Τιμής Συστήματος

Η επίλυση του ΗΕΠ γίνεται μέσω γραμμικού προγραμματισμού με στόχο να ελαχιστοποιηθεί η δαπάνη για την αντιστοίχιση του Φορτίου για το οποίο υποβλήθηκαν δηλώσεις απορρόφησης με το Φορτίο που προσφέρεται για έγχυση. Ο ΗΕΠ επιλύεται ταυτόχρονα για όλες τις ώρες της επόμενης ημέρας και προσδιορίζει την Οριακή Τιμή Συστήματος και το Πρόγραμμα ΗΕΠ. Η Οριακή Τιμή του Συστήματος είναι η τιμή στην οποία εκκαθαρίζεται η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και είναι η τιμή που εισπράττουν όλοι οι όσοι εγγέουν ενέργεια στο Σύστημα και πληρώνουν όλοι όσοι ζητούν ενέργεια από το Σύστημα. Συγκεκριμένα, η Οριακή Τιμή του Συστήματος διαμορφώνεται από τον συνδυασμό των προσφορών τιμών και ποσοτήτων που υποβάλλουν κάθε μέρα οι διαθέσιμες μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, και του ωριαίου φορτίου ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, που διαμορφώνεται σε καθημερινή βάση από τους καταναλωτές.

Επιχειρώντας μια απλή περιγραφή του τρόπου υπολογισμού της Οριακής Τιμής του Συστήματος, σύμφωνα με τις βασικές αρχές της μικροοικονομικής θεωρίας, μπορεί να αναφερθεί ότι οι μονάδες παραγωγής κατατάσσονται αναλόγως των προσφορών τους σε αύξουσα σειρά, ξεκινώντας από την χαμηλότερη προσφερόμενη τιμή για ορισμένη ποσότητα ενέργειας και καταλήγοντας στην υψηλότερη προσφερόμενη τιμή.

Στο σημείο, όπου οι προσφερόμενες ποσότητες ενέργειας εξυπηρετούν το ζητούμενο φορτίο, καθορίζεται και η Οριακή Τιμή του Συστήματος. Στην ουσία, η Οριακή τιμή του Συστήματος συμπίπτει με την προσφορά της τελευταίας μονάδας που πρέπει να λειτουργήσει για να καλυφθεί η ζήτηση.

Για λόγους προστασίας των καταναλωτών και διαμόρφωσης συνθηκών υγιούς ανταγωνισμού τίθεται διοικητικά ανώτερο όριο ως προς την προσφερόμενη τιμή, το οποίο έχει τεθεί ίσο με 150€/MWh καθώς και κατώτερο επίπεδο προσφορών, το οποίο είναι το μεταβλητό κόστος της μονάδας, ώστε στις περισσότερες περιπτώσεις οι παραγωγοί να πληρώνονται το κόστος καυσίμου τους.

3.2.5 Το Πρόγραμμα ΗΕΠ

Το Πρόγραμμα ΗΕΠ αποτελεί ένα σύνολο διαδικασιών και υπολογισμών προγραμματισμού με σκοπό να καθοριστούν για κάθε περίοδο της ημέρας στην οποία αναφέρεται ο ΗΕΠ, τα ακόλουθα:

- I. Οι ποσότητες ενέργειας που πρόκειται να εγχυθούν και να απορροφηθούν από το Σύστημα, για κάθε Συμμετέχοντα στον ΗΕΠ.
- II. Οι ποσότητες Επικουρικών Υπηρεσιών που πρόκειται να παρασχεθούν από κάθε Συμμετέχοντα στον ΗΕΠ.
- III. Οι αριθμητικές τιμές της Οριακής Τιμής του Συστήματος, των Οριακών Τιμών Παραγωγής και των Μοναδιαίων Τιμών Πληρωμής για Επικουρικές Υπηρεσίες. Οι Οριακές Τιμές Παραγωγής ορίζονται ανά Λειτουργική Ζώνη του Συστήματος και δύναται να διαφέρουν μεταξύ τους. Η Οριακή Τιμή του Συστήματος είναι κοινή για όλες τις Λειτουργικές Ζώνες.

Η επίλυση του Προγράμματος ΗΕΠ θεμελιώνεται στην αρχή της βελτιστοποίησης του κοινωνικού πλεονάσματος για την ικανοποίηση του ενεργειακού ισοζυγίου υπό την τήρηση των περιορισμών λειτουργίας του Συστήματος και των τεχνικών χαρακτηριστικών των μονάδων.

3.3 Αντικείμενο Διαδικασίας Κατανομής

Αντικείμενο της Διαδικασίας Κατανομής είναι ο προγραμματισμός της λειτουργίας των Κατανεμόμενων Μονάδων, των Συμβεβλημένων Μονάδων, των Εκτάκτων Εισαγωγών και των Μονάδων Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών, καθώς και η έκδοση των σχετικών Εντολών Κατανομής σε πραγματικό χρόνο από τον Διαχειριστή του Συστήματος, ώστε η συνολική απορρόφηση ηλεκτρικής ενέργειας από το Σύστημα, σύμφωνα με τις προβλέψεις και μετρήσεις του Διαχειριστή του Συστήματος, να διενεργείται υπό όρους καλής και αξιόπιστης λειτουργίας του Συστήματος, ευχέρειας αντιμετώπισης απρόβλεπτων συμβάντων στο Σύστημα και στις Μονάδες, ποιότητας τροφοδότησης του Φορτίου, και ελαχιστοποίησης της συνολικής δαπάνης.

Στο πλαίσιο αυτό ο Διαχειριστής του Συστήματος καταρτίζει το Πρόγραμμα Κατανομής και εκδίδει τις Εντολές Κατανομής προς τις Κατανεμόμενες Μονάδες για την έγχυση ηλεκτρικής ενέργειας στο Σύστημα και για την παροχή Επικουρικών Υπηρεσιών, προς τις Συμβεβλημένες Μονάδες Επικουρικών Υπηρεσιών για την παροχή Επικουρικών Υπηρεσιών και την έγχυση ηλεκτρικής ενέργειας στο Σύστημα, και προς τις Συμβεβλημένες Μονάδες Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος και τις Μονάδες Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών για την παροχή Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος και Επικουρικών Υπηρεσιών, σύμφωνα και με τους όρους των σχετικών Συμβάσεων.

Χρήστες του Συστήματος είναι οι Προμηθευτές εφόσον είναι Συμμετέχοντες στο Σύστημα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας, οι κάτοχοι άδειας παραγωγής για Μονάδες που είναι εγγεγραμμένες στο Μητρώο Μονάδων, οι συνδεδεμένοι στο Σύστημα Πελάτες, οι Αυτοπρομηθευόμενοι Πελάτες, και ο Διαχειριστής του Δικτύου.

3.4 Αποκλίσεις παραγωγής – ζήτησης

Στην περίπτωση των εγχύσεων ηλεκτρικής ενέργειας, απόκλιση ορίζεται ως η διαφορά μεταξύ της ποσότητας ενέργειας που προορίζεται από την Κατανομή Φορτίου για έγχυση στο Σύστημα και της ποσότητας της ενέργειας που μετρήθηκε από τους Μετρητές των μονάδων. Στην περίπτωση των απορροφήσεων ηλεκτρικής ενέργειας, απόκλιση ορίζεται η διαφορά μεταξύ της ποσότητας ενέργειας που μετρήθηκε από τους Μετρητές των φορτίων και της ποσότητας ενέργειας που δηλώθηκε στη Δήλωση Φορτίου ενός συμμετέχοντα, όπως εντάχθηκε στον ΗΕΠ.

Στα πλαίσια της Διαδικασίας Εκκαθάρισης των Αποκλίσεων ισχύουν τα εξής:

- I. Η διευθέτηση των Αποκλίσεων γίνεται σε ενιαία τιμή, την Οριακή Τιμή Διευθέτησης Αποκλίσεων.
- II. Η ενιαία τιμή διαμορφώνεται κατά τρόπο ώστε να προάγεται η διαθεσιμότητα των μονάδων.
- III. Λαμβάνεται μέριμνα ώστε το κόστος των Αποκλίσεων να επιμερίζεται κατά το δυνατόν σε αυτούς που προκαλούν τις Αποκλίσεις.
- IV. Η τιμή διευθέτησης των Αποκλίσεων διαμορφώνεται έτσι ώστε να αντανακλά κατά το δυνατόν κοστολογικά στοιχεία.
- V. Λαμβάνεται ειδική μέριμνα ώστε το συνολικό κόστος διευθέτησης των αποκλίσεων να ελαχιστοποιείται .

Με βάση τις απαιτήσεις αυτές, η Οριακή Τιμή Διευθέτησης Αποκλίσεων καθορίζεται κατά ώρα και αντανακλά την υψηλότερη τιμή ενέργειας που απαιτήθηκε για την διευθέτηση των Αποκλίσεων Ισχύος κατά την περίοδο κατανομής. Η Οριακή αυτή Τιμή υπολογίζεται κατ' αναλογία του Μηχανισμού Επίλυσης ΗΕΠ, λαμβάνοντας υπόψη την πραγματική διαθεσιμότητα των Μονάδων και το πραγματικό φορτίο που απορροφήθηκε. Από την άλλη πλευρά, και η εκκαθάριση των Επιβεβλημένων Μεταβολών Παραγωγής γίνεται σε ενιαία τιμή, η οποία ωστόσο καθορίζεται σύμφωνα με το λειτουργικό κόστος κάθε Μονάδας.

3.5 Μηχανισμός Διασφάλισης Επάρκειας Ισχύος

Σύμφωνα με τις διατάξεις του νόμου, οι Εκπρόσωποι Φορτίου κατά την άσκηση της δραστηριότητάς τους υποχρεούνται να προσκομίζουν ικανοποιητικές εγγυήσεις σχετικά με τη διασφάλιση επαρκούς ισχύος παραγωγής και εφεδρείας. Έχει διαμορφωθεί ένας τυποποιημένος τρόπος παροχής εγγυήσεων διασφάλισης επαρκούς ισχύος παραγωγής, ώστε να εξυπηρετούνται ταυτόχρονα πέντε στόχοι:

- I. Διευκόλυνση της ανάπτυξης ανταγωνισμού και μείωση κόστους
- II. Σύνδεση με τους μηχανισμούς της ημερήσιας αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας

- III. Δίκαιος επιμερισμός της υποχρέωσης για κάθε εκπρόσωπο φορτίου
- IV. Διαμόρφωση αυτόματου-μηχανογραφημένου μηχανισμού που διοικείται ευχερώς
- V. Διαφύλαξη ασφάλειας ανεφοδιασμού και επιθυμητού επιπέδου περιθωρίου εφεδρείας

Μελέτη Επάρκειας Ισχύος

Η Μελέτη Επάρκειας Ισχύος έχει πενταετή και δεκαετή χρονικό ορίζοντα και εκπονείται σε κυλιόμενη ετήσια βάση από τον Διαχειριστή του Συστήματος, σύμφωνα με λεπτομερείς προδιαγραφές που εγκρίνονται από τη ΡΑΕ. Σκοπός της Μελέτης είναι η πρόβλεψη σχετικά με την μελλοντική επάρκεια του συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, με κριτήριο την ικανοποίηση των αναμενόμενων αναγκών της χώρας.

Απόδειξη διαθεσιμότητας ισχύος

Κάθε Εκπρόσωπος Φορτίου, για κάθε Ημέρα Κατανομής κατά την οποία εκπροσωπεί ολικά ή μερικά πελάτη (μετρητή), υποχρεούται να προσκομίζει εγγυήσεις διαθεσιμότητας επαρκούς ισχύος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας οι οποίες να καλύπτουν την Υποχρέωση Επάρκειας Ισχύος του.

Η προσκόμιση εγγυήσεων διαθεσιμότητας ισχύος έχει την έννοια της κατάθεσης από τον Εκπρόσωπο Φορτίου για τη συγκεκριμένη Ημέρα Κατανομής επαρκούς αριθμού Συμβάσεων Διαθεσιμότητας Ισχύος σε ειδικό αποθετήριο, το οποίο τηρεί ο Διαχειριστής του Συστήματος.

3.6 Λειτουργία Αγοράς Επικουρικών Υπηρεσιών

Η Χονδρεμπορική Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας της Ελλάδας υλοποιείται μέσω του Μοντέλου Κοινοπραξίας Ισχύος. Αυτό περιλαμβάνει την Αγορά Επόμενης Ημέρας, με την ταυτόχρονη βελτιστοποίηση της ενέργειας και της εφεδρείας για όλο το 24ωρο και τον καθορισμό της Οριακής Τιμής Συστήματος. Προς το παρόν δεν υπάρχουν προσφορές από την πλευρά των καταναλωτών, η ζήτηση δηλαδή είναι ανελαστική.

Οι Επικουρικές Υπηρεσίες παρέχονται από τον ΑΔΜΗΕ και η παροχή τους από τους Παραγωγούς είναι υποχρεωτική. Ο ΑΔΜΗΕ δημοσιεύει καθημερινά, για την επόμενη ημέρα τις απαιτήσεις για Επικουρικές Υπηρεσίες, τις τιμές των Επικουρικών Υπηρεσιών και το πρόγραμμα κατανομής για την παροχή Επικουρικών Υπηρεσιών για κάθε ώρα της Επόμενης Ημέρας.

3.6.1 Τύποι Επικουρικών Υπηρεσιών στην Ελληνική Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας

Διακρίνονται οι ακόλουθες επιμέρους Επικουρικές Υπηρεσίες που χρησιμοποιούνται στην κατάστροψη του προγράμματος ΗΕΠ:

- I. Πρωτεύουσα Ρύθμιση και Εφεδρεία,
- II. Δευτερεύουσα Ρύθμιση και Εύρος,
- III. Τριτεύουσα Ρύθμιση και Στρεφόμενη Εφεδρεία,
- IV. Τριτεύουσα Μη Στρεφόμενη Εφεδρεία,
- V. Στατή Εφεδρεία,
- VI. Ρύθμιση Τάσης,
- VII. Επανεκκίνηση του Συστήματος

Οι επιμέρους Επικουρικές Υπηρεσίες υπό στοιχεία (I) έως και (IV) ανωτέρω αναφέρονται συνοπτικά ως Επικουρικές Υπηρεσίες Ρύθμισης Συχνότητας και Ενεργού Ισχύος.

3.6.1.1 Περιγραφή Επικουρικών Υπηρεσιών

Πρωτεύουσα Ρύθμιση Συστήματος

Ως Πρωτεύουσα Ρύθμιση Συστήματος ορίζεται η συλλογική αυτόματη διορθωτική αντίδραση των Μονάδων Παραγωγής και των Φορτίων στις αποκλίσεις της πραγματικής συχνότητας του Συστήματος από τη συχνότητα αναφοράς, με την οποία επιδιώκεται η εξισορρόπηση της συνολικής παραγωγής με τη συνολική απορρόφηση ενέργειας και η σταθεροποίηση της συχνότητας εντός τριάντα (30) δευτερολέπτων από την εκδήλωση διαταραχής της συχνότητας. Η ρύθμιση αυτή μπορεί να μην επαναφέρει τη συχνότητα στο επίπεδο της συχνότητας αναφοράς. Ειδικότερα η αυτόματη διορθωτική αντίδραση είναι το αποτέλεσμα της αυτόματης ρύθμισης της Ενεργού Ισχύος εξόδου των Μονάδων ανάλογα με το στατισμό του ρυθμιστή φορτίου.

Εφεδρεία Πρωτεύουσας Ρύθμισης

Εφεδρεία Πρωτεύουσας Ρύθμισης είναι η μεταβολή της παραγόμενης Ενεργού Ισχύος Μονάδας ως αυτόματη αντίδραση του ρυθμιστή στροφών, προκειμένου να λαμβάνει χώρα η Πρωτεύουσα Ρύθμιση Συστήματος, για απόκλιση της συχνότητας από τη συχνότητα αναφοράς ίση με ± 200 mHz. Η μεταβολή της Ενεργού Ισχύος Μονάδας πρέπει να λαμβάνει χώρα εντός τριάντα (30) δευτερολέπτων από την εκδήλωση διαταραχής της συχνότητας και το επίπεδο παραγωγής Ενεργού Ισχύος Μονάδας πρέπει να διατηρείται ανάλογα με την τιμή της απόκλισης της συχνότητας τουλάχιστον για δεκαπέντε (15) λεπτά. Ως Πρωτεύουσα Εφεδρεία Συστήματος ορίζεται η συλλογική συνεισφορά των Μονάδων του Συστήματος σε Εφεδρεία Πρωτεύουσας Ρύθμισης ώστε, συνεπικουρούμενη από τα Φορτία που συμμετέχουν στην Επικουρική Υπηρεσία, να λαμβάνει χώρα η Πρωτεύουσα Ρύθμιση Συστήματος.

Δευτερεύουσα Ρύθμιση Συστήματος

Ως Δευτερεύουσα Ρύθμιση Συστήματος ορίζεται η ρύθμιση η οποία είναι το αποτέλεσμα κεντρικής λειτουργίας της Αυτόματης Ρύθμισης Παραγωγής μέσω της οποίας τηλερυθμίζεται η παραγωγή ενεργού ισχύος Μονάδων Παραγωγής, εφόσον η ρύθμιση μπορεί να λαμβάνει χώρα σε χρονικό διάστημα από δέκα (10) δευτερόλεπτα έως δεκαπέντε (15) λεπτά από την ενεργοποίησή της. Η ρύθμιση αυτή επιδιώκει την ελαχιστοποίηση του Σφάλματος Ρύθμισης Περιοχής, το όριο ανοχής του οποίου καθορίζεται από τον Διαχειριστή του Συστήματος.

Εφεδρεία Δευτερεύουσας Ρύθμισης

Εφεδρεία Δευτερεύουσας Ρύθμισης συνιστά το περιθώριο μεταβολής της παραγόμενης Ενεργού Ισχύος Μονάδας με συγκεκριμένο ρυθμό μέσω τηλερύθμισής της από την κεντρική λειτουργία Αυτόματης Ρύθμισης Παραγωγής, ώστε να λαμβάνει χώρα η Δευτερεύουσα Ρύθμιση Συστήματος, εφόσον αυτό το περιθώριο μεταβολής είναι πλήρως διαθέσιμο εντός δεκαπέντε (15) λεπτών από την ενεργοποίηση της Δευτερεύουσας Ρύθμισης Συστήματος. Εύρος Δευτερεύουσας Ρύθμισης είναι το διάστημα μεταξύ ελαχίστου και μεγίστου επιπέδου Ενεργού Ισχύος Μονάδας που δύναται να καθορίζεται από την τηλερύθμιση. Θετική ή αρνητική Εφεδρεία Δευτερεύουσας Ρύθμισης είναι τα περιθώρια αύξησης ή μείωσης αντίστοιχα της Ενεργού Ισχύος της Μονάδας λαμβάνοντας υπόψη το τρέχον επίπεδο Ενεργού Ισχύος της Μονάδας. Δευτερεύουσα Εφεδρεία Συστήματος και Εύρος Δευτερεύουσας Ρύθμισης Συστήματος είναι η συλλογική συνεισφορά των Μονάδων του Συστήματος αντίστοιχα σε Εφεδρεία και Εύρος Δευτερεύουσας Ρύθμισης ώστε να λαμβάνει χώρα η Δευτερεύουσα Ρύθμιση Συστήματος.

Τριτεύουσα Ρύθμιση Συστήματος

Ως Τριτεύουσα Ρύθμιση Συστήματος ορίζεται η ρύθμιση η οποία λαμβάνει χώρα περιοδικά, με περίοδο ολίγων λεπτών την οποία καθορίζει ο Διαχειριστής του Συστήματος, προκειμένου να αποκατασταθεί το επίπεδο Δευτερεύουσας Εφεδρείας Συστήματος εφόσον αυτό έχει μεταβληθεί ως αποτέλεσμα λειτουργίας της Δευτερεύουσας Ρύθμισης Συστήματος. Η ρύθμιση αυτή αφορά στη μεταβολή της Ενεργού Ισχύος Μονάδων τις οποίες εντέλει ο Διαχειριστής του Συστήματος με σχετική Εντολή Κατανομής, με κριτήριο την ελαχιστοποίηση της συνολικής δαπάνης έγχυσης ενέργειας, μέσω της Αυτόματης Ρύθμισης Παραγωγής ή της αποστολής σχετικής ειδοποίησης προς τη Μονάδα με άλλο μέσο.

Εφεδρεία Τριτεύουσας Ρύθμισης

Εφεδρεία Τριτεύουσας Ρύθμισης συνιστά το περιθώριο μεταβολής της παραγόμενης Ενεργού Ισχύος Μονάδας στο χρονικό διάστημα μεταξύ ενενήντα (90) δευτερολέπτων και δεκαπέντε (15) λεπτών μετά από σχετική εντολή, ώστε να λαμβάνει χώρα η Τριτεύουσα Ρύθμιση Συστήματος, το οποίο περιθώριο καθορίζεται βάσει των ρυθμών ανόδου και καθόδου της παραγωγής κάθε Μονάδας. Τριτεύουσα

Εφεδρεία Συστήματος είναι η συλλογική συνεισφορά των Μονάδων του Συστήματος σε Εφεδρεία Τριτεύουσας Ρύθμισης ώστε να λαμβάνει χώρα η Τριτεύουσα Ρύθμιση Συστήματος.

Τριτεύουσα Στρεφόμενη Εφεδρεία Μονάδας

Ως Τριτεύουσα Στρεφόμενη Εφεδρεία Μονάδας ορίζεται η Εφεδρεία Τριτεύουσας Ρύθμισης Μονάδας, η οποία είναι συγχρονισμένη στο Σύστημα.

Τριτεύουσα Μη Στρεφόμενη Εφεδρεία Μονάδας

Ως Τριτεύουσα Μη Στρεφόμενη Εφεδρεία Μονάδας ορίζεται η Εφεδρεία Τριτεύουσας Ρύθμισης Μονάδας, η οποία είναι μη συγχρονισμένη στο Σύστημα.

Επικουρική Υπηρεσία Διακοπτόμενου Φορτίου

Ως Επικουρική Υπηρεσία Διακοπτόμενου Φορτίου ορίζεται η δυνατότητα αυτόματης διακοπής τροφοδότησης φορτίου συγκεκριμένου Πελάτη με σκοπό τη συμβολή στη ρύθμιση συχνότητας μέσω παροχής αντίστοιχης εφεδρείας. Η παροχή της Επικουρικής Υπηρεσίας Διακοπτόμενου Φορτίου επιτρέπεται μόνον όταν το φορτίο αυτό μπορεί να διακόπτεται αυτόματα από τον Διαχειριστή του Συστήματος μέσω ενεργειών τηλεχειρισμού με ευθύνη του Διαχειριστή του Συστήματος ή μέσω διακοπών υποσυχνότητας που εγκαθιστά ο Πελάτης σύμφωνα με τις οδηγίες του Διαχειριστή του Συστήματος. Η έναρξη της εφαρμογής της παροχής της Επικουρικής Υπηρεσίας αυτής έπεται της έγκρισης ειδικής μελέτης του Διαχειριστή του Συστήματος και σχετικής τροποποίησης του παρόντος Κώδικα και του Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος.

Επικουρική Υπηρεσία Ανάλιψης Παραγωγής

Ως Επικουρική Υπηρεσία Ανάλιψης Παραγωγής ορίζεται η δυνατότητα αυτόματης ταχείας ανάλιψης παραγωγής από Μονάδες σε λειτουργία σύγχρονου πυκνωτή ή κινητήρα, είτε της αντίδρασης των Αντλητικών Μονάδων που ενεργοποιούνται εξαιτίας συγκεκριμένης και μεγάλης απόκλισης της συχνότητας. Η έναρξη της εφαρμογής της παροχής της υπηρεσίας αυτής ως Επικουρική Υπηρεσία, και η ενδεχόμενη καταβολή σχετικών πληρωμών, έπονται της έγκρισης ειδικής μελέτης του Διαχειριστή του Συστήματος και σχετικής τροποποίησης του παρόντος Κώδικα και του Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος.

Επικουρική Υπηρεσία Στατής Εφεδρείας Ενέργειας

Ως Στατή Εφεδρεία Μονάδας ορίζεται η μέγιστη ποσότητα ενεργού ισχύος η οποία δύναται να διατεθεί στο Σύστημα από μη συγχρονισμένη Μονάδα, εντός χρονικού διαστήματος από είκοσι (20) λεπτά έως τέσσερις (4) ώρες μετά την έκδοση Εντολής Κατανομής συγχρονισμού της Μονάδας, όπως το μέγεθος αυτό καθορίζεται στα Δηλωμένα Χαρακτηριστικά της Μονάδας. Ως Στατή Εφεδρεία Συστήματος ορίζεται το άθροισμα Στατής Εφεδρείας των Μονάδων οι οποίες έχουν προγραμματιστεί ή

μπορούν να προγραμματισθούν για την παροχή της υπηρεσίας αυτής για κάθε Περίοδο Κατανομής. Ο προγραμματισμός για την παροχή της υπηρεσίας αυτής διενεργείται από τον Διαχειριστή του Συστήματος προκειμένου να γίνεται δυνατή η Ρύθμιση Συχνότητας και Ενεργού Ισχύος ενόψει απρόβλεπτων διαταραχών της ισορροπίας του φορτίου του Συστήματος σε πραγματικό χρόνο κατά τη διάρκεια Ημέρας Κατανομής.

Επικουρική Υπηρεσία Ρύθμισης Τάσης

Η επικουρική υπηρεσία Ρύθμισης Τάσης του Συστήματος αποσκοπεί στη διατήρηση της τάσης εντός του εύρους κανονικής λειτουργίας, και εξειδικεύεται στο Εγχειρίδιο του στον Κώδικα Διαχείρισης Συστήματος Κατανομής.

Επικουρική Υπηρεσία Επανεκκίνησης του Συστήματος

Ως Επικουρική Υπηρεσία Επανεκκίνησης του Συστήματος μετά από γενική ή μερική διακοπή λειτουργίας του ορίζεται η υπηρεσία η οποία παρέχεται από Μονάδες (εφεξής Μονάδες Επανεκκίνησης) και συνίσταται στη δυνατότητα επανεκκίνησης των Μονάδων χωρίς τροφοδότηση από εξωτερική πηγή ισχύος, και στην έγχυση ενέργειας στο Σύστημα, εντός μίας (1) ώρας, ή εντός δεκαπέντε (15) λεπτών αν πρόκειται για υδροηλεκτρική μονάδα.

3.6.2 Διαθεσιμότητα Παροχής και Παροχή Επικουρικών Υπηρεσιών

Ως Διαθεσιμότητα Παροχής Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος από Συμβεβλημένη Μονάδα ή Μονάδα Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών ορίζεται η τεχνική δυνατότητα της Μονάδας σύμφωνα με τα Καταχωρημένα Χαρακτηριστικά της και τη σχετική σύμβαση, να δύναται να παραμένει σε κατάσταση Ετοιμότητας Παροχής και να δύναται να παρέχει Συμπληρωματική Ενέργεια Συστήματος, κατόπιν Εντολής Κατανομής.

Ως Ετοιμότητα Παροχής Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος Συμβεβλημένης Μονάδας ή Μονάδας Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών ορίζεται η παραμονή της Μονάδας σε πραγματικό χρόνο σε κατάσταση αναμονής, σύμφωνα με τα Δηλωμένα Χαρακτηριστικά της και τη σχετική σύμβαση, για την Παροχή Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος κατόπιν Εντολής Κατανομής.

Ειδικότερα, η Ετοιμότητα Παροχής αντιστοιχεί στην παραμονή της μη συγχρονισμένης Συμβεβλημένης Μονάδας ή Μονάδας Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών σε κατάλληλη κατάσταση ετοιμότητας ώστε να έχει τη δυνατότητα συγχρονισμού και λειτουργίας σε ορισμένο επίπεδο ισχύος και εντός του χρόνου που απαιτείται σύμφωνα με τη σχετική σύμβαση, ενώ η Παροχή Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος αφορά στη λειτουργία της Συμβεβλημένης Μονάδας ή Μονάδας Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών σε κατάσταση συγχρονισμού ώστε αυτή να εγχέει ενέργεια στο Σύστημα, κατόπιν Εντολής Κατανομής σύμφωνα με τη σχετική σύμβαση.

3.6.3 Υποχρεώσεις του Διαχειριστή σχετικά με τις Επικουρικές Υπηρεσίες

Ο Διαχειριστής του Συστήματος είναι υπεύθυνος για τον προγραμματισμό και για τη διαχείριση των Επικουρικών Υπηρεσιών. Για το σκοπό αυτό

- εποπτεύει σχετικά με τη δυνατότητα των Κατανεμόμενων Μονάδων να παρέχουν Επικουρικές Υπηρεσίες σύμφωνα με τα Καταχωρημένα Χαρακτηριστικά τους,
- προβαίνει στην εφαρμογή των διατάξεων σχετικά με τις εξαιρέσεις για τα τεχνικά στοιχεία Κατανεμόμενων Μονάδων για παροχή Επικουρικών Υπηρεσιών, και
- συνάπτει τις Συμβάσεις Επικουρικών Υπηρεσιών, τις Συμβάσεις Συμπληρωματικής Ενέργειας Συστήματος και τις Συμβάσεις Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος μεριμνά ώστε συνολικά να είναι διαθέσιμες οι αναγκαίες Επικουρικές Υπηρεσίες για την εύρυθμη και ασφαλή λειτουργία του Συστήματος. Για τον σκοπό αυτό εποπτεύει το σύνολο των διαθέσιμων και παρεχόμενων Επικουρικών Υπηρεσιών, ανά Περίοδο Κατανομής και ανά υπηρεσία, σύμφωνα με τα οριζόμενα στον Κώδικα.

Ο προγραμματισμός και η διαχείριση των Επικουρικών Υπηρεσιών διενεργούνται από τον Διαχειριστή του Συστήματος με τρόπο ώστε να ελαχιστοποιούνται οι συνολικές δαπάνες περιλαμβανομένου κάθε κόστους πάγιου χαρακτήρα και για το σκοπό αυτό κοινοποιεί στη ΡΑΕ σε περιοδική βάση αναλυτικές εκτιμήσεις του Αναμενόμενου Κόστους Επικουρικών Υπηρεσιών.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος εκδίδει εντολές παροχής Επικουρικών Υπηρεσιών μέσω του Προγράμματος Κατανομής ή/και της έκδοσης Εντολών Κατανομής[2],[10],[11], [12].

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4

ΠΡΟΤΕΙΝΟΜΕΝΟΣ ΚΩΔΙΚΑΣ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗΣ ΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΜΗ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΩΝ ΝΗΣΙΩΝ

4.1 Εισαγωγικά στοιχεία

Με τον προτεινόμενο Κώδικα Διαχείρισης Ηλεκτρικών Συστημάτων Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών (Κώδικας ΜΔΝ), καθορίζεται το πλαίσιο λειτουργίας και διαχείρισης των αυτόνομων ηλεκτρικών συστημάτων των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών (Συστήματα ΜΔΝ) και της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (Αγορά ΜΔΝ) της Ελλάδας [13]. Ειδικότερα στον Κώδικα ΜΔΝ περιγράφονται:

- I. Οι αρμοδιότητες, τα δικαιώματα και οι υποχρεώσεις του Διαχειριστή Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών και των Συμμετεχόντων στην Αγορά
- II. Οι διαδικασίες κατάρτισης και εκτέλεσης του προγραμματισμού της ένταξης και λειτουργίας των Μονάδων Παραγωγής των ΜΔΝ
- III. Οι μεθοδολογίες υπολογισμού τιμημάτων και η διαδικασία εκκαθάρισης συναλλαγών της Αγοράς ΜΔΝ
- IV. Το πλαίσιο ανάπτυξης των ηλεκτρικών Συστημάτων ΜΔΝ, των θερμικών σταθμών, των σταθμών ΑΠΕ και του Δικτύου XT, MT και YT των ΜΔΝ
- V. Οι βασικές προδιαγραφές των μονάδων παραγωγής που εντάσσονται και λειτουργούν στα ΜΔΝ, οι διαδικασίες σύνδεσης των μονάδων παραγωγής και οι ελάχιστοι όροι των συμβάσεων σύνδεσής τους στο δίκτυο ΜΔΝ
- VI. Οι προϋποθέσεις και η διαδικασία επιβολής κυρώσεων στους Συμμετέχοντες στην αγορά ΜΔΝ
- VII. Ο καθορισμός κανόνων ένταξης και λειτουργίας μονάδων ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ

4.2 Γενικές Αρμοδιότητες και Υποχρεώσεις του Διαχειριστή

Ως Διαχειριστής ΜΔΝ ορίζεται ο ΔΕΔΔΗΕ, που έχει αναλάβει τις αρμοδιότητες της διαχείρισης της παραγωγής και της λειτουργίας της αγοράς και των Συστημάτων ΜΔΝ.

Ο Διαχειριστής ΜΔΝ, στο πλαίσιο των αρμοδιοτήτων του υποχρεούται να:

- I. Παρακολουθεί και μεριμνά για την αξιόπιστη, οικονομικά αποδοτική και ασφαλή λειτουργία των μονάδων παραγωγής των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών, λαμβάνοντας παράλληλα τα κατάλληλα μέτρα για τον περιορισμό των επιπτώσεων στο περιβάλλον.
- II. Μεριμνά για την ανάπτυξη, την τεχνική αρτιότητα και την οικονομικότητα της παραγωγής στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά, για την εξυπηρέτηση της ζήτησης.
- III. Απέχει από κάθε διάκριση μεταξύ των παραγωγών των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών και ιδίως, από διακρίσεις υπέρ των Συνδεδεμένων με αυτόν επιχειρήσεων.
- IV. Συντάσσει και υποβάλλει προς έγκριση τα Προγράμματα Ανάπτυξης των ΜΔΝ και καταβάλλει κάθε δυνατή προσπάθεια για την τήρηση των εγκεκριμένων Προγραμμάτων Ανάπτυξης.
- V. Καταρτίζει και υλοποιεί τα προγράμματα ΚΗΕΠ και Κατανομής.
- VI. Μεριμνά ώστε να εξασφαλίζονται οι αναγκαίοι χώροι για την εγκατάσταση νέου δυναμικού παραγωγής, για την επέκταση του υφιστάμενου δυναμικού ή στοιχείων ενίσχυσης και επέκτασης του ΕΔΔΗΕ στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά.
- VII. Συνάπτει τις Συμβάσεις με τους κατόχους των αδειών για την έγχυση και απορρόφηση ενέργειας και την παροχή Επικουρικών Υπηρεσιών στο Δίκτυο Διανομής των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών, και την αμοιβή των παραγωγών της ενέργειας αυτής.
- VIII. Τηρεί και λειτουργεί το Σύστημα Εκκαθάρισης Αγοράς ΜΔΝ και Παρακολούθησης Λογαριασμών, τηρεί και διαχειρίζεται τους Λογαριασμούς Συμμετεχόντων καθώς και τους Ειδικούς Λογαριασμούς, εκδίδει τις απαιτούμενες εντολές για την εκκαθάριση των συναλλαγών και δύναται να απαιτεί από τους Πελάτες την καταβολή κάθε οφειλής σε περίπτωση μη εκπλήρωσης χρηματικών υποχρεώσεων εκ μέρους του Προμηθευτή τους, εφόσον οφείλονται από τον Πελάτη.
- IX. Συνάπτει Συμβάσεις πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας που παράγονται από εγκαταστάσεις ΑΠΕ ή ΣΗΘΥΑ που συνδέονται με το Δίκτυο των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών και καταβάλλει τις πληρωμές που προβλέπονται στις Συμβάσεις αυτές.
- X. Ελέγχει, σε συνεχή βάση, τη λειτουργία των μονάδων παραγωγής, με τακτικό έλεγχο των απολογιστικών στοιχείων λειτουργίας τους.

Ο Διαχειριστής ΜΔΝ έχει την ευθύνη για την προσήκουσα εφαρμογή των διατάξεων του Κώδικα ΜΔΝ που τον αφορούν. Στο πλαίσιο αυτό μεριμνά ώστε να λαμβάνονται όλα τα αναγκαία μέτρα σχεδίασης, ανάπτυξης, ενίσχυσης, συντήρησης και καθημερινής λειτουργίας των εγκαταστάσεων και του αναγκαίου εξοπλισμού για την άρτια και

αποτελεσματικότερη διαχείριση και λειτουργία της αγοράς και των Συστημάτων ΜΔΝ, βάσει των διατάξεων του παρόντος Κώδικα.

Ο Διαχειριστής ΜΔΝ μεριμνά ώστε να λαμβάνονται όλα τα αναγκαία μέτρα και να διατίθενται όλοι οι αναγκαίοι πόροι για τη διατήρηση της υψηλής ποιότητας υπηρεσιών προς τους Συμμετέχοντες και Χρήστες των Συστημάτων και του Δικτύου ΜΔΝ, και κατ' ελάχιστον στο επίπεδο που περιγράφεται στον παρόντα Κώδικα.

4.3 Γενικές Υποχρεώσεις Συμμετεχόντων

Κάθε Συμμετέχων στην αγορά ΜΔΝ οφείλει να εφαρμόζει τις διατάξεις του Κώδικα ΜΔΝ, να προβαίνει σε κάθε αναγκαία ενέργεια για την προσήκουσα εφαρμογή τους και να απέχει από κάθε ενέργεια που αντιβαίνει σε αυτές. Στο πλαίσιο των γενικών υποχρεώσεων του για την εφαρμογή των διατάξεων του Κώδικα, κάθε Συμμετέχων οφείλει να:

- I. Εγκαθιστά τον αναγκαίο εξοπλισμό για την εφαρμογή των διατάξεων του Κώδικα.
- II. Τηρεί τους αναγκαίους λογαριασμούς και να εξοφλεί εγκαίρως τις οφειλές του προς τον Διαχειριστή ΜΔΝ.
- III. Φροντίζει για την καλή και ομαλή λειτουργία των εγκαταστάσεών του, ώστε να ελαχιστοποιούνται οι κίνδυνοι για την ασφαλή και απρόσκοπτη λειτουργία των ηλεκτρικών συστημάτων και της αγοράς ΜΔΝ.
- IV. Καταβάλλει κάθε δυνατή προσπάθεια ώστε να συνδράμει στην αποτελεσματικότερη και ορθότερη λειτουργία της αγοράς και των Συστημάτων ΜΔΝ.
- V. Μεριμνά ώστε οι διαφορές που αναφύονται στο πλαίσιο εφαρμογής των διατάξεων του Κώδικα, να επιλύονται πρωτίστως μέσω φιλικής διαπραγμάτευσης.

4.4 Κυλιόμενος Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός

Σκοπός του Κυλιόμενου Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού (ΚΗΕΠ) είναι ο προσδιορισμός, σε ημερήσια βάση, της ένταξης και της παραγωγής ενέργειας των κατανεμόμενων μονάδων παραγωγής, για την ασφαλή κάλυψη της ζήτησης κάθε ηλεκτρικού συστήματος ΜΔΝ, με την τήρηση των προβλεπόμενων περιορισμών ασφαλείας και των λειτουργικών κανόνων κάθε Συστήματος ΜΔΝ.

Ο ΚΗΕΠ διενεργείται, πριν την έναρξη κάθε ημέρας κατανομής για ολόκληρη την Ημέρα Κατανομής (Α' και Β' Περίοδος ΚΗΕΠ), και επικαιροποιείται μια φορά κατά τη διάρκεια της ημέρας κατανομής στη οποία αφορά (Β' Περίοδος ΚΗΕΠ). Για μικρού μεγέθους Συστήματα ΜΔΝ δεν απαιτείται η επικαιροποίηση για τη Β' Περίοδο ΚΗΕΠ, εφόσον δεν λειτουργούν στο Σύστημα ΜΔΝ πλήρως ή μερικώς ελεγχόμενες μονάδες ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ.

Ο ΚΗΕΠ διενεργείται διακριτά και ανεξάρτητα για κάθε ηλεκτρικό Σύστημα ΜΔΝ.

4.4.1 Συμμετοχή στον Ημερήσιο Προγραμματισμό

Ως συμμετοχή στον Ημερήσιο Προγραμματισμό για κάθε Σύστημα ΜΔΝ νοείται:

- I. Η υποβολή δηλώσεων Φορτίου από Εκπροσώπους Φορτίου για Πελάτες που καταναλώνουν ηλεκτρική ενέργεια στο Σύστημα ΜΔΝ, περιλαμβανομένων και των Αυτοπρομηθευόμενων Πελατών, καθώς και των Παραγωγών για Αποθηκευτικές Μονάδες και για τα φορτία των Βοηθητικών συστημάτων της Μονάδας τους, όταν αυτά δεν καλύπτονται από την παραγωγή της Μονάδας.

- II. Η υποβολή Δηλώσεων Παραγωγής από Παραγωγούς και Αυτοπαραγωγούς για Κατανεμόμενες Μονάδες
- III. Δηλώσεις που υποβάλλονται από τον Διαχειριστή ΜΔΝ.
- IV. Η υποβολή Δηλώσεων Διαθεσιμότητας και Μη Διαθεσιμότητας από Παραγωγούς για Μονάδες Παραγωγής.

4.4.1.1 Υποβολή Δηλώσεων Παραγωγής

Δήλωση Παραγωγής υποχρεούνται να υποβάλλουν:

- I. Οι Παραγωγοί Κατανεμόμενων Μονάδων παραγωγής συμβατικού καυσίμου χωριστά για κάθε Κατανεμόμενη Μονάδα.
- II. Οι Παραγωγοί ΑΠΕ ή ΣΗΘΥΑ για κάθε Κατανεμόμενη Μονάδα ΑΠΕ ή ΣΥΘΗΑ με προσφορά ενέργειας στον ΚΗΕΠ.
- III. Οι Παραγωγοί ΑΠΕ ή ΣΗΘΥΑ από σταθμούς ωριαίου προγράμματος παραγωγής για κάθε Κατανεμόμενη μονάδα ΑΠΕ ή ΣΗΘΥΑ ή για το σύνολο του σταθμού.
- IV. Οι Αυτοπαραγωγοί για τις μονάδες παραγωγής των εγκαταστάσεων τους, αντίστοιχα για τις ως άνω περιπτώσεις.

Επικαιροποιημένη Δήλωση Παραγωγής για την Β΄ Περίοδο ΚΗΕΠ δικαιούνται να υποβάλλουν:

- I. Οι Παραγωγοί ΑΠΕ ή ΣΗΘΥΑ ή Υβριδικού Σταθμού, για κάθε Κατανεμόμενη Μονάδα ΑΠΕ ή ΣΥΘΗΑ με προσφορά ενέργειας στον ΚΗΕΠ.
- II. Οι Παραγωγοί ΑΠΕ, ή ΣΗΘΥΑ από σταθμούς ωριαίου προγράμματος παραγωγής για κάθε Κατανεμόμενη Μονάδα ΑΠΕ ή ΣΗΘΥΑ ή για το σύνολο του σταθμού.
- III. Οι αυτοπαραγωγοί για τις μονάδες παραγωγής των εγκαταστάσεων τους, αντίστοιχα για τις ως άνω περιπτώσεις.

Λοιποί παραγωγοί ΑΠΕ ή ΣΗΘΥΑ και Αυτοπαραγωγοί μη κατανεμόμενων μονάδων, δεν υποβάλλουν Δήλωση Παραγωγής.

4.4.2 Απαιτήσεις και περιορισμοί για την κατάρτιση του ΚΗΕΠ

Για την κατάρτιση του ΚΗΕΠ λαμβάνονται υπόψη οι ακόλουθοι περιορισμοί:

- I. Ισοζύγιο Ενέργειας: Το άθροισμα των ποσοτήτων ενέργειας που παράγεται από τις Κατανεμόμενες Μονάδες συμβατικού καυσίμου, και τις Κατανεμόμενες και μη Κατανεμόμενες Μονάδες ΑΠΕ ή ΣΗΘΥΑ πρέπει να είναι ίσο του Φορτίου του Συστήματος ΜΔΝ (συμπεριλαμβανομένων φορτίων απορρόφησης ενέργειας για πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης και απώλειες), για κάθε Ώρα Κατανομής της Ημέρας Κατανομής.
- II. Κάλυψη Απαιτήσεων Εφεδρειών Ενεργού Ισχύος: Το άθροισμα των ικανοτήτων Εφεδρείας Πρωτεύουσας Ρύθμισης, Εφεδρείας Δευτερεύουσας Ρύθμισης, και Εφεδρείας Τριτεύουσας Ρύθμισης, που παρέχονται από τις μονάδες που εντάσσονται στο Ημερήσιο Πρόγραμμα, πρέπει να είναι

μεγαλύτερο ή ίσο, ανά Επικουρική Υπηρεσία και για κάθε Ώρα Κατανομής της Ημέρας Κατανομής, της συνολικής απαίτησης για έκαστη Επικουρική Υπηρεσία. Οι απαιτήσεις αυτές θα πρέπει να καλύπτονται από το ελάχιστο αναγκαίο πλήθος συμβατικών μονάδων στο πλαίσιο της συνολικής επίλυσης του προβλήματος με στόχο την ελαχιστοποίηση του κόστους των συμβατικών.

- III. Για κάθε Κατανεμόμενη Μονάδα συμβατικού καυσίμου και Κατανεμόμενη Μονάδα ΑΠΕ ή ΣΗΘΥΑ πρέπει να ικανοποιούνται, για κάθε Ώρα Κατανομής της Ημέρας Κατανομής, οι τεχνικοί περιορισμοί ως προς τη λειτουργία της Μονάδας που αφορούν:
- την μέγιστη ικανότητα παραγωγής,
 - την Τεχνικά Ελάχιστη Παραγωγή,
 - τους ρυθμούς μεταβολής της παραγωγής,
 - τους χρόνους παραμονής σε κατάσταση λειτουργίας ή μεταβολής μεταξύ καταστάσεων λειτουργίας.
- IV. Η ενέργεια που προσφέρεται, σύμφωνα με τις Δηλώσεις Παραγωγής, από μονάδες ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ θα πρέπει να απορροφάται πλήρως στον ημερήσιο προγραμματισμό.
- V. Για τις μονάδες ΑΠΕ ή ΣΗΘΥΑ ή Υβριδικού Σταθμού, πρέπει να ικανοποιούνται οι λειτουργικοί κανόνες ένταξης των μονάδων ΑΠΕ.
- VI. Τεχνικοί περιορισμοί ροής ενέργειας μεταξύ των λειτουργικών ζωνών, με κριτήριο την ικανοποίηση των απαιτήσεων για την ασφαλή λειτουργία του δικτύου. Επιπλέον, αμιγώς για την ασφαλή λειτουργία του Συστήματος ΜΔΝ μπορεί να καθορίζονται συγκεκριμένες συμβατικές μονάδες που είναι απαραίτητο να λειτουργούν σε συγκεκριμένες χρονικές περιόδους κατόπιν τεκμηριωμένης εισήγησης του Διαχειριστή ΜΔΝ και έγκρισης της ΡΑΕ, όπως ειδικότερα καθορίζεται στο Εγχειρίδιο ΚΗΕΠ και Κατανομής (Μονάδες υποχρεωτικής ένταξης - must-run).

4.4.3 Αποτελέσματα Ημερήσιου Προγράμματος

Με την κατάρτιση του Ημερήσιου Προγράμματος προσδιορίζονται:

- I. Οι Κατανεμόμενες Μονάδες που για κάθε Ώρα Κατανομής προγραμματίζεται να εκκινήσουν (συγχρονισμός) ή να παύσουν (αποσυγχρονισμός) ή να εξακολουθούν να λειτουργούν.
- II. Η ενέργεια που προγραμματίζεται ενδεικτικά να παράγουν οι Κατανεμόμενες Μονάδες συμβατικού καυσίμου, για κάθε Ώρα Κατανομής της Ημέρας Κατανομής.
- III. Η ενέργεια που προγραμματίζεται να παράγουν οι Κατανεμόμενες Μονάδες ΑΠΕ ή ΣΗΘΥΑ ή Υβριδικού Σταθμού με προσφορά ενέργειας στον ημερήσιο προγραμματισμό για κάθε Ώρα Κατανομής της Ημέρας Κατανομής.
- IV. Η ενέργεια που προγραμματίζεται να παράγουν οι Κατανεμόμενες Μονάδες ΑΠΕ ή ΣΥΘΗΑ με προσφορά ωριαίου προγράμματος, για κάθε Ώρα Κατανομής.
- V. Η ενέργεια που αναμένεται να εγχυθεί από μη Κατανεμόμενες Μονάδες για κάθε Ώρα Κατανομής.
- VI. Η ενέργεια που προγραμματίζεται να απορροφήσουν οι Υβριδικοί Σταθμοί για την πλήρωση των συστημάτων αποθήκευσης τους.

4.4.4 Δεδομένα για το Ημερήσιο Πρόγραμμα

Για την κατάρτιση του Ημερήσιου Προγράμματος λαμβάνονται υπόψη τα ακόλουθα δεδομένα, τα οποία αναφέρονται στην Ημέρα Κατανομής

- I. Οι αποδεκτές Δηλώσεις Παραγωγής.
- II. Οι Δηλώσεις που υποβάλλονται από το Διαχειριστή ΜΔΝ.
- III. Η διαθεσιμότητα των μονάδων παραγωγής, σύμφωνα με το εγκεκριμένο πρόγραμμα συντήρησης, και οι Δηλώσεις Μη Διαθεσιμότητας των μονάδων παραγωγής.
- IV. Οι ακόλουθες τεχνικές παράμετροι των κατανεμόμενων μονάδων όπως προκύπτουν από τον Πίνακα Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών των Μονάδων:
 - η τεχνικά ελάχιστη παραγωγή,
 - οι ρυθμοί μεταβολής της παραγωγή τους,
 - οι ελάχιστοι χρόνοι παραμονής σε κατάσταση ή μεταβολής μεταξύ καταστάσεων.
- V. Οι ακόλουθες οικονομικές παράμετροι των κατανεμόμενων μονάδων συμβατικού καυσίμου:
 - Η Καμπύλη Μεταβλητού Κόστους Παραγωγής κάθε μονάδας, δηλαδή, τα ζεύγη ποσότητας ενέργειας που εκφράζεται σε μεγαβατώρες (MWh) για συγκεκριμένα σημείο λειτουργίας της μονάδας (MW παραγωγής) και του κόστους της ενέργειας αυτής που εκφράζεται σε ευρώ ανά μεγαβάτώρα (€/MWh). Το πρώτο σημείο λειτουργίας αντιστοιχεί στη τεχνικά ελάχιστη παραγωγή, και το τελευταίο στην τεχνικά μέγιστη παραγωγή.
 - Το κόστος εκκίνησης από οποιαδήποτε κατάσταση αναμονής έως το φορτίο που αντιστοιχεί στη τεχνικά ελάχιστη παραγωγή.
 - Το κόστος επικουρικών υπηρεσιών το οποίο περιλαμβάνει το συνολικό κόστος επικουρικών υπηρεσιών που παρέχει η μονάδα για την κάλυψη των αναγκών του ΚΗΕΠ.
- VI. Την κατάσταση των Μονάδων όπως προγραμματίζεται να λειτουργήσουν κατά τις Ώρες Κατανομής που προηγούνται της πρώτης Ώρας Κατανομής της Ημέρας Κατανομής.

Για την κατάρτιση του επικαιροποιημένου Ημερήσιου Προγράμματος λαμβάνονται υπόψη τα ανωτέρω στοιχεία, όπως αυτά έχουν επικαιροποιηθεί κατά τη διάρκεια της ημέρας, και οι Επικαιροποιημένες Δηλώσεις Παραγωγής.

4.5 Απαιτήσεις Εφεδρειών Ενεργού Ισχύος

Για την ασφαλή λειτουργία του Συστήματος ΜΔΝ, θα πρέπει για κάθε Ωρα κατανομής της ημέρας κατανομής, να τηρούνται Εφεδρείες Ενεργού Ισχύος, διακριτά για τις Επικουρικές Υπηρεσίες Πρωτεύουσας, Δευτερεύουσας και Τριτεύουσας Ρύθμισης Συστήματος. Οι απαιτήσεις των Εφεδρειών Ενεργού Ισχύος προσδιορίζονται με σκοπό να διασφαλίζεται η ικανότητα επαρκούς ρύθμισης του Συστήματος ΜΔΝ κατά την λειτουργία του σε πραγματικό χρόνο, λόγω:

- της απρόβλεπτης διακύμανσης του Φορτίου, που εκτιμάται ως ποσοστό του προβλεπόμενου συνολικού Φορτίου για κάθε Ωρα Κατανομής της Ημέρας Κατανομής,
- των απρόβλεπτων γεγονότων απώλειας παραγωγικού δυναμικού των κατανεμόμενων μονάδων, και ιδίως της μεγαλύτερης σε ικανότητα παραγωγής Κατανεμόμενης μονάδας που εντάσσεται για λειτουργία, για κάθε Ωρα Κατανομής της Ημέρας Κατανομής,
- της μεταβλητότητας της ενέργειας των μονάδων ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ, σύμφωνα με τους λειτουργικούς κανόνες ένταξης των μονάδων ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ, καθώς και το ενδεχόμενο απώλειας μέρους της παραγωγής τους λόγω απρόβλεπτων γεγονότων.

Οι Απαιτήσεις Εφεδρειών Ενεργού Ισχύος δύναται να προσδιορίζονται για το σύνολο του Συστήματος ΜΔΝ ή ανά λειτουργική ζώνη αυτού.

Οι λεπτομέρειες σχετικά με τον προσδιορισμό των Απαιτήσεων Εφεδρειών Ενεργού Ισχύος καθορίζονται στο Εγχειρίδιο ΚΗΕΠ και Κατανομής.

4.6 Αντικείμενο Διαδικασίας Κατανομής

Αντικείμενο της Διαδικασίας Κατανομής είναι, σε πραγματικό χρόνο, ο προγραμματισμός της λειτουργίας των Κατανεμόμενων Μονάδων, η διαχείριση του Συστήματος ΜΔΝ για την έγχυση ενέργειας των μη κατανεμόμενων μονάδων ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ, καθώς και η έκδοση από τον Διαχειριστή των σχετικών Εντολών Κατανομής, ώστε η συνολική απορρόφηση ηλεκτρικής ενέργειας από το Σύστημα ΜΔΝ, σύμφωνα με τις προβλέψεις και μετρήσεις του Διαχειριστή, να πραγματοποιείται με σκοπό να διασφαλίζεται η καλή και αξιόπιστη λειτουργία του Δικτύου, η ευχερής αντιμετώπιση απρόβλεπτων συμβάντων στο Σύστημα ΜΔΝ, η ποιότητα τροφοδότησης του Φορτίου, η ελαχιστοποίηση της συνολικής δαπάνης και μεγιστοποίηση της απορρόφησης ενέργειας από ΑΠΕ.

Στο πλαίσιο της διαδικασίας Κατανομής ο Διαχειριστής ΜΔΝ, συλλέγει όλα τα απαραίτητα στοιχεία, επικαιροποιεί τις προβλέψεις για το φορτίο του Συστήματος ΜΔΝ και την παραγωγή των μη κατανεμόμενων μονάδων ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ, καταρτίζει το Πρόγραμμα Κατανομής και εκδίδει τις Εντολές Κατανομής.

4.7 Διαδικασία Ελέγχου Λειτουργίας Πραγματικού Χρόνου

Κατά τη λειτουργία του συστήματος σε πραγματικό χρόνο, ο Διαχειριστής ΜΔΝ, ελέγχει τις συνθήκες λειτουργίας του Συστήματος ΜΔΝ, και εκδίδει εντολές κατά τα οριζόμενα στο Εγχειρίδιο ΚΗΕΠ και Κατανομής, ώστε να εφαρμόσει το Πρόγραμμα Κατανομής, να ικανοποιούνται οι τεχνικοί περιορισμοί και οι περιορισμοί ασφαλούς λειτουργίας του δικτύου και να διασφαλίζεται η αξιόπιστη και ομαλή λειτουργία του Συστήματος ΜΔΝ, τηρουμένων και των απαιτήσεων ποιότητας της παρεχόμενης τάσης στους καταναλωτές.

Η Διαδικασία Ελέγχου Λειτουργίας Πραγματικού Χρόνου, περιλαμβάνει ιδίως τις εξής βασικές διεργασίες:

- I. Τον περιοδικό έλεγχο Τριτεύουσας Ρύθμισης για τον επαναπροσδιορισμό του επιπέδου παραγωγής των Μονάδων που παρέχουν Εφεδρεία Τριτεύουσας Ρύθμισης.
- II. Την Αυτόματη Ρύθμιση Παραγωγής για τη Δευτερεύουσα Ρύθμιση.

Στη Διαδικασία Ελέγχου Λειτουργίας Πραγματικού Χρόνου δύναται να ενσωματώνονται ενδεικτικά προγράμματα και μεθοδολογίες ανάλυσης λειτουργίας συστημάτων, όπως προγράμματα ανάλυσης ροών φορτίου, βέλτιστης ροής ενέργειας, ευστάθειας Συστήματος.

4.8 Αποκλίσεις Παραγωγής - Ζήτησης

- I. Ως Απόκλιση Παραγωγής-Ζήτησης ορίζεται, διακριτά ανά Δήλωση Παραγωγής και Δήλωση Φορτίου και διακριτά ανά Ώρα Κατανομής, η διαφορά σε μεγαβατώρες (MWh) μεταξύ της ποσότητας ηλεκτρικής ενέργειας που προγραμματίζεται για έγχυση ή για απορρόφηση από το Σύστημα ΜΔΝ, σύμφωνα με το Ημερήσιο Πρόγραμμα ή το Πρόγραμμα Κατανομής και της ποσότητας ηλεκτρικής ενέργειας που εγχέεται ή απορροφάται από το Σύστημα ΜΔΝ σε πραγματικό χρόνο, όπως αυτή μετράται για την ίδια Ώρα Κατανομής.
- II. Οι αποκλίσεις της παραγωγής ενεργού ισχύος των Μονάδων διακρίνονται σε επιβεβλημένες και μη επιβεβλημένες, ως εξής:
 - Ως Επιβεβλημένη Απόκλιση Παραγωγής σε μεγαβατώρες (MWh) για μία Ώρα Κατανομής, νοείται η διαφορά μεταξύ της ποσότητας ενέργειας που προγραμματίζεται για έγχυση κατά τον Ημερήσιο Προγραμματισμό ή το Πρόγραμμα Κατανομής και της ποσότητας ενέργειας την οποία προσδιορίζουν για έγχυση οι Εντολές Κατανομής.
 - Ως Μη Επιβεβλημένη Απόκλιση Παραγωγής σε μεγαβατώρες (MWh) για μία Ώρα Κατανομής, νοείται η διαφορά μεταξύ της ποσότητας ενέργειας που προσδιορίζουν για έγχυση οι Εντολές Κατανομής και της ποσότητας ενέργειας που εγχέεται από τη Μονάδα, όπως υπολογίζεται από το πληροφοριακό σύστημα βάσει

των δεδομένων μετρήσεων των ΚΕΕ ΜΔΝ (SCADA), ή ελλείπει αυτού από το Μετρητή της Μονάδας.

- III. Ως Απόκλιση Ζήτησης Φορτίου σε μεγαβατώρες (MWh), για μία Ώρα Κατανομής, των Εκπροσώπων Φορτίου, πλην των μονάδων αποθήκευσης Υβριδικών Σταθμών, νοείται η διαφορά μεταξύ της ποσότητας ενέργειας που περιλαμβάνεται στις αντίστοιχες Δηλώσεις Φορτίου, και της ποσότητας ενέργειας που απορροφάται από το δίκτυο, όπως αυτή μετράται από τους αντίστοιχους Μετρητές, λαμβανομένων υπόψη περικοπών ζήτησης.
- IV. Οι Αποκλίσεις Απορρόφησης μονάδων αποθήκευσης Υβριδικών Σταθμών σε μεγαβατώρες (MWh), για μία Ώρα Κατανομής, διακρίνονται σε επιβεβλημένες και μη επιβεβλημένες, ως εξής:
 - Ως Επιβεβλημένη Απόκλιση Απορρόφησης, νοείται η διαφορά μεταξύ της ποσότητας ενέργειας που προγραμματίζεται για απορρόφηση κατά τον Ημερήσιο Προγραμματισμό ή το Πρόγραμμα Κατανομής και της ποσότητας ενέργειας την οποία προσδιορίζουν για απορρόφηση οι Εντολές Κατανομής.
 - Ως Μη Επιβεβλημένη Απόκλιση Απορρόφησης, νοείται η διαφορά μεταξύ της ποσότητας ενέργειας που προσδιορίζουν για απορρόφηση οι Εντολές Κατανομής και της ποσότητας ενέργειας που απορροφάται από το δίκτυο, η οποία προσδιορίζεται από τη διαφορά της ενέργειας που μετράται από τους αντίστοιχους Μετρητές των μονάδων αποθήκευσης και της ενέργειας ΑΠΕ του Υβριδικού Σταθμού που εγχέεται στο Δίκτυο.
- V. Για τις μη ελεγχόμενες μονάδες ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ ως Μη Επιβεβλημένη Απόκλιση νοείται η υπέρβαση της εντολής κατανομής για ανώτατο επίπεδο παραγωγής (set point). Στη περίπτωση που μια μη ελεγχόμενη μονάδα ΑΠΕ ή ΣΗΘΥΑ υποβάλλει ωριαίο πρόγραμμα παραγωγής, εκτός της ανωτέρω απόκλισης, ως Μη Επιβεβλημένη Απόκλιση νοείται και η έγχυση ισχύος μικρότερη από εκείνη που έχει δηλωθεί στο πρόγραμμα, εφόσον δεν έχει δοθεί χαμηλότερο ανώτατο επίπεδο παραγωγής από το Διαχειριστή ΜΔΝ.
- VI. Σε περίπτωση κατά την οποία για μία Ώρα κατανομής εκδίδονται περισσότερες της μίας Εντολές Κατανομής, η ποσότητα ενέργειας που καθορίζεται από τις εντολές κατανομής, προκύπτει ως το άθροισμα των γινομένων των ποσοτήτων ενέργειας που καθορίζονται με κάθε εντολή επί τα αντίστοιχα χρονικά διαστήματα ισχύος κάθε εντολής.
- VII. Αντικείμενο της Διαδικασίας Υπολογισμού Αποκλίσεων είναι ο υπολογισμός των ποσοτήτων ενέργειας σε MWh των Επιβεβλημένων και Μη Επιβεβλημένων Αποκλίσεων Παραγωγής-Ζήτησης, και η αντιστοίχιση τους σε κάθε Συμμετέχοντα για κάθε Ώρα Κατανομής. Οι λεπτομέρειες εφαρμογής και η διαδικασία Υπολογισμού Αποκλίσεων δύναται να καθορίζονται στο Εγχειρίδιο Λειτουργίας της Αγοράς ΜΔΝ.
- VIII. Για κάθε απόκλιση μονάδας παραγωγής που υπολογίζεται βάσει της Διαδικασίας υπολογισμού αποκλίσεων, η οποία υπερβαίνει τα όρια της αντίστοιχης ανοχής απόκλισης επιβάλλονται οι κυρώσεις, με εξαίρεση τις μονάδες που βρίσκονται σε δοκιμαστική λειτουργία.

4.9 Μηχανισμός Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος

Σκοπός του Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος είναι η εξασφάλιση του επαρκούς δυναμικού ισχύος σε κάθε σύστημα ΜΔΝ, η ανάκτηση από τους Παραγωγούς του κεφαλαιουχικού κόστους του αναγκαίου δυναμικού παραγωγής και ο αναλογικός και αντικειμενικός επιμερισμός των δαπανών αυτών στους Εκπρόσωπους Φορτίου.

Στον Μηχανισμό Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος συμμετέχουν:

- I. Οι Παραγωγοί ηλεκτρικής ενέργειας όλων των κατηγοριών και τεχνολογιών συμβατικών μονάδων.
- II. Οι μονάδες ελεγχόμενης παραγωγής Υβριδικών Σταθμών με παροχή εγγυημένης ισχύος σύμφωνα με τους όρους των οικείων αδειών παραγωγής.
- III. Οι Εκπρόσωποι Φορτίου.

4.10 Λειτουργία Αγοράς Επικουρικών Υπηρεσιών στο Σύστημα ΜΔΝ

Επικουρικές υπηρεσίες είναι οι υπηρεσίες που απαιτούνται για την ασφαλή λειτουργία του Συστήματος ΜΔΝ και για τη διασφάλιση της ποιότητας παροχής της ηλεκτρικής ενέργειας. Ο αναλυτικός ορισμός κάθε Επικουρικής Υπηρεσίας, ο τρόπος μέτρησης και η διαδικασία ποσοτικού και ποιοτικού ελέγχου τους από τον Διαχειριστή καθορίζονται

στο Εγχειρίδιο ΚΗΕΠ και Κατανομής σύμφωνα με τους εκάστοτε ισχύοντες διεθνείς κανονισμούς του ENTSO-E, λαμβάνοντας υπόψη τις ιδιαιτερότητες λειτουργίας κάθε συστήματος ΜΔΝ. Διακρίνονται οι ακόλουθες Επικουρικές Υπηρεσίες:

- I. Εφεδρεία Πρωτεύουσας Ρύθμισης
- II. Εφεδρεία Δευτερεύουσας Ρύθμισης
- III. Εφεδρεία Τριτεύουσας Ρύθμισης – Στρεφόμενη και Μη Στρεφόμενη
- IV. Ρύθμιση Τάσης
- V. Επανεκκίνηση του Συστήματος
- VI. Ψυχρή Εφεδρεία

Οι επιμέρους Επικουρικές Υπηρεσίες υπό στοιχεία (I) έως και (III) ανωτέρω αναφέρονται συνοπτικά ως Επικουρικές Υπηρεσίες Ρύθμισης Συχνότητας ή Εφεδρείες Ενεργού Ισχύος.

Πρωτεύουσα Ρύθμιση

Ως Πρωτεύουσα Ρύθμιση ορίζεται η αυτόματη διορθωτική λειτουργία των Μονάδων Παραγωγής και των Φορτίων, μέσω ρυθμιστών ενεργού ισχύος (ρυθμιστές στροφών ή συστήματα ηλεκτρονικών ισχύος), στις αποκλίσεις της πραγματικής συχνότητας του Δικτύου από τη συχνότητα αναφοράς, με την οποία επιδιώκεται η εξισορρόπηση της συνολικής παραγωγής με τη συνολική απορρόφηση ενέργειας και η

σταθεροποίηση της συχνότητας εντός του Χρόνου Πρωτεύουσας Ρύθμισης ο οποίος ορίζεται στο Εγχειρίδιο ΚΗΕΠ και Κατανομής, για κάθε Σύστημα ΜΔΝ διακριτά, με βάση το μέγεθος και τα χαρακτηριστικά του, και σε κάθε περίπτωση δεν υπερβαίνει τα δεκαπέντε (15) δευτερόλεπτα από την εκδήλωση διαταραχής της συχνότητας. Η ρύθμιση αυτή μπορεί να μην επαναφέρει τη συχνότητα στο επίπεδο της συχνότητας αναφοράς. Ειδικότερα η λειτουργία αυτή υλοποιείται κυρίως μέσω του στατισμού του ρυθμιστή φορτίου κάθε Μονάδας.

Εφεδρεία Πρωτεύουσας Ρύθμισης

Ως Εφεδρεία Πρωτεύουσας Ρύθμισης κάθε Μονάδας, ορίζεται η μεταβολή της παραγόμενης Ενεργού Ισχύος, ως αυτόματη λειτουργία του ρυθμιστή ενεργού ισχύος, όπως ανωτέρω περιγράφηκε, προκειμένου να λαμβάνει χώρα η Πρωτεύουσα Ρύθμιση, για απόκλιση της συχνότητας από τη συχνότητα αναφοράς ίσης με ± 200 mHz. Η μεταβολή της Ενεργού Ισχύος Μονάδας πρέπει να λαμβάνει χώρα εντός του Χρόνου Πρωτεύουσας Ρύθμισης και η Μονάδα, ανάλογα με τα τεχνικά χαρακτηριστικά της, πρέπει να δύναται να διατηρεί το επίπεδο παραγωγής Ενεργού Ισχύος της, ανάλογα με την τιμή της απόκλισης της συχνότητας τουλάχιστον για δεκαπέντε (15) λεπτά από την εκδήλωση διαταραχής της συχνότητας.

Πρωτεύουσα Εφεδρεία Συστήματος ΜΔΝ

Ως Πρωτεύουσα Εφεδρεία Συστήματος ΜΔΝ ορίζεται η συνολική συνεισφορά των Μονάδων και Φορτίων του Συστήματος ΜΔΝ σε Εφεδρεία Πρωτεύουσας Ρύθμισης.

Δευτερεύουσα Ρύθμιση

Ως Δευτερεύουσα Ρύθμιση ορίζεται η Αυτόματη Ρύθμιση Παραγωγής μέσω της οποίας τηλερυθμίζεται, από τα ΚΕΕ, η παραγωγή Ενεργού Ισχύος των Μονάδων. Η ρύθμιση αυτή λαμβάνει χώρα εντός του Χρόνου Δευτερεύουσας Ρύθμισης, ο οποίος ορίζεται στο Εγχειρίδιο ΚΗΕΠ και Κατανομής, για κάθε Σύστημα ΜΔΝ διακριτά, με βάση το μέγεθος και τα χαρακτηριστικά του, και δεν μπορεί να υπερβαίνει τα δώδεκα (12) λεπτά από την ενεργοποίησή της. Η ρύθμιση αυτή επιδιώκει την ελαχιστοποίηση της απόκλισης συχνότητας. Το όριο ανοχής της απόκλισης καθώς και το κριτήριο ενεργοποίησης της Δευτερεύουσας Ρύθμισης για κάθε Σύστημα ΜΔΝ, καθορίζεται στο Εγχειρίδιο ΚΗΕΠ και Κατανομής.

Εφεδρεία Δευτερεύουσας Ρύθμισης

Ως Εφεδρεία Δευτερεύουσας Ρύθμισης ορίζεται το περιθώριο μεταβολής της παραγόμενης Ενεργού Ισχύος Μονάδας με συγκεκριμένο ρυθμό μέσω τηλερύθμισής της από την Αυτόματη Ρύθμιση Παραγωγής, ώστε να λαμβάνει χώρα η Δευτερεύουσα Ρύθμιση, εφόσον αυτό το περιθώριο μεταβολής είναι πλήρως διαθέσιμο εντός του χρόνου Δευτερεύουσας Ρύθμισης. Εύρος Δευτερεύουσας Ρύθμισης Μονάδας είναι το διάστημα μεταξύ ελαχίστου και μεγίστου επιπέδου Ενεργού Ισχύος Μονάδας εντός του οποίου η παραγωγή της Μονάδας δύναται να καθορίζεται από την τηλερύθμιση. Θετική ή Αρνητική Εφεδρεία Δευτερεύουσας Ρύθμισης είναι τα περιθώρια αύξησης ή μείωσης αντίστοιχα της Ενεργού Ισχύος της Μονάδας λαμβάνοντας υπόψη το τρέχον επίπεδο Ενεργού Ισχύος της Μονάδας.

Δευτερεύουσα Εφεδρεία Συστήματος ΜΔΝ

Ως Δευτερεύουσα Εφεδρεία Συστήματος ΜΔΝ και Εύρος Δευτερεύουσας Ρύθμισης Συστήματος ΜΔΝ, ορίζονται ως η συνολική συνεισφορά των Μονάδων σε Εφεδρεία και Εύρος Δευτερεύουσας Ρύθμισης, αντίστοιχα.

Τριτεύουσα Ρύθμιση

Ως Τριτεύουσα Ρύθμιση ορίζεται η ρύθμιση η οποία λαμβάνει χώρα περιοδικά, προκειμένου να αποκατασταθεί το συντομότερο δυνατό το επίπεδο Δευτερεύουσας Εφεδρείας Συστήματος ΜΔΝ, εφόσον αυτό έχει μεταβληθεί ως αποτέλεσμα λειτουργίας της Δευτερεύουσας Ρύθμισης, ώστε να ικανοποιούνται οι αντίστοιχες ανάγκες του Συστήματος ΜΔΝ. Η ρύθμιση αυτή αφορά στη μεταβολή της Ενεργού Ισχύος Μονάδων με σχετική Εντολή Κατανομής. Η χρονική περίοδος κατά την οποία λαμβάνει χώρα η ρύθμιση αυτή καθορίζεται για κάθε Σύστημα ΜΔΝ στο Εγχειρίδιο ΚΗΕΠ και Κατανομής και δεν μπορεί να υπερβαίνει τα επτά (7) λεπτά.

Εφεδρεία Τριτεύουσας Ρύθμισης

Ως Εφεδρεία Τριτεύουσας Ρύθμισης ορίζεται το περιθώριο μεταβολής της παραγόμενης Ενεργού Ισχύος Μονάδας σε χρονικό διάστημα δεκαπέντε (15) λεπτών μετά από σχετική εντολή, ώστε να λαμβάνει χώρα η Τριτεύουσα Ρύθμιση Συστήματος ΜΔΝ, το οποίο περιθώριο καθορίζεται βάσει των ρυθμών ανόδου και καθόδου της παραγωγής κάθε Μονάδας.

Τριτεύουσα Εφεδρεία Συστήματος ΜΔΝ

Ως Τριτεύουσα Εφεδρεία Συστήματος ΜΔΝ ορίζεται η συνολική συνεισφορά των Μονάδων του Συστήματος σε Εφεδρεία Τριτεύουσας Ρύθμισης ώστε να λαμβάνει χώρα η Τριτεύουσα Ρύθμιση Συστήματος.

Τριτεύουσα Στρεφόμενη Εφεδρεία Μονάδας

Ως Τριτεύουσα Στρεφόμενη Εφεδρεία Μονάδας ορίζεται η Εφεδρεία Τριτεύουσας Ρύθμισης Μονάδας, η οποία είναι συγχρονισμένη στο Σύστημα.

Τριτεύουσα Μη Στρεφόμενη Εφεδρεία Μονάδας

Ως Τριτεύουσα Μη Στρεφόμενη Εφεδρεία Μονάδας ορίζεται η Εφεδρεία Τριτεύουσας Ρύθμισης Μονάδας, η οποία είναι μη συγχρονισμένη στο Σύστημα.

Επικουρική Υπηρεσία Ρύθμισης Τάσης

Η Ρύθμιση της Τάσης του Συστήματος ΜΔΝ αποσκοπεί στη διατήρηση της τάσης εντός του εύρους κανονικής λειτουργίας. Για το σκοπό αυτό απαιτείται να υπάρχει επαρκής στατική και δυναμική εφεδρεία Αέργου Ισχύος. Η Ρύθμιση Τάσης του Συστήματος επιτυγχάνεται με ευθύνη του Διαχειριστή με τα εξής μέσα

- I. Χρήση εξοπλισμού και στοιχείων του Δικτύου, και ιδίως αλλαγή θέσης των μεταγωγέων των μετασχηματιστών, διακοπή ή ενεργοποίηση γραμμών ή

καλωδίων, χρήση ηλεκτρονικών συστημάτων αντιστάθμισης ή άλλων συστημάτων παραγωγής αέργου ισχύος, ενεργοποίηση ή απενεργοποίηση αυτεπαγωγών και πυκνωτών,

- II. Χρήση των Μονάδων Παραγωγής και του εξοπλισμού σύνδεσής τους στο Δίκτυο, ιδίως μέσω αλλαγή θέσης των μεταγωγέων των Μετασχηματιστών, και ρύθμιση της παραγωγής Αέργου Ισχύος τους τοπικά ή κεντρικά και χειροκίνητα ή αυτόματα.

Ως Επικουρική Υπηρεσία Ρύθμισης Τάσης που παρέχεται από Παραγωγό νοείται το σύνολο των υπηρεσιών που παρέχονται σύμφωνα με τη περίπτωση (II).

Επικουρική Υπηρεσία Επανεκκίνησης

Ως Επικουρική Υπηρεσία Επανεκκίνησης του Συστήματος ΜΔΝ μετά από διακοπή λειτουργίας του ορίζεται η υπηρεσία που παρέχεται από Μονάδες (εφεξής Μονάδες Επανεκκίνησης) με δυνατότητα επανεκκίνησης χωρίς τροφοδότησή τους από εξωτερική πηγή ισχύος, και στην έγχυση ενέργειας στο Δίκτυο, εντός μίας (1) ώρας, ή εντός δεκαπέντε (15) λεπτών αν πρόκειται για υδροηλεκτρική μονάδα ή εν γένει κατανεμόμενη μονάδα Υβριδικού Σταθμού.

4.10.1 Υποχρεώσεις των Παραγωγών και του Διαχειριστή σχετικά με τις επικουρικές υπηρεσίες

Οι Κατανεμόμενες Μονάδες υποχρεούνται να παρέχουν Επικουρικές Υπηρεσίες σύμφωνα με τα Καταχωρημένα Τεχνικά Χαρακτηριστικά, τους όρους των σχετικών Συμβάσεων, τις Δηλώσεις Διαθεσιμότητας και τις Εντολές Κατανομής.

Ο Διαχειριστής ΜΔΝ είναι υπεύθυνος για τον προγραμματισμό, τη διαχείριση και τον έλεγχο παροχής των Επικουρικών Υπηρεσιών.

4.11 Σύγκριση του Κώδικα Διαχείρισης ΕΣΜΗΕ με τον Κώδικα ΜΔΝ

Ο Κώδικας Διαχείρισης ΕΣΜΗΕ έχει ως πρωταρχικό στόχο την ελαχιστοποίηση της συνολικής δαπάνης υπό όρους καλής και ασφαλούς λειτουργίας, ενώ υπό τους ίδιους όρους ο Κώδικας ΜΔΝ έχει ως πρωταρχικό στόχο την ασφαλή κάλυψη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας.

Στον Κώδικα Διαχείρισης ΕΣΜΗΕ χρησιμοποιείται η έννοια του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού (ΗΕΠ) με αντικείμενο την κατάρτιση ενός βέλτιστου προγράμματος ένταξης Μονάδων και έγχυσης ενέργειας για την εξυπηρέτηση της ζήτησης ενέργειας για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής, με τρόπο ώστε να μεγιστοποιείται το κοινωνικό πλεόνασμα. Ο ΗΕΠ λαμβάνει χώρα την προηγούμενη ημέρα της Ημέρας Κατανομής.

Στον Κώδικα ΜΔΝ χρησιμοποιείται η έννοια του Κυλιόμενου Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού (ΚΗΕΠ) με αντικείμενο τον προσδιορισμό, σε ημερήσια βάση, της ένταξης και της παραγωγής ενέργειας των κατανεμόμενων μονάδων παραγωγής, για την ασφαλή κάλυψη της ζήτησης κάθε ηλεκτρικού συστήματος ΜΔΝ, με την τήρηση των προβλεπόμενων περιορισμών ασφαλείας και των λειτουργικών κανόνων κάθε Συστήματος ΜΔΝ. Ο ΚΗΕΠ διενεργείται, πριν την έναρξη κάθε Ημέρα Κατανομής και επικαιροποιείται μια φορά κατά τη διάρκεια της ημέρας κατανομής στην οποία αφορά.

Οι Επικουρικές Υπηρεσίες στον Κώδικα Διαχείρισης ΕΣΜΗΕ 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 στα ΜΔΝ απαιτούνται πρωτίστως για την ασφαλή λειτουργία του Συστήματος ΜΔΝ και για τη διασφάλιση της ποιότητας παροχής της ηλεκτρικής ενέργειας, γι' αυτό και παρατηρούνται μικρότεροι Χρόνοι Ρυθμίσεως σε σχέση με αυτούς του ΕΣΜΗΕ.

Τελικώς αντιλαμβάνεται κανείς πόσο ευαίσθητο και δύσκολο στη διαχείριση είναι ένα σύστημα ΜΔΝ σε σχέση με το υπάρχον ηπειρωτικό δίκτυο.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5

ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΤΟΥ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΟΣ MATPOWER

5.1 Εισαγωγικά Στοιχεία

Το MATPOWER [14] είναι ένα πρόγραμμα από M-files του Matlab και προορίζεται για επίλυση προβλημάτων Ροής Φορτίου και Βέλτιστης Ροής Φορτίου. Πρόκειται για ένα εργαλείο προσομοίωσης συστημάτων ισχύος, κατάλληλο για μελετητές και εκπαιδευτικούς, αφού είναι εύκολο στη χρήση και τροποποίησή του. Είναι σχεδιασμένο με τέτοιο τρόπο ώστε να προσφέρει την καλύτερη δυνατή απόδοση, διατηρώντας τον κώδικα απλό στην κατανόηση και τροποποίησή του.

Το MATPOWER αναπτύχθηκε από τους Ray D. Zimmerman, Carlos E. Murillo-Sánchez και Deqiang Gan του PSERC στο πανεπιστήμιο Cornell υπό την διεύθυνση του Robert J. Thomas. Η αρχική ανάγκη για κώδικα ροής φορτίου και βέλτιστης ροής φορτίου σε Matlab γεννήθηκε από τις υπολογιστικές απαιτήσεις του ερευνητικού έργου PowerWeb.

Η έκδοση που χρησιμοποιήθηκε για την εκπόνηση της παρούσας Διπλωματικής Εργασίας είναι το MATPOWER 4.1. Για να μπορέσει κάποιος να το χρησιμοποιήσει χρειάζεται να έχει εγκατεστημένο το Matlab 6.5 ή κάποια μεταγενέστερη έκδοση.

5.2 Εκτέλεση Προσομοιώσεων

Η βασική λειτουργία του MATPOWER είναι να επιλύει προβλήματα Απλής Ροής Φορτίου (Power Flow) και Βέλτιστης Ροής Φορτίου (Optimal Power Flow – OPF). Αυτό περιλαμβάνει την εισαγωγή των δεδομένων και τον καθορισμό όλων των σχετικών παραμέτρων του συστήματος, την κλήση της συνάρτησης που εκτελεί την προσομοίωση και την εμφάνιση και αξιολόγηση των αποτελεσμάτων.

Η εκτέλεση των προσομοιώσεων γίνεται καλώντας μία από τις βασικές συναρτήσεις όπως η `runpf` (εκτέλεση Απλής Ροής Φορτίου) ή η `runopf` (εκτέλεση Βέλτιστης Ροής Φορτίου) Για να εκτελεστεί μια απλή ροή φορτίου με τη μέθοδο Newton-Raphson, π.χ. για το σύστημα 9 ζυγών που υπάρχει στα αποθηκευμένα αρχεία του MATPOWER με το όνομα `case9.m`, με τις επιλογές του προκαθορισμένου αλγορίθμου, αρκεί να πληκτρολογηθεί στο παράθυρο εντολών του Matlab η εξής εντολή: `>> runpf('case9')`.

5.3 Μοντελοποίηση

Το MATPOWER χρησιμοποιεί όλα τα καθιερωμένα μοντέλα Μόνιμης Κατάστασης Λειτουργίας που εφαρμόζονται για τη Ροή Φορτίου. Στη συνέχεια ακολουθεί η αναλυτική περιγραφή του AC Μοντέλου, καθώς και μια πιο σύντομη περιγραφή του DC Μοντέλου. Εσωτερικά, τα μεγέθη των τιμών είναι εκφρασμένα σε ανά μονάδα (α.μ.) και οι γωνίες των μιγαδικών αριθμών σε rad. Επίσης, όλες οι γεννήτριες και οι γραμμές που είναι εκτός λειτουργίας αφαιρούνται πριν σχηματιστούν τα μοντέλα τα οποία επιλύουν την Απλή ή τη Βέλτιστη Ροή Φορτίου. Η αρίθμηση των ζυγών γίνεται διαδοχικά, ξεκινώντας από το 1, και οι γεννήτριες κατατάσσονται κατά αύξουσα σειρά σύμφωνα με τον αριθμό του ζυγού στον οποίο αντιστοιχούν. Οι μετατροπές από και προς αυτή την εσωτερική αντιστοίχιση γίνονται μέσω των συναρτήσεων `ext2int` και `int2ext`.

AC Διατύπωση

Τα αρχεία δεδομένων που χρησιμοποιούνται από το MATPOWER είναι απλά αρχεία M-files ή MAT-files του Matlab, τα οποία ορίζουν και επιστρέφουν τις μεταβλητές `baseMVA`, `bus`, `branch`, `gen`, και `gencost`. Η μεταβλητή `baseMVA` είναι βαθμωτή και οι υπόλοιπες είναι πίνακες. Κάθε γραμμή του πίνακα αντιστοιχεί σε ένα ζυγό, κλάδο, ή γεννήτρια. Η δομή του M - file είναι απλό κείμενο και η επεξεργασία του μπορεί να γίνει από οποιοδήποτε επεξεργαστή κειμένου. Οι στήλες είναι παρόμοιες με τις στήλες των προτύπων IEEE και PTI σχημάτων. Οι αριθμοί των σειρών που αντιστοιχούν στις μεταβλητές `bus`, `branch` και `gen` είναι n_b , n_l και n_g αντίστοιχα. Το `gencost`, εάν χρησιμοποιείται, έχει n_g ή $2n_g$ σειρές, ανάλογα με το αν περιλαμβάνονται τα κόστη παραγωγής αέργου ισχύος ή μόνο της ενεργού.

Κλάδοι

Κάθε κλάδος, είτε πρόκειται για γραμμή μεταφοράς, είτε για μετασχηματιστή μοντελοποιείται ως μια γραμμή μεταφοράς του πρότυπου Π-μοντέλου, με αντίσταση σειράς R_s , επαγωγική αντίδραση σειράς X_s και συνολική χωρητικότητα φορτίου γραμμής B_c , σε σειρά με έναν ιδανικό μετασχηματιστή φάσης. Ο μετασχηματιστής, του οποίου ο λόγος `tap` (tap ratio) έχει τιμή τ και ολίσθηση φάσης θ_{shift} , είναι τοποθετημένος στο άκρο *from* του ζυγού. Οι τάσεις κλάδων και τα ρεύματα στα άκρα *from* και *to* του κλάδου σχετίζονται με τον πίνακα αγωγιμοτήτων κλάδου Y_{br} ως εξής

$$\begin{pmatrix} I_f \\ I_t \end{pmatrix} = Y_{br} \begin{pmatrix} V_f \\ V_t \end{pmatrix} \quad (5.1)$$

$$\text{όπου} \quad Y_{br} = \begin{pmatrix} \left(Y_s + \frac{jB_c}{2}\right) \frac{1}{\tau^2} & -Y_s \frac{1}{\tau e^{-j\theta_{shift}}} \\ -Y_s \frac{1}{\tau e^{j\theta_{shift}}} & Y_s + \frac{jB_c}{2} \end{pmatrix} \quad (5.2)$$

$$\text{με} \quad Y_s = \frac{1}{R_s + jX_s}.$$

Γεννήτριες

Η Γεννήτρια μοντελοποιείται σαν μια μιγαδική έγχυση ισχύος σε ένα συγκεκριμένο ζυγό. Για τη Γεννήτρια i , η έγχυση ισχύος είναι

$$S_g^i = P_g^i + jQ_g^i \quad (5.3)$$

Ορίζουμε τον πίνακα $S_g = P_g + jQ_g$ ως τον πίνακα με διαστάσεις $n_g \times 1$, ο οποίος αντιστοιχεί στις εγχύσεις των Γεννητριών. Τα ισοδύναμα μεγέθη σε MW και MVA_r (πριν γίνει η μετατροπή σε ανά μονάδα) των P_g^i και Q_g^i προσδιορίζονται στις στήλες 2 και 3 αντίστοιχα, μεγέθη τα οποία αντιστοιχούν στη γραμμή i του πίνακα *gen*. Ορίζουμε έναν $n_b \times n_g$ πίνακα C_g στον οποίον το (i,j) στοιχείο του είναι 1 εάν η γεννήτρια j βρίσκεται στο ζυγό i , αλλιώς το στοιχείο αυτό είναι 0. Το $n_b \times 1$ διάνυσμα όλων των παραγωγών μπορεί να εκφραστεί ως

$$S_{g,bus} = C_g \cdot S_g \quad (5.4)$$

Φορτία

Τα Φορτία σταθερής ισχύος μοντελοποιούνται σαν μια συγκεκριμένη ποσότητα ενεργής και άεργης ισχύος που καταναλώνεται σε ένα ζυγό. Για το ζυγό i το φορτίο είναι

$$S_d^i = P_d^i + jQ_d^i \quad (5.5)$$

όπου ο πίνακας $S_d = P_d + jQ_d$ έχει διαστάσεις $n_b \times 1$ και αντιστοιχεί στα φορτία των ζυγών. Τα ισοδύναμα μεγέθη σε MW και MVA_r (πριν γίνει η μετατροπή σε ανά μονάδα) των P_d^i και Q_d^i προσδιορίζονται στις στήλες 3 και 4 αντίστοιχα, μεγέθη τα οποία αντιστοιχούν στη γραμμή i του πίνακα *bus*. Τα κατανεμόμενα φορτία (dispatchable loads) μοντελοποιούνται σαν αρνητικές γεννήτριες και εμφανίζονται σαν αρνητικές παραγωγές. Στο Κεφάλαιο 5.5.3 επεξηγείται αναλυτικά η μοντελοποίηση των κατανεμόμενων φορτίων.

Εγκάρσια Στοιχεία

Ένα εγκάρσιο στοιχείο διακλάδωσης, όπως ένας πυκνωτής ή ένα πηνίο, μοντελοποιείται σαν μια σταθερή αντίσταση που γειώνει ένα ζυγό. Η αγωγιμότητα του εγκάρσιου στοιχείου που βρίσκεται στο ζυγό i είναι

$$y_{sh}^i = g_{sh}^i + jb_{sh}^i \quad (5.6)$$

όπου ο πίνακας $Y_{sh} = G_{sh} + jB_{sh}$ έχει διαστάσεις $n_b \times 1$ και αντιστοιχεί στις εγκάρσιες αγωγιμότητες όλων των ζυγών. Οι παράμετροι g_{sh}^i και b_{sh}^i προσδιορίζονται στις στήλες 5 και 6 αντίστοιχα της i γραμμής του πίνακα *bus* ως τα ισοδύναμα MW (καταναλισκόμενα) και MVA_r (παραγόμενα) σε ονομαστική τιμή τάσης 1 α.μ. και γωνία 0.

Εξισώσεις Δικτύου

Σε ένα δίκτυο n_b ζυγών, τα στοιχεία των πινάκων αγωγιμοτήτων κλάδων και των πινάκων αγωγιμοτήτων ζυγών συνδυάζονται από το MATPOWER για να διαμορφώσουν ένα σύνθετο πίνακα αγωγιμοτήτων ζυγών Y_{bus} , διαστάσεων $n_b \times n_b$, σχετίζοντας το διάνυσμα της σύνθετης τάσης ζυγού V_{bus} με το διάνυσμα του σύνθετου ρεύματος ζυγού I_{bus}

$$I_{bus} = Y_{bus} \cdot V_{bus} \quad (5.7)$$

Με παρόμοιο τρόπο, σε ένα δίκτυο με n_l κλάδους, οι $n_l \times n_b$ πίνακες αγωγιμοτήτων Y_f και Y_t διαμορφώνονται για να υπολογίσουν το διάνυσμα των συνθέτων εγχύσεων ρεύματος στα άκρα *from* και *to* της κάθε γραμμής, με δοσμένες τις τάσεις ζυγών V_{bus}

$$I_f = Y_f \cdot V_{bus} \quad (5.8)$$

$$I_t = Y_t \cdot V_{bus}$$

Τα διανύσματα των σύνθετων εγχύσεων ισχύος ζυγών και κλάδων μπορούν να εκφραστούν ως

$$\begin{aligned} S_{bus} &= \text{diag}(V_{bus}) I_{bus}^* \\ S_f &= \text{diag}(V_f) I_f^* \\ S_t &= \text{diag}(V_t) I_t^* \end{aligned} \quad (5.9)$$

όπου V_f και V_t είναι τα διανύσματα των συνθέτων τάσεων των ζυγών στα άκρα *from* και *to*, αντίστοιχα, όλων των κλάδων, και το $\text{diag}()$ μετατρέπει ένα διάνυσμα σε ένα διαγώνιο πίνακα με το καθορισμένο διάνυσμα στη διαγώνιο.

Παρακάτω δίνονται οι δείκτες, τα ονόματα και η σημασία τους για κάθε στήλη των πινάκων bus, gen, branch, areas και gencost.

Διάταξη των Δεδομένων των Ζυγών

1	BUS_I	αριθμός του ζυγού (1 ως 29997)
2	BUS_TYPE	τύπος ζυγού PQ ζυγός = 1 PV ζυγός = 2 ζυγός αναφοράς = 3 απομονωμένος ζυγός = 4
3	PD	ζήτηση ενεργού ισχύος (MW)
4	QD	ζήτηση άεργου ισχύος (MVA _r)
5	GS	εγκάρσια αγωγιμότητα (MW (ζητούμενη) at V = 1.0 p.u.)
6	BS	εγκάρσια επιδεκτικότητα (MVA _r (εγχυόμενη) at V = 1.0 p.u.)

7	BUS_AREA	αριθμός περιοχής, 1-100
8	VM	μέτρο τάσης (p.u.)
9	VA	γωνία τάσης (degrees)
10	BASE_KV	βασική τιμή τάσης (kV)
11	ZONE	ζώνη απωλειών (1-999)
12	VMAX	μέγιστο μέτρο τάσης (p.u.)
13	VMIN	ελάχιστο μέτρο τάσης (p.u.)

Οι στήλες 14-17, οι οποίες τυπικά δεν εμφανίζονται στον πίνακα εισόδου δεδομένων, προστίθενται σε αυτόν μετά από τη λύση B.P.Φ.

14	LAM_P	Πολλαπλασιαστής Lagrange της απόκλισης ενεργού ισχύος (u/MW)
15	LAM_Q	Πολλαπλασιαστής Lagrange της απόκλισης άεργου ισχύος (u/MVAr)
16	MU_VMAX	Κυην-Tucker πολλαπλασιαστής του ανώτερου ορίου τάσης (u/p.u.)
17	MU_VMIN	Κυην-Tucker πολλαπλασιαστής του κατώτερου ορίου τάσης (u/p.u.)

Διάταξη των Δεδομένων των Γεννητριών

1	GEN_BUS	αριθμός ζυγού
2	PG	έξοδος ενεργού ισχύος (MW)
3	QG	έξοδος άεργου ισχύος (MVAr)
4	QMAX	μέγιστη έξοδος άεργου ισχύος (MVAr)
5	QMIN	ελάχιστη έξοδος άεργου ισχύος (MVAr)
6	VG	δεδομένο μέτρο τάσης (p.u.)
7	MBASE	συνολική βασική ισχύς MVA, καθορίζεται στη τιμή της baseMVA
8	GEN_STATUS	κατάσταση μηχανής: 0 – μηχανή σε λειτουργία ≤ 0 – μηχανή εκτός λειτουργίας
9	PMAX	μέγιστη έξοδος ενεργού ισχύος (MW)
10	PMIN	ελάχιστη έξοδος ενεργού ισχύος (MW)
11	PC1	κατώτερη έξοδος ενεργού ισχύος της PQ καμπύλης ικανότητας (MW)
12	PC2	ανώτερη έξοδος ενεργού ισχύος της PQ καμπύλης ικανότητας (MW)
13	QC1MIN	ελάχιστη έξοδος άεργου ισχύος στο Pc1 (MVAr)
14	QC1MAX	μέγιστη έξοδος άεργου ισχύος στο Pc1 (MVAr)
15	QC2MIN	ελάχιστη έξοδος άεργου ισχύος στο Pc2 (MVAr)
16	QC2MAX	μέγιστη έξοδος άεργου ισχύος στο Pc2 (MVAr)
17	RAMP_AGC	κλίση ράμπας για το επόμενο φορτίο/AGC (MW/min)
18	RAMP_10	κλίση ράμπας για 10 λεπτά εφεδρείας (MW)
19	RAMP_30	κλίση ράμπας για 30 λεπτά εφεδρείας (MW)

20	RAMP_Q	κλίση ράμπας για άεργο ισχύ (MVA _r /min)
21	APF	παράγοντας συμμετοχής της περιοχής

Οι στήλες 22-25, οι οποίες τυπικά δεν εμφανίζονται στον πίνακα εισόδου δεδομένων, προστίθενται σε αυτόν μετά από τη λύση B.P.Φ.

22	MU_PMAX	Κuhn-Tucker πολλαπλασιαστής του ανώτερου ορίου της P _g (u/MW)
23	MU_PMIN	Κuhn-Tucker πολλαπλασιαστής του κατώτερου ορίου της P _g (u/MW)
24	MU_QMAX	Κuhn-Tucker πολλαπλασιαστής του ανώτερου ορίου της Q _g (u/MVA _r)
25	MU_QMIN	Κuhn-Tucker πολλαπλασιαστής του κατώτερου ορίου της Q _g (u/MVA _r)

Διάταξη των Δεδομένων των Κλάδων

1	F_BUS	αριθμός ζυγού αναχώρησης (from)
2	T_BUS	αριθμός ζυγού άφιξης (to)
3	BR_R	αντίσταση (p.u.)
4	BR_X	αντίδραση (p.u.)
5	BR_B	συνολική επιδεκτικότητα φορτίου γραμμής (p.u.)
6	RATE_A	MVA εκτίμηση rating A (long term rating)
7	RATE_B	MVA rating B (short term rating)
8	RATE_C	MVA rating C (emergency rating)
9	TAP	λόγος M/Σ με tap (= 0 για τις γραμμές)
10	SHIFT	φασική γωνία μετατόπισης M/Σ (μοίρες), θετική => καθυστέρηση
11	BR_STATUS	αρχική κατάσταση κλάδου: 1 – σε λειτουργία 0 – εκτός λειτουργίας
12	ANGMIN	ελάχιστη διαφορά φάσης, angle(V _f) - angle(V _t) (μοίρες)
13	ANGMAX	μέγιστη διαφορά φάσης, angle(V _f) - angle(V _t) (μοίρες)

Οι στήλες 18-19, οι οποίες τυπικά δεν εμφανίζονται στον πίνακα εισόδου δεδομένων, προστίθενται σε αυτόν μετά από τη λύση B.P.Φ.

18	MU_SF	Κuhn-Tucker πολλαπλασιαστής του ορίου MVA στο ζυγό "from" (u/MVA)
19	MU_ST	Κuhn-Tucker πολλαπλασιαστής του ορίου MVA στο ζυγό "to" (u/MVA)

Οι στήλες 20-21, οι οποίες τυπικά δεν εμφανίζονται στον πίνακα εισόδου δεδομένων, προστίθενται σε αυτόν μετά από τη λύση B.P.Φ.

20	MU_ANGMIN	Κuhn-Tucker πολλαπλασιαστής του κατώτερου ορίου διαφοράς γωνιών (u/μοίρες)
----	-----------	--

21 MU_ANGMAX Κuhn-Tucker πολλαπλασιαστής του ανώτερου ορίου διαφοράς γωνιών (u/μοίρες)

Διάταξη των Δεδομένων των Περιοχών

1 AREA_I αριθμός περιοχής
2 PRICE_REF_BUS ζυγός αναφοράς για την περιοχή αυτή

Διάταξη των Δεδομένων του Κόστους Γεννητριών

1 MODEL κόστος μοντέλου:
1 – τμηματικά γραμμική συνάρτηση
2 – πολυωνυμική συνάρτηση
2 STARTUP κόστος εκκίνησης σε US δολάρια
3 SHUTDOWN κόστος τερματισμού σε US δολάρια
4 NCOST αριθμός των συντελεστών κόστους για πολυωνυμική συνάρτηση κόστους, ή αριθμός των δεδομένων σημείων για τμηματικά γραμμική συνάρτηση κόστους
5 COST 1^η στήλη των παραμέτρων κόστους
Δεδομένα κόστους που ορίζουν τη συνολική συνάρτηση κόστους
- Για πολυωνυμικό κόστος (πρώτα ο μεγαλύτερης τάξης συντελεστής):
π.χ. c_2, c_1, c_0 όπου το πολυώνυμο είναι: $c_0 + c_1 \cdot P + c_2 \cdot P^2$
- Για τμηματικά γραμμικό κόστος:
 $x_0, y_0, x_1, y_1, x_2, y_2, \dots$ όπου $x_0 < x_1 < x_2 < \dots$ και τα σημεία $(x_0, y_0), (x_1, y_1), (x_2, y_2), \dots$ είναι τα ακριανά και ενδιάμεσα σημεία της συνάρτησης κόστους.

Σημείωση: Αν η γεννήτρια έχει n γραμμές, τότε οι πρώτες n γραμμές της συνάρτησης κόστους περιέχουν το κόστος της ενεργού ισχύος, της παραγόμενης από την αντίστοιχη γεννήτρια. Αν το κόστος γεννήτριας έχει $2 \cdot n$ γραμμές τότε οι $n+1$ ως $2 \cdot n$ γραμμές περιέχουν τα κόστη άεργου ισχύος με την ίδια διάταξη.

DC Διατύπωση

Για την DC διατύπωση, χρησιμοποιούνται οι ίδιες παράμετροι με την εξαίρεση ότι γίνονται οι παρακάτω παραδοχές:

- Οι αντιστάσεις κλάδων R και οι χωρητικότητες φορτίου B_c αμελούνται
- Όλα τα πλάτη των τάσεων των ζυγών είναι κοντά στην τιμή 1 α.μ
- Οι διαφορές των γωνιών τάσης είναι αρκετά μικρές, τέτοιες ώστε να ισχύει $\sin \theta \approx \theta$.

Συνδυάζοντας αυτές τα παραδοχές και την εξίσωση (5.1) με το γεγονός ότι $S = VI^*$, η σχέση μεταξύ των ροών πραγματικής ισχύος και των γωνιών τάσης για έναν ξεχωριστό κλάδο μπορεί να γραφεί ως:

$$\begin{bmatrix} P_f \\ P_t \end{bmatrix} = B_{br} \begin{bmatrix} \theta_f \\ \theta_t \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} P_{f,shift} \\ P_{t,shift} \end{bmatrix} \quad (5.10)$$

όπου:

$$B_{br} = \frac{1}{X\tau} \begin{bmatrix} 1 & -1 \\ -1 & 1 \end{bmatrix} \quad (5.11)$$

$$\begin{bmatrix} P_{f,shift} \\ P_{t,shift} \end{bmatrix} = \frac{\theta_{shift}}{X\tau} \begin{bmatrix} 1 \\ -1 \end{bmatrix} \quad (5.12)$$

Τα στοιχεία των εγχύσεων αλλαγής κλάδου και οι πίνακες B_{br} συνδυάζονται από το *MATPOWER* για να μορφοποιηθούν έναν πίνακα ζυγού B_{bus} και ένα διάνυσμα έγχυσης αλλαγής $P_{bus,shift}$, που μπορούν να χρησιμοποιηθούν για τον υπολογισμό εγχύσεων ζυγών ενεργού ισχύος από τις γωνίες τάσης των ζυγών:

$$P_{bus} = B_{bus} \theta_{bus} + P_{bus,shift}$$

Με παρόμοιο τρόπο, το *MATPOWER* κατασκευάζει τον πίνακα B_f και το διάνυσμα $P_{f,shift}$ που μπορούν να χρησιμοποιηθούν για τον υπολογισμό των διανυσμάτων P_f και P_t των εγχύσεων κλάδου ενεργού ισχύος:

$$\begin{aligned} P_f &= B_f \theta_{bus} + P_{f,shift} \\ P_t &= -P_f \end{aligned}$$

5.4 Ροή Φορτίου

Το πρόβλημα της ροής φορτίου αφορά την εύρεση ενός συνόλου τάσεων και ροών σε ένα δίκτυο, οι οποίες αντιστοιχούν σε συγκεκριμένα φορτία και παραγωγές. Το *MATPOWER* επιλύει προβλήματα AC και DC ροής φορτίου μέσω της επίλυσης ενός συνόλου εξισώσεων της μορφής

$$g(x) = 0, \quad (5.13)$$

οι οποίες δημιουργούνται εκφράζοντας ένα υποσύνολο των εξισώσεων του ισοζυγίου ισχύος σε ένα κόμβο ως εξισώσεις που έχουν ως άγνωστες μεταβλητές τις τάσεις.

AC Ροή Φορτίου

Στο MATPOWER, κατά σύμβαση, χρησιμοποιούμε ένα ζυγό παραγωγής ως ζυγό αναφοράς (reference bus), στον οποίο είναι γνωστή η γωνία της τάσεως αλλά η παραγωγή ενεργού ισχύος έχει άγνωστη τιμή έτσι ώστε να αποφευχθεί ο υπερπροσδιορισμός του προβλήματος. Οι υπόλοιποι ζυγοί στους οποίους υπάρχει παραγωγή ισχύος κατηγοριοποιούνται ως PV ζυγοί, με γνωστά μεγέθη τις τιμές των τάσεων και την παραγωγή ενεργού ισχύος. Αφού δίνονται και οι τιμές των φορτίων P_d και Q_d , όλοι οι ζυγοί στους οποίους δεν υπάρχει παραγωγή κατηγοριοποιούνται ως PQ ζυγοί, με προσδιορισμένες τις τιμές ενεργού και αέργου ισχύος. Ορίζουμε ως I_{ref} , I_{PV} και I_{PQ} τους δείκτες των ζυγών αναφοράς, ζυγών PV και ζυγών PQ αντίστοιχα.

Στην κλασική διατύπωση ενός προβλήματος AC ροής φορτίου, η εξίσωση του ισοζυγίου ισχύος χωρίζεται σε ενεργά και άεργα μέρη τα οποία εκφράζονται ως συναρτήσεις της γωνίας τάσεως Θ , του μέτρου της τάσεως V_m και των παραγωγών P_g και Q_g , ενώ υποθέτουμε ότι τα φορτία έχουν σταθερές και δεδομένες τιμές

$$g_P(\Theta, V_m, P_g) = P_{bus}(\Theta, V_m) + P_d - C_g P_g = 0 \quad (5.14)$$

$$g_Q(\Theta, V_m, P_g) = Q_{bus}(\Theta, V_m) + Q_d - C_g Q_g = 0 \quad (5.15)$$

Για το πρόβλημα της AC ροής φορτίου, η συνάρτηση $g(x)$ από τη σχέση (5.13) σχηματίζεται παίρνοντας το αριστερό μέρος των εξισώσεων του ισοζυγίου ενεργού ισχύος (5.14) για όλους τους ζυγούς που δεν είναι αναφοράς και των εξισώσεων του ισοζυγίου άεργου ισχύος (5.15) για όλους τους PQ ζυγούς και εισάγοντας τη γωνία αναφοράς, τα φορτία, τις γνωστές παραγωγές ισχύος και τα γνωστά μέτρα των τάσεων

$$g(x) := \begin{bmatrix} g_P^{\{i\}}(\Theta, V_m, P_g) \\ g_Q^{\{i\}}(\Theta, V_m, P_g) \end{bmatrix} \begin{matrix} \forall i \in I_{PV} \cup I_{PQ} \\ \forall j \in I_{PQ} \end{matrix} \quad (5.16)$$

Το διάνυσμα αποτελείται από τις γωνίες των τάσεων όλων των ζυγών που δεν είναι ζυγοί αναφοράς και τα μέτρα των τάσεων στους ζυγούς PQ

$$x = \begin{pmatrix} \theta_{\{i\}} \\ v_m^{\{j\}} \end{pmatrix} \begin{matrix} \forall i \notin I_{ref} \\ \forall j \notin I_{PQ} \end{matrix}$$

Προκύπτει έτσι ένα σύστημα μη γραμμικών εξισώσεων με $n_{pv} + 2n_{pq}$ εξισώσεις και αγνώστους, όπου n_{pv} και n_{pq} οι αριθμοί των PV και PQ ζυγών αντίστοιχα.

Μετά την επίλυση ως προς x , οι υπόλοιπες εξισώσεις του ισοζυγίου ενεργού ισχύος μπορούν να χρησιμοποιηθούν για τον υπολογισμό της παραγωγής ενεργού ισχύος στο ζυγό αναφοράς. Ομοίως, από τις υπόλοιπες $n_{pv} + 1$ εξισώσεις του ισοζυγίου άεργου ισχύος προκύπτει η παραγωγή άεργου ισχύος.

Το MATPOWER περιλαμβάνει 4 διαφορετικούς αλγόριθμους για την επίλυση της AC ροής φορτίου. Ο προκαθορισμένος βασίζεται σε μία μέθοδο του Newton, χρησιμοποιώντας πολική μορφή για τις τιμές και έναν Ιακωβιανό πίνακα ο οποίος ανανεώνεται σε κάθε επανάληψη. Χρησιμοποιεί επίσης αλγόριθμους οι οποίοι βασίζονται σε παραλλαγές της ταχείας αποζευγμένης μεθόδου και συγκεκριμένα τις XB και BX μεθόδους. Αυτές οι δύο μέθοδοι μειώνουν τους υπολογισμούς που απαιτούνται σε κάθε επανάληψη αλλά οδηγούν σε μεγαλύτερο αριθμό επαναλήψεων. Ο τέταρτος αλγόριθμος είναι η μέθοδος Gauss - Seidel, η οποία έχει αρκετά μειονεκτήματα σε σχέση με τις προηγούμενες και περιλαμβάνεται για ακαδημαϊκούς λόγους.

Για τις τεχνική επίλυσης της AC ροής φορτίου, εάν η επιλογή ENFORCE_Q_LIMS τεθεί ίση με 1 (η προκαθορισμένη τιμή είναι 0), τότε αν το όριο άεργου ισχύος κάποιας γεννήτριας παραβιαστεί μετά την εκτέλεση της AC ροής φορτίου, ο αντίστοιχος ζυγός μετατρέπεται σε PQ ζυγό, με την άεργο έξοδο να τίθεται ίση με το όριο, και η περίπτωση ξαναεκτελείται. Το πλάτος της τάσης στο ζυγό θα αποκλίνει από την καθορισμένη τιμή, έτσι ώστε να ικανοποιεί το όριο άεργου ισχύος. Αν η γεννήτρια του ζυγού αναφοράς φθάσει ένα όριο άεργου ισχύος και ο ζυγός μετατραπεί σε PQ ζυγό, ο πρώτος απομένων PV ζυγός θα χρησιμοποιηθεί σαν ζυγός αναφοράς για την επόμενη επανάληψη. Αυτό μπορεί να επηρεάσει την έξοδο ενεργού ισχύος αυτής της γεννήτριας, όντας ελαφρά εκτός από τις καθορισμένες τιμές.

5.5 Βέλτιστη Ροή Φορτίου

Το MATPOWER έχει τη δυνατότητα επίλυσης και της AC και της DC βέλτιστης ροής φορτίου. Η συνήθης εκδοχή της βέλτιστης ροής φορτίου παίρνει την ακόλουθη μορφή

$$\min_x f(x) \quad (5.17)$$

υπό τους περιορισμούς

$$g(x) = 0 \quad (5.18)$$

$$h(x) \leq 0 \quad (5.19)$$

$$x_{\min} \leq x \leq x_{\max} \quad (5.20)$$

5.5.1 AC Βέλτιστη Ροή Φορτίου

Το διάνυσμα βελτιστοποίησης x που χρησιμοποιείται για την επίλυση του προβλήματος της AC Βέλτιστης Ροής Φορτίου (AC OPF) αποτελείται από $n_b \times 1$ διανύσματα των γωνιών τάσεων θ και των μέτρων των τάσεων V_m και από $n_g \times 1$ διανύσματα ενεργών και αέργων παραγωγών ισχύος P_g και Q_g αντίστοιχα

$$x = \begin{pmatrix} \theta \\ V_m \\ P_g \\ Q_g \end{pmatrix} \quad (5.21)$$

Η αντικειμενική συνάρτηση (5.17) είναι ένα άθροισμα των συναρτήσεων κόστους και της ενεργού και αέργου παραγωγής αντίστοιχα, για κάθε γεννήτρια

$$\min_{\theta, V, P_g, Q_g} \sum_{i=1}^{n_g} f_P^i(p_g^i) + f_Q^i(q_g^i) \quad (5.22)$$

Οι εξισωτικοί περιορισμοί της εξίσωσης (5.18) είναι ένα σύνολο $2 \cdot n_b$ μη γραμμικών εξισώσεων του ισοζυγίου ενεργού και αέργου ισχύος από τις σχέσεις (5.14) και (5.15). Οι ανισωτικοί περιορισμοί της εξίσωσης (5.26) αποτελούνται από δύο σύνολα από n_l περιορισμούς της ροής φορτίου στους κλάδους

$$h_f(\Theta, V_m) = |F_f(\Theta, V_m)| - F_{max} \leq 0 \quad (5.23)$$

$$h_t(\Theta, V_m) = |F_t(\Theta, V_m)| - F_{max} \leq 0 \quad (5.24)$$

Οι ροές είναι κυρίως ροές φαινόμενης ισχύος εκφρασμένης σε MVA, μπορεί όμως να είναι επίσης ροές ενεργού ισχύος ή ροές ρεύματος. Συνεπώς οι περιορισμοί της ροής μπορεί να εκφραστούν σε τρεις διαφορετικές μορφές

$$F_f(\Theta, V_m) = \begin{cases} S_f(\Theta, V_m), & \text{φαινόμενη ισχύς} \\ P_f(\Theta, V_m), & \text{ενεργός ισχύς} \\ Q_f(\Theta, V_m), & \text{ρεύμα} \end{cases} \quad (5.25)$$

Τα μεταβλητά όρια της (5.20) περιλαμβάνουν έναν ισοτικό περιορισμό για τη γωνία του ζυγού αναφοράς και μέγιστα και ελάχιστα όρια για τα μέτρα των τάσεων όλων των ζυγών καθώς και για τις ενεργές και άεργες παραγωγές

$$\theta_i^{ref} \leq \theta_i \leq \theta_i^{ref}, \quad i \in I_{ref} \quad (5.26)$$

$$v_m^{i,min} \leq v_m^i \leq v_m^{i,max}, \quad i = 1 \dots n_b \quad (5.27)$$

$$p_g^{i,min} \leq p_g^i \leq p_g^{i,max}, \quad i = 1 \dots n_g \quad (5.28)$$

$$q_g^{i,min} \leq q_g^i \leq q_g^{i,max}, \quad i = 1 \dots n_g \quad (5.29)$$

5.5.2 DC Βέλτιστη Ροή Φορτίου

Για την DC ανάλυση χρησιμοποιείται ένα DC μοντέλο του δικτύου και οι μεταβλητές που συμπεριλαμβάνονται είναι τα μέτρα των τάσεων των ζυγών, οι γωνίες τους και οι ροές ενεργού και αέργου ισχύος. Η μεταβλητή βελτιστοποίησης είναι η

$$x = \begin{pmatrix} \theta \\ p_g \end{pmatrix} \quad (5.30)$$

και η συνάρτηση που πρέπει να ελαχιστοποιηθεί είναι η ακόλουθη

$$\min_{\theta, p_g} \sum_{i=1}^{n_g} f_P^i(p_g^i) \quad (5.31)$$

υπό τους ακόλουθους περιορισμούς

$$g_P(\theta, p_g) = B_{bus}\theta + P_{bus,shift} + P_d + G_{sh} - C_g p_g \quad (5.32)$$

$$h_f(\theta) = B_f\theta + P_{f,shift} - F_{max} \quad (5.33)$$

$$h_t(\theta) = -B_t\theta - P_{t,shift} - F_{max} \quad (5.34)$$

$$\theta_i^{ref} \leq \theta_i \leq \theta_i^{ref}, \quad i \in I_{ref} \quad (5.35)$$

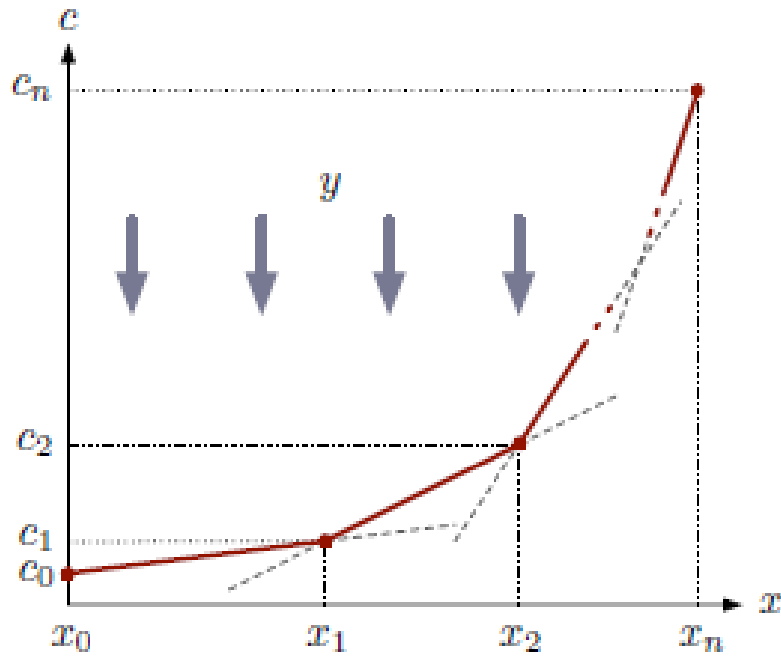
$$p_g^{i,min} \leq p_g^i \leq p_g^{i,max}, \quad i = 1 \dots n_g \quad (5.36)$$

5.5.3 Πρόσθετες Δυνατότητες

Το MATPOWER χρησιμοποιεί μία διευρυμένη δομή της Βέλτιστης Ροής Φορτίου που επιτρέπει στο χρήστη να μορφοποιήσει τη διατύπωση του προβλήματος χωρίς να χρειαστεί να ξαναγράψει τα τμήματα που είναι κοινά με την κλασική ροή φορτίου. Αυτή τη δομή την εκμεταλλεύεται εσωτερικά και το MATPOWER ώστε να παρέχει αρκετές πρόσθετες δυνατότητες.

Τμηματικά Γραμμικά Κόστη

Η κλασική δομή του MATPOWER που περιγράφηκε προηγουμένως δεν έχει τη δυνατότητα να χρησιμοποιήσει τις μη εξομαλυσμένες γραμμικές συναρτήσεις κόστους που προκύπτουν όταν έχουμε προσφορές των γεννητριών (offers) και προσφορές των προμηθευτών (bids) στα μοντέλα αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Όταν έχουμε κυρτές συναρτήσεις κόστους, μπορούν να μοντελοποιηθούν χρησιμοποιώντας μία μέθοδο δεσμευμένου μεταβλητού κόστους. Η τμηματικά γραμμική συνάρτηση κόστους $c(x)$ αντικαθίσταται από μία βοηθητική μεταβλητή y και ένα σύνολο γραμμικών περιορισμών που σχηματίζουν μια κυρτή καμπύλη. Το Σχήμα 5.1 απεικονίζει μία κυρτή γραμμική συνάρτηση κόστους η οποία αποτελείται από n τμήματα



Σχήμα 5.1: Τμηματικά γραμμική και κυρτή συνάρτηση κόστους

$$c(x) = \begin{cases} m_1(x - x_1) + c_1, & x \leq x_1 \\ m_2(x - x_2) + c_2, & x_1 < x \leq x_2 \\ \vdots & \vdots \\ m_n(x - x_n) + c_n, & x_{n-1} < x \end{cases} \quad (5.37)$$

και ορίζεται από μία ακολουθία σημείων (x_j, c_j) , $j=0 \dots n$, όπου το δηλώνει την κλίση του j τμήματος

$$m_j = \frac{c_j - c_{j-1}}{x_j - x_{j-1}}, \quad j = 1 \dots n \quad (5.38)$$

με και $x_0 < x_1 < \dots < x_n$ και $m_1 < m_2 < \dots < m_n$.

Η καμπύλη που αντιστοιχεί σε αυτή τη συνάρτηση κόστους σχηματίζεται από τους ακόλουθους n περιορισμούς της βοηθητικής μεταβλητής y

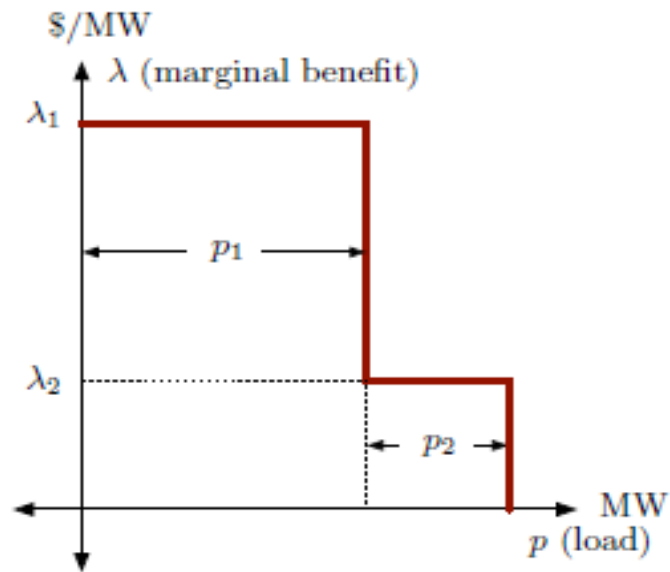
$$y \geq m_j(x - x_j) + c_j, \quad j = 1 \dots n \quad (5.39)$$

Ο όρος του κόστους που προστίθεται στην αντικειμενική συνάρτηση στη θέση του $c(x)$ είναι η μεταβλητή y .

Κατανεμόμενα Φορτία

Γενικά, κατανεμόμενα ή ευαίσθητα στην τιμή φορτία μπορούν να μοντελοποιηθούν σαν αρνητικές εγχύσεις ενεργού ισχύος με τα αντίστοιχα αρνητικά κόσθη. Εάν ισχύει $PMIN < PMAX = 0$ για μία γεννήτρια, τότε έχουμε ένα κατανεμόμενο φορτίο.

Έστω ένα φορτίο έχει μια καμπύλη ζήτησης, όπως η ακόλουθη στο Σχήμα 5.2

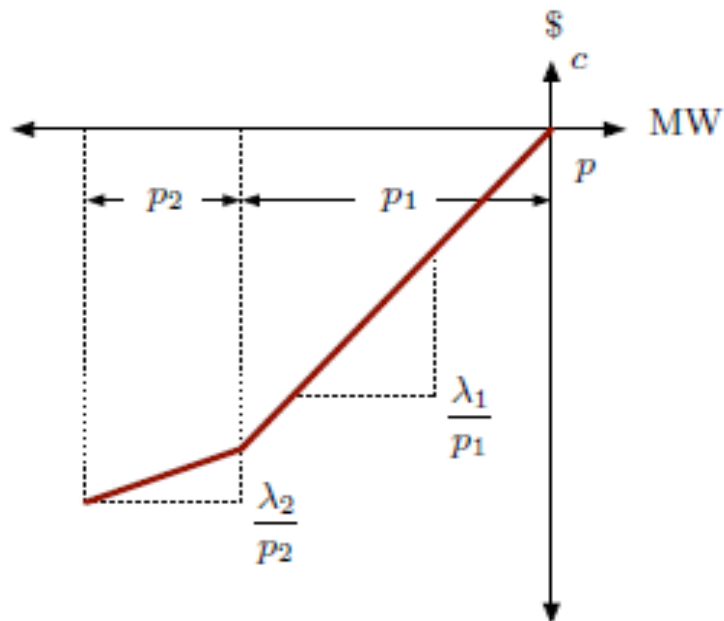


Σχήμα 5.2: Συνάρτηση Προσφοράς (bid)

Με βάση την καμπύλη αυτή, το φορτίο καταναλώνει:

- 0 αν η τιμή είναι μεγαλύτερη της λ_1 ,
- p_1 αν η τιμή είναι μικρότερη της λ_1 αλλά μεγαλύτερη της λ_2 , και
- $p_1 + p_2$ αν η τιμή είναι ίση ή μικρότερη της λ_2 .

Αυτό αντιστοιχεί σε μια αρνητική παραγωγή με την τμηματικά γραμμική καμπύλη κόστους που φαίνεται στο Σχήμα 5.3

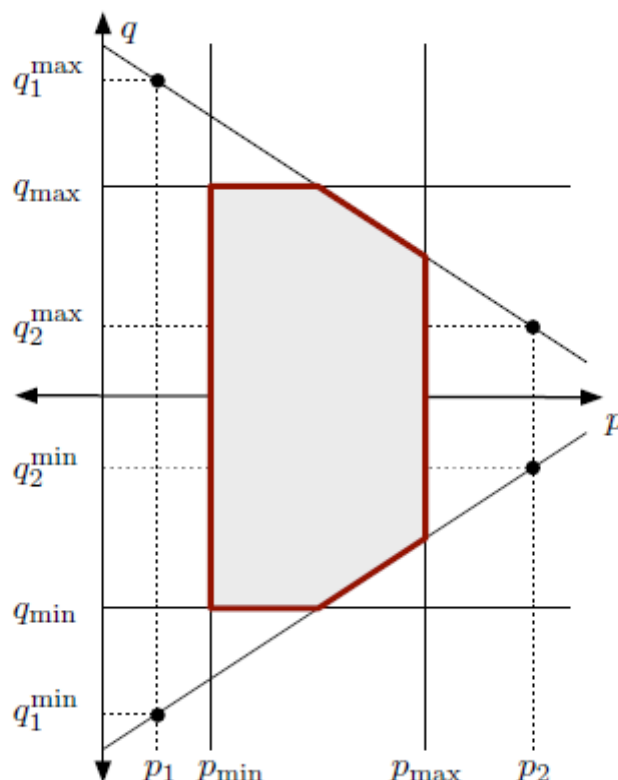


Σχήμα 5.3: Συνάρτηση Κόστους για αρνητική έγχυση ισχύος

Στο μοντέλο του AC δικτύου, όταν υπάρχουν κατανεμόμενα φορτία, εμφανίζεται το ζήτημα της κατανομής της αέργου ισχύος. Τυπικά η έγχυση αέργου ισχύος της γεννήτριας μπορεί να παίρνει οποιαδήποτε τιμή μέσα στα προκαθορισμένα όρια. Από τη στιγμή όμως που αυτό δεν είναι η κανονική συμπεριφορά ενός φορτίου, το μοντέλο που χρησιμοποιείται στο MATPOWER υποθέτει ότι τα κατανεμόμενα φορτία διατηρούν ένα σταθερό συντελεστή ισχύος. Όταν διατυπώνεται το πρόβλημα της AC Βέλτιστης Ροής Φορτίου, το MATPOWER προσθέτει έναν επιπλέον ισοτικό περιορισμό που καθιστά ένα σταθερό συντελεστή ισχύος για κάθε “αρνητική γεννήτρια” που χρησιμοποιείται για να μοντελοποιήσει ένα κατανεμόμενο φορτίο.

P-Q Καμπύλες Ικανότητας των Γεννητριών

Η παραδοσιακή διατύπωση AC B.P.Φ μοντελοποιεί τις P-Q καμπύλες ικανότητας των γεννητριών σαν απλούς περιορισμούς από τις P_{MIN}, P_{MAX}, Q_{MIN} και Q_{MAX} στήλες του πίνακα gen. Στο MATPOWER 4.1, οι στήλες είναι PC1, PC2, QC1MIN, QC1MAX, QC2MIN, και QC2MAX του πίνακα gen χρησιμοποιούνται για τον καθορισμό επιπλέον κεκλιμένων ανώτερων και κατώτερων τμημάτων των καμπυλών ικανότητας. Η περιοχή εμπιστοσύνης για τη λειτουργία της γεννήτριας με αυτή την πιο γενική καμπύλη ικανότητας επεξηγείται από την σκιασμένη περιοχή στο σχήμα 5.4.



Σχήμα 5.4: Περιοχή εμπιστοσύνης για τη λειτουργία της γεννήτριας

Οι ειδικές τιμές των PC1 και PC2 δεν είναι τόσο σημαντικές και μπορούν να τεθούν για ευκολία ίσες με το PMIN και το PMAX, αντίστοιχα. Το σημαντικό είναι να τεθούν τα αντίστοιχα όρια QCnMAX (QCnMIN) με τέτοιο τρόπο, ώστε τα δύο σημεία αποτελεσμάτων να ορίζουν την επιθυμητή γραμμή σχετικά με το κεκλιμένο ανώτερο (κατώτερο) τμήμα της καμπύλης ικανότητας.

5.5.4 Αλγόριθμος Αποσύνδεσης Μονάδων

Η πρότυπη διατύπωση που περιγράφηκε παραπάνω δε διαθέτει μηχανισμό για το κλείσιμο των γεννητριών οι οποίες είναι πολύ ακριβές για να χρησιμοποιηθούν. Αντίθετα, απλά κατανέμονται στα ελάχιστα όρια παραγωγής τους. Το MATPOWER έχει τη δυνατότητα να εκτελέσει μια βέλτιστη ροή φορτίου σε συνδυασμό με τη δυνατότητα αποσύνδεσης μονάδων για μια συγκεκριμένη χρονική περίοδο, η οποία του επιτρέπει να θέσει εκτός λειτουργίας αυτές τις ακριβές μονάδες και να βρει ένα ελάχιστο κόστος ένταξης και κατανομής. Για παράδειγμα, για να εκτελεστεί αυτό για την περίπτωση case30, πληκτρολογούμε στο παράθυρο εντολών

```
>> runuopf('case30')
```

Το MATPOWER χρησιμοποιεί έναν αλγόριθμο παρόμοιο με τον δυναμικό προγραμματισμό για να χειριστεί την αποσύνδεση των μονάδων. Προχωράει μέσω μιας σειράς σταδίων, όπου το στάδιο N έχει N γεννήτριες εκτός λειτουργίας, ξεκινώντας με $N = 0$.

Ο αλγόριθμος προχωρά ως εξής:

Βήμα 1: Ξεκίνα από το στάδιο μηδέν ($N = 0$), υποθέτοντας ότι όλες οι γεννήτριες είναι σε λειτουργία με όλα τα όρια στη σωστή θέση.

Βήμα 2: Λύσε μια κανονική Βέλτιστη Ροή Φορτίου και αποθήκευσε την λύση ως την τρέχουσα καλύτερη.

Βήμα 3: Πήγαινε στο επόμενο στάδιο, το $N = N + 1$. Χρησιμοποιώντας την καλύτερη λύση από το προηγούμενο στάδιο ως την βασική περίπτωση για αυτό το στάδιο, σχημάτισε μια υποψήφια λίστα γεννητριών με δεσμευμένα ελάχιστα όρια παραγωγής. Αν δεν υπάρχουν υποψήφιας, υπερπήδησε στο βήμα 5.

Βήμα 4: Για κάθε γεννήτρια της υποψήφιας λίστας, λύσε μια Β.Ρ.Φ για να βρεις το συνολικό κόστος του συστήματος με τις γεννήτριες εκτός λειτουργίας. Εάν έχει χαμηλότερο κόστος, αντικατέστησε την τρέχουσα καλύτερη λύση με αυτήν. Σε περίπτωση που οποιαδήποτε από τις υποψήφιας λύσεις προκάλεσε βελτίωση, γύρισε πίσω στο βήμα 3.

Βήμα 5: Επέστρεψε την τρέχουσα καλύτερη λύση ως την τελική λύση.

5.6 Κώδικας “Smart Market”

Το MATPOWER περιλαμβάνει κώδικα που εφαρμόζει μέσω δημοπρασίας ένα μηχανισμό εκκαθάρισης αγοράς. Σκοπός αυτού του κώδικα είναι να λάβει ένα σύνολο προσφορών των πωλητών-παραγωγών (*offers*) και προσφορών των αγοραστών-προμηθευτών (*bids*) και επιλύοντας τη Βέλτιστη Ροή Φορτίου να υπολογίσει την αντίστοιχη κατανομή και τις τιμές.

Ο αλγόριθμος του smart market αποτελείται από τα ακόλουθα κύρια βήματα

- 1) Μετατροπή των block offers και bids στα αντίστοιχα χαρακτηριστικά και κόστη γεννητριών.
- 2) Εκτέλεση μιας Βέλτιστης Ροής Φορτίου με την επιλογή της αποσύνδεσης γεννητριών (*uopf*) για την εύρεση της κατανομής των γεννητριών και των τιμών του κάθε κόμβου (λ_p).
- 3) Μετατροπή της κατανομής των γεννητριών και των τιμών του κάθε κόμβου σε ένα σύνολο εκκαθαρισμένων offers και bids.
- 4) Εκτύπωση των αποτελεσμάτων.

Για το βήμα 1, τα offers και τα bids παρέχονται σαν δύο δομές, η κάθε μία έχει ως πεδία το P για την ενεργό ισχύ και το Q για την άεργο ισχύ (αυτό το πεδίο είναι προαιρετικό). Η κάθε μία είναι επίσης μια δομή, με πεδία τα qty και pfc, όπου το στοιχείο στη *i* γραμμή και στη *j* στήλη είναι η ποσότητα και η τιμή αντίστοιχα, του *j* block που προσφέρθηκε από τη *i* γεννήτρια. Αυτά τα block offers/bids μετατρέπονται στα ισοδύναμα τμηματικά γραμμικά κόστη γεννητριών και όρια ικανότητας γεννητριών από τη συνάρτηση *off2case*.

Τα block offers πρέπει να είναι σε μη φθίνουσα σειρά τιμής και η προσφορά πρέπει να αντιστοιχεί σε μια γεννήτρια με $0 \leq P_{min} \leq P_{max}$. Τα bids πρέπει να είναι σε μη αύξουσα σειρά τιμής και αντιστοιχούν σε μια γεννήτρια με $P_{min} < P_{max} \leq 0$.

Τα δεδομένα που προσδιορίζονται από ένα αρχείο του MATPOWER, μαζί με τους πίνακες *gen* και *gencost* που τροποποιήθηκαν σύμφωνα με το βήμα 1, χρησιμοποιούνται για να τρέξει μια Βέλτιστη Ροή Φορτίου. Μπορεί να χρησιμοποιηθεί μία μέθοδος αποσύνδεσης μονάδων (Κεφάλαιο 5.5.4) εάν έτσι επιτυγχάνεται μικρότερο συνολικό κόστος συστήματος.

Στο βήμα 3 χρησιμοποιούνται τα αποτελέσματα της Βέλτιστης Ροής Φορτίου για να καθοριστεί για κάθε block offer ή bid πόση ποσότητα εκκαθαρίστηκε και σε ποια τιμή. Αυτές οι τιμές επιστρέφονται σε *co* και *cb*, όπου έχουν την ίδια δομή με τα offers και τα bids. Η παράμετρος *mkt* είναι δομή που χρησιμοποιείται για να προσδιορίσει κάποια στοιχεία σχετικά με την αγορά, όπως ο τύπος πλειστηριασμού που διενεργείται, εάν έχουμε AC ή DC Βέλτιστη Ροή Φορτίου και τα όρια των τιμών.

Υπάρχουν δύο βασικά είδη τιμολογιακής πολιτικής μέσω του *mkt.auction_type*, η διακριτή τιμολόγηση (*discriminative pricing*) και η ενιαία τιμολόγηση (*uniform pricing*). Οι διάφορες πολιτικές ενιαίας τιμολόγησης εξηγούνται καλύτερα στα πλαίσια ενός δικτύου χωρίς απώλειες και χωρίς συμφορήσεις γραμμών μεταφοράς. Σε αυτό το πλαίσιο, η κατανομή είναι πανομοιότυπη με το να δημιουργηθούν στοίβες από bids και offers και να βρεθεί το σημείο τομής. Οι τιμές των κόμβων (*nodal prices* – λ_p) που υπολογίζονται μέσω της Βέλτιστης Ροής Φορτίου είναι ίσες με την τιμή του οριακού block. Αυτό είναι είτε η τελευταία προσφορά γεννήτριας που έγινε δεκτή (*last accepted offer* – LAO) είτε η τελευταία προσφορά καταναλωτή που έγινε δεκτή (*last accepted bid* – LAB) και αυτό εξαρτάται από το ποιο είναι το οριακό block.

Συνήθως υπάρχει ένα κενό μεταξύ του LAO και του LAB. Από τη στιγμή που κάθε τιμή ανάμεσα σε αυτό το εύρος γίνεται αποδεκτή από αγοραστές (προμηθευτές) και τους πωλητές (παραγωγούς), καταλήγουμε σε ένα εύρος επιλογών οι οποίες παρουσιάζονται στον παρακάτω πίνακα:

Τύπος Δημοπρασίας	Όνομα	Περιγραφή
0	discriminative	Η τιμή κάθε εκκαθαρισμένης προσφοράς (offer/bid) ισούται με την τιμή της προσφοράς (offer/bid)
1	LAO	Ενιαία τιμή ίση με τη last accepted offer
2	FRO	Ενιαία τιμή ίση με τη first rejected offer
3	LAB	Ενιαία τιμή ίση με τη last accepted bid
4	FRB	Ενιαία τιμή ίση με τη first rejected bid
5	first price	Ενιαία τιμή ίση με την τιμή της προσφοράς (offer/bid) της οριακής μονάδας
6	second price	Ενιαία τιμή ίση με το ελάχιστο(FRO, LAB) εάν η οριακή μονάδα είναι γεννήτρια, αλλιώς το μέγιστο (FRB ,LAO) εάν είναι προμηθευτής
7	split-the-difference	Ενιαία τιμή ίση με το μέσο όρο του LAO και LAB
8	dual LAOB	Ενιαία τιμή ίση με το LAO για τους παραγωγούς, ίση με το LAB για τους αγοραστές

Πίνακας 5.1: Τύποι Δημοπρασιών [14]

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6

ΟΡΙΑΚΗ ΤΙΜΗ ΚΟΜΒΟΥ ΚΑΙ ΣΤΑΘΕΡΑ ΔΙΚΑΙΩΜΑΤΑ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ

6.1 Εισαγωγή

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 αντανakλά 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 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 [1].

6.2 Οριακή Τιμή Κόμβου - LMP

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

$$\text{LMP} = \text{οριακό κόστος παραγωγής} + \text{κόστος συμφόρησης} + \text{κόστος απωλειών}$$

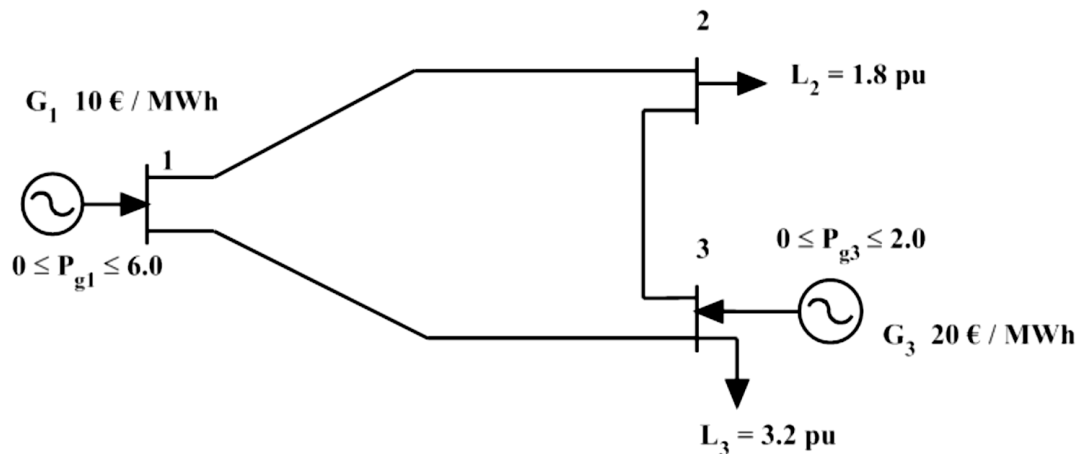
Ουσιαστικά το LMP είναι το πρόσθετο κόστος για να παραχθεί ένα επιπλέον MW σε κάποιο συγκεκριμένο κόμβο.

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 θερμικά 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 [1].

6.2.1 Απεικόνιση των LMP μέσω Παραδείγματος

Το Σχήμα 6.1 δείχνει το Σύστημα που μελετάμε και τα χαρακτηριστικά των γραμμών φαίνονται στον Πίνακα 6.1 που ακολουθεί.

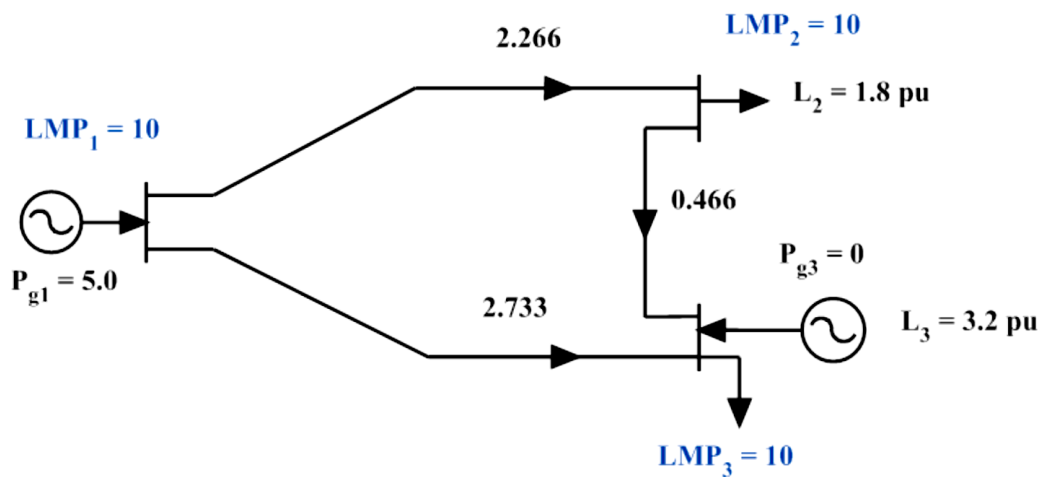


Σχήμα 6.1: Χαρακτηριστικά Συστήματος

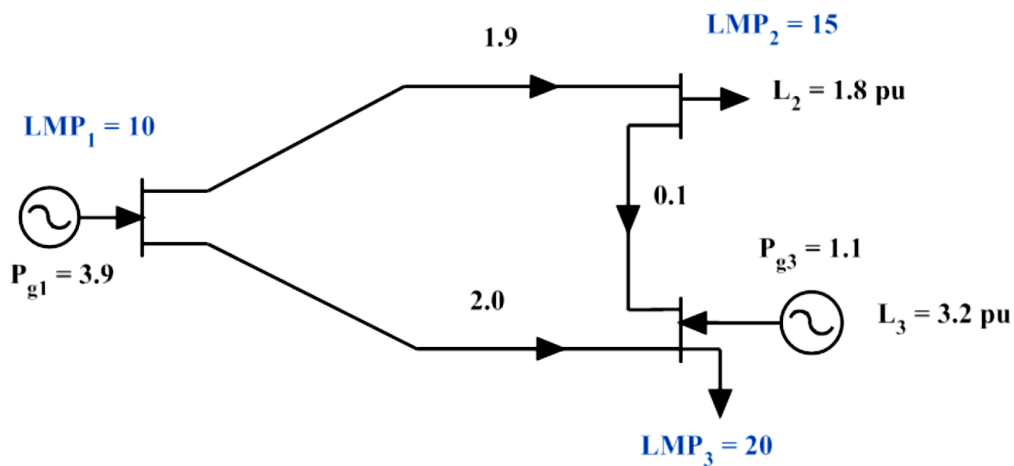
Γραμμή	Αναχώρηση	Άφιξη	Επαγωγική Αντίδραση (p.u.)	Όριο (p.u.)
1	1	2	0.25	2.0
2	1	3	0.25	2.0
3	2	3	0.25	2.0

Πίνακας 6.1: Χαρακτηριστικά Γραμμών Μεταφοράς

Τα Σχήματα 6.2 και 6.3 δείχνουν τις λύσεις για τις 2 περιπτώσεις: όταν η γραμμή 1-3 δεν έχει υποστεί συμφόρηση και όταν στη γραμμή υπάρχει συμφόρηση. Για την περίπτωση που δεν υπάρχει συμφόρηση, παρατηρούμε ότι μόνο η G1 λειτουργεί και θέτει την τιμή στα 10 €/MWh. Σε αυτή την περίπτωση ισχύει ότι $LMP1 = LMP2 = LMP3 = 10 \text{ €/MWh}$, αφού δεν υπάρχει συμφόρηση στις γραμμές του συστήματος. Η τιμή που καθορίζεται από τη G1 δρα σαν Οριακή Τιμή του Συστήματος.



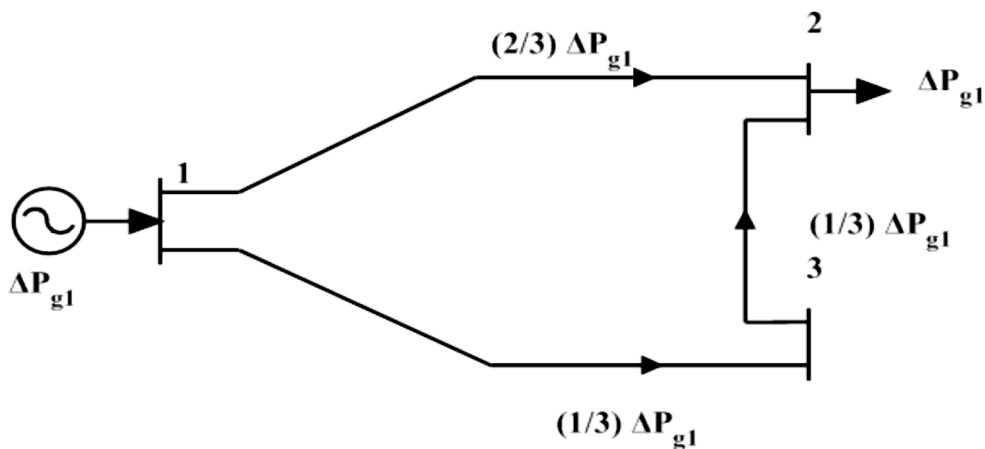
Σχήμα 6.2: Περίπτωση που αγνοούνται τα όρια των γραμμών



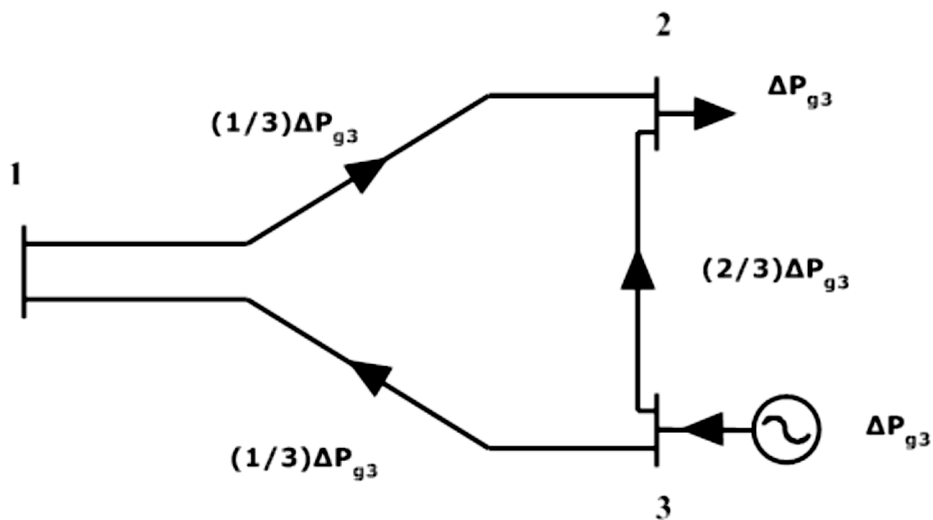
Σχήμα 6.3: Περίπτωση που λαμβάνουμε υπόψη τα όρια των γραμμών

Για την περίπτωση που έχουμε συμφόρηση (όταν λαμβάνουμε υπόψιν τα όρια των γραμμών μεταφοράς), η G3 αρχίζει να λειτουργεί και η G1 παράγει χαμηλότερο φορτίο. Ως αποτέλεσμα οι τιμές του LMP διαφέρουν σε κάθε κόμβο. Το LMP2 (15 €/MWh) προκύπτει ως εξής: αν η ζήτηση στο ζυγό 2 αυξηθεί κατά 1 MW (0.01 p.u.), η τροφοδοσία αυτού του MW δεν θα γίνει εξολοκλήρου από τη G1 επειδή η συμφόρηση που υπάρχει στη γραμμή 1-3 εμποδίζει την πρόσθετη ισχύ από το να παραχθεί στη G1 και να παραδοθεί στο ζυγό 2. Αν στείλουμε επιπρόσθετη ισχύ μέσω της γραμμής 1-2 θα αυξηθεί η ροή στη γραμμή 1-3. Επομένως ο ζυγός 2 θα πρέπει να λάβει την επιπρόσθετη ισχύ από την G3 και συνεπώς οι γεννήτριες G1 και G3 γίνονται οι οριακές μονάδες του συστήματος αφού ελέγχουν τη ροή στη γραμμή 1-3.

Η ροή από τη γεννήτρια G1 στο ζυγό 2 θα χωριστεί στις γραμμές 1-2 και 1-3 (έπειτα και στη 3-2). Λαμβάνοντας υπόψη τις αντιδράσεις που απεικονίζονται στον Πίνακα 3.1 (όπου παρατηρούμε πως όλες οι γραμμές έχουν την ίδια επαγωγική αντίδραση), τα 2/3 της επιπρόσθετης ροής θα μεταφερθούν μέσω της γραμμής 1-2 και το υπόλοιπο 1/3 μέσω της γραμμής 1-3 και έπειτα μέσω της 3-2. Στο Σχήμα 6.4, η ΔP_{g1} είναι η επιπρόσθετη ισχύς από τη G1 που χρειάζεται για να τροφοδοτήσει την αύξηση της ζήτησης του ζυγού 2. Παρομοίως, η ροή από τη G3 στο ζυγό 2 θα χωριστεί μεταξύ των γραμμών 3-1 (και έπειτα 1-2), και της γραμμής 3-2. Επίσης, τα 2/3 της ισχύος θα μεταφερθούν μέσω της γραμμής 3-2 και το 1/3 μέσω της γραμμής 3-1 και έπειτα μέσω της γραμμής 1-2. Στο Σχήμα 6.5, η ΔP_{g3} είναι η επιπρόσθετη ισχύς από τη G3 που χρειάζεται για να τροφοδοτήσει την αύξηση στη ζήτηση του ζυγού 2.



Σχήμα 6.4: Ροές ισχύος εξαιτίας της επιπρόσθετης παραγωγής ΔP_{g1}



Σχήμα 6.5: Ροές ισχύος εξαιτίας της επιπρόσθετης παραγωγής ΔP_{g3}

Για να κρατήσουμε τη ροή ισχύος στη γραμμή 1-3 στα επιτρεπτά θερμικά όρια, η G3 πρέπει να ρυθμιστεί ώστε η παραγωγή της να αντισταθμίζει τη ροή από το ζυγό 1

στον 3. Ίσες ποσότητες ισχύος σε κάθε πλευρά της γραμμής 1-3 θα εμποδίσουν τη συμφόρηση στη γραμμή 1-3. Επομένως πρέπει $(1/3)\Delta PG1 = (1/3)\Delta PG3$, συνεπώς $\Delta PG1 = \Delta PG3$. Για μια αύξηση κατά 1 MW στο ζυγό 2, θα πρέπει να ισχύει $\Delta PG1 + \Delta PG3 = 1$ MW.

Άρα, για να κρατήσουμε τη ροή στη γραμμή 1-3 μέσα στα επιτρεπτά όρια και να για να επιτύχουμε την πιο οικονομική κατανομή, το 50% του επιπρόσθετου φορτίου στο ζυγό 2 καλύπτεται μέσω της G1 και το υπόλοιπο 50% καλύπτεται από τη G3. Το LMP του ζυγού 2 γίνεται: $LMP2 = (0.5 * 10 \text{ €/MWh}) + (0.5 * 20 \text{ €/MWh}) = 15 \text{ €/MWh}$ [1].

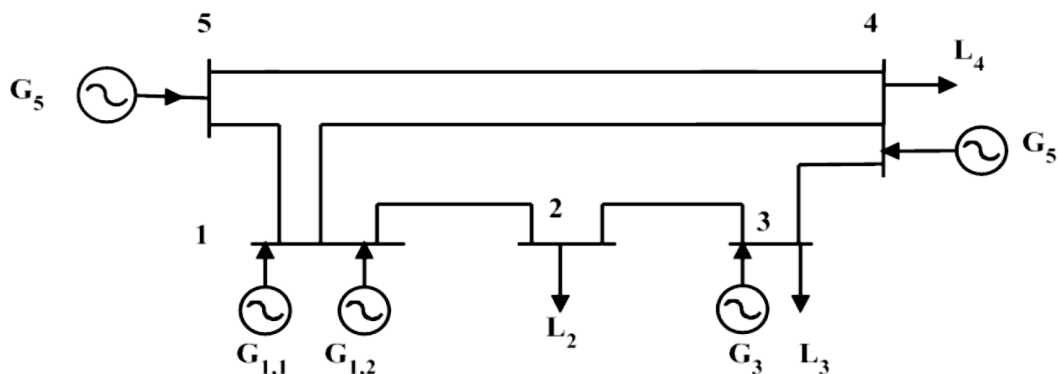
6.3 Εφαρμογή των LMP στον καθορισμό Ορίων των Ζωνών

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.

Το Σχήμα 6.6 απεικονίζει ένα Σύστημα 5 ζυγών. Οι παράμετροι των γραμμών μεταφοράς φαίνονται στον Πίνακα 6.2. Υποθέτουμε ότι τα φορτία L2, L3 και L4 έχουν σταθερές τιμές και είναι 300 MW το κάθε ένα. Ο Πίνακας 6.3 δείχνει την ισχύ που παράγει η κάθε γεννήτρια μία συγκεκριμένη ώρα. Περιλαμβάνει επίσης τις αρχικές παραγωγές καθώς και τις προσφορές των γεννητριών αυτή τη συγκεκριμένη ώρα. Αμελούμε τις απώλειες μεταφοράς.



Σχήμα 6.6: Σύστημα 5 ζυγών

Γραμμή	Αναχώρηση	Άφιξη	Επαγωγική Αντίδραση (Ohm)	Όριο Γραμμής (MW)
1	1	2	0.0280	350.0
2	1	4	0.0301	160.0
2	1	5	0.0060	380.0
3	2	3	0.0110	120.0
4	3	4	0.0300	230.0
5	4	5	0.0300	240.0

Πίνακας 6.2: Παράμετροι Γραμμών Μεταφοράς

Ζυγός	Γεννήτρια	Παραγωγή (MW)	Όριο (MW) Min	Όριο (MW) Max
1	G1,1	110	0	110
1	G1,2	100	0	100
2	G2	-	-	-
3	G3	90	0	520
4	G4	0	0	200
5	G5	600	0	600

Πίνακας 6.3: Δεδομένα Γεννητριών

Τα όρια μεταξύ των ζωνών καθορίζονται με βάση τις γραμμές στις οποίες συμβαίνει συμφόρηση περισσότερο συχνά. Τα όρια των ζωνών καθορίζονται ή τροποποιούνται με βάση τα υπολογιζόμενα LMP. Αρχικά θεωρούμε ότι οι γραμμές 1-2, 1-4, 4-5 είναι αυτές που υφίστανται συμφόρηση περισσότερο συχνά, οπότε το σύστημα χωρίζεται σε 2 ζώνες. Θεωρούμε τις 2 περιπτώσεις:

Περίπτωση 1: Δεν έχουμε συμφόρηση (δε λαμβάνονται υπόψη τα όρια των γραμμών μεταφοράς) και λαμβάνουμε τις προτιμώμενες τιμές.

Περίπτωση 2: Θεωρούμε ότι στις γραμμές 1-2, 1-4 και 1-5 συμβαίνει συμφόρηση.

Τα αποτελέσματα της διαχείρισης της συμφόρησης μεταξύ των ζωνών, με βάση τις τιμές του Πίνακα 6.3, φαίνονται στους Πίνακες 3.4 – 3.7. Ο Πίνακας 6.4 δείχνει τις ροές και για τις 2 περιπτώσεις, όπου η Περίπτωση 1 (περίπτωση όπου λαμβάνονται υπόψη οι προτιμώμενες παραγωγές) δείχνει ότι μερικές ροές στις γραμμές που συνδέουν τις ζώνες παραβιάζουν τα όρια, ενώ η Περίπτωση 2 δείχνει ότι όλες οι ροές αυτών των γραμμών είναι εντός ορίων. Στον Πίνακα 6.5, η Περίπτωση 2 μας δείχνει ότι οι προτιμώμενες παραγωγές ανακατανέμονται έτσι ώστε να μην υπάρχουν παραβιάσεις των ορίων των γραμμών. Οι ανακατανεμημένες τιμές αντιπροσωπεύουν τις πραγματικές παραγωγές ισχύος τη συγκεκριμένη ώρα. Οι τιμές των LMP που υπολογίστηκαν φαίνονται στον Πίνακα 6.6. Σε αυτή την περίπτωση το σύστημα φαίνεται σαν να είναι ένα σύστημα 2 ζωνών.

Γραμμή	Από	Προς	Όριο	Περίπτωση 1 Ροή	Περίπτωση 2 Ροή
1	1	2	350.00	352.13	350.00
2	1	4	160.00	191.68	160.00
3	1	5	380.00	-333.81	-360.22
4	2	3	120.00	52.13	50.00
5	3	4	230.00	-157.86	-187.17
6	4	5	240.00	-266.19	-239.78

Πίνακας 6.4: Ροές Γραμμών

Γεννήτρια	Περίπτωση 1 (MW)	Περίπτωση 2 (MW)
G1,1	110.0000	110.0000
G1,2	100.0000	39.7781
G3	90.0006	62.8285
G4	0.0000	87.3941
G5	600.0000	600.0000

Πίνακας 6.5: Παραγωγή Γεννητριών

Ζυγός	Περίπτωση 1 LMP (€ / MWh)	Περίπτωση 2 LMP (€ / MWh)
1	30.0000	15.0000
2	30.0000	30.0000
3	30.0000	30.0000
4	30.0000	30.0000
5	30.0000	17.6593

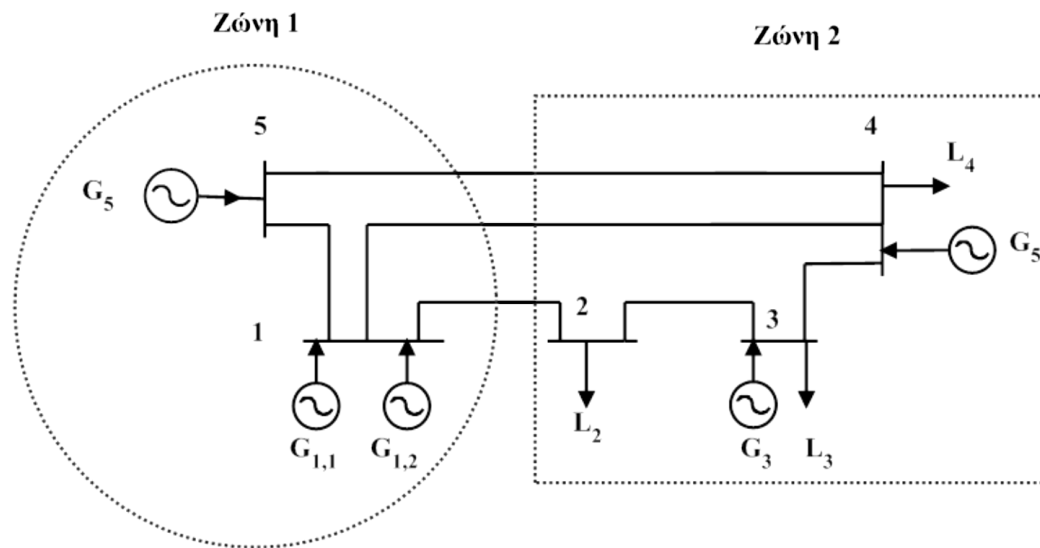
Πίνακας 6.6: Απεικόνιση LMP και για τις 2 Περιπτώσεις

Στον Πίνακα 6.6 παρατηρούμε ότι οι τιμές των LMP στους ζυγούς 1 και 5 είναι πολύ κοντά (15 και 17.6593 αντίστοιχα) και οι τιμές στους ζυγούς 2,3 και 4 είναι ίδιες (30). Αυτό δείχνει ότι όλοι οι ζυγοί μπορούν να κατηγοριοποιηθούν σε 2 ζώνες, με παρόμοια ή και με ίδια LMP για τους ζυγούς που ανήκουν στην ίδια ζώνη.

Ο Πίνακας 6.7 κατηγοριοποιεί τους ζυγούς ανάλογα με τη ζώνη που βρίσκονται. Οι τιμές των LMP επιβεβαιώνουν την υπόθεση ότι οι γραμμές που υφίστανται συμφόρηση πιο συχνά χωρίζουν το σύστημα σε 2 ζώνες. Το Σχήμα 6.7 δείχνει το ισοδύναμο σύστημα ζωνών βασισμένο στα LMP. Κάθε ζώνη περιέχει ζυγούς με παρόμοιες τιμές LMP. Μετά από αυτό το βήμα, θα πρέπει να ληφθεί μια απόφαση που να επιβεβαιώνει την αρχική υπόθεση που έγινε σχετικά με τα όρια κάθε ζώνης ή να προτείνει το συνδυασμό ή το χωρισμό των υπάρχοντων ζωνών ώστε να σχηματιστούν καινούριες [1].

Bus	LMP (€/MWh)	Zone
1	15.0000	1
2	30.0000	2
3	30.0000	2
4	30.0000	2
5	17.6593	1

Πίνακας 6.7: Καθορισμός Ζωνών με βάση τα LMP



Σχήμα 6.7: Απεικόνιση Ζωνών στο Σύστημα 5 ζυγών

6.4 Σταθερά Δικαιώματα Μεταφοράς – 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 αυτής της γραμμής. Σε περιπτώσεις που έχουμε συμφόρηση, ο κάθε συμμετέχων χρεώνεται αυτή τη συμφόρηση με βάση την τιμή της μεγαβατώρας που έχει παραχθεί για να εξυπηρετηθεί 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 ανακατανεμημένων παραγωγών κάθε ώρα.

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:

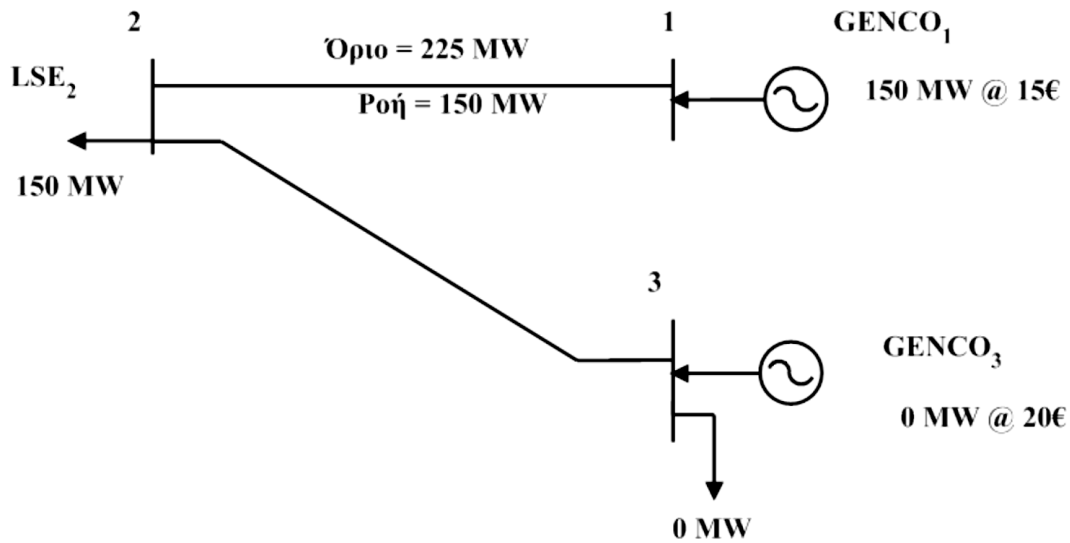
$$\text{Πίστωση FTR (FTR credit)} = \text{ποσότητα FTR} * (\text{LMP1} - \text{LMP2})$$

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 έγχυσης 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 μεγαβατώρας του FTR πολλαπλασιασμένη με τη διαφορά αυτών των δύο LMP.

Τα παραδείγματα που ακολουθούν δείχνουν ότι τα FTR μπορούν να λειτουργήσουν και με τους δύο τρόπους που προαναφέρθηκαν : ως κέρδος ή ως ζημία για τους κατόχους τους. Επομένως είναι σημαντικό οι κάτοχοι των FTR να μπορούν να εκτιμήσουν τα οφέλη ή τη ζημία πριν προβούν στην απόκτηση αυτών των δικαιωμάτων [1].

6.4.1 FTR σε Περιπτώσεις χωρίς Συμφόρηση

Υποθέτουμε πως ο Προμηθευτής (Load Serving Entity –LSE) -του Σχήματος 6.8- 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 6.8 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.



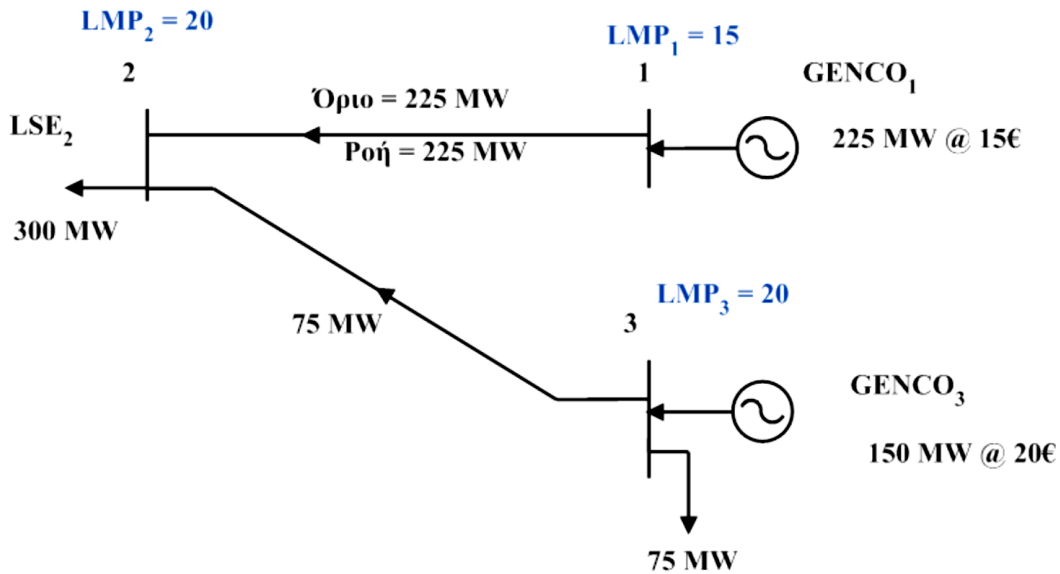
Σχήμα 6.8: Σύστημα χωρίς Συμφόρηση

6.4.2 FTR και κέρδος σε περιπτώσεις με Συμφόρηση

Το Σχήμα 6.9 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 75 MWh 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:

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

Γραμμή 3-2: Χρέωση εξαιτίας της Συμφόρησης = $75 \text{ MWh} \cdot (20 - 20)$
 $\text{€/MWh} = 0 \text{€}$



Σχήμα 6.9: 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:

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:

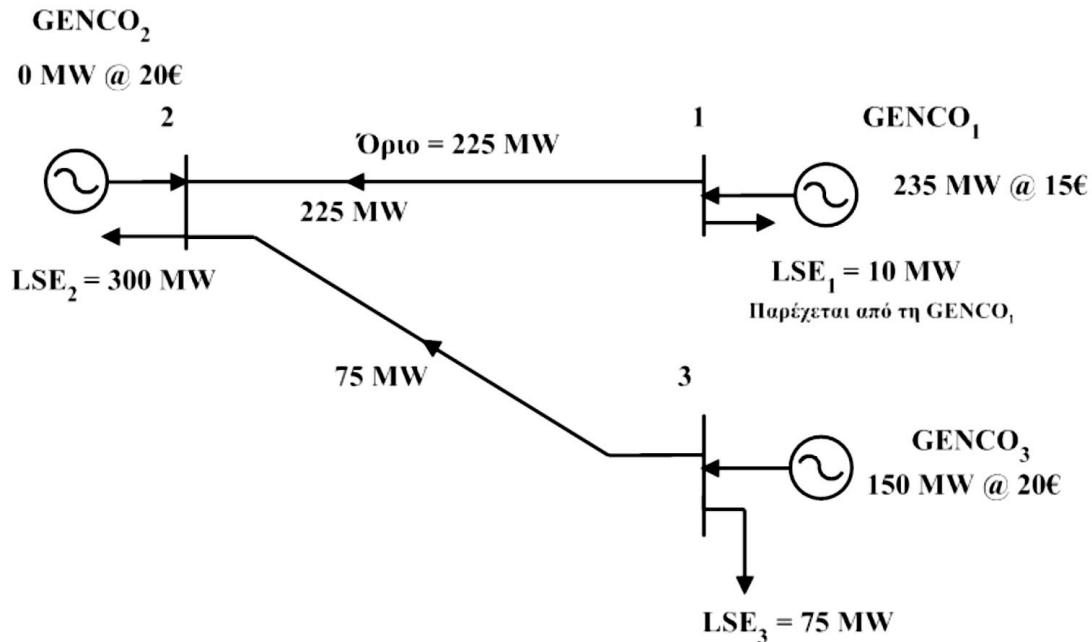
Καθαρό Κέρδος = Χρέωση εξαιτίας της συμφόρησης – Πίστωση εξαιτίας
της συμφόρησης = $1125 \text{ €} - 1125 \text{ €} = 0 \text{ €}$

6.4.3 FTR και ζημία σε περιπτώσεις με Συμφόρηση

Στο Σύστημα που φαίνεται στο Σχήμα 6.10 υποθέτουμε ότι ο Προμηθευτής στον κόμβο 1 (LSE1) έχει συνάψει συμβόλαιο 10 MW με τη Γεννήτρια στον κόμβο 2 (GENCO2) για $20 \text{ €} / \text{MWh}$ και έχει αποκτήσει FTR 10 MW 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. Το σχήμα 6.10 απεικονίζει ένα σύστημα στο οποίο υπάρχει συμφόρηση, όπου το φορτίο του κόμβου 1 τροφοδοτείται από τη Γεννήτρια 1. Ο Προμηθευτής στο κόμβο 1 δε διανέμει ενέργεια κατά την καθορισμένη διαδρομή (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 10 MW για μεταφορά ενέργειας από τον κόμβο 2 στον 1. Επομένως ισχύει:

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 6.10: Απεικόνιση Συστήματος όπου το FTR αποφέρει ζημία

6.4.4 Δημοπρασία 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 υλοποιείται μέσα από τη διεξαγωγή μια δημοπρασίας για τα δικαιώματα αυτά.

Η δημοπρασία των FTRs λειτουργεί ως μια κεντρική δημοπρασία στην οποία οι συμμετέχοντες στην αγορά υποβάλουν τις προσφορές τους για την αγορά και την πώληση των FTRs. Η δημοπρασία διεξάγεται είτε από τον ISO είτε από κάποιον υπεύθυνο για τη δημοπρασία, που ορίζεται από τον ISO. Ο κύριος στόχος της δημοπρασίας των FTRs είναι η εύρεση του τρόπου με τον οποίο 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 για πώληση ή αγορά FTRs, ο ISO καθορίζει τα LMPs και είτε αγοράζει είτε πωλεί ενέργεια σε αυτές τις τιμές. Τα FTRs μπορούν να πωληθούν και μέσω διμερών συμβάσεων. 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 FTRs του για πώληση, ενώ το υπόλοιπο ποσοστό του ονομάζεται ως *base case*. Κατά τη δημοπρασία, και ο ζυγός αναφοράς προσδιορίζεται από τον ISO. Η τιμή εκκαθάρισης της αγοράς (Market Clearing Price - MCP) για κάθε FTR στη δημοπρασία είναι βασισμένη στη 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.

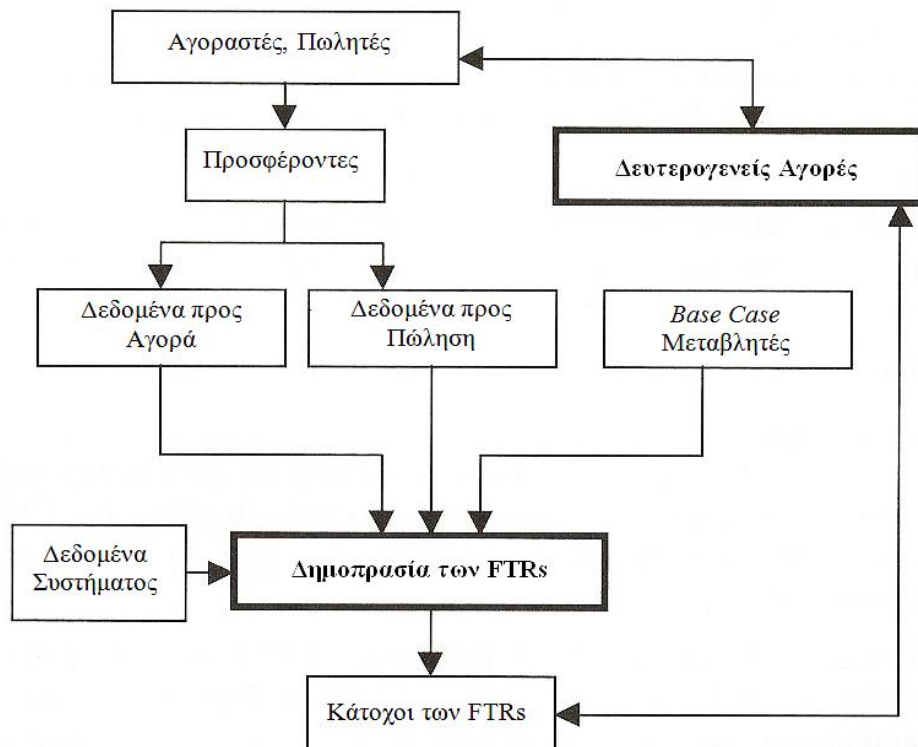
Ο στόχος του ISO είναι να μεγιστοποιήσει τα έσοδα από τα FTRs διατηρώντας παράλληλα το σύστημα εντός των ορίων. Κάθε FTR μπορεί να προέρχεται από ένα μόνο ζυγό ή πολλαπλούς ζυγούς. Οι κάτοχοι των FTRs μπορούν να πωλούν τα FTRs τους εν μέρει ή εξ ολοκλήρου σε μια δευτερογενή αγορά (όπως μέσω διμερών συμβάσεων) και οι διάφοροι συμμετέχοντες στην αγορά μπορούν να αγοράζουν και να πωλούν FTRs μέσω της δημοπρασίας.

Για να αγοραστεί ένα συγκεκριμένο FTR στη δημοπρασία, οι υποψήφιοι παρέχουν τις ακόλουθες πληροφορίες: το μέγεθος του FTR που είναι διαθέσιμο προς πώληση, την τιμή πώλησης του και τα σημεία έγχυσης και απορρόφησης. Για να πωληθεί ένα συγκεκριμένο FTR, οι υποψήφιοι παρέχουν τις ακόλουθες πληροφορίες: το μέγεθος του FTR που είναι διαθέσιμο προς αγορά, την τιμή αγοράς του, και τα σημεία έγχυσης και απορρόφησης.

Η δημοπρασία λειτουργεί με τέτοιο τρόπο, ώστε να μεγιστοποιούνται τα έσοδα για τη χρήση του δικτύου μεταφοράς. Για να διασφαλιστεί ότι το σύστημα είναι λειτουργικό, οι *base case* μεταβλητές πρέπει επίσης να ληφθούν υπόψη. Όπως αναφέρθηκε προηγουμένως, τα FTRs που δεν εισέρχονται στην δημοπρασία θεωρούνται ως *base case* φορτία ή γεννήτριες. Όταν πραγματοποιείται ο πλειστηριασμός, οι *base case* μεταβλητές θα πρέπει να λαμβάνονται υπόψη στις εξισώσεις του συστήματος. Κάθε νέο FTR διαμορφώνεται ως έγχυση ή απορρόφηση στους αντίστοιχους ζυγούς.

Τελικά, 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, λαμβάνοντας υπόψη τους περιορισμούς μετάδοσης, τις *base case* μεταβλητές, τις εξισώσεις ισορροπίας ροής φορτίου και τους περιορισμούς των FTRs.

Η διαδικασία μέσω της οποίας πωλούνται και αγοράζονται τα διάφορα FTRs στη δημοπρασία φαίνονται στο Σχήμα 6.11, όπου αγοραστές και πωλητές μπορούν να συνάψουν διμερή συμβόλαια μέσω των δευτερογενών αγορών πριν την έναρξη ή μετά το πέρας της δημοπρασίας.



Σχήμα 6.11 Η διαδικασία της δημοπρασίας των FTRs

Όπως φαίνεται στο Σχήμα 6.11, στο πρώτο βήμα της δημοπρασία οι υποψήφιοι δίνουν τα δεδομένα τους στον ISO ή στον υπεύθυνο για τη δημοπρασία, που αντικαθιστά τον ISO. Τα στοιχεία περιλαμβάνουν κυρίως προσφορές αγοράς και πώλησης FTRs, 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.

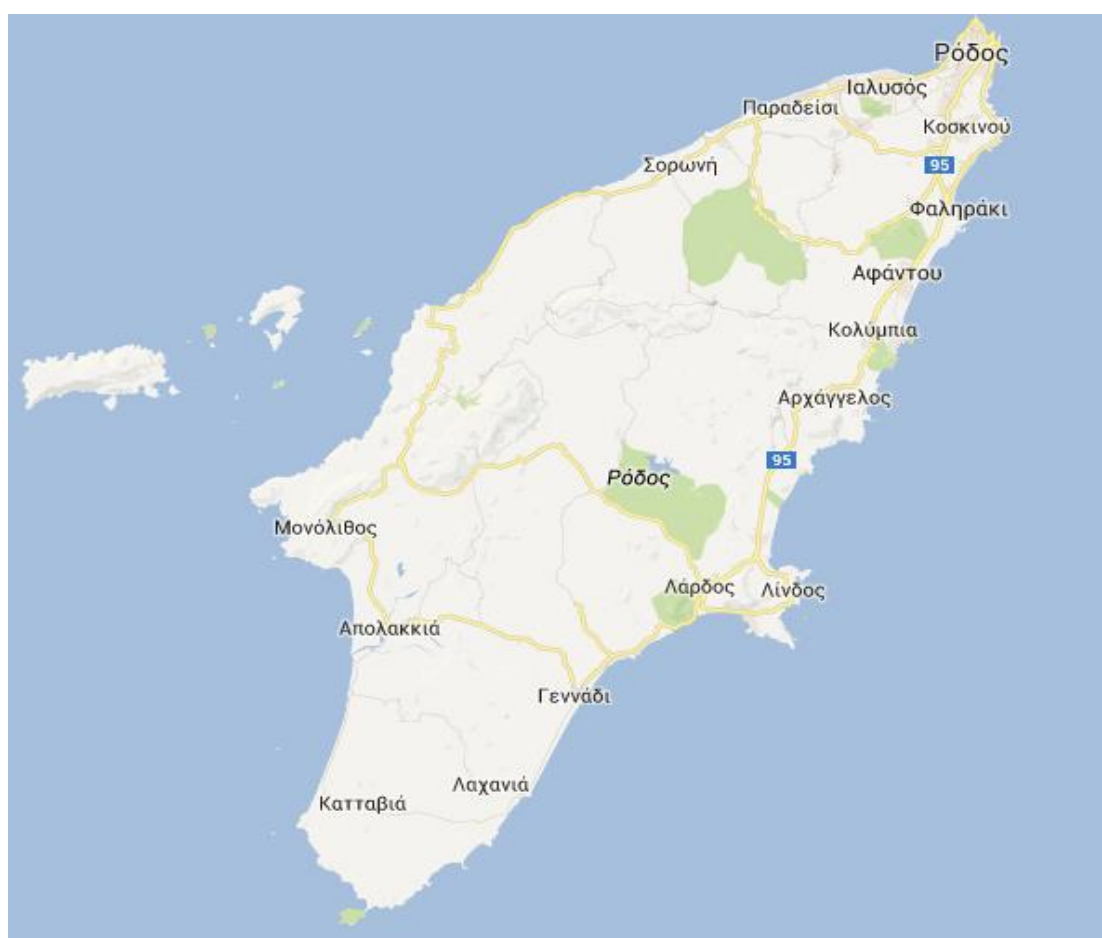
Επίσης, οι *base case* μεταβλητές θα πρέπει να δοθούν στον ISO ή το διοργανωτή της δημοπρασίας. Μαζί με αυτά τα δεδομένα δίνονται και οι παράμετροι του συστήματος, όπως τα χαρακτηριστικά και τα όρια των γραμμών. Ο ζυγός αναφοράς προσδιορίζεται στη δημοπρασία. Μόλις οι κάτοχοι των FTRs «αναγνωριστούν» από τη δημοπρασία, τότε μπορούν να πουλήσουν, να αγοράσουν ή να ανταλλάξουν FTRs μέσα από τις δευτερογενείς αγορές [1].

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7

ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΣΤΟ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΤΗΣ ΡΟΔΟΥ

7.1 Γεωγραφικά χαρακτηριστικά

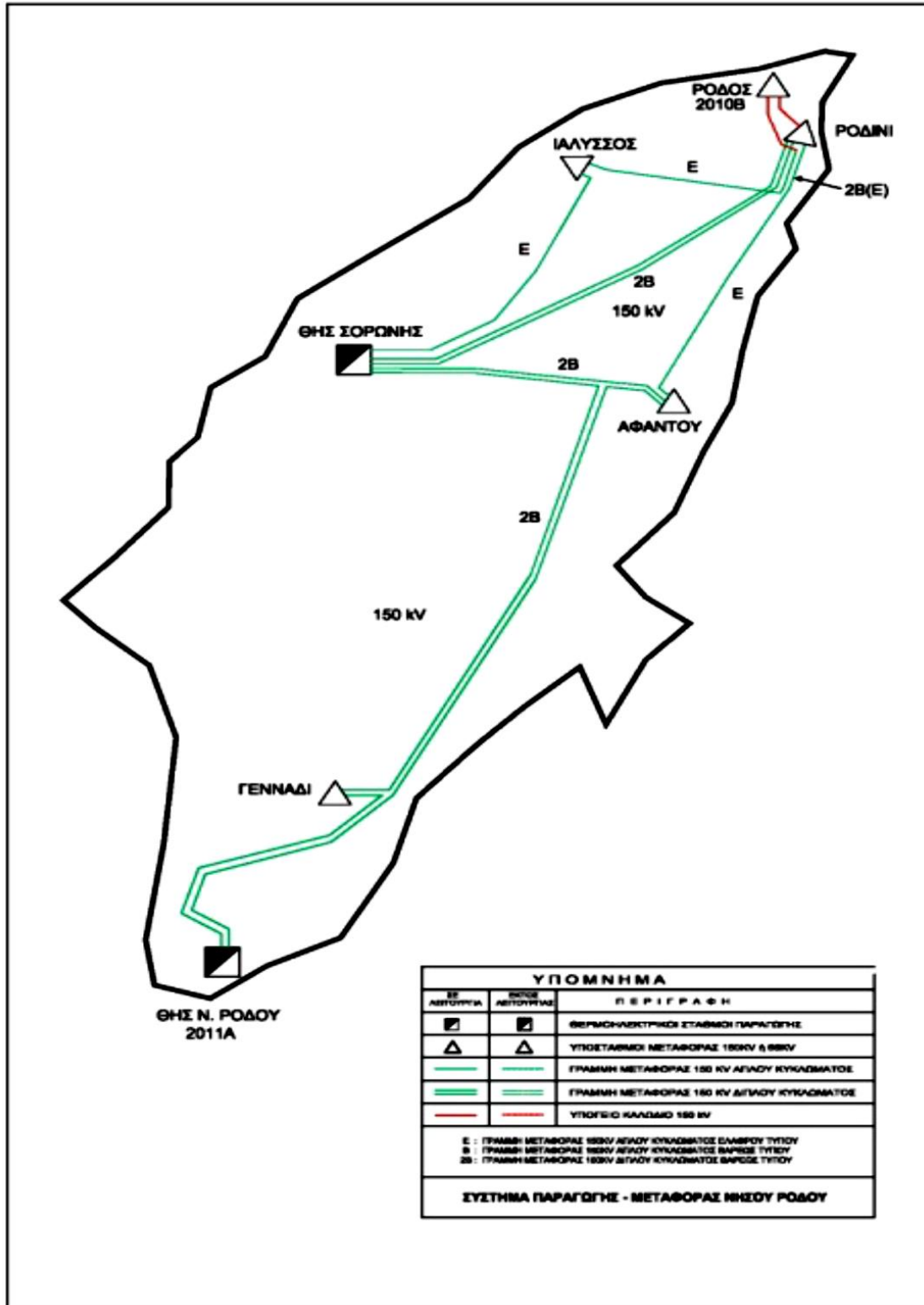
Η Ρόδος, με έκταση 1400,68 km², είναι το μεγαλύτερο νησί των Δωδεκανήσων και το τέταρτο σε έκταση νησί της Ελλάδας, μετά την Κρήτη, την Εύβοια και τη Λέσβο. Ο πληθυσμός της ανέρχεται σε 115.290 κατοίκους, σύμφωνα με απογραφή που έγινε το 2011, και καθιστά τη Ρόδο το πολυπληθέστερο ελληνικό νησί - εκτός της Κρήτης και της Εύβοιας. Βρίσκεται περίπου 350 χιλιόμετρα νοτιοανατολικά της Αθήνας και 18 χιλιόμετρα νοτιοδυτικά της Τουρκίας.



Σχήμα 7.1: Το νησί της Ρόδου

7.2 Περιγραφή ηλεκτρικού συστήματος Ρόδου

Το ηλεκτρικό σύστημα [15],[16] της Ρόδου απεικονίζεται στο παρακάτω σχήμα:



Σχήμα 7.2: Ηλεκτρικό σύστημα της Ρόδου

Το δίκτυο αποτελείται από γραμμές υψηλής τάσης, ζυγούς μέσης και υψηλής τάσης, μετασχηματιστές, μονάδες αντιστάθμισης, θερμικούς σταθμούς (Diesel, αεριοστρόβιλους και ατμοστρόβιλους) και ανεμογεννήτριες. Κάθε στοιχείο έχει προσομοιωθεί με βάση τα ηλεκτρικά του χαρακτηριστικά, όπως αυτά περιγράφονται παρακάτω.

7.2.1 Θερμικοί Σταθμοί

Οι μονάδες βάσης [15],[16] του συστήματος είναι οι Diesel και οι ατμοστρόβιλοι ενώ οι μονάδες που χρησιμοποιούνται στην αιχμή του φορτίου είναι οι αεριοστρόβιλοι. Αυτό προκύπτει λόγω του κόστους λειτουργίας της κάθε μονάδας. Οι συναρτήσεις κόστους της κάθε μονάδας δίνονται από τις παρακάτω εξισώσεις

Γεννήτρια Diesel

$$F(P) = \alpha \times P^2 + \beta \times P + \gamma \frac{\text{€}}{\text{MW}} / \text{ώρα}$$

Ατμοστρόβιλος

$$F(P) = \alpha \times P^2 + \beta \times P + \gamma \frac{\text{€}}{\text{MW}} / \text{ώρα}$$

Αεριοστρόβιλος

$$F(P) = \alpha \times P + \beta \frac{\text{€}}{\text{MW}} / \text{ώρα}$$

,όπου P είναι η αποδιδόμενη ισχύς την εκάστοτε στιγμή σε MW.

Η λειτουργία των θερμικών σταθμών συνεπάγεται εκπομπή ρύπων για τους οποίους ο διαχειριστής του συστήματος θα πρέπει να πληρώνει το αντίστοιχο αντίτιμο. Το κόστος αυτό, στο μοντέλο που προσομοιώνει το σύστημα της Ρόδου, είναι περίπου ίσο με $15 \frac{\text{€}}{\text{MW}} / \text{ώρα}$ για τις μονάδες του συστήματος. Οι θερμικοί σταθμοί του συστήματος απεικονίζονται στον πίνακα που ακολουθεί.

Περιοχή	Τύπος	Τάση (kV)	Ονομαστική Ισχύς (MVA)	Συντελεστής Ισχύος	Ζυγός
Σορώνη	Diesel 1	10.0	15.35	0.80	4
	Diesel 2	10.0	15.35	0.80	30
	Diesel 3	10.0	29.35	0.80	5
	Diesel 4	10.0	29.35	0.80	31
	Diesel 5	10.0	29.35	0.80	32
	AEP 1	11.0	26.75	0.80	6
	AEP 2	11.0	39.80	0.85	33
	AEP 3	11.0	26.25	0.80	7
	AEP 4	11.5	47.50	0.80	8
	ATM 1	6.3	20.00	0.80	2
ATM 2	6.3	20.00	0.80	22	
Ν. Ρόδος	Diesel 1	11.0	19.50	0.80	3
	Diesel 2	11.0	19.50	0.80	23
	Diesel 3	11.0	19.50	0.80	24
	Diesel 4	11.0	19.50	0.80	25
	Diesel 5	11.0	19.50	0.80	26
	Diesel 6	11.0	19.50	0.80	27
	Diesel 7	11.0	19.50	0.80	28
	Diesel 8	11.0	19.50	0.80	29

Πίνακας 7.1: Θερμικοί σταθμοί ηλεκτρικού συστήματος Ρόδου

7.2.2 Γραμμές μεταφοράς

Οι γραμμές μεταφοράς [15],[16] του ηλεκτρικού συστήματος της Ρόδου, που έχουν μοντελοποιηθεί, αφορούν στην υψηλή τάση και συγκεκριμένα στα 150 kV. Να τονίσουμε σε αυτό το σημείο ότι το υπάρχον δίκτυο της υψηλής τάσης στη Ρόδο είναι στα 66 kV, κάτι το οποίο πρόκειται να αλλάξει πολύ σύντομα με αναβάθμιση στα 150 kV. Τα ηλεκτρικά χαρακτηριστικά των γραμμών φαίνονται στον παρακάτω πίνακα:

Ζυγός	R (α.μ.)	X (α.μ.)	B (α.μ.)
9-10	0.0160	0.0388	0.0114
10-1	0.0065	0.0148	0.0050
1-14	0.0004	0.0021	0.0331
14-11	0.0004	0.0021	0.0331
11-12	0.0150	0.0354	0.0110
12-15	0.0277	0.1117	0.0422
15-13	0.0102	0.0412	0.0156
9-13	0.0229	0.0924	0.0349
9-11	0.0109	0.0441	0.0166
9-11	0.0109	0.0441	0.0166
9-13	0.0070	0.0282	0.0106

Πίνακας 7.2: Γραμμές μεταφοράς ΥΤ ηλεκτρικού συστήματος Ρόδου

7.2.3 Μετασχηματιστές

Οι μετασχηματιστές [15],[16] που χρησιμοποιήθηκαν στην μοντελοποίηση παρουσιάζονται στον παρακάτω πίνακα:

Όνομα	Ζυγός	Τάση (kV)	Ονομαστική Ισχύς (MVA)	R (α.μ.)	X (α.μ.)
MET 1	2-9	6.3/150	20	0.00500	0.09987
MET 2	22-9	6.3/150	20	0.00500	0.09987
MET 3	4-9	10/150	12/16	0.00476	0.10119
MET 4	30-9	10/150	12/16	0.00476	0.10119
MET 5	5-9	10/150	30	0.00500	0.09987
MET 6	31-9	10/150	30	0.00500	0.09987
MET 7	32-9	10/150	30	0.00500	0.09987
MET 8	6-9	11/150	22/31.5	0.00410	0.09991
MET 9	33-9	11/150	24/40.3	0.00560	0.09984
MET 10	7-9	11/150	31.5	0.00500	0.09987
MET 11	8-9	11.5/150	29.42	0.00510	0.09987
MET 12	9-16	150/21	20/25	0.00580	0.19992
MET 13	9-16	150/21	20/25	0.00580	0.19992
MET 14	10-17	150/21	40/50	0.00448	0.21485
MET 15	10-17	150/21	40/50	0.00448	0.21485
MET 16	14-21	150/21	40/50	0.00448	0.21485
MET 17	14-21	150/21	40/50	0.00448	0.21485
MET 18	11-18	150/21	40/50	0.00448	0.21485
MET 19	11-18	150/21	40/50	0.00448	0.21485
MET 20	19-12	150/21	40/50	0.00448	0.21485
MET 21	29-15	11/150	20	0.00400	0.09992
MET 22	28-15	11/150	20	0.00400	0.09992
MET 23	27-15	11/150	20	0.00400	0.09992
MET 24	26-15	11/150	20	0.00400	0.09992
MET 25	25-15	11/150	20	0.00400	0.09992
MET 26	24-15	11/150	20	0.00400	0.09992
MET 27	23-15	11/150	20	0.00400	0.09992
MET 28	3-15	11/150	20	0.00400	0.09992
MET 29	20-13	150/21	20/25	0.00580	0.19992
MET 30	20-13	150/21	20/25	0.00580	0.19992
MET 31	35-13	150/21	50/60	0.00448	0.21485
MET 32	19-12	150/21	40/50	0.00448	0.21485
MET 33	34-13	150/21	20	0.00400	0.09992

Πίνακας 7.3: Μετασχηματιστές ηλεκτρικού συστήματος Ρόδου

7.2.4 Ζυγοί Συστήματος

Οι ζυγοί [15],[16] μέσης (20 kV) και υψηλής (150 kV) τάσης που χρησιμοποιήθηκαν στην μοντελοποίηση παρουσιάζονται στον παρακάτω πίνακα:

A/A	Τάση (kV)	Περιγραφή	Τύπος
1	150.00	Ροδίσι ΤΑΠ ΥΤ	PQ
2	6.30	Σορώνη ΑΤΜ 1	PV
3	11.00	Ν. Ρόδος Diesel 1	PV
4	10.00	Σορώνη Diesel 1	PV
5	10.00	Σορώνη Diesel 3	PV
6	11.00	Σορώνη ΑΕΡ 1	PV
7	11.00	Σορώνη ΑΕΡ 3	PV
8	11.50	Σορώνη ΑΕΡ 4	PV
9	150.00	Σορώνη ΥΤ	PQ
10	150.00	Ιάλυσσοσ ΥΤ	PQ
11	150.00	Ροδίσι ΥΤ	PQ
12	150.00	Αφάντου ΥΤ	PQ
13	150.00	Γεννάδι ΥΤ	PQ
14	150.00	Ρόδος ΥΤ	PQ
15	150.00	Ν. Ρόδος ΥΤ	PQ
16	21.00	Σορώνη ΜΤ + Αιολικό + Αντιστάθμιση+ Φορτίο	PQ
17	21.00	Ιάλυσσοσ ΜΤ + Αντιστάθμιση + Φορτίο	PQ
18	21.00	Ροδίσι ΜΤ + Αντιστάθμιση + Φορτίο	PQ
19	21.00	Αφάντου ΜΤ + 2 Αιολικά + Αντιστάθμιση + Φορτίο	PQ
20	21.00	Γεννάδι ΜΤ + Αιολικό + Φορτίο	PQ
21	21.00	Ρόδος ΜΤ + Αντιστάθμιση + Φορτίο	PQ
22	6.30	Σορώνη ΑΤΜ 2	PV
23	11.00	Ν. Ρόδος Diesel 2	PV
24	11.00	Ν. Ρόδος Diesel 3	PV
25	11.00	Ν. Ρόδος Diesel 4	PV
26	11.00	Ν. Ρόδος Diesel 5	PV
27	11.00	Ν. Ρόδος Diesel 6	PV
28	11.00	Ν. Ρόδος Diesel 7	PV
29	11.00	Ν. Ρόδος Diesel 8	PV
30	10.00	Σορώνη Diesel 2	PV
31	10.00	Σορώνη Diesel 4	PV
32	10.00	Σορώνη Diesel 5	PV
33	11.00	Σορώνη ΑΕΡ 2	PV
34	21.00	Γεννάδι ΜΤ + Αιολικό	PV

Πίνακας: 7.4 Ζυγοί ηλεκτρικού συστήματος Ρόδου

7.2.5 Μονάδες αντιστάθμισης

Οι μονάδες αντιστάθμισης [15],[16] που βρίσκονται στο ηλεκτρικό σύστημα της Ρόδου για την παραγωγή άεργου ισχύος φαίνονται στον παρακάτω πίνακα:

Ζυγός	Όνομα	Ονομαστική Ισχύς (MVA _r)
16	ANT 1	12.00
17	ANT 2	15.00
21	ANT 3	12.10
18	ANT 4	18.80
19	ANT 5	12.10

Πίνακας 7.5: Μονάδες αντιστάθμισης ηλεκτρικού συστήματος Ρόδου

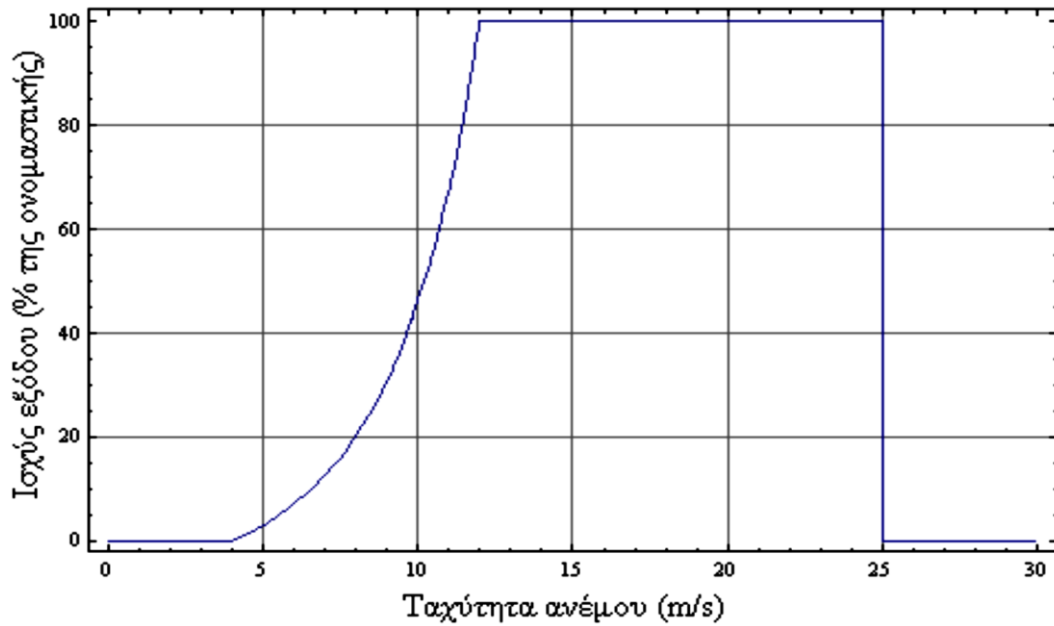
7.2.6 Αιολικά Πάρκα

Τα αιολικά πάρκα [15],[16] που προσομοιώθηκαν φαίνονται στον παρακάτω πίνακα:

Ζυγός	Ονομασία	Ονομαστική Ισχύς (MW)	Ταχύτητα ένταξης (m/s)	Ονομαστική ταχύτητα (m/s)	Ταχύτητα αποκοπής (m/s)
16	ΑΠΕ 1	12.00	4	12	25
19	ΑΠΕ 2	3.30	4	12	25
19	ΑΠΕ 3	11.05	4	12	25
20	ΑΠΕ 4	5.25	4	12	25
34	ΑΠΕ 5	17.85	4	12	25

Πίνακας 7.6: Αιολικά πάρκα Ρόδου

Τα αιολικά πάρκα θεωρήθηκαν ως ασύγχρονες γεννήτριες μεταβλητών στροφών στο σύστημα με μηδενικό κόστος. Αυτό επέτρεπε την πλήρη αξιοποίησή στη βέλτιστη ροή φορτίου. Ο συντελεστής ισχύος του κάθε αιολικού πάρκου κυμαίνεται από 0.97 επαγωγικός έως 0.97 χωρητικός. Οι ανεμογεννήτριες του συστήματος θεωρούμε ότι λειτουργούν με pitch control. Αυτό σημαίνει ότι η καμπύλη ισχύος κάθε αιολικού πάρκου δίνεται από το παρακάτω σχήμα:



Σχήμα 7.3: Τυπική καμπύλη ισχύος ανεμογεννήτριας

και σύμφωνα με τη συνάρτηση:

$$P_w(v) = \begin{cases} \frac{1}{2} \rho C_p A v^3, & v_{cut-in} \leq v \leq v_{nominal} \\ 0, & v_{cut-in} \geq v \text{ ή } v \geq v_{cut-out} \\ P_{nominal}, & v_{nominal} \leq v \leq v_{cut-out} \end{cases}$$

όπου

$P_w(v)$: η αποδιδόμενη ισχύς από την ανεμογεννήτρια (W) για ταχύτητα ανέμου v

$P_{nominal}$: η ονομαστική ισχύς της ανεμογεννήτριας

ρ : η πυκνότητα του αέρα (ίση με 1.25 kg/m^3)

C_p : ο αεροδυναμικός συντελεστής της ανεμογεννήτριας

A : η επιφάνεια των πτερυγίων της ανεμογεννήτριας (m^2)

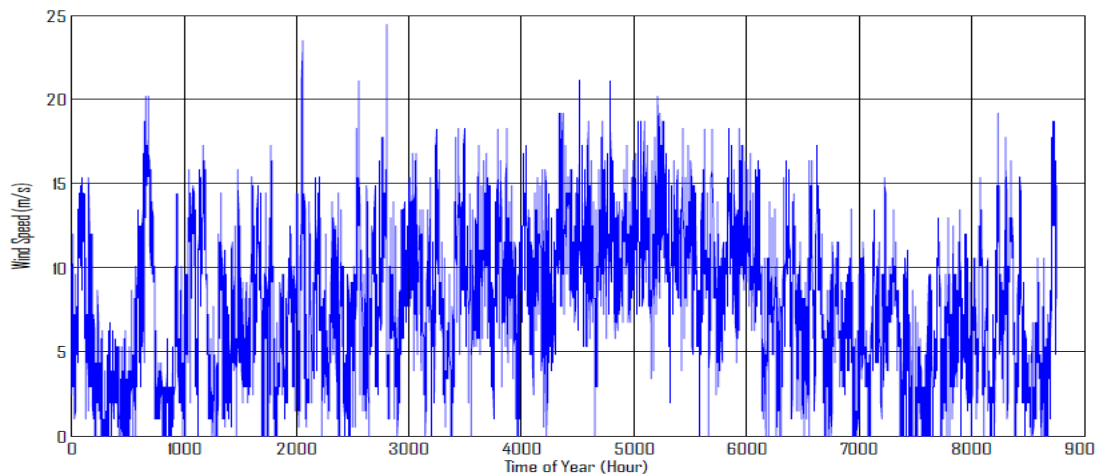
v : η ταχύτητα του ανέμου (m/s)

v_{cut-in} : η ταχύτητα ένταξης του ανέμου (m/s)

$v_{nominal}$: η ονομαστική ταχύτητα ανέμου (m/s)

$v_{cut-out}$: η ταχύτητα αποκοπής του ανέμου (m/s)

Παρατηρούμε επομένως ότι χρειαζόμαστε απαραίτητα τη ταχύτητα του ανέμου για κάθε χρονική στιγμή (κάθε ώρα στην περίπτωσή μας). Η ταχύτητα του ανέμου για ένα έτος φαίνεται στο παρακάτω σχήμα:



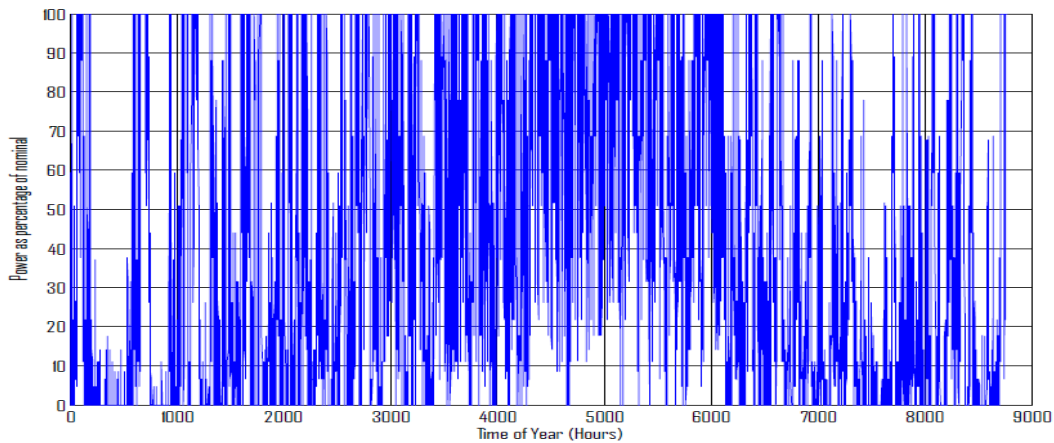
Σχήμα 7.4: Χρονοσειρά ανέμου για τη Ρόδο για το έτος 2007

Από τα δεδομένα μας, η μέση ετήσια ταχύτητα του ανέμου προκύπτει ίση με 7.8 m/s. Η πιθανοτική κατανομή της ταχύτητας του ανέμου φαίνεται αναλυτικά στον πίνακα 7.7. Από αυτή την κατανομή προκύπτει ένα Capacity Factor (CF) ίσο με 40.5836 % για τα αιολικά του συστήματος. Βέβαια, επειδή το δίκτυο μας δεν είναι διασυνδεδεμένο, οι ανεμογεννήτριες υπόκεινται σε περιορισμούς ως προς την παραγωγή τους με αποτέλεσμα να έχουν μικρότερο CF.

Ταχύτητα Ανέμου (m/s)	Πιθανότητα εμφάνισης (%)	Ταχύτητα Ανέμου (m/s)	Πιθανότητα εμφάνισης (%)	Ταχύτητα Ανέμου (m/s)	Πιθανότητα εμφάνισης (%)
0-1	5.8105	9-10	8.0936	18-19	0.5023
1-2	5.5708	10-11	7.1461	19-20	0.1142
2-3	7.0890	11-12	6.3014	20-21	0.0457
3-4	5.8790	12-13	7.3858	21-22	0.0571
4-5	6.2329	13-14	3.8014	22-23	0.0114
5-6	6.7694	14-15	3.4132	23-24	0.0228
6-7	6.2785	15-16	2.3858	24-25	0.0114
7-8	7.1347	16-17	1.6096	25-26	0
8-9	7.3059	17-18	1.0274	26-27	0

Πίνακας 7.7 Πιθανοτική κατανομή ανέμου της Ρόδου (ετήσια δεδομένα)

Από αυτές τις χρονοσειρές και σύμφωνα με την εξίσωση ισχύος των ανεμογεννητριών που παρουσιάσαμε παραπάνω, προκύπτει η καμπύλη της αποδιδόμενης ισχύος από κάθε ανεμογεννήτρια στο σύστημα για κάθε ώρα. Η ισχύς αυτή εκφράζεται ως ποσοστό της ονομαστικής ώστε να είναι ίδια για όλες τις ανεμογεννήτριες του συστήματος. Να σημειώσουμε εδώ ότι για λόγους απλούστευσης θεωρήσαμε ότι η ταχύτητα του ανέμου είναι ίδια κάθε στιγμή σε όλα τα αιολικά του νησιού.



Σχήμα 7.5: Καμπύλη αποδιδόμενης ισχύος κάθε ανεμογεννήτριας σε ένα έτος ως ποσοστό της ονομαστικής τους

7.3 Βέλτιστη Ροή Φορτίου στο ΣΗΕ της Ρόδου

Κάνοντας χρήση του δικτύου της Ρόδου που έχει μοντελοποιηθεί με βάση τα παραπάνω χαρακτηριστικά, εκτελούμε τη Βέλτιστη Ροή Φορτίου σε Δίκτυο 34 ζυγών. Εξετάζουμε την περίπτωση όπου οι Παραγωγοί δεν υποβάλλουν προσφορές. Σε αυτή την περίπτωση, οι Μονάδες κατανέμονται με κύριο κριτήριο την ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους λειτουργίας τους.

Για την εκτέλεση της Βέλτιστης Ροής Φορτίου χρησιμοποιήθηκε ο Αλγόριθμος Αποσύνδεσης Μονάδων (runuopf). Αυτό ήταν απαραίτητο, καθώς το άθροισμα των τιμών των Ελαχίστων Ορίων Ενεργού Ισχύος (P_{min}) όλων των Γεννητριών, σε ορισμένες περιπτώσεις, είναι κατά πολύ μεγαλύτερο από τη ζήτηση που πρέπει να καλυφθεί. Αυτό συμβαίνει γιατί, τόσο σε περιπτώσεις όπου λειτουργούν ακόμα και στο ελάχιστο τεχνικό όριο όλες οι Μονάδες, παράγεται πολύ μεγαλύτερη ποσότητα ενεργού ισχύος από αυτή που χρειάζεται για την κατανάλωση, όσο και σε περιπτώσεις όπου εμφανίζεται αυξημένη ζήτηση φορτίου, το συνολικό λειτουργικό κόστος όλων των Μονάδων (δηλαδή η βέλτιστη τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης) είναι μικρότερο από το συνολικό λειτουργικό κόστος που προκύπτει όταν λειτουργούν όλες οι Μονάδες. Επομένως επιτυγχάνεται οικονομικότερη λειτουργία.

7.3.1 Σενάρια

Στην παρούσα διπλωματική εργασία θα εξεταστούν δύο ομάδες σεναρίων. Η πρώτη ομάδα αναφέρεται στη μείωση του συνολικού λειτουργικού κόστους των Μονάδων Παραγωγής με την αξιοποίηση του παραγόμενου φορτίου από τα υπάρχοντα αιολικά πάρκα. Στη δεύτερη ομάδα σεναρίων περιγράφονται σενάρια που έχουν ως στόχο μείωση του συνολικού λειτουργικού κόστους των Μονάδων Παραγωγής χωρίς να επηρεαστεί η ασφαλής κάλυψη της ζήτησης.

7.3.1.1 Σενάρια μείωσης του συνολικού λειτουργικού κόστους με χρήση ανεμογεννητριών

Τρία σενάρια λειτουργίας [17] έχουν εξεταστεί για το έτος 2012:

Σενάριο 1: Σενάριο μέγιστης ζήτησης

Σενάριο 2: Σενάριο μέγιστης αιολικής παραγωγής

Σενάριο 3: Σενάριο μέγιστης αιολικής διείσδυσης

Το πρώτο σενάριο αντιστοιχεί σε περιόδους του έτους, όπου η αιολική διείσδυση είναι χαμηλή και η ζήτηση μέγιστη. Το δεύτερο σενάριο αντιστοιχεί σε μέγιστη αιολική παραγωγή σε απόλυτες τιμές, όπου η διείσδυση αγγίζει επίπεδα άνω του 20% της ζήτησης. Στο τελευταίο σενάριο η διείσδυση είναι άνω του 30%, το οποίο θεωρείται συχνά όριο ασφαλούς λειτουργίας στα απομονωμένα συστήματα.

7.3.1.1.1 Σενάριο μέγιστης ζήτησης

Το σενάριο μέγιστης ζήτησης [17] αντιστοιχεί σε περιόδους του έτους, όπου η αιολική διείσδυση είναι χαμηλή και η ζήτηση μέγιστη. Μια τέτοια λειτουργία χαρακτηρίζει τις θερινές περιόδους, όπου το τουριστικό φορτίο είναι αυξημένο και το αιολικό δυναμικό ασθενές. Σε αυτήν την περίπτωση, η ισχύς παράγεται κυρίως από τις συμβατικές μονάδες και η αδράνεια του συστήματος είναι υψηλή. Η αιολική διείσδυση θεωρείται μηδενική. Συνεπώς τα δεδομένα διαμορφώνονται ως εξής.

Υποσταθμός	P (MW)	Q (MVar)
ΣΟΡΩΝΗ	17,80	9,85
ΙΑΛΥΣΣΟΣ	46,70	25,84
ΡΟΔΙΝΙ	61,60	34,08
ΑΦΑΝΤΟΥ	61,80	34,19
ΓΕΝΝΑΔΙ	12,60	6,97
ΡΟΔΟΣ	32,60	18,04
Σύνολο	233,10	128,97

Πίνακας 7.8: Η ζήτηση φορτίου ανά υποσταθμό για το σενάριο μέγιστης ζήτησης [17]

Για την εκτέλεση της Βέλτιστης Ροής Φορτίου χρησιμοποιήθηκε ο Αλγόριθμος Αποσύνδεσης Μονάδων (runuorf). Τα συγκεντρωτικά αποτελέσματα φαίνονται στον Πίνακα 7.8.1. Εντός των παρενθέσεων ο εκάστοτε ζυγός που εντοπίζουμε το LMP :

Συνολική Παραγωγή Θερμικών Μονάδων (MW)	Απώλειες Δικτύου (MW)	Συνολικό λειτουργικό κόστος Μονάδων (€/h)	min LMP (€/MWh)	max LMP (€/MWh)
236,57	3,47	36.913,41	217,3 (8)	262 (21)

Πίνακας 7.8.1: Συγκεντρωτικά Αποτελέσματα Προσομοίωσης

7.3.1.1.2 Σενάριο μέγιστης αιολικής παραγωγής

Το σενάριο μέγιστης αιολικής παραγωγής [17] αντιστοιχεί σε μέγιστη αιολική παραγωγή, όπου η διείσδυση αγγίζει επίπεδα άνω του 20% της ζήτησης (στη συγκεκριμένη περίπτωση το 27,6%) – αντιστοιχώντας σε μια τυπική λειτουργία χειμερινής περιόδου. Η ζήτηση που πρέπει να καλυφθεί από την παραγωγή των υποσταθμών, προκύπτει αφαιρώντας από την αρχική ζήτηση, που έχει υποτεθεί στο σενάριο μέγιστης ζήτησης, την αιολική παραγωγή που έχει υποτεθεί στο τρέχον σενάριο. Συνεπώς τα δεδομένα διαμορφώνονται ως εξής:

Υποσταθμός	P (MW)	Q (MVar)
ΣΟΡΩΝΗ	12,89	7,13
ΙΑΛΥΣΣΟΣ	33,81	18,71
ΡΟΔΙΝΙ	44,59	24,67
ΑΦΑΝΤΟΥ	44,74	24,75
ΓΕΝΝΑΔΙ	9,12	5,05
ΡΟΔΟΣ	23,60	13,06
Σύνολο	168,75	93,37

Πίνακας 7.9: Η ζήτηση φορτίου ανά υποσταθμό για το σενάριο μέγιστης αιολικής παραγωγής[17]

Ουσιαστικά κατανέμουμε ομοιόμορφα την αιολική παραγωγή στους ζυγούς όπου εμφανίζεται η ζήτηση για το σύστημα της Ρόδου.

Για την εκτέλεση της Βέλτιστης Ροής Φορτίου χρησιμοποιήθηκε ο Αλγόριθμος Αποσύνδεσης Μονάδων (runuorf). Τα συγκεντρωτικά αποτελέσματα φαίνονται στον Πίνακα 7.9.1. Εντός των παρενθέσεων ο εκάστοτε ζυγός που εντοπίζουμε το LMP :

Συνολική Παραγωγή Θερμικών Μονάδων (MW)	Απώλειες Δικτύου (MW)	Συνολικό λειτουργικό κόστος Μονάδων (€/h)	min LMP (€/MWh)	max LMP (€/MWh)
170,88	2,13	21.166,85	210,6 (3)	220,8 (21)

Πίνακας 7.9.1: Συγκεντρωτικά Αποτελέσματα Προσομοίωσης

Στη συνέχεια θα εξετάσουμε δύο ακόμα σενάρια, όπου η αιολική παραγωγή δεν κατανέμεται ομοιόμορφα σε όλους τους ζυγούς ζήτησης. Στο πρώτο σενάριο (Σενάριο Α) όλη η αιολική παραγωγή παρέχεται στο ζυγό 19, όπου εμφανίζεται η μέγιστη ζήτηση του συστήματος.

Για το δεύτερο σενάριο (Σενάριο Β), υποθέτουμε ότι η αιολική παραγωγή κατανέμεται ομοιόμορφα στους τρεις ζυγούς με τη μεγαλύτερη ζήτηση στο σύστημα της Ρόδου. Αυτοί οι ζυγοί θα είναι οι 17,18,19. Τα αποτελέσματα από την εκτέλεση της Βέλτιστης Ροής Φορτίου με τη χρήση του Αλγόριθμου Αποσύνδεσης Μονάδων (runporf). Τα συγκεντρωτικά αποτελέσματα φαίνονται στον Πίνακα 7.9.1.1. Εντός των παρενθέσεων ο εκάστοτε ζυγός που εντοπίζουμε το LMP :

Σενάριο	Συνολική Παραγωγή Θερμικών Μονάδων (MW)	Απώλειες Δικτύου (MW)	Συνολικό λειτουργικό κόστος Μονάδων (€/h)	min LMP (€/MWh)	max LMP (€/MWh)
A	171,64	2,89	21.327,69	212,15 (3)	225,1 (21)
B	170,96	2,21	21.182,9	210,76 (3)	221,5 (21)

Πίνακας 7.9.1.1: Συγκεντρωτικά Αποτελέσματα Προσομοίωσης για τα σενάρια A και B

Σημειώνεται ότι ο ζυγός 3 είναι ζυγός παραγωγής, ενώ ο ζυγός 21 είναι ζυγός απορρόφησης (ή κατανάλωσης).

Συγκρίνοντας τα αποτελέσματα στους Πίνακες 7.9.1 και 7.9.1.1 παρατηρούμε ότι οι μέγιστες τιμές των LMPs εμφανίζονται στους ζυγούς απορρόφησης (ή κατανάλωσης), ενώ οι ελάχιστες τιμές των LMPs εμφανίζονται στους ζυγούς παραγωγής.

Παρατηρούμε ακόμη, ότι οι ζυγοί που εμφανίζονται τόσο οι μέγιστες, όσο και οι ελάχιστες τιμές των LMPs είναι ίδιοι, οι ζυγοί 3 και 21, ανεξάρτητα από την κατανομή της αιολικής παραγωγής.

Τέλος, παρατηρούμε ότι οι τιμές των LMPs στα Σενάρια A και B δε αλλάζουν αισθητά σε σχέση με το βασικό σενάριο. Έχουμε μικρές αυξήσεις της τάξης των 0,08% έως 1,95%.

7.3.1.1.3 Σενάριο μέγιστης αιολικής διείσδυσης

Στο σενάριο μέγιστης αιολικής διείσδυσης [17], η διείσδυση είναι άνω του 30% της ζήτησης (στη συγκεκριμένη περίπτωση αγγίζει το 65%). Η αδράνεια του συστήματος είναι σημαντικά μειωμένη, καθώς η παραγωγή καλύπτεται σημαντικά από τους αιολικούς σταθμούς. Η ζήτηση που πρέπει να καλυφθεί από την παραγωγή των υποσταθμών προκύπτει αφαιρώντας από την αρχική ζήτηση, που έχει υποτεθεί στο σενάριο μέγιστης ζήτησης, την αιολική παραγωγή που έχει υποτεθεί στο τρέχον σενάριο. Συνεπώς τα δεδομένα διαμορφώνονται ως εξής:

Υποσταθμός	P (MW)	Q (MVar)
ΣΟΡΩΝΗ	5,34	3,51
ΙΑΛΥΣΣΟΣ	16,64	9,21
ΡΟΔΙΝΙ	21,95	12,15
ΑΦΑΝΤΟΥ	22,02	12,19
ΓΕΝΝΑΔΙ	4,49	2,48
ΡΟΔΟΣ	11,62	6,43
Σύνολο	82,06	45,97

Πίνακας 7.10: Η ζήτηση φορτίου ανά υποσταθμό στο σενάριο μέγιστης αιολικής διείσδυσης[17]

Για την εκτέλεση της Βέλτιστης Ροής Φορτίου χρησιμοποιήθηκε ο Αλγόριθμος Αποσύνδεσης Μονάδων (runuorf). Τα συγκεντρωτικά αποτελέσματα φαίνονται στον Πίνακα 7.10.1. Εντός των παρενθέσεων ο εκάστοτε ζυγός που εντοπίζουμε το LMP :

Συνολική Παραγωγή Θερμικών Μονάδων (MW)	Απώλειες Δικτύου (MW)	Συνολικό λειτουργικό κόστος Μονάδων (€/h)	min LMP (€/MWh)	max LMP (€/MWh)
82,81	0,75	7.149,5	147,9 (3)	152,2 (21)

Πίνακας 7.10.1: Συγκεντρωτικά Αποτελέσματα Προσομοίωσης

Στη συνέχεια, όπως και προηγουμένως, θα εξετάσουμε δύο ακόμα σενάρια, όπου η αιολική παραγωγή δεν κατανέμεται ομοιόμορφα σε όλους τους ζυγούς ζήτησης. Στο πρώτο σενάριο (Σενάριο Α) όλη η αιολική παραγωγή παρέχεται στο ζυγό 19, όπου εμφανίζεται η μέγιστη ζήτηση του συστήματος.

Για το δεύτερο σενάριο (Σενάριο Β), υποθέτουμε ότι η αιολική παραγωγή κατανέμεται ομοιόμορφα στους τρεις ζυγούς με τη μεγαλύτερη ζήτηση στο σύστημα της Ρόδου. Αυτοί οι ζυγοί θα είναι οι 17,18,19. Τα αποτελέσματα από την εκτέλεση της Βέλτιστης Ροής Φορτίου με τη χρήση του Αλγόριθμου Αποσύνδεσης Μονάδων (runporf). Τα συγκεντρωτικά αποτελέσματα φαίνονται στον Πίνακα 7.10.1.1. Εντός των παρενθέσεων ο εκάστοτε ζυγός που εντοπίζουμε το LMP :

Σενάριο	Συνολική Παραγωγή Θερμικών Μονάδων (MW)	Απώλειες Δικτύου (MW)	Συνολικό λειτουργικό κόστος Μονάδων (€/h)	min LMP (€/MWh)	max LMP (€/MWh)
A	86,97	2,48	7.823,24	143,40 (3)	148,8 (21)
B	83,07	1,02	7.188,22	148,32 (3)	153,6 (21)

Πίνακας 7.10.1.1: Συγκεντρωτικά Αποτελέσματα Προσομοίωσης για τα σενάρια Α και Β

Σημειώνεται ότι ο ζυγός 3 είναι ζυγός παραγωγής, ενώ ο ζυγός 21 είναι ζυγός απορρόφησης (ή κατανάλωσης).

Συγκρίνοντας τα αποτελέσματα στους Πίνακες 7.10.1 και 7.10.1.1 παρατηρούμε ότι οι μέγιστες τιμές των LMPs εμφανίζονται στους ζυγούς απορρόφησης (ή κατανάλωσης), ενώ οι ελάχιστες τιμές των LMPs εμφανίζονται στους ζυγούς παραγωγής.

Παρατηρούμε ακόμη, ότι οι ζυγοί που εμφανίζονται τόσο οι μέγιστες, όσο και οι ελάχιστες τιμές των LMPs είναι ίδιοι για όλα τα σενάρια, ανεξάρτητα από την κατανομή του αιολικού φορτίου.

Τέλος, παρατηρούμε ότι οι τιμές των LMPs στα Σενάρια Α και Β δε αλλάζουν αισθητά σε σχέση με το βασικό σενάριο. Έχουμε αυξομειώσεις της τάξης των -3% έως 0,9%.

7.3.1.1.4 Συμπεράσματα

Ακολουθεί ένας πίνακας με συγκεντρωτικά στοιχεία για τα τρία βασικά σενάρια που προσομοιώθηκαν παραπάνω:

Αριθμός Σεναρίου	Συνολική Παραγωγή Θερμικών Μονάδων (MW)	Απώλειες Δικτύου (MW)	Συνολικό λειτουργικό κόστος Μονάδων (€/h)	min LMP (€/MWh)	max LMP (€/MWh)	Αριθμός Γεννητριών εντός Λειτουργίας
1	236,57	3,47	36.913,41	217,3 (8)	262 (21)	23/26
2	170,88	2,13	21.166,85	210,6 (3)	220,8 (21)	21/26
3	82,81	0,75	7.149,5	147,9 (3)	152,2 (21)	17/26

Πίνακας 7.11: Συγκεντρωτικά αποτελέσματα σεναρίων

Ο Διαχειριστής του Συστήματος κατανέμει τις Μονάδες με βάση το λειτουργικό τους κόστος. Οι πιο φθηνές Μονάδες, που είναι οι Ντηζελογεννήτριες, συμμετέχουν πάντα στην κάλυψη του φορτίου. Οι Ατμοστρόβιλοι, που έχουν μέσο λειτουργικό κόστος μεγαλύτερο των Ντηζελογεννητριών αλλά μικρότερο των Αεριοστροβίλων, εμφανίζουν κέρδη όταν παράγουν αρκετά μεγάλη ποσότητα ισχύος. Οι Αεριοστροβίλοι είναι πολύ ακριβές μονάδες, χρησιμοποιούνται ως Μονάδες Φορτίου Αιχμής.

Παρατηρούμε, ακόμη, ότι η χρήση των Ανεμογεννητριών στην παραγωγή ενέργειας σε ποσοστά μέγιστης διείσδυσης για την κάλυψη της ζήτησης μειώνει το κόστος παραγωγής των Θερμικών Μονάδων περίπου στο 1/5 σε σχέση με το κόστος παραγωγής ενέργειας, αν οι Θερμικές Μονάδες κάλυπταν εξ' ολοκλήρου τη ζήτηση φορτίου. Ακόμη σε ποσοστά μέγιστης αιολικής διείσδυσης οι τιμές των LMPs στους ζυγούς μειώνονται από 147 €/MWh έως και 152 €/MWh.

Όπως παρατηρούμε στον Πίνακα 7.11 οι μέγιστες τιμές των LMPs εμφανίζονται στο ζυγό 21 του συστήματος της Ρόδου. Ο ζυγός αυτός είναι ζυγός κατανάλωσης. Απ' την άλλη πλευρά οι ελάχιστες τιμές των LMPs εμφανίζονται στους ζυγούς παραγωγής 3 και 8 του συστήματος της Ρόδου.

7.3.1.2 Σενάρια μείωσης του συνολικού λειτουργικού κόστους σε ακραίες καταστάσεις

Τα σενάρια που θα εξεταστούν παρακάτω αναφέρονται σε ακραίες καταστάσεις. Ως ακραίες καταστάσεις μπορούμε να θεωρήσουμε μια βλάβη σε κάποιον υποσταθμό παραγωγής με αποτέλεσμα να επωμιστούν οι υπόλοιποι υποσταθμοί την παραγωγή ή μια ξαφνική αύξηση του αιολικού δυναμικού με αποτέλεσμα την αύξηση της αιολικής παραγωγής και κατά συνέπεια τη μείωση της παραγωγής από τις θερμικές μονάδες, αφού ένα μέρος της ζήτησης θα καλυφθεί με τη χρήση της αιολικής παραγωγής.

Για τη μελέτη των παρακάτω σεναρίων θα πραγματοποιήσουμε τις υποθέσεις που περιγράφονται παρακάτω. Αρχικά θα χωρίσουμε την ημέρα σε δύο 12-ωρα, το Α' και Β' 12-ωρο. Στις διαδικασίες παραγωγής συμμετέχουν τόσο συμβατικές όσο και μη συμβατικές μονάδες παραγωγής.

Έχοντας, λοιπόν, στη διάθεση μας τα αναλυτικά ανά ώρα δεδομένα (8760 τιμές) παραγωγής και ζήτησης του ΣΗΕ της Ρόδου για το έτος 2007, εκτελούμε προσομοιώσεις για διαφορετικά σενάρια που θα περιγραφούν στη συνέχεια.

7.3.1.2.1 Σενάριο Α για το σύστημα της Ρόδου

Το σενάριο αυτό αποτελεί μια απλή προσομοίωση στο σύστημα της Ρόδου για μια τυχαία ημέρα του έτους 2007. Αυτή η ημέρα θα είναι η 15^η Αυγούστου. Θεωρούμε ότι το ζητούμενο φορτίο καλύπτεται μόνο με την χρήση των Θερμικών Μονάδων Παραγωγής, αφήνοντας εκτός τα φορτία των Αιολικών Πάρκων. Η ημέρα χωρίζεται σε δύο 12-ωρα, το Α' και Β' 12-ωρο. Ως δεδομένα χρησιμοποιούμε τα ακόλουθα:

Ωρα	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Φορτίο (MW)	128	115	106	107	98	98	97	102	115	112	129	135

Πίνακας 7.12.1: Α' 12-ωρο για το σενάριο Α

Ωρα	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Φορτίο (MW)	136	138	138	138	136	140	145	152	164	162	151	143

Πίνακας 7.12.2: Β' 12-ωρο για το σενάριο Α

Η ζήτηση ανά υποσταθμό του συστήματος της Ρόδου γίνεται με βάση τα δεδομένα του Πίνακα 7.13:

Υποσταθμός	Ζήτηση (%)	Συντελεστής Ισχύος
ΣΟΡΩΝΗ	7,636208	0,95
ΙΑΛΥΣΣΟΣ	20,03432	
ΡΟΔΙΝΙ	26,42643	
ΑΦΑΝΤΟΥ	26,51223	
ΓΕΝΝΑΔΙ	5,405405	
ΡΟΔΟΣ	13,98541	
Σύνολο	100	

Πίνακας 7.13: Δεδομένα για την Ζήτηση ανά Υποσταθμό

Τα αποτελέσματα της προσομοίωσης εμφανίζονται στον Πίνακα 7.14 με τις παρενθέσεις να περιέχουν τον αριθμό του κόμβου που εντοπίζονται τα LMP:

Ωρα	Συνολική Παραγωγή Θερμικών Μονάδων (MW)	Συνολικό Λειτουργικό Κόστος Μονάδων (€)	min LMP (€/MWh)	max LMP (€/MWh)
1	129,1	13.768,6	142,64 (3)	147,38 (21)
2	116,1	11.765,16	151,96 (3)	156,98 (21)
3	108,1	10.548,16	154,17 (3)	159,20 (21)
4	108,1	10.548,16	154,17 (3)	159,20 (21)
5	98,9	9.198,169	139,33 (3)	143,45 (21)
6	98,9	9.198,169	139,33 (3)	143,45 (21)
7	97,8	9.447,816	141,70 (3)	145,90 (21)
8	103,0	9.779,728	145,91 (3)	150,36 (21)
9	116,1	11.765,16	151,96 (3)	156,98 (21)
10	113,0	11.305,99	147,01 (3)	151,71 (21)
11	130,1	13.915,07	144,29 (3)	149,11 (21)
12	136,2	14.830,43	154,19 (3)	159,67 (21)
13	137,3	14.988,65	155,84 (3)	161,41 (21)
14	139,3	15.312,63	159,15 (3)	164,98 (21)
15	139,3	15.312,63	159,15 (3)	164,98 (21)
16	139,3	15.312,63	159,15 (3)	164,98 (21)
17	137,3	14.988,65	155,84 (3)	161,41 (21)
18	141,4	15.643,7	162,47 (3)	168,58 (21)
19	146,5	16.498,1	170,73 (3)	177,43 (21)
20	153,6	17.766,85	182,31 (3)	189,89 (21)
21	166,0	20.151,64	202,24 (3)	211,68 (21)
22	163,9	19.735,63	198,91 (3)	208,02 (21)
23	152,6	17.580,48	187,27 (3)	188,13 (21)
24	144,4	16.152,15	167,43 (3)	173,91 (21)
Σύνολο	3116,3	335.514,3	-	-

Πίνακας 7.14: Αποτελέσματα για το σενάριο Α

Σημειώνεται ότι ο ζυγός 3 είναι ζυγός παραγωγής, ενώ ο ζυγός 21 είναι ζυγός απορρόφησης (ή κατανάλωσης).

7.3.1.2.2 Σενάριο Β για το σύστημα της Ρόδου

Στο σενάριο αυτό υποθέτουμε ότι από την ώρα 16 ως την ώρα 22 έχουμε ανέμους με ταχύτητες της τάξης των 12 m/s, ικανούς να παράγουν το ονομαστικό φορτίο των ανεμογεννητριών. Λαμβάνοντας υπόψη τα νέα δεδομένα υποθέτουμε ότι η αιολική παραγωγή μπορεί να ικανοποιήσει το 25% της ζήτησης, όπως αυτή έχει οριστεί στο σενάριο Α. Έτσι τα δεδομένα μας αλλάζουν ως εξής:

Ωρα	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Φορτίο (MW)	128	115	106	107	98	98	97	102	115	112	129	135

Πίνακας 7.15.1: Α' 12-ωρο για το σενάριο Β

Ωρα	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Φορτίο (MW)	136	138	138	103,5	102	105	109,5	114,75	123	121,5	151	143

Πίνακας 7.15.2: Β' 12-ωρο για το σενάριο Β

Ουσιαστικά έχουμε μείωση στο παραγόμενο φορτίο από Θερμικές Μονάδες στις ώρες 16 έως 22. Δηλαδή η αιολική παραγωγή καλύπτει το 25% της ζήτησης και το υπόλοιπο 75% καλύπτεται από τις Μονάδες Θερμικής Παραγωγής. Οι υποθέσεις κατά την παραγωγή παραμένουν ίδιες με αυτές του σεναρίου Α. Η εκτέλεση της προσομοίωσης μας δίνει τα αποτελέσματα που φαίνονται στον Πίνακα 7.16 με τις παρενθέσεις να περιγράφουν το ζυγό που εμφανίζεται το αντίστοιχο LMP:

Ωρα	Συνολική Παραγωγή Θερμικών Μονάδων (MW)	Συνολικό Λειτουργικό Κόστος Μονάδων (€)	min LMP (€/MWh)	max LMP (€/MWh)
1	129,1	13.768,6	142,64 (3)	147,38 (21)
2	116,1	11.765,16	151,96 (3)	156,98 (21)
3	108,1	10.548,16	154,17 (3)	159,20 (21)
4	108,1	10.548,16	154,17 (3)	159,20 (21)
5	98,9	9.198,169	139,33 (3)	143,45 (21)
6	98,9	9.198,169	139,33 (3)	143,45 (21)
7	97,8	9.447,816	141,70 (3)	145,90 (21)
8	103,0	9.779,728	145,91 (3)	150,36 (21)
9	116,1	11.765,16	151,96 (3)	156,98 (21)
10	113,0	11.305,99	147,01 (3)	151,71 (21)
11	130,1	13.915,07	144,29 (3)	149,11 (21)
12	136,2	14.830,43	154,19 (3)	159,67 (21)
13	137,3	14.988,65	155,84 (3)	161,41 (21)
14	139,3	15.312,63	159,15 (3)	164,98 (21)
15	139,3	15.312,63	159,15 (3)	164,98 (21)
16	105,0	10.083,83	149,24 (3)	153,99 (21)
17	103,0	9.781,066	145,93 (3)	150,43 (21)
18	106,1	10.236,91	150,88 (3)	155,72 (21)
19	110,6	10.950,26	143,05 (3)	147,47 (21)
20	115,8	11.719,22	151,47 (3)	156,47 (21)
21	124,39	13.033,96	150,27 (3)	155,35 (21)
22	122,2	12.698,9	146,63 (3)	151,44 (21)
23	152,6	17.580,48	187,27 (3)	188,13 (21)
24	144,4	16.152,15	167,43 (3)	173,91 (21)
Σύνολο	2744,79	293.921,3	-	-

Πίνακας 7.16: Αποτελέσματα για το σενάριο Β

Σημειώνεται ότι ο ζυγός 3 είναι ζυγός παραγωγής, ενώ ο ζυγός 21 είναι ζυγός απορρόφησης (ή κατανάλωσης).

Στη συνέχεια θα εξετάσουμε δύο ακόμα σενάρια, όπου η αιολική παραγωγή δεν κατανέμεται ομοιόμορφα σε όλους τους ζυγούς ζήτησης, όπως συμβαίνει στο βασικό σενάριο (Σενάριο Β). Στο πρώτο σενάριο (Σενάριο 1) όλη η αιολική παραγωγή παρέχεται στο ζυγό 19, όπου εμφανίζεται η μέγιστη ζήτηση του συστήματος.

Για το δεύτερο σενάριο (Σενάριο 2), υποθέτουμε ότι η αιολική παραγωγή κατανέμεται ομοιόμορφα στους τρεις ζυγούς με τη μεγαλύτερη ζήτηση στο σύστημα της Ρόδου. Αυτοί οι ζυγοί θα είναι οι 17,18,19. Τα αποτελέσματα από την εκτέλεση της Βέλτιστης Ροής Φορτίου με τη χρήση του Αλγόριθμου Αποσύνδεσης Μονάδων (runporf) φαίνονται στον Πίνακα 7.16.1. Εντός των παρενθέσεων ο εκάστοτε ζυγός που εντοπίζουμε το LMP :

Ωρα	Σενάριο	Συνολική Παραγωγή Θερμικών Μονάδων (MW)	Συνολικό λειτουργικό κόστος Μονάδων (€/h)	min LMP (€/MWh)	max LMP (€/MWh)
16	1	104,70	10.034,72	148,68 (3)	154,14 (21)
	2	104,49	10.003,93	148,38 (3)	153,13 (21)
17	1	103,16	9.806,449	146,18 (3)	151,45 (21)
	2	102,96	9.777,625	145,90 (3)	150,46 (21)
18	1	106,24	10.266,47	151,17 (3)	156,86 (21)
	2	106,01	10.231,61	150,83 (3)	155,46 (21)
19	1	110,69	10.964,82	143,18 (3)	148,42 (21)
	2	110,48	10.934,04	142,87 (3)	147,40 (21)
20	1	116,06	11.758,56	151,87 (3)	157,72 (21)
	2	115,82	11.722,72	151,52 (3)	156,58 (21)
21	1	124,40	13.027,74	150,18 (3)	156,22 (21)
	2	124,12	12.985,74	149,76 (3)	154,93 (21)
22	1	122,86	12.796,58	147,68 (3)	153,51 (21)
	2	122,59	12.756,99	147,28 (3)	152,26 (21)

Πίνακας 7.16.1: Συγκεντρωτικά Αποτελέσματα Προσομοίωσης για τα σενάρια 1 και 2

Σημειώνεται ότι ο ζυγός 3 είναι ζυγός παραγωγής, ενώ ο ζυγός 21 είναι ζυγός απορρόφησης (ή κατανάλωσης).

Συγκρίνοντας τα αποτελέσματα στους Πίνακες 7.16.1 και 7.16.1.1 παρατηρούμε ότι οι μέγιστες τιμές των LMPs εμφανίζονται στους ζυγούς απορρόφησης (ή κατανάλωσης), ενώ οι ελάχιστες τιμές των LMPs εμφανίζονται στους ζυγούς παραγωγής.

Παρατηρούμε ακόμη, όπως και σε προηγούμενα σενάρια για το σύστημα της Ρόδου, ότι οι ζυγοί που εμφανίζονται τόσο οι μέγιστες, όσο και οι ελάχιστες τιμές των LMPs είναι ίδιοι, οι ζυγοί 3 και 21, ανεξάρτητα από την κατανομή της αιολικής παραγωγής.

Τέλος, παρατηρούμε ότι οι τιμές των LMPs στα Σενάρια 1 και 2 δε αλλάζουν αισθητά σε σχέση με το Σενάριο Β. Έχουμε αυξομειώσεις της τάξης των -0,58% έως 1,4%.

7.3.1.2.3 Σενάριο Γ για το σύστημα της Ρόδου

Σε αυτό το σενάριο χρησιμοποιούμε ξανά τη ζήτηση φορτίου για τη 15^η Αυγούστου του έτους 2007. Τα δεδομένα της ζήτησης φαίνονται παρακάτω χωρισμένα σε δύο 12-ωρα (Α' και Β' 12-ωρο):

Ωρα	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Φορτίο	128	115	106	107	98	98	97	102	115	112	129	135

Πίνακας 7.17.1: Α' 12-ωρο για το σενάριο Γ

Ωρα	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Φορτίο	136	138	138	138	136	140	145	152	164	162	151	143

Πίνακας 7.17.2: Β' 12-ωρο για το σενάριο Γ

Η παραγωγή από του υποσταθμούς του συστήματος της Ρόδου γίνεται με βάση τις υποθέσεις που έχουν πραγματοποιηθεί και στα προηγούμενα σενάρια.

Ακόμη υποθέτουμε ότι πριν την έναρξη του σχεδιασμού για την ημέρα της 15^{ης} Αυγούστου είναι γνωστό ότι στον υποσταθμό της Σορώνης λόγω τεχνικών προβλημάτων έχουν τεθεί εκτός λειτουργίας μια γεννήτρια Diesel, ένας Ατμοστρόβιλος και ένας Αεριοστρόβιλος.

Υποθέτοντας ότι δεν χρησιμοποιούμε τις ανεμογεννήτριες για την κάλυψη της ζήτησης είμαστε αναγκασμένοι να πραγματοποιήσουμε το σχεδιασμό της επόμενης ημέρας, δηλαδή της 15^{ης} Αυγούστου, με τις υπάρχουσες μονάδες. Δηλαδή η παραγωγή θα πραγματοποιηθεί από τις υπόλοιπες μονάδες παραγωγής, που σημαίνει ότι θα έχουμε αύξηση του λειτουργικού κόστους.

Έτσι προκύπτουν τα αποτελέσματα που φαίνονται στον Πίνακα 7.18 με τις παρενθέσεις να περιγράφουν το ζυγό που εμφανίζεται το αντίστοιχο LMP:

Ωρα	Συνολική Παραγωγή Θερμικών Μονάδων (MW)	Συνολικό Λειτουργικό Κόστος Μονάδων (€)	min LMP (€/MWh)	max LMP (€/MWh)
1	129,5	16.125,27	196,43 (3)	204,67 (21)
2	116,1	12.873,76	172,35 (3)	178,61 (21)
3	107,9	11.521,01	157,60 (3)	162,82 (21)
4	107,9	11.521,01	157,60 (3)	162,82 (21)
5	98,8	10.146,93	141,02 (3)	145,24 (21)
6	98,8	10.146,93	141,02 (3)	145,24 (21)
7	97,9	99.87,757	156,38 (3)	161,39 (21)
8	102,8	10.737,15	148,38 (3)	152,96 (21)
9	116,1	12.873,76	172,35 (3)	178,61 (21)
10	113,1	12.351,32	166,82 (3)	172,68 (21)
11	130,5	16.328,4	198,29 (3)	206,65 (21)
12	136,7	17.587,85	209,53 (3)	218,88 (21)
13	137,7	17.804,35	211,63 (3)	221,13 (21)
14	139,8	18.247,85	215,85 (3)	225,76 (21)
15	139,8	18.247,85	215,85 (3)	225,76 (21)
16	139,8	18.247,85	215,85 (3)	225,76 (21)
17	137,7	17.804,35	211,63 (3)	221,13 (21)
18	141,9	18.700,34	220,09 (3)	230,44 (21)
19	147,0	19.866,21	230,63 (3)	241,95 (21)
20	153,8	21.547,39	211,90 (3)	221,75 (21)
21	166,0	24.184,93	212,16 (3)	222,41 (21)
22	163,9	23.744,15	212,13 (3)	222,30 (21)
23	152,8	21.328,85	211,43 (3)	221,23 (21)
24	145,0	19.394,38	226,43 (3)	237,38 (21)
Σύνολο	3.121,3	391.319,6	-	-

Πίνακας 7.18: Αποτελέσματα για το σενάριο Γ

Σημειώνεται ότι ο ζυγός 3 είναι ζυγός παραγωγής, ενώ ο ζυγός 21 είναι ζυγός απορρόφησης (ή κατανάλωσης).

Μελετώντας τα αποτελέσματα παρατηρούμε μια μικρή αύξηση της παραγωγής σε σχέση με το σενάριο Α, καθώς και στο συνολικό λειτουργικό κόστος των μονάδων την συγκεκριμένη ημέρα, ενώ η ζήτηση έχει παραμείνει αμετάβλητη.

7.3.1.2.4 Σενάριο Δ για το σύστημα της Ρόδου

Στο σενάριο αυτό χρησιμοποιούμε ξανά τις υποθέσεις που έγιναν στο προηγούμενο σενάριο (Σενάριο Γ). Τώρα όμως για το Β' 12-ωρο υποθέτουμε ότι τα τεχνικά προβλήματα στον υποσταθμό της Σορώνης αντιμετωπίστηκαν με επιτυχία και οι μονάδες είναι διαθέσιμες για παραγωγή. Λαμβάνοντας υπόψη τα νέα δεδομένα πραγματοποιούμε το σχεδιασμό του Β' 12-ωρου χρησιμοποιώντας και τις μονάδες αυτές για την κάλυψη της ζήτησης. Δηλαδή στο Α' 12-ωρο η παραγωγή γίνεται χωρίς τις Μονάδες που έχουν υποστεί βλάβη, ενώ στο Β' 12-ωρο η παραγωγή γίνεται με τη χρήση όλων των Μονάδων. Τα αποτελέσματα φαίνονται στον Πίνακα 7.19 με τις παρενθέσεις να περιγράφουν το ζυγό που εμφανίζεται το αντίστοιχο LMP:

Ωρα	Συνολική Παραγωγή Θερμικών Μονάδων (MW)	Συνολικό Λειτουργικό Κόστος Μονάδων (€)	min LMP (€/MWh)	max LMP (€/MWh)
1	129,5	16.125,27	196,43 (3)	204,67 (21)
2	116,1	12.873,76	172,35 (3)	178,61 (21)
3	107,9	11.521,01	157,60 (3)	162,82 (21)
4	107,9	11.521,01	157,60 (3)	162,82 (21)
5	98,8	10.146,93	141,02 (3)	145,24 (21)
6	98,8	10.146,93	141,02 (3)	145,24 (21)
7	97,9	9.987,76	156,38 (3)	161,39 (21)
8	102,8	10.737,15	148,38 (3)	152,96 (21)
9	116,1	12.873,76	172,35 (3)	178,61 (21)
10	113,1	12.351,32	166,82 (3)	172,68 (21)
11	130,5	16.328,40	198,29 (3)	206,65 (21)
12	136,7	17.587,85	209,53 (3)	218,88 (21)
13	137,3	14.988,65	155,84 (3)	161,41 (21)
14	139,3	15.312,63	159,15 (3)	164,98 (21)
15	139,3	15.312,63	159,15 (3)	164,98 (21)
16	139,3	15.312,63	159,15 (3)	164,98 (21)
17	137,3	14.988,65	155,84 (3)	161,41 (21)
18	141,4	15.643,70	162,47 (3)	168,58 (21)
19	146,5	16.498,10	170,73 (3)	177,43 (21)
20	153,6	17.766,85	182,31 (3)	189,89 (21)
21	166	20.151,64	202,24 (3)	211,68 (21)
22	163,9	19.735,63	198,91 (3)	208,02 (21)
23	152,6	17.580,48	187,27 (3)	188,13 (21)
24	144,4	16.152,15	167,43 (3)	173,91 (21)
Σύνολο	3.117	351.644,887	-	-

Πίνακας 7.19: Αποτελέσματα για το σενάριο Δ

Σημειώνεται ότι ο ζυγός 3 είναι ζυγός παραγωγής, ενώ ο ζυγός 21 είναι ζυγός απορρόφησης (ή κατανάλωσης).

7.3.1.2.5 Συμπεράσματα

Τα τέσσερα βασικά σενάρια (Σενάρια Α, Β, Γ, Δ) που εξετάστηκαν προηγουμένως είχαν ως στόχο να μας δείξουν πως μεταβάλλεται η παραγωγή, οι απώλειες και τα λειτουργικά κόστη των Θερμικών Μονάδων και τα LMPs ενός μη διασυνδεδεμένου συστήματος, όπως η Ρόδος, σε ακραίες περιπτώσεις.

Ακόμη παρατηρούμε πως οι μέγιστες τιμές των LMPs εμφανίζονται στους ζυγούς κατανάλωσης, όπως ο ζυγός 21, ενώ οι ελάχιστες τιμές των LMPs εμφανίζονται στους ζυγούς παραγωγής, όπως ο ζυγός 3.

Ας αναλύσουμε τον πίνακα με τα συγκεντρωτικά αποτελέσματα που ακολουθεί, αφού πρώτα περιγράψουμε εν συντομία τα τέσσερα σενάρια:

Σενάριο Α: Μια τυχαία ημέρα για το σύστημα της Ρόδου

Σενάριο Β: Μια τυχαία ημέρα για το σύστημα της Ρόδου με διείσδυση ανεμογεννητριών

Σενάριο Γ: Μια τυχαία ημέρα για το σύστημα της Ρόδου με τεχνικά προβλήματα σε υποσταθμό

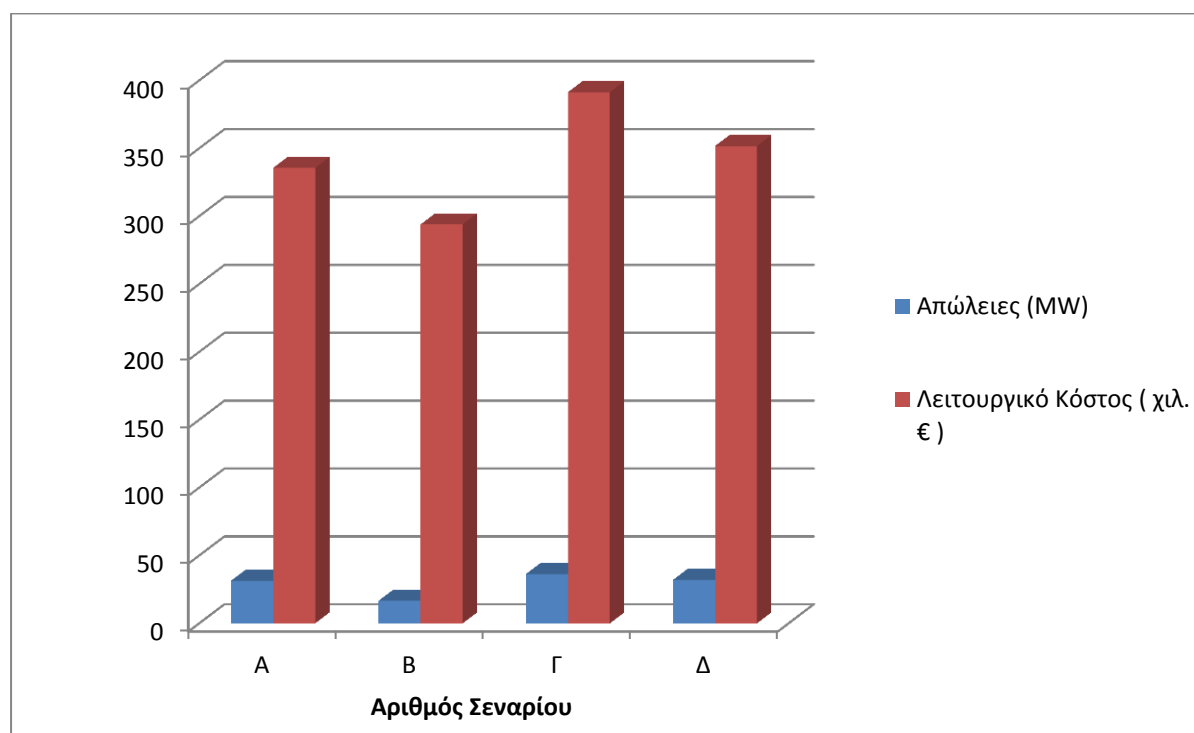
Σενάριο Δ: Μια τυχαία ημέρα για το σύστημα της Ρόδου με τεχνικά προβλήματα σε υποσταθμό για το Α' 12-ωρο

Αριθμός Σεναρίου	Συνολική Παραγωγή Θερμικών Μονάδων (MW)	Απώλειες Δικτύου (MW)	Συνολικό λειτουργικό κόστος Μονάδων (€)
A	3.116,3	31,30	335.514,30
B	2.744,79	16,54	293.921,30
Γ	3.121,3	36,30	391.319,60
Δ	3.117	32,00	351.644,89

Πίνακας 7.20: Συγκεντρωτικά Αποτελέσματα Σεναρίων για την 15^η Αυγούστου 2007

Όπως γίνεται φανερό το Σενάριο Β είναι το πιο προσοδοφόρο από όλα. Αυτό συμβαίνει λόγω των ανεμογεννητριών που έχουν θεωρηθεί με μηδενικό λειτουργικό κόστος με αποτέλεσμα να μειώνεται το συνολικό ημερήσιο κόστος κατά 41.593 € σε σχέση με αυτό μιας τυπικής ημέρας λειτουργίας με την χρήση μόνο των θερμικών μονάδων κατά την παραγωγή (Σενάριο Α). Τα Σενάρια Γ και Δ είναι ζημιογόνα σε σχέση με το Σενάριο Α.

Τα τεχνικά προβλήματα (εκτός παραγωγής μια γεννήτρια Diesel, ένας Ατμοστρόβιλος και ένας Αεριοστρόβιλος) στο σταθμό της Σορώνης για μία ολόκληρη ημέρα (Σενάριο Γ) αυξάνουν το κόστος λειτουργίας κατά 55.805,30 € σε σχέση με το αρχικό κόστος στο σενάριο Α. Ωστόσο με την αποκατάσταση των τεχνικών προβλημάτων στο Β' 12-ωρο (Σενάριο Δ) το επιπλέον αυτό κόστος μειώνεται στα 16.130,59 €, παραμένοντας πάραυτα ζημιογόνο σε σχέση με το λειτουργικό κόστος του Σεναρίου Α. Οι απώλειες ισχύος ακολουθούν την ίδια κατεύθυνση με τα κόστη λειτουργίας. Ακολουθεί ένα συγκεντρωτικό γράφημα με τα ημερήσια κόστη λειτουργίας και τις απώλειες ισχύος.



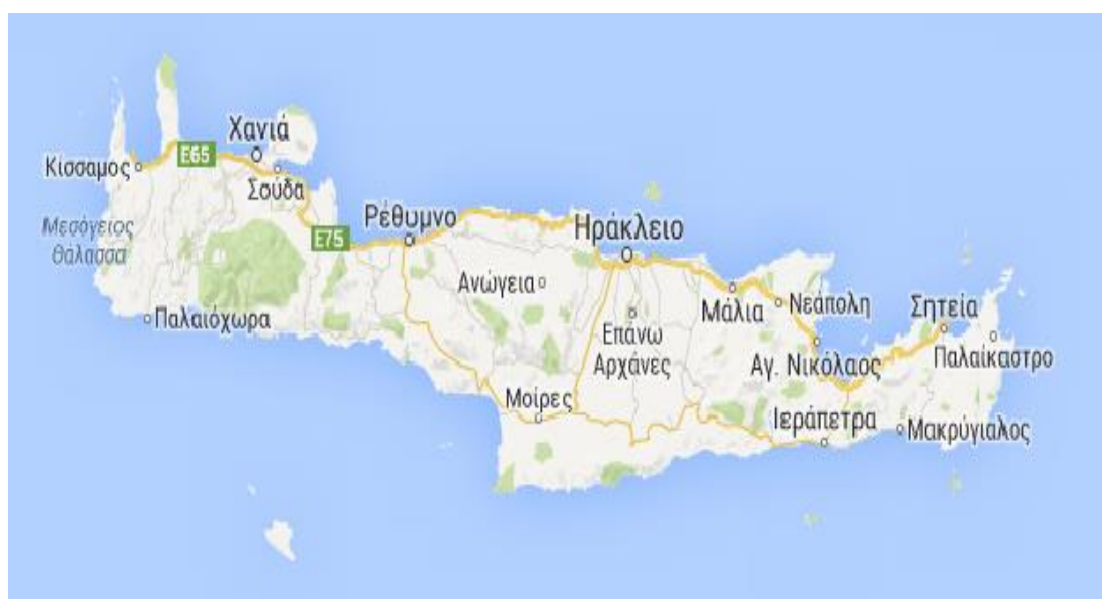
Γράφημα 7.1: Ημερήσια Κόστη Λειτουργίας και Απώλειες Ισχύος

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 8

ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΣΤΟ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΤΗΣ ΚΡΗΤΗΣ

8.1 Γεωγραφικά χαρακτηριστικά

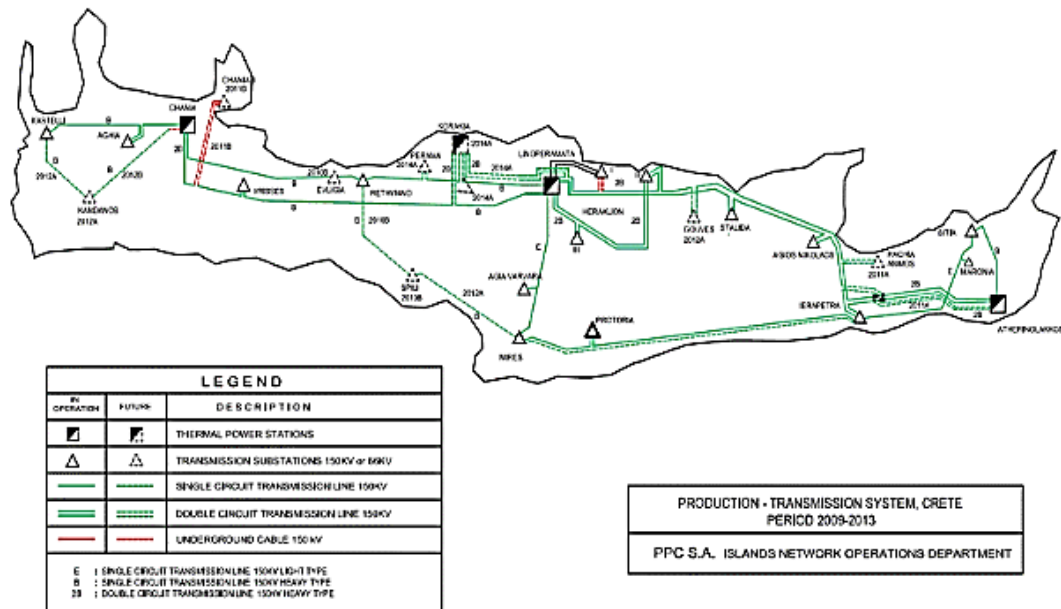
Η Κρήτη είναι το μεγαλύτερο νησί στην Ελλάδα και το δεύτερο μεγαλύτερο (μετά την Κύπρο) της ανατολικής Μεσογείου. Η Κρήτη έχει έκταση 8.336 km², ενώ ο πληθυσμός της είναι 622.913 άνθρωποι (απογραφή 2011). Η Κρήτη εδράζει περίπου 160 χιλιόμετρα νότια της ελληνικής ηπειρωτικής χώρας εκτεινόμενη κατά διεύθυνση Ανατολή - Δύση, νότια του Αιγαίου πελάγους, του οποίου και αποτελεί το νότιο φυσικό όριο και βόρεια του Λιβυκού.



Σχήμα 8.1: Το νησί της Κρήτης

8.2 Περιγραφή ηλεκτρικού συστήματος Κρήτης

Το ηλεκτρικό σύστημα [18] της Κρήτης απεικονίζεται στο παρακάτω σχήμα:



Σχήμα 8.2: Ηλεκτρικό σύστημα της Κρήτης [18]

Το ΣΗΕ Κρήτης περιλαμβάνει σχεδόν όλα τα είδη συμβατικών Μονάδων. Ατμοστρόβιλους, Νηζελογεννήτριες, Αεριοστρόβιλους και μονάδα Συνδυασμένου Κύκλου. Επίσης διαθέτει Αιολικά Πάρκα με σημαντικό βαθμό διεξόδου στο σύστημα. Το σύστημα μεταφοράς είναι σύστημα Υ.Τ 150kV με μία διπλή γραμμή των 66kV. Κάθε στοιχείο έχει προσομοιωθεί με βάση τα ηλεκτρικά του χαρακτηριστικά, όπως αυτά περιγράφονται παρακάτω.

8.2.1 Θερμικοί Σταθμοί

Οι μονάδες βάσης [18] του συστήματος είναι οι Diesel και οι ατμοστρόβιλοι ενώ οι μονάδες που χρησιμοποιούνται στην αιχμή του φορτίου είναι οι αεριοστρόβιλοι. Αυτό προκύπτει λόγω του κόστους λειτουργίας της κάθε μονάδας. Η Γενική μορφή της συνάρτησης κόστους δίνεται από την παρακάτω εξίσωση

$$F(P) = [A \times P^3 + B \times P^2 + C \times P + D] \times F \frac{\text{€}}{\text{MW}} / \text{ώρα}$$

όπου P είναι η αποδιδόμενη ισχύς την εκάστοτε στιγμή σε MW, τα A, B, C, D οι παράμετροι κόστους των μονάδων και το F το κόστος καυσίμου που χρησιμοποιούν. Παρακάτω φαίνονται αναλυτικά οι παράμετροι κόστους των μονάδων και το κόστος καυσίμου που χρησιμοποιούν:

Μονάδα	A (Kg/MWh ³)	B (Kg/MWh ²)	C (Kg/MWh)	D (Kg)	Κόστος Καυσίμου (€/Kg)
ATM 1 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	0	1.111111	-28.33333	515	0.4149
ATM 2 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	0.476	-11.824	378.937	0.001	0.4149
ATM 3 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	0.476	-11.824	378.937	0.001	0.4149
ATM 4 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	0.18	-8.053	355.088	0	0.4149
ATM 5 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	0.092	-4.166	300.58	0	0.4149
ATM 6 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	0.092	-4.166	300.58	0	0.4149
DIESEL 1 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	0.421	-8.378	230.368	0	0.4149
DIESEL 2 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	0.421	-8.378	230.368	0	0.4149
DIESEL 3 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	0.421	-8.378	230.368	0	0.4149
DIESEL 4 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	0.421	-8.378	230.368	0	0.4149
ΑΕΡ 3 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	0.0001	0.001	319	0	0.6962
ΑΕΡ 4 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	0.0001	0.001	403	0	0.6962
ΑΕΡ 5 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	0.0001	0.001	308	0	0.6962
ΑΕΡ 1 ΧΑΝΙΩΝ	0	0.01	267	2170	0.6962
ΑΕΡ 4 ΧΑΝΙΩΝ	0	0.01	219	2865	0.6962
ΑΕΡ 5 ΧΑΝΙΩΝ	0	0.01	275	3757	0.6962
ΑΕΡ 6 ΧΑΝΙΩΝ	0.001	0.01	145.64	5120	0.6962
ΑΕΡ 7 ΧΑΝΙΩΝ	0.001	0.01	145.64	5120	0.6962
ΑΕΡ 11 ΧΑΝΙΩΝ	0.001	0.01	227	5000	0.6962
ΑΕΡ 12 ΧΑΝΙΩΝ	0.001	0.01	227	5000	0.6962
ΑΕΡ 13 ΧΑΝΙΩΝ	0.0001	0.001	387	0	0.6962
DIESEL 1 ΑΘΕΡΙΝΟΛΑΚΚΟΥ	0.017	-1.3	222.6	0.27	0.3919
DIESEL 2 ΑΘΕΡΙΝΟΛΑΚΚΟΥ	0.017	-1.3	222.6	0.27	0.3919
ATM 1 ΑΘΕΡΙΝΟΛΑΚΚΟΥ	-0.003	-0.958	282.91	0.8	0.3919
ATM 2 ΑΘΕΡΙΝΟΛΑΚΚΟΥ	-0.003	-0.958	282.91	0.8	0.3919

Πίνακας 8.1: Παράμετροι Κόστους Θερμικών Μονάδων[18]

Οι Θερμικοί Σταθμοί Παραγωγής καταναλώνουν παράγωγα του πετρελαίου. Βρίσκονται ένας στα Λινοπεράματα του νομού Ηρακλείου, 7 km δυτικά της πόλης, ένας στην Ξηροκαμάρα του νομού Χανίων, περίπου 6 km ανατολικά της πόλης, και ο πιο πρόσφατος στον Αθερινόλακκο, στα νότια του νομού Λασιθίου. Χαρακτηριστική είναι η ποικιλομορφία των Μονάδων παραγωγής καθώς το ΣΗΕ Κρήτης περιλαμβάνει Ατμοστροβλικές Μονάδες, Μονάδες Μ.Ε.Κ., μια Μονάδα Συνδυασμένου Κύκλου και Αεριοστροβλικές Μονάδες.

Στον Ατμοηλεκτρικό Σταθμό Χανίων χρησιμοποιείται Μονάδα Συνδυασμένου Κύκλου, η οποία αποτελείται από δύο Αεριοστρόβιλους (Αεριοστρόβιλος 6 Χανιά και Αεριοστρόβιλος 7 Χανιά). Επίσης δύο μονάδες διατηρούνται σε λειτουργία ψυχρής εφεδρείας, ο Ατμοστρόβιλος 1 Λινοπεραμάτων και ο Αεριοστρόβιλος 1 Λινοπεραμάτων. Οι θερμικοί σταθμοί του συστήματος απεικονίζονται στον πίνακα που ακολουθεί:

Περιοχή	Τύπος	Τάση (kV)	Ενεργός Ισχύς (MW)	Αεργός Ισχύς (MVar)	Ζυγός
Λινοπεράματα	ATM 1	6,3	6	3	29
	ATM 2	15,8	14	11.3	30
	ATM 3	15,8	14	11.3	31
	ATM 4	6,3	24	14	22
	ATM 5	6,3	24	14	23
	ATM 6	6,3	23	14	24
	Diesel 1	10	11	9	25
	Diesel 2	10	11	9	26
	Diesel 3	10	11	9	27
	Diesel 4	10	11	9	28
	AEP 3	11	33	13	43
	AEP 4	11	13	10	44
	AEP 5	11,5	26	10	82
Χανιά	AEP 1	6,3	10	8	16
	AEP 4	11,5	19	15	81
	AEP 5	11	28	20	21
	AEP 6	11,5	62.5	39	20
	AEP 7	11,5	62.5	39	19
	AEP 11	11	57	35	41
	AEP 12	11	57	35	42
	AEP 13	11,5	26	35	18
Αθρινόλακκος	Diesel 1	13,8	50	9	51
	Diesel 2	13,8	50	9	52
	ATM 1	11	50	3	53
	ATM 2	11	50	3	54

Πίνακας 8.2: Θερμικοί σταθμοί ηλεκτρικού συστήματος Κρήτης[18]

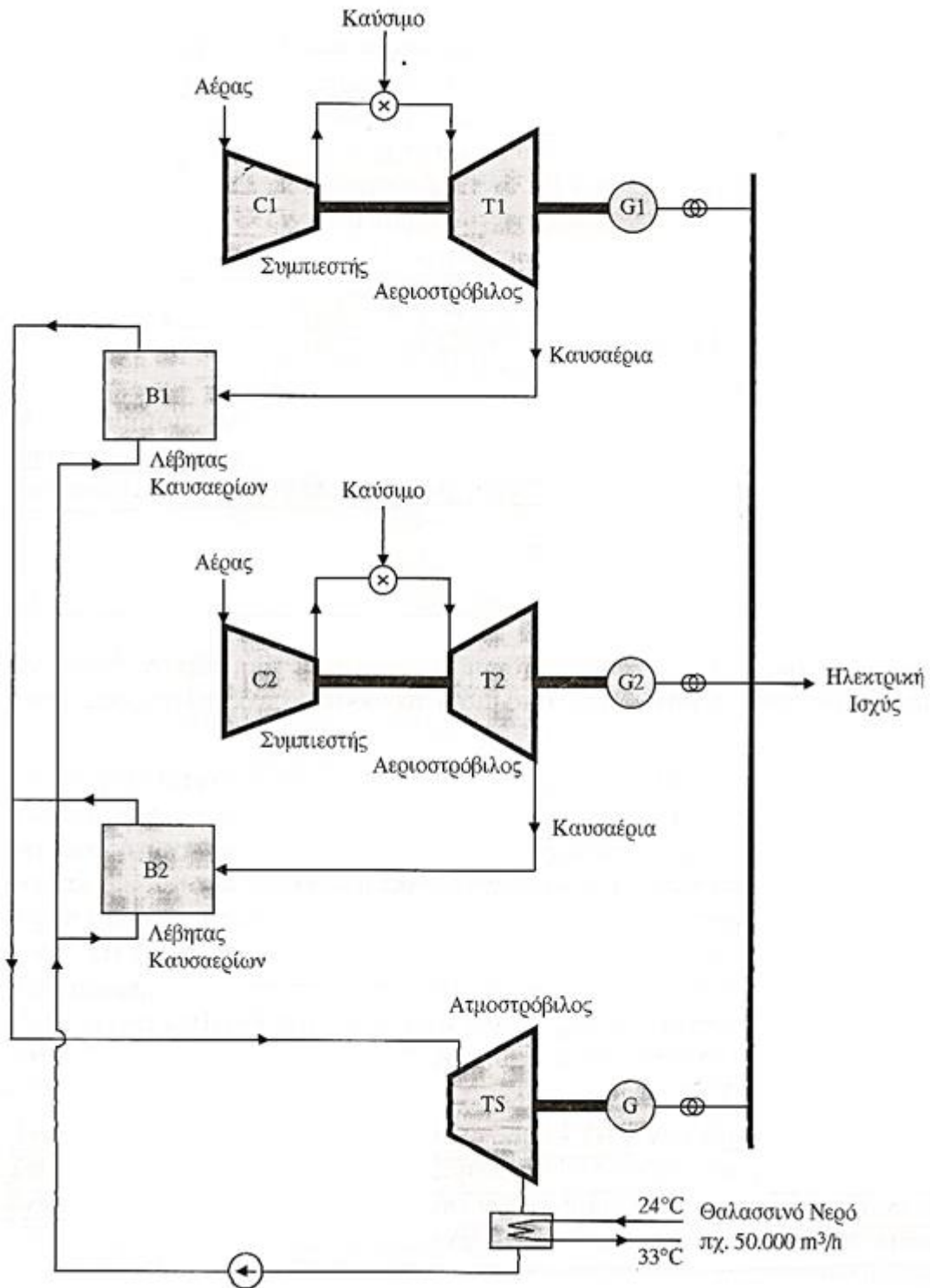
8.2.1.1 Σταθμοί Συνδυασμένου Κύκλου

Στους σταθμούς συνδυασμένου κύκλου τα καυσαέρια θερμοκρασίας 300-600 °C από την έξοδο του αεριοστρόβιλου διοχετεύονται σε λέβητα ανακομιδής θερμότητας (Heat Recovery Steam Generator, λέγεται και λέβητας καυσαερίων). Εκεί παράγεται ατμός που κινεί ατμοστρόβιλο. Ένας σταθμός συνδυασμένου κύκλου αποτελείται από μία ή, συνήθως, περισσότερες αεριοστροβλικές μονάδες με τους αντίστοιχους λέβητες καυσαερίων και από ένα ζεύγος ατμοστρόβιλου - γεννήτριας.

Το Σχήμα 8.3 δείχνει ένα σταθμό συνδυασμένου κύκλου με δύο αεριοστρόβιλους και έναν ατμοστρόβιλο. Τα καυσαέρια από τους δύο αεριοστρόβιλους, θερμοκρασίας 500-600 °C, οδηγούνται στους δύο λέβητες καυσαερίων, B1 και B2, όπου παράγεται ατμός που κινεί τον ατμοστρόβιλο TS.

Ο συνολικός βαθμός απόδοσης φθάνει το 50%. Όπως είναι φυσικό, χρησιμοποιούνται τα καύσιμα των αεριοστροβίλων, δηλαδή πετρέλαιο, ντήζελ και

φυσικό αέριο. Η ρύθμιση της εξόδου τους λόγω του κύκλου ατμού δεν μπορεί να γίνει τόσο γρήγορα όσο στους αεριοστροβιλικούς σταθμούς. Χρησιμοποιούνται συνήθως ως σταθμοί κυμαινόμενου φορτίου[21].



Σχήμα 8.3: Απλοποιημένο Διάγραμμα Σταθμού Συνδυασμένου Κύκλου[21]

8.2.2 Υποσταθμοί

Στο ηλεκτρικό δίκτυο της Κρήτης βρίσκονται συνολικά 17 υποσταθμοί Υ.Τ/Μ.Τ.. Η εγκατεστημένη ισχύς μετασχηματισμού ανύψωσης της τάσης είναι 820.35ΜVA και υποβιβασμού της τάσης 810ΜVA. Όσο για τους Μ/Σ και ΑΜ/Σ ζεύξεως η συνολική τους ισχύς είναι ίση με 125 ΜVA. Παρακάτω παρουσιάζονται τα χαρακτηριστικά των Υ/Σ του Σ.Η.Ε. της Κρήτης μαζί με τα επίπεδα τάσεως των μετασχηματιστών τους. Στον Πίνακα 8.3 φαίνονται τα χαρακτηριστικά των μετασχηματιστών αποκλειστικής σύνδεσης Α/Π ενώ στον Πίνακα 8.4 φαίνονται τα χαρακτηριστικά μετασχηματιστών υποβιβασμού της τάσεως [18].

ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΣ ΑΝΥΨΩΣΕΩΣ	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ (ΜVA)	ΕΠΠΕΔΟ ΤΑΣΗΣ (kV/kV)
ΑΓΙΑ ΒΑΡΒΑΡΑ	1x40	20/150
ΣΗΤΕΙΑ	1x50	20/150
ΜΑΡΩΝΙΑ	1x50	20/150

Πίνακας 8.3: Χαρακτηριστικά μετασχηματιστών αποκλειστικής σύνδεσης Αιολικών Πάρκων [18]

ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΣ ΥΠΟΒΙΒΑΣΜΟΥ	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ (ΜVA)	ΕΠΠΕΔΟ ΤΑΣΗΣ (kV/kV)
ΣΗΤΕΙΑ	2x12,50	150/20
ΙΕΡΑΠΕΤΡΑ	2x25	150/20
ΑΓΙΟΣ ΝΙΚΟΛΑΟΣ	2x25	150/20
ΣΤΑΛΙΔΑ	2x25	150/20
ΠΡΑΙΤΩΡΙΑ	2x25	150/20
ΜΟΙΡΕΣ	2x25	150/20
ΗΡΑΚΛΕΙΟ Ι	2x25	66/20
ΗΡΑΚΛΕΙΟ ΙΙ	3x50	150/20
ΗΡΑΚΛΕΙΟ ΙΙΙ	2x50	150/20
ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	1x25	150/20
ΡΕΘΥΜΝΟ	2x25	150/20
ΡΕΘΥΜΝΟ	1x50	150/20
ΧΑΝΙΑ	3x50	150/20
ΑΓΥΙΑ	2x50	150/20
ΒΡΥΣΕΣ	2x25	150/20
ΚΑΣΤΕΛΙ	2x25	150/20

Πίνακας 8.4: Χαρακτηριστικά μετασχηματιστών υποβιβασμού [18]

8.2.3 Γραμμές μεταφοράς

Οι γραμμές μεταφοράς [18] του δικτύου της Κρήτης είναι γραμμές μεταφοράς Υ.Τ. των 150 και 66 kV αντίστοιχα. Αναλυτικότερα στοιχεία για τις γραμμές μεταφοράς ως προς τους ζυγούς σύνδεσης φαίνονται στο Πίνακα 8.5. Σημειώνεται ότι, όπου διακρίνεται ο αριθμός (2) αναφερόμαστε σε γραμμές διπλού κυκλώματος. Επίσης στα στοιχεία των γραμμών περιλαμβάνονται οι συνολικές τιμές των αντιστάσεων, των επαγωγικών αντιδράσεων και των χωρητικών ως προς γη ανά φάση, σε φυσικά μεγέθη και πολική την αντίστοιχη ονομαστική τάση της γραμμής.

Ζυγός Αναχώρησης	Ζυγός Αφίξης	Ονομ. Τάση (kV)	R (Ω)	L (mH)	C (μ F)
ΧΑΝΙΑ	ΑΓΥΙΑ	150	1,0938	15,0848	0,0978
ΑΓΥΙΑ	ΚΑΣΤΕΛΛΙ	150	2,1075	29,0625	0,1885
ΒΡΥΣΕΣ	ΧΑΝΙΑ	150	1,8288	23,4707	0,1750
ΒΡΥΣΕΣ	ΛΙΝΟΠΕΡ.	150	7,8145	100,2874	0,7423
ΧΑΝΙΑ	ΡΕΘΥΜΝΟ	150	5,1064	65,5324	0,4887
ΡΕΘΥΜΝΟ	ΛΙΝΟΠΕΡ	150	4,5336	58,1818	0,4339
ΛΙΝΟΠΕΡ.	ΑΓ.ΒΑΡΒΑΡΑ	150	4,4055	34,1428	0,1978
ΑΓ.ΒΑΡΒΑΡΑ	ΜΟΙΡΕΣ	150	2,6070	20,2043	0,1171
ΜΟΙΡΕΣ	ΠΡΑΙΤΩΡΙΑ	150	4,7429	36,7582	0,2130
ΠΡΑΙΤΩΡΙΑ	ΙΕΡΑΠΕΤΡΑ	150	9,9582	77,1766	0,4472
ΛΙΝΟΠΕΡ.	ΗΡΑΚΛ. (a)	66	1,2430	8,6688	0,0615
ΛΙΝΟΠΕΡ.	ΗΡΑΚΛ.Ι (b)	66	1,5903	11,0910	0,0787
ΛΙΝΟΠΕΡ.	ΗΡΑΚΛ.ΙΙ	150 (2)	5,0565	39,1882	0,2271
ΗΡΑΚΛ ΙΙ	ΗΡΑΚΛ Ι	150 (2)	5,0565	39,1882	0,2271
ΛΙΝΟΠΕΡ.	ΗΡΑΚΛ.ΙΙ	150 (2)	1,8639	23,9206	0,1783
ΗΡΑΚΛ.ΙΙ	ΣΤΑΛΙΑΔΑ	150 (2)	7,4619	56,8655	0,3351
ΣΤΑΛΙΑΔΑ	ΑΓ.ΝΙΚΟΛΑΟΣ	150 (2)	5,2732	40,8679	0,2368
ΑΓ.ΝΙΚΟΛΑΟΣ	ΙΕΡΑΠΕΤΡΑ	150 (2)	3,8451	29,7995	0,1727
ΙΕΡΑΠΕΤΡΑ	ΜΑΡΩΝΙΑΣ	150	6,1193	47,4250	0,2754
ΜΑΡΩΝΙΑΣ	ΣΗΤΕΙΑΣ	150	1,4795	11,4817	0,0664
ΑΘΕΡΙΝΟΛΑΚ.	ΙΕΡΑΠΕΤΡΑ	150 (2)	6,8078	52,7609	0,3057
ΑΘΕΡΙΝΟΛΑΚ.	ΣΗΤΕΙΑ	150	2,2530	28,9068	0,2156

Πίνακας 8.5: Γραμμές μεταφοράς ηλεκτρικού συστήματος Κρήτης [18]

8.2.4 Ζυγοί Συστήματος

Οι ζυγοί [18] μέσης και υψηλής τάσης του συστήματος παρουσιάζονται στον παρακάτω πίνακα:

A/A	Τάση (kV)	Τύπος
1	150	PQ
2	150	PQ
3	15,8	PQ
4	150	PQ
5	66	PQ
6	150	PQ
7	150	PQ
8	150	PQ
9	150	PQ
10	150	PQ
11	150	PQ
12	150	PQ
13	150	PQ
14	150	PQ
15	150	PQ
16	6,3	PV
17	150	PQ
18	11,5	PV
19	11,5	PV
20	11,5	PV
21	11	PV
22	6,3	PV
23	6,3	PV
24	6,3	PV
25	10	PV
26	10	PV
27	10	PV
28	10	PV
29	6,3	PV
30	15,8	PV
31	15,8	PV
32	21	PQ
33	21	PQ
34	21	PQ
35	21	PQ
36	21	PQ
37	21	PQ
38	21	PQ
39	15,8	PQ
40	21	PQ

A/A	Τάση (kV)	Τύπος
41	11	PV
42	11	PV
43	11	PV
44	11	PV
45	15,8	PQ
46	150	PQ
47	15,8	PQ
48	15,8	PQ
49	150	PQ
50	21	PQ
51	13,8	PV
52	13,8	PV
53	11	PV
54	11	PV
55	150	PQ
56	21	PQ
57	150	PQ
58	150	PQ
59	150	PQ
60	150	PQ
61	150	PQ
62	150	PQ
63	150	PQ
64	150	PQ
65	150	PQ
66	150	PQ
67	150	PQ
68	150	PQ
69	21	PQ
70	15,8	PQ
71	15,8	PQ
72	21	PV
73	21	PV
74	21	PQ
75	21	PQ
76	21	PQ
77	21	PQ
78	21	PQ
79	21	PQ
80	21	PQ
81	11,5	PV
82	11,5	PV
83	21	PV
84	21	PQ
85	15,8	PV
86	15,8	PV

A/A	Τάση (kV)	Τύπος
87	21	PV
88	21	PV
89	21	PV
90	15,8	PV
91	21	PV
92	21	PV
93	21	PV
94	21	PV
95	15,8	PQ
96	15,8	PV
97	15,8	PQ
98	15,8	PV
99	15,8	PV
100	150	PQ
101	150	PQ
102	21	PV
103	21	PQ
104	150	PQ
105	21	PV
106	21	PV
107	21	PV

Πίνακας 8.6: Ζυγοί ηλεκτρικού συστήματος Κρήτης [18], [20]

8.2.5 Στοιχεία για τις μονάδες Α.Π.Ε. στην Κρήτη

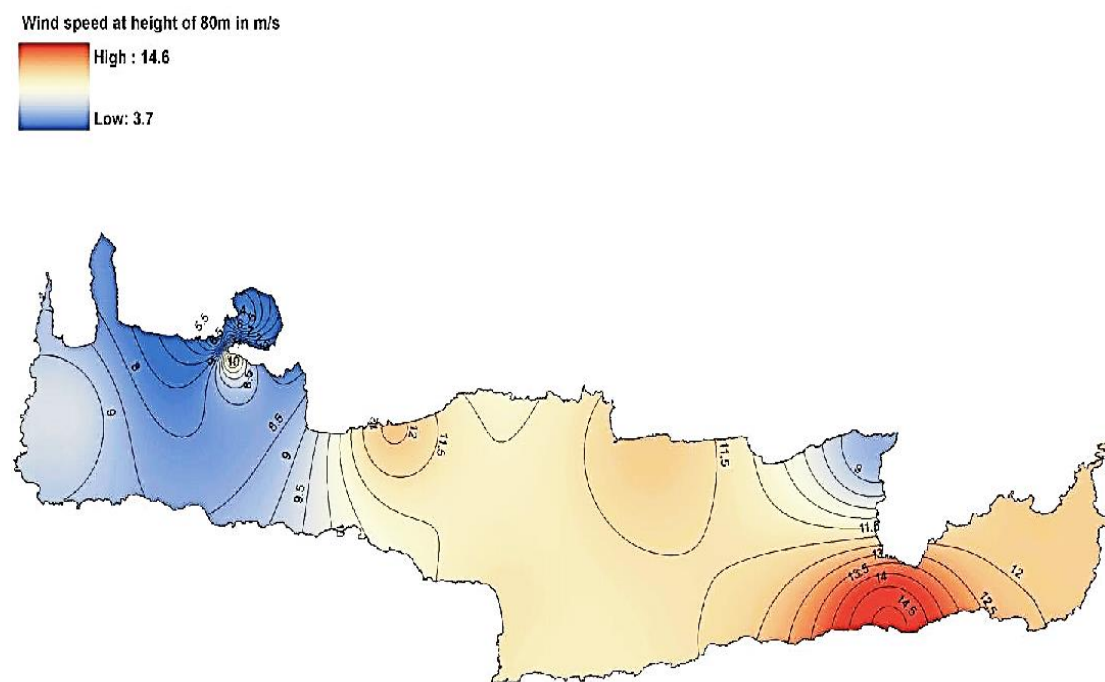
Σημαντικά είναι τα ποσοστά της εγκατεστημένης παραγωγής από μονάδες Α.Π.Ε. στη Κρήτη. Το πλούσιο ηλιακό και αιολικό δυναμικό που διαθέτει το νησί, δίνει σημαντικά κίνητρα στους παραγωγούς που θέλουν να επενδύσουν σε εγκαταστάσεις Φ/Β και Αιολικών πάρκων. Στο Πίνακα 8.7 παρουσιάζονται συνοπτικά οι μονάδες Α.Π.Ε. που είναι διασυνδεδεμένες με το Σ.Η.Ε. της Κρήτης σύμφωνα με το πληροφοριακό δελτίο της Δ.Ε.Η. για το έτος 2011 [18].

Αιολικά (MW)	Μικρά Υδροηλεκτρικά (MW)	Βιοαέριο - Βιομάζα (MW)	Φ/Β (MW)	Σύνολο (MW)
173,95	0,3	0,4	57,84	232,49

Πίνακας 8.7: Σύνοψη μονάδων Α.Π.Ε. στο Σ.Η.Ε. της Κρήτης κατά το έτος του 2011 [18]

8.2.5.1 Αιολικά Πάρκα

Ο αριθμός των εγκαταστάσεων από Αιολικά Πάρκα (Α/Π) στο νησί είναι ιδιαίτερα ικανοποιητικός, ενώ επίσης υπάρχει έντονο ενδιαφέρον για τη δημιουργία ακόμη περισσότερων μονάδων αιολικής ενέργειας. Αυτό συμβαίνει διότι στο μεγαλύτερο μέρος του νησιού εμφανίζεται αρκετά υψηλό αιολικό δυναμικό. Στο Σχήμα 8.4 φαίνεται ο χάρτης αιολικού δυναμικού της Κρήτης καθώς και η ταχύτητα του ανέμου (m/s), η όποια κυμαίνεται αναλόγως με τη περιοχή.



Σχήμα 8.4: Αιολικός χάρτης Κρήτης [18]

Στο Πίνακα 8.8 παρουσιάζεται το σύνολο των αιολικών πάρκων της Κρήτης ανά Νομό μαζί με τις αναλυτικές πληροφορίες τους για το έτος 2011[18].

Νομός	Πάρκα	Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)
Λασιθίου	14	98,90
Ηρακλείου	6	41,40
Ρεθύμνου	1	7,20
Χανίων	4	26,45
Σύνολο	25	173,95

Πίνακας 8.8: Αιολικά Πάρκα της Κρήτης ανά Νομό [18]

8.2.5.2 Φωτοβολταϊκά Συστήματα

Ο μεγάλος αριθμός Φ/Β εγκαταστάσεων που έχει αδειοδοτηθεί με το παρόν θεσμικό πλαίσιο (κυρίως του Ν.3468/2006) από τη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (Ρ.Α.Ε.) πρόκειται να αλλάξει σημαντικά το ενεργειακό κατεστημένο του νησιού. Το σύνολο των αδειοδοτημένων έργων παρατίθενται ανά Νομό στο Πίνακα 8.9:

Νομός	Αριθμός Φ/Β Σταθμών	Αδειοδοτημένη Ισχύς Φ/Β (MW)
Λασιθίου	262	19,9
Ηρακλείου	501	35,91
Ρεθύμνου	241	18,26
Χανίων	200	14,75
Σύνολο	1.204	88,82

Πίνακας 8.9: Αδειοδοτημένη Ισχύς από Φ/Β στο Σ.Η.Ε. της Κρήτης [18]

Με τα πιο πρόσφατα στοιχεία της Δ.Ε.Η. η συνολική εγκατεστημένη ισχύς Φ/Β στο νησί για στο τέλος του έτους 2011 ανήλθε στα 57,84 MW. Επομένως σύμφωνα με τα στοιχεία αυτά, το 65% της αδειοδοτημένης ισχύς Φ/Β στο νησί είναι είδη εγκατεστημένο [18].

8.2.5.3 Μονάδες παραγωγής Βιομάζας

Οι δύο μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από βιοαέριο βρίσκονται στους Βιολογικούς καθαρισμούς της Δημόσιας Επιχείρησης Ύδρευσης - Αποχέτευσης (Δ.Ε.Υ.Α) των Χανίων και του Ηρακλείου αντίστοιχα, συνεισφέροντας σημαντικά στην ικανοποίηση των εσωτερικών καταναλώσεων των μονάδων αυτών. Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των συγκεκριμένων μονάδων παραγωγής από βιοαέριο είναι ίση με 0,40 MW [18].

8.2.5.4 Μικρά Υδροηλεκτρικά

Όσον αφορά τις εγκαταστάσεις Μικρών Υδροηλεκτρικών Σταθμών (Μ.ΥΗ.Σ), στη Κρήτη, αυτοί βρίσκονται στο Νομό Χανίων και συγκεκριμένα στην περιοχή της Αγυιάς και Αλμυρού.

Ο πρώτος Μ.ΥΗ.Σ. είναι ένας από τους παλαιότερους υδροηλεκτρικούς σταθμούς της χώρας καθώς ξεκίνησε να λειτουργεί από το 1929. Ο Μ.ΥΗ.Σ. Αγυιάς, κατά την έναρξη λειτουργίας του, διέθετε τρεις μονάδες των 0,30 MW, των οποίων η συνολική ισχύς μπορούσε να φτάσει τα 0,90 MW έκαστος. Η λειτουργία του όμως έλαβε τέλος, καθώς στις 23 Μαΐου 2009 ολοκληρώθηκε η παραχώρηση του Μ.ΥΗ.Σ. Αγυιάς και των εκτάσεων του, στη Νομαρχία Χανίων με σκοπό την πλήρης περιβαλλοντική αναβάθμιση της ευρύτερης περιοχής.

Επομένως αυτή τη στιγμή ο μοναδικός Μ.ΥΗ.Σ. που βρίσκεται σε λειτουργία είναι στη περιοχή του Αλμυρού, στο δήμο Γεωργιούπολης. Ο εν' λόγω Σταθμός Παραγωγής αποτέλεσε το δεύτερο έργο εκμετάλλευσης υδροηλεκτρικής ενέργειας στο νησί καθώς ξεκίνησε να λειτουργεί από το 1954. Ο Μ.ΥΗ.Σ Αλμυρού αξιοποιεί μέρος από τις απορροές των Λευκών Ορέων, οι οποίες συγκεντρώνονται στη λίμνη του Αλμυρού . Διαθέτει μία μονάδα των 0,30 MW της οποίας η μέση ετήσια

παραγωγή ενέργειας μπορεί να φτάσει και τις 1,25 GWh. Αξίζει να σημειωθεί πως τα περιβαλλοντικά και κοινωνικά οφέλη του υδροηλεκτρικού έργου είναι ιδιαίτερα σημαντικά καθώς στην περιοχή του φράγματος έχει δημιουργηθεί υδροβιότοπος, ενώ η λειτουργία του Μ.ΥΗ.Σ. συμβάλλει στην αποφυγή εκπομπής ρύπων CO₂ κατά 1.250 τόνους ετησίως [18].

ΣΗΜΕΙΩΣΗ Στην παρούσα διπλωματική για τις προσομοιώσεις που εκτελέστηκαν για το νησί της Κρήτης λάβαμε υπόψη μόνο την παραγωγή των αιολικών πάρκων και όχι των υπόλοιπων ΑΠΕ.

8.3 Συστήματα Επικοινωνίας

Θα ήταν σχεδόν αδύνατη η επίλυση του προβλήματος οικονομικής κατανομής και αποτίμησης της λειτουργίας των αιολικών πάρκων εάν δεν υπήρχε καταγραφή της παραγωγής τους αλλά και της κατανάλωσης στους υποσταθμούς. Πολύ πιο σημαντικό είναι όμως το γεγονός ότι θα ήταν αρκετά δύσκολο να ασκηθεί έλεγχος στο ύψος παραγωγής των μονάδων και στην ένταξή τους αν δεν καταγράφονταν και δεν απεικονίζονταν οι παραγωγές των μονάδων και τα φορτία. Για τον έλεγχο λοιπόν ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας είναι πολύ χρήσιμο να υπάρχει ένα κεντρικό σύστημα ελέγχου με δυνατότητα τηλεμετρήσεων. Όσο μεγαλύτερο σε έκταση και πολυπλοκότητα είναι ένα σύστημα, τόσο μεγαλύτερη είναι η ανάγκη αυτή.

Γι' αυτό το λόγο, στο σύστημα της Κρήτης έχει εγκατασταθεί σύστημα τηλεμετρήσεων SCADA (Supervision Control And Data Acquisition) το οποίο αποτελείται από ένα RTU (Remote Telemetry Unit) σε κάθε υποσταθμό φορτίου και από δύο σε κάθε σταθμό παραγωγής. Τα στοιχεία συγκεντρώνονται στο Κέντρο Κατανομής Φορτίου (ΚΚΦ) το οποίο βρίσκεται στον Υποσταθμό Ηράκλειο II (περιοχή Κατσαμπάς Ηρακλείου) κυρίως με τα φερέσυχνα της ΔΕΗ στα 4800bps, με αποτέλεσμα να έχουμε επάρκεια στοιχείων για το Δίκτυο της Κρήτης.

Τα δεδομένα συγκεντρώνονται στα RTUs τα οποία είναι συσκευές που βρίσκονται σε απομακρυσμένα σημεία και επιφορτίζονται με την αποστολή και λήψη εντολών και δεδομένων στο σύστημα SCADA, και με τη βοήθεια των φερέσυχνων της ΔΕΗ ή των γραμμών του ΟΤΕ φτάνουν στο ΚΚΦ. Από το Modem φερεσύχνων-ΟΤΕ οδηγούνται στο συγκεντρωτή δεδομένων (Data Concentrator) και στη συνέχεια επεξεργάζονται από τους servers HOT και SBY. Η επικοινωνία μεταξύ των διαφόρων τμημάτων του συστήματος SCADA επιτυγχάνεται με κατάλληλα πρωτόκολλα επικοινωνίας ειδικά διαμορφωμένα για αυτό το σκοπό από την εταιρεία που εγκατέστησε στο σύστημα.

Από τους servers τα δεδομένα οδηγούνται στους Terminal Servers οι οποίοι εξυπηρετούν αντίστοιχα τις θέσεις εργασίας του Τεχνολόγου Μηχανικού, του εργοδηγού, του μηχανικού και του προϊσταμένου. Από τον terminal server1 τα δεδομένα οδηγούνται στο PLC (Programmable Logic Controller) του συχνομέτρου για την απεικόνιση της συχνότητας του συστήματος και στο PLC του μιμικού διαγράμματος. Το PLC είναι ένα ψηφιακό ηλεκτρονικό σύστημα, σχεδιασμένο για χρήση σε βιομηχανικό περιβάλλον, το οποίο χρησιμοποιεί μία προγραμματιζόμενη

μνήμη για την αποθήκευση εντολών ώστε να επιτελούνται διάφορες λειτουργίες όπως λογικές, χρονικές, μετρητικές και αριθμητικές πράξεις και να ελέγχονται μέσω αναλογικών/ψηφιακών μονάδων διάφορες μηχανές ή διαδικασίες. Το μιμικό ή μωσαϊκό διάγραμμα, απεικονίζει όλο το σύστημα της Κρήτης με τους διακόπτες φορτίου, τους υποσταθμούς και τους διακόπτες των μονάδων. Με τα leds που υπάρχουν στο διάγραμμα, οι χειριστές του ΚΚΦ μπορούν να ενημερώνονται για την κατάσταση των διακοπών που απεικονίζονται στο διάγραμμα αλλά και για τυχόν προβλήματα. Ο εκτυπωτής συμβάντων και ο εκτυπωτής δελτίου συστήματος συνδέονται στον terminal server2. Ο πρώτος καταγράφει συμβάντα όπως για παράδειγμα το άνοιγμα ή το κλείσιμο κάποιου διακόπτη και ποια στιγμή αυτό πραγματοποιήθηκε, ενώ ο δεύτερος δίνει το ημερήσιο δελτίο του συστήματος.

Την αξιοπιστία η οποία είναι απαραίτητη για τη λειτουργία του συστήματος ενισχύει η αδιάλειπτη παροχή τάσης στα μηχανήματα του ΚΚΦ καθώς και η χρήση του λογισμικού VMS το οποίο παρουσιάζει αρκετές ομοιότητες με το λειτουργικό σύστημα Unix, παρέχει όμως ακόμη μεγαλύτερη σταθερότητα [19].

8.4 Βέλτιστη Ροή Φορτίου στο ΣΗΕ της Κρήτης

Εκτελούμε τη Βέλτιστη Ροή Φορτίου στο Δίκτυο 107 ζυγών της Κρήτης, που έχει προσομοιωθεί με τα δεδομένα που περιγράψαμε παραπάνω. Εξετάζουμε την περίπτωση όπου οι Παραγωγοί δεν υποβάλλουν προσφορές. Σε αυτή την περίπτωση, οι Μονάδες κατανέμονται με κύριο κριτήριο την ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους λειτουργίας τους.

Στο Δίκτυο λειτουργούν 25 Θερμικές Μονάδες και 19 Ανεμογεννήτριες. Οι Ανεμογεννήτριες, λόγω του ότι δεν συμμετέχουν στη διαδικασία κατανομής, προσομοιώθηκαν στα σενάρια σαν αρνητικά Φορτία. Συγκεκριμένα, οι πραγματικές παραγωγές ισχύος των Ανεμογεννητριών για τις χρονικές στιγμές που εξετάζουμε αναπαραστάθηκαν σαν αρνητικά Φορτία, δηλαδή σαν εγχύσεις ισχύος στο Δίκτυο. Επομένως η κατανομή γίνεται λαμβάνοντας υπόψη μόνο τις Θερμικές Μονάδες, η παραγωγή των οποίων καλύπτει τη συνολική ζήτηση των καταναλωτών για τις χρονικές στιγμές που εξετάζουμε μείον το Φορτίο που καλύπτουν οι Ανεμογεννήτριες. Φορτία υπάρχουν σε 21 ζυγούς του Δικτύου, τα οποία αντιπροσωπεύουν ζήτηση είτε Προμηθευτών είτε μεγάλων καταναλωτών. Επίσης υπάρχουν 130 Κλάδοι και 62 Μετασχηματιστές.

Για την εκτέλεση της Βέλτιστης Ροής Φορτίου χρησιμοποιήθηκε ο Αλγόριθμος Αποσύνδεσης Μονάδων (runuorpf). Αυτό ήταν απαραίτητο, για να αποφευχθούν περιπτώσεις όπου το άθροισμα των τιμών των Ελαχίστων Ορίων Ενεργού Ισχύος (P_{min}) όλων των Γεννητριών είναι κατά πολύ μεγαλύτερο από τη ζήτηση που πρέπει να καλυφθεί. Επομένως, αν λειτουργούν ακόμα και στο ελάχιστο τεχνικό όριο όλες οι Μονάδες, παράγεται πολύ μεγαλύτερη ποσότητα ενεργού ισχύος από αυτή που χρειάζεται για την κατανάλωση. Για τις περιπτώσεις όπου έχουμε αρκετά μεγάλο

φορτίο, χρησιμοποιήθηκε και πάλι ο Αλγόριθμος Αποσύνδεσης Μονάδων καθώς και στις δύο αυτές περιπτώσεις το συνολικό λειτουργικό κόστος όλων των Μονάδων (δηλαδή η βέλτιστη τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης) είναι μικρότερο από το συνολικό λειτουργικό κόστος που προκύπτει όταν λειτουργούν όλες οι Μονάδες. Επομένως επιτυγχάνεται οικονομικότερη λειτουργία [20].

8.4.1 Σενάρια μείωσης του συνολικού λειτουργικού κόστους σε ακραίες καταστάσεις

Τα σενάρια που θα εξεταστούν παρακάτω αναφέρονται σε ακραίες καταστάσεις. Ως ακραία κατάσταση μπορούμε να θεωρήσουμε μια ξαφνική αύξηση του αιολικού δυναμικού με αποτέλεσμα την αύξηση της αιολικής παραγωγής και κατά συνέπεια τη μείωση της παραγωγής από τις θερμικές μονάδες, αφού ένα μέρος της ζήτησης θα καλυφθεί με τη χρήση της αιολικής παραγωγής.

Όπως και στο προηγούμενο κεφάλαιο (Κεφάλαιο 7), για τη μελέτη των παρακάτω σεναρίων θα πραγματοποιήσουμε τις υποθέσεις που περιγράφονται παρακάτω. Αρχικά θα χωρίσουμε την ημέρα σε δύο 12-ωρα, το Α' και Β' 12-ωρο. Στα σενάρια που θα εξεταστούν, στις διαδικασίες παραγωγής θα συμμετέχουν τόσο συμβατικές όσο και μη συμβατικές μονάδες παραγωγής.

Έχοντας, λοιπόν, στη διάθεση μας τα αναλυτικά, ανά ώρα δεδομένα (8760 τιμές) παραγωγής και ζήτησης του ΣΗΕ της Κρήτης για το έτος 2010, εκτελούμε προσομοιώσεις για διαφορετικά σενάρια που θα περιγραφούν στη συνέχεια.

8.4.1.1 Σενάριο Α για το σύστημα της Κρήτης

Το σενάριο αυτό αποτελεί μια απλή προσομοίωση στο σύστημα της Κρήτης για μια τυχαία ημέρα του έτους 2010. Αυτή η ημέρα θα είναι η 15η Αυγούστου. Θεωρούμε ότι το ζητούμενο φορτίο καλύπτεται μόνο με την χρήση των Θερμικών Μονάδων Παραγωγής, αφήνοντας εκτός τα φορτία των Αιολικών Πάρκων. Η ημέρα χωρίζεται σε δύο 12-ωρα, το Α' και Β' 12-ωρο. Τα δεδομένα της προσομοίωσης φαίνονται στους Πίνακες 8.10.1 και 8.10.2:

Ωρα	Ενεργός Ισχύς (MW)	Άεργος Ισχύς (MVar)
1	436,235	230,8122
2	410,267	217,0725
3	364,455	192,8333
4	364,455	192,8333
5	353,979	187,2905
6	345,674	182,8963
7	338,469	179,0841
8	354,198	187,4063
9	388,681	205,6513
10	416,804	220,5312
11	440,195	232,9074
12	463,538	245,2582

Πίνακας 8.10.1: Α' 12-ωρο για το σενάριο Α

Ωρα	Ενεργός Ισχύς (MW)	Άεργος Ισχύς (MVar)
13	462,384	244,6476
14	462,384	244,6476
15	442,783	234,2767
16	434,235	229,754
17	436,973	231,2026
18	447,706	236,8815
19	460,596	243,7016
20	467,044	247,1132
21	502,098	265,6603
22	515,928	272,9778
23	464,845	245,9497
24	464,845	245,9497

Πίνακας 8.10.2: Β' 12-ωρο για το σενάριο Α

Η ζήτηση από του καταναλωτές του συστήματος της Κρήτης ανά Ζυγό γίνεται με βάση τα δεδομένα του επόμενου πίνακα:

A/A	Ζήτηση Ενεργού Ισχύος (%)	Ζήτηση Άεργου Ισχύος (%)
1	0	0
2	0	0
3	4,177593	4,355215
4	0	0
5	0	0
6	0	0
7	0	0
8	0	0
9	0	0
10	3,048258	2,786647
11	0,106241	0,09724
12	12,10091	11,06268
13	2,241017	2,048711
14	0	0
15	0	0
16	0	0
17	0	0
18	0	0
19	0	0
20	0	0
21	0	0
22	0	0
23	0	0
24	0	0
25	0	0
26	0	0

A/A	Ζήτηση Ενεργού Ισχύος (%)	Ζήτηση Άεργου Ισχύος (%)
27	0	0
28	0	0
29	0	0
30	0	0
31	0	0
32	0	0
33	5,006018	5,204629
34	0	0
35	5,285744	5,511496
36	7,045305	7,364818
37	2,237486	2,340735
38	3,048258	3,188634
39	0	0
40	0,095649	0,099967
41	0	0
42	0	0
43	0	0
44	0	0
45	0	0
46	0	0
47	2,903019	3,022023
48	0	0
49	0,860362	0,786405
50	0,80018	0,8376
51	0	0
52	0	0
53	0	0
54	0	0
55	0	0
56	9,973039	9,117264
57	0	0
58	0	0
59	0	0
60	0	0
61	0	0
62	0	0
63	0	0
64	0	0
65	0	0
66	0	0
67	0	0

A/A	Ζήτηση Ενεργού Ισχύος (%)	Ζήτηση Άεργου Ισχύος (%)
68	0	0
69	0	0
70	5,239685	5,462422
71	0	0
72	0	0
73	0	0
74	4,956428	5,178274
75	6,592095	6,853776
76	0	0
77	0	0
78	6,878882	7,172761
79	6,227472	6,493593
80	6,234533	6,517222
81	0	0
82	0	0
83	0	0
84	0	0
85	0	0
86	0	0
87	0	0
88	0	0
89	0	0
90	0	0
91	0	0
92	0	0
93	0	0
94	0	0
95	0	0
96	0	0
97	0	0
98	0	0
99	0	0
100	4,220122	3,858108
101	0,722184	0,660083
102	0	0
103	0	0
104	0	0
105	0	0
106	0	0
107	0	0
Σύνολο	100	100

Πίνακας 8.11: Ζήτηση Ενεργού και Άεργου Ισχύος ανά Ζυγό Παραγωγής[18], [20]

Τα αποτελέσματα της προσομοίωσης εμφανίζονται στον Πίνακα 8.12, με τις τιμές στις παρενθέσεις να αναφέρονται στο ζυγό που εμφανίζεται η ελάχιστη ή η μέγιστη τιμή του LMP:

Ωρα	Συνολική Παραγωγή Θερμικών Μονάδων (MW)	Συνολικό Λειτουργικό Κόστος Μονάδων (€)	min LMP (€/MWh)	max LMP (€/MWh)
1	442,5	58.754,46	96,09 (16)	198,98 (76)
2	416	55.966,09	77,60 (72)	104,22 (4)
3	371,8	26.707,7	82,26 (52)	89,70 (76)
4	371,8	26.707,7	82,26 (52)	89,70 (76)
5	362,2	25.520,34	79,65 (52)	89,86 (76)
6	353,9	24.308,41	76,05 (52)	86,82 (76)
7	346,4	23.577,39	77,09 (52)	86,61 (76)
8	362,5	25.540,26	80,27 (52)	90,70 (76)
9	396,9	29.906,99	151,10 (52)	165,65 (76)
10	422,8	56.636,85	74,76 (16)	146,68 (76)
11	446,5	59.190,02	105,22 (16)	222,39 (76)
12	470	61.871,82	175,62 (16)	265,56 (76)
13	468,9	61.744,5	173,38 (16)	260,09 (76)
14	468,9	61.744,5	173,38 (16)	260,09 (76)
15	449,1	59.439,81	108,11 (16)	243,02 (76)
16	440,5	58.536,13	107,68 (16)	223,80 (76)
17	443,2	58.834,82	106,38 (16)	234,17 (76)
18	454	59.918,81	111,08 (16)	250,04 (76)
19	467,1	61.542,43	169,21 (16)	259,01 (76)
20	473,5	62.283,37	176,79 (16)	271,96 (76)
21	508,2	66.267,44	208,13 (16)	296,93 (76)
22	521,7	67.723,4	227,60 (16)	331,44 (76)
23	471,3	62.019,93	177,59 (16)	272,75 (76)
24	471,3	62.019,93	177,59 (16)	272,75 (76)
Σύνολο	9.960,5	1.216.763	-	-

Πίνακας 8.12: Αποτελέσματα για το σενάριο Α

Σημειώνεται ότι οι ζυγοί 16, 52, και 72 είναι ζυγοί παραγωγής, ενώ οι ζυγοί 4 και 76 είναι ζυγοί απορρόφησης (ή κατανάλωσης).

8.4.1.2 Σενάριο B για το σύστημα της Κρήτης

Στο σενάριο αυτό υποθέτουμε ότι θα έχουμε ανέμους από την ώρα 16 ως την ώρα 22 ικανούς να παράγουν το φορτίο που φαίνεται στον Πίνακα 8.14. Λαμβάνοντας υπόψη τα νέα δεδομένα υποθέτουμε ότι μπορούμε να καλύψουμε τη ζήτηση, όπως αυτή έχει οριστεί στο σενάριο A, με τη χρήση των ανεμογεννητριών.

Συνεπώς τα α δεδομένα για το A' 12-ωρο παραμένουν ίδια. Αλλαγές παρατηρούνται μόνο στο B' 12-ωρο, όπου ένα τμήμα της ζήτησης καλύπτεται από την αιολική παραγωγή. Έτσι τα δεδομένα μας αλλάζουν ως εξής:

Ωρα	Ενεργός Ισχύς (MW)	Άεργος Ισχύς (MVar)
1	436,235	230,8122
2	410,267	217,0725
3	364,455	192,8333
4	364,455	192,8333
5	353,979	187,2905
6	345,674	182,8963
7	338,469	179,0841
8	354,198	187,4063
9	388,681	205,6513
10	416,804	220,5312
11	440,195	232,9074
12	463,538	245,2582

Πίνακας 8.13: A' 12-ωρο για το σενάριο B

Στον Πίνακα 8.14 φαίνεται η αιολική παραγωγή κατά τις ώρες 16 έως 22:

Ωρα	16	17	18	19	20	21	22
Αιολική Παραγωγή (MW)	102,66	99,05	106,46	106,11	116,60	118,18	115,36

Πίνακας 8.14: Αιολική Παραγωγή στις ώρες 16 έως 22

Ωρα	Ενεργός Ισχύς (MW)	Άεργος Ισχύς (MVar)
13	462,384	244,6476
14	462,384	244,6476
15	442,783	234,2767
16	331,580	175,4392
17	337,920	178,7937
18	341,250	180,5556
19	354,490	187,5608
20	350,440	185,418
21	383,920	203,1323
22	400,570	211,9418
23	464,845	245,9497
24	464,845	245,9497

Πίνακας 8.15: B' 12-ωρο για το σενάριο B

Τα αποτελέσματα της προσομοίωσης για το σενάριο Β στο σύστημα της Κρήτης εμφανίζονται στον Πίνακα 8.16, με τις τιμές στις παρενθέσεις να αναφέρονται στο ζυγό που εμφανίζεται η ελάχιστη ή η μέγιστη τιμή του LMP:

Ωρα	Συνολική Παραγωγή Θερμικών Μονάδων (MW)	Συνολικό Λειτουργικό Κόστος Μονάδων (€)	min LMP (€/MWh)	max LMP (€/MWh)
1	442,5	58.754,46	96,09 (16)	198,98 (76)
2	416,0	55.966,09	77,60 (72)	104,22 (4)
3	371,8	26.707,7	82,26 (52)	89,70 (76)
4	371,8	26.707,7	82,26 (52)	89,70 (76)
5	362,2	25.520,34	79,65 (52)	89,86 (76)
6	353,9	24.308,41	76,05 (52)	86,82 (76)
7	346,4	23.577,39	77,09 (52)	86,61 (76)
8	362,5	25.540,26	80,27 (52)	90,70 (76)
9	396,9	29.906,99	151,10 (52)	165,65 (76)
10	422,8	56.636,85	74,76 (16)	146,68 (76)
11	446,5	59.190,02	105,22 (16)	222,39 (76)
12	470	61.871,82	175,62 (16)	265,56 (76)
13	468,9	61.744,5	173,38 (16)	260,09 (76)
14	468,9	61.744,5	173,38 (16)	260,09 (76)
15	449,1	59.439,81	108,11 (16)	243,02 (76)
16	339,1	23.010,25	71,97 (19)	79,74 (107)
17	345,8	23.529,98	75,75 (19)	85,00 (107)
18	349,2	23.939,14	72,82 (19)	81,65 (107)
19	362,8	25.567,01	81,13 (19)	91,86 (107)
20	358,7	24.954,34	52,72 (19)	150,34 (107)
21	391,9	29.122,74	150,86 (51)	165,03 (107)
22	408,8	31.840,5	81,65 (53)	90,78 (107)
23	471,3	62.019,93	177,59 (16)	272,75 (76)
24	471,3	62.019,93	177,59 (16)	272,75 (76)
Σύνολο	9649,1	963.620,7	-	-

Πίνακας 8.16: Αποτελέσματα για το σενάριο Β

Σημειώνεται ότι οι ζυγοί 16, 19, 51, 52, 53, 72 και 107 είναι ζυγοί παραγωγής, ενώ οι ζυγοί 4 και 76 είναι ζυγοί απορρόφησης (ή κατανάλωσης).

Στη συνέχεια θα εξετάσουμε δύο ακόμα σενάρια, όπου η αιολική παραγωγή δεν κατανέμεται ομοιόμορφα σε όλους τους ζυγούς ζήτησης, όπως συμβαίνει στο βασικό σενάριο (Σενάριο Β). Στο πρώτο σενάριο (Σενάριο 1) όλη η αιολική παραγωγή παρέχεται στο ζυγό 12, όπου εμφανίζεται η μέγιστη ζήτηση του συστήματος.

Για το δεύτερο σενάριο (Σενάριο 2), υποθέτουμε ότι η αιολική παραγωγή κατανέμεται ομοιόμορφα στους τρεις ζυγούς με τη μεγαλύτερη ζήτηση στο σύστημα της Κρήτης. Αυτοί οι ζυγοί θα είναι οι 12,52,78. Τα αποτελέσματα από την εκτέλεση της Βέλτιστης Ροής Φορτίου με τη χρήση του Αλγόριθμου Αποσύνδεσης Μονάδων (runporf) φαίνονται στον Πίνακα 8.16.1. Εντός των παρενθέσεων ο εκάστοτε ζυγός που εντοπίζουμε το LMP :

Ωρα	Σενάριο	Συνολική Παραγωγή Θερμικών Μονάδων (MW)	Συνολικό λειτουργικό κόστος Μονάδων (€/h)	min LMP (€/MWh)	max LMP (€/MWh)
16	1	337,94	53.382,02	89,83 (16)	151,77 (76)
	2	336,44	53.316,06	88,92 (16)	150,86 (76)
17	1	343,84	53.496,44	91,07 (16)	159,59 (76)
	2	342,90	53.140,07	90,14 (16)	157,95 (76)
18	1	347,62	53.937,94	91,95 (16)	165,85 (76)
	2	346,32	53.770,21	91,05 (16)	164,90 (76)
19	1	362,53	54.668,74	125,17 (16)	175,44 (76)
	2	361,19	54.579,09	124,85 (16)	174,98 (76)
20	1	359,89	54.507,55	114,76 (16)	211,15 (76)
	2	356,05	54.527,44	114,90 (16)	211,35 (76)
21	1	391,46	57.617,9	179,50 (16)	230,98 (76)
	2	390,05	57.529,76	179,01 (16)	230,45 (76)
22	1	408,00	59.107,18	154,63 (16)	211,11 (76)
	2	407,39	58.670,99	153,56 (16)	210,65 (76)

Πίνακας 8.16.1: Συγκεντρωτικά Αποτελέσματα Προσομοίωσης για τα σενάρια 1 και 2

Σημειώνεται ότι ο ζυγός 16 είναι ζυγός παραγωγής, ενώ ο ζυγός 76 είναι ζυγός απορρόφησης (ή κατανάλωσης).

Συγκρίνοντας τα αποτελέσματα στους Πίνακες 8.16.1 και 8.16.1.1 παρατηρούμε ότι οι μέγιστες τιμές των LMPs εμφανίζονται στους ζυγούς απορρόφησης (ή κατανάλωσης), ενώ οι ελάχιστες τιμές των LMPs εμφανίζονται στους ζυγούς παραγωγής.

Παρατηρούμε ακόμη, ότι οι ζυγοί που εμφανίζονται τόσο οι μέγιστες, όσο και οι ελάχιστες τιμές των LMPs για τα Σενάρια 1 και 2 που μελετήσαμε είναι ίδιοι με αυτούς του Σεναρίου A, οι ζυγοί 16 και 76.

Τέλος, παρατηρούμε μεγάλες διαφορές ανάμεσα στις τιμές των LMPs για τα Σενάρια 1 και 2 σε σχέση με το Σενάριο B.

8.4.2 Συμπεράσματα

Όπως και στα κύρια σενάρια με την αιολική παραγωγή να καλύπτει ένα μέρος της ζήτησης φορτίου στο σύστημα της Ρόδου, έτσι και εδώ έχουμε τα αναμενόμενα αποτελέσματα. Οι Θερμικές Μονάδες κατανέμονται με βάση το λειτουργικό τους κόστος. Οι πιο φθηνές Μονάδες, που είναι οι Ντηζελογεννήτριες, συμμετέχουν πάντα στην κάλυψη του φορτίου. Οι Ατμοστρόβιλοι, που έχουν μέσο λειτουργικό κόστος μεγαλύτερο των Ντηζελογεννητριών αλλά μικρότερο των Αεριοστροβίλων, εμφανίζουν κέρδη όταν παράγουν αρκετά μεγάλη ποσότητα ισχύος. Οι Αεριοστρόβιλοι είναι πολύ ακριβές μονάδες, χρησιμοποιούνται ως Μονάδες Φορτίου Αιχμής.

Οι Ντηζελογεννήτριες παρουσιάζουν χαμηλό Μέσο Κόστος Παραγωγής, το οποίο ανέρχεται στα 80 – 95 €/MWh, οι Ατμοστρόβιλοι παρουσιάζουν Μέσο Κόστος Παραγωγής 90 – 135 €/MWh, ενώ το Μέσο Κόστος Παραγωγής των Αεριοστροβίλων αγγίζει τα 175 – 400 €/MWh.

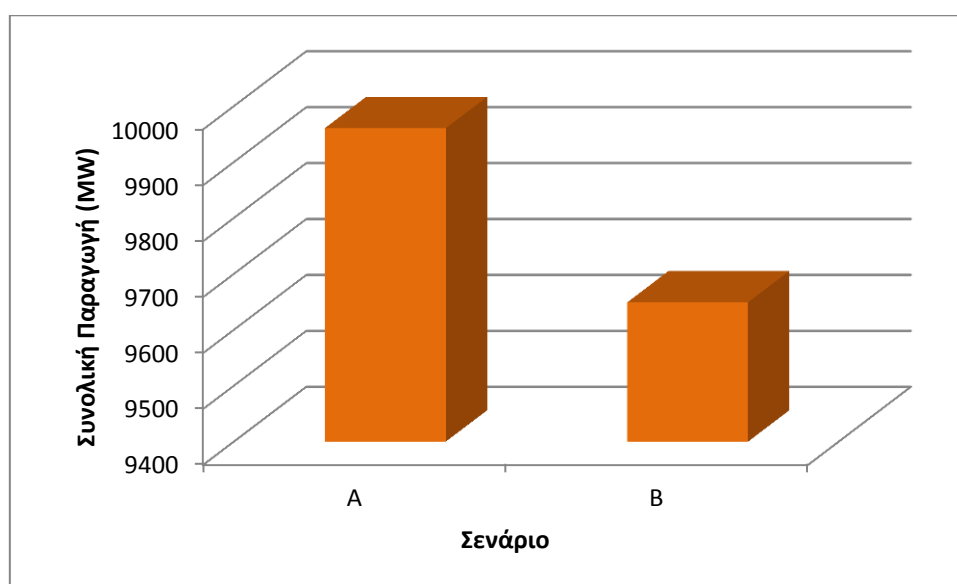
Ακόμη η χρήση των Ανεμογεννητριών την κάλυψη της ζήτησης φορτίου σε ποσοστά μέγιστης διείσδυσης για την παραγωγή τους (δηλαδή όση ενέργεια παράγουν να χρησιμοποιείται όλη για την κάλυψη της ζήτησης) μειώνει το κόστος παραγωγής των Θερμικών Μονάδων κατά αρκετές χιλιάδες ευρώ (€) σε σχέση με το κόστος παραγωγής ενέργειας, αν οι Θερμικές Μονάδες κάλυπταν εξ' ολοκλήρου τη ζήτηση φορτίου.

Όπως και στα αποτελέσματα του προηγούμενου Κεφαλαίου, παρατηρούμε πως οι ελάχιστες τιμές των LMPs εμφανίζονται στους ζυγούς παραγωγής, και συγκεκριμένα στους ζυγούς 16, 19, 51, 53. Αντίθετα οι μέγιστες τιμές των LMPs εμφανίζονται κυρίως στους ζυγούς κατανάλωσης, όπως ο ζυγός 76.

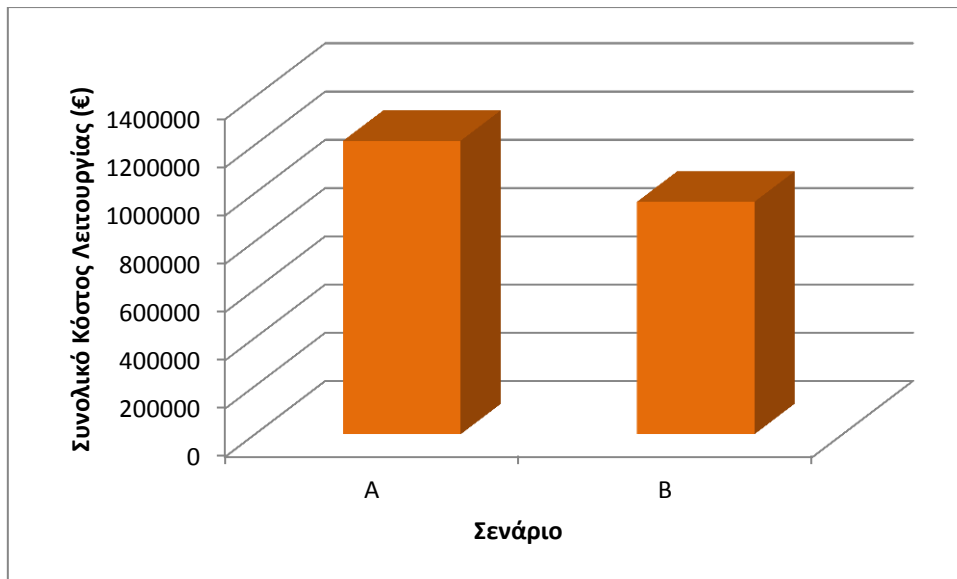
Τέλος, συγκρίνοντας τα σενάρια Α και Β, παρατηρούμε ότι με τη διείσδυση των αιολικών στο Β' 12-ωρο καταφέραμε να μειώσουμε την παραγόμενη ενέργεια από 9960,5 MW σε 9649,1 MW και να εξοικονομήσουμε έτσι το ποσό των $(1.216.763 - 963.620,7) = 253.142,4$ € για μια ημέρα. Σε ένα ιδανικό σενάριο όπου όλες οι ημέρες του έτους είναι ίδιες θα εξοικονομούσαμε το τεράστιο ποσό των 92.396.988 €. Παρακάτω φαίνονται τα συγκεντρωτικά αποτελέσματα της προσομοίωσης και το αντίστοιχο γράφημα.

Σενάριο	Συνολική Παραγωγή Θερμικών Σταθμών (MW)	Συνολικό Λειτουργικό Κόστος Θερμικών Σταθμών (€)	Περιγραφή Σεναρίου
A	9960,5	1.216.763	24-ωρη προσομοίωση χωρίς το φορτίο των ανεμογεννητριών
B	9649,1	963.620,7	24-ωρη προσομοίωση με χρήση του φορτίο των ανεμογεννητριών

Πίνακας 8.17: Συγκενρωτικά Αποτελέσματα για τα σενάρια A και B την 15^η Αυγούστου το έτος 2010



Γράφημα 8.1: Συνολική Ημερήσια Παραγωγή Θερμικών Σταθμών ανά σενάριο



Γράφημα 8.2: *Συνολικό Ημερήσιο Κόστος Λειτουργίας Θερμικών Σταθμών ανά σενάριο*

Τα σενάρια που εξετάστηκαν προηγουμένως είχαν ως στόχο να μας δείξουν πως μεταβάλλεται η παραγωγή, οι απώλειες και τα λειτουργικά κόστη των Θερμικών Μονάδων και οι τιμές των LMPs ενός μη διασυνδεδεμένου συστήματος, όπως η Κρήτη, σε ακραίες περιπτώσεις.

Ιδιαίτερα τονίζεται η σημασία της αιολικής παραγωγής που μειώνει αισθητά το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής, συμβάλλοντας ενεργά στην οικονομικότερη και ασφαλέστερη λειτουργία των ηλεκτρικών συστημάτων στα ελληνικά νησιά.

Η μείωση αυτή του κόστους παραγωγής σημαίνει και μείωση της κατανάλωσης καυσίμου, άρα κατά συνέπεια απαιτούνται μικρότερες ποσότητες καυσίμου. Το γεγονός αυτό είναι ιδιαίτερα σημαντικό για τα ελληνικά νησιά, ιδιαίτερα τους χειμερινούς μήνες, όπου αρκετά νησιά αντιμετωπίζουν προβλήματα τροφοδοσίας λόγω των άσχημων καιρικών συνθηκών που κυριαρχούν.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 9

ΑΝΤΑΛΛΑΓΕΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΚΑΙ ΚΟΙΝΟΠΡΑΞΙΑ ΙΣΧΥΟΣ

9.1 Εισαγωγή

Υπάρχουν πολλοί λόγοι για τους οποίους τα Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας συνδέονται με γειτονικά συστήματα και συνεργάζονται μεταξύ τους για την αξιόπιστη και οικονομική εξυπηρέτηση των καταναλωτών. Η διασύνδεση των Σ.Η.Ε., εκτός των περιπτώσεων όπου συνάντησε γεωγραφικά ή πολιτικά εμπόδια έχει προχωρήσει σε όλες σχεδόν τις περιοχές του κόσμου. Ιστορικά, οι πρώτες διασυνδέσεις έγιναν σε τοπικά ηλεκτρικά δίκτυα για λόγους αξιοπιστίας. Ωστόσο δεν άργησαν να φανούν τα οικονομικά οφέλη από τις διασυνδέσεις και εκτός από τις τοπικές συνδέσεις εμφανίστηκαν και οι διεθνείς. Η πρώτη διεθνής σύνδεση έγινε μεταξύ Καναδά και ΗΠΑ το 1901. Στην Ευρώπη, η πρώτη διεθνής σύνδεση έγινε το 1929 μεταξύ Γερμανίας και Αυστρίας.

Στη Β. Αμερική, το ηλεκτρικό σύστημα των Η.Π.Α. είναι χωρισμένο σε τρία δίκτυα, το Ανατολικό, το Δυτικό και του Τέξας, ενώ στον Καναδά λειτουργούν τέσσερα δίκτυα. Στην Κεντρική και Νότια Αμερική, στη Νότια Αφρική (SAPP – Southern Africa Power Pool) και στην Ασία υπάρχουν επίσης εκτεταμένες διασυνδέσεις.

Τα ηλεκτρικά συστήματα όλων των χωρών της Δυτικής Ευρώπης πλην των Σκανδιναβικών, της Μ. Βρετανίας και της Αλβανίας (και της πρώην Γιουγκοσλαβίας και Ελλάδας μετά την Γιουγκοσλαβική κρίση) είναι διασυνδεδεμένα και λειτουργούν συγχρονισμένα μεταξύ τους υπό την «Ένωση για το Συντονισμό της Παραγωγής και της μεταφοράς Ηλεκτρισμού», UCPTÉ (Union for the Coordination of the Production and Transmission of Electricity). Οι Σκανδιναβικές χώρες (Δανία, Φινλανδία, Ισλανδία, Νορβηγία και Σκωτία) συνεργάζονται και αυτές στον ηλεκτρικό τομέα έχοντας σχηματίσει την NORDEL. Το ηλεκτρικό δίκτυο της Μ. Βρετανίας, αν και λειτουργεί ανεξάρτητα από το δίκτυο της UCPTÉ, συνδέεται με γραμμή συνεχούς ρεύματος με το δίκτυο της Γαλλίας. Οι χώρες της Κεντρικής Ευρώπης (Ουγγαρία, Πολωνία, Τσεχία και Σλοβακία) έχουν σχηματίσει τη CENTREL ενώ οι χώρες της Ανατολικής Ευρώπης την UPS.

Μετά το τέλος του ψυχρού πολέμου οι χώρες της Κεντρικής και Ανατολικής Ευρώπης εξέφρασαν την επιθυμία να ενωθούν ηλεκτρικά με το δίκτυο της UCPTΕ. Ωστόσο η επέκταση της διασύνδεσης της UCPTΕ προς Ανατολάς απαιτεί προσεκτική τεχνοοικονομική ανάλυση για την αιτιολόγηση των απαιτούμενων για την επέκταση επενδύσεων.

Δύο ηλεκτρικά δίκτυα μπορούν να ανταλλάξουν ηλεκτρική ενέργεια είτε με μια ασύγχρονη είτε με μια σύγχρονη διασύνδεση. Όταν δύο ηλεκτρικά συστήματα έχουν πολύ διαφορετικά επίπεδα ανάπτυξης και αξιοπιστίας μπορούν να ανταλλάξουν ηλεκτρική ενέργεια με μια ασύγχρονη διασύνδεση. Αντίθετα, η σύγχρονη διασύνδεση προϋποθέτει ένα ορισμένο επίπεδο συμβατότητας στην αξιοπιστία λειτουργίας των δύο συστημάτων. Και στις δύο περιπτώσεις απαιτούνται νέες επενδύσεις. Η ασύγχρονη διασύνδεση απαιτεί την (ακριβή) κατασκευή διασυνδετικής γραμμής συνεχούς ρεύματος και επιτρέπει την ανταλλαγή ηλεκτρισμού ενώ τα συνδεδεμένα συστήματα λειτουργούν ανεξάρτητα (ασύγχρονα, χωρίς να έχουν την ίδια συχνότητα) μεταξύ τους. Η σύγχρονη διασύνδεση απαιτεί τη βελτίωση των ρυθμιστών και των διατάξεων προστασίας του λιγότερο αναπτυγμένου ηλεκτρικού συστήματος. Η περίοδος αποπληρωμής της επένδυσης είναι η σημαντικότερη παράμετρος στην οποία θα πρέπει να βασιστεί η απόφαση για το είδος της διασύνδεσης.

Τον Οκτώβριο του 1995 επιτεύχθηκε η σύγχρονη διασύνδεση των χωρών της CENTREL καθώς και της πρώην Ανατολικής Γερμανίας με το δίκτυο της UCPTΕ και σχηματίστηκε το σύστημα TESIS (Trans European Synchronously Interconnected System).

Η σύγχρονη διασύνδεση της Αλβανίας, Ρουμανίας και Βουλγαρίας με το δίκτυο της UCPTΕ μελετήθηκε στα πλαίσια του προγράμματος PHARE που χρηματοδοτήθηκε από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή. Από το Σεπτέμβριο του 1995 υπάρχει σύγχρονη σύνδεση των χωρών αυτών με το Ελληνικό ηλεκτρικό δίκτυο [21].

9.2 Γιατί συνεργάζονται οι ηλεκτρικές εταιρίες

Οι λόγοι για τους οποίους συμφέρει η διασύνδεση των ΣΗΕ είναι πολλοί και θα μπορούσαν να ταξινομηθούν σε τρεις κατηγορίες.

- a) Λειτουργικοί (αύξηση αξιοπιστίας)
- b) Οικονομικοί
- c) Περιβαλλοντικοί

Λειτουργικοί λόγοι

Τα διασυνδεδεμένα συστήματα παρουσιάζουν μεγαλύτερη αδράνεια στις απότομες μεταβολές του φορτίου αφού όλα τα εργοστάσια του διασυνδεδεμένου συστήματος συμμετέχουν στην κάλυψη της μεταβολής του φορτίου. Ισοδύναμα, η απώλεια μιας μονάδας σε μια περιοχή ελέγχου ενός διασυνδεδεμένου συστήματος θα καλυφθεί, μέχρι τουλάχιστον να μπορέσει να αυξήσει η περιοχή αυτή την παραγωγή της για να καλύψει την απώλεια, από την αύξηση της παραγωγής όλων των μονάδων του διασυνδεδεμένου συστήματος. Έτσι έχουμε αύξηση της αξιοπιστίας της λειτουργίας του διασυνδεδεμένου συστήματος.

Ένα ηλεκτρικό σύστημα που λειτουργεί αυτόνομα θα πρέπει να έχει προβλέψει αρκετή στρεφόμενη εφεδρεία ώστε να μπορεί να καλύψει την απώλεια μιας μεγάλης μονάδας παραγωγής. Η απαίτηση για στρεφόμενη εφεδρεία όμως σημαίνει ότι θα πρέπει να λειτουργήσουν περισσότερες μονάδες από όσες θα ήταν απαραίτητες για την κάλυψη του φορτίου, άρα αντιοικονομική λειτουργία. Αν το ίδιο σύστημα λειτουργεί ως μέρος ενός μεγάλου διασυνδεδεμένου συστήματος μπορεί να μειώσει τις απαιτήσεις σε εφεδρεία από τις δικές του μονάδες βάσεις, βασιζόμενο στην εφεδρεία του διασυνδεδεμένου συστήματος και να λειτουργήσει κατά οικονομικότερο τρόπο.

Οικονομικοί λόγοι

Ένα ΣΗΕ όταν λειτουργεί αυτόνομα δεν έχει άλλη επιλογή παρά να προγραμματίσει και να λειτουργήσει τα δικά του εργοστάσια παραγωγής έτσι ώστε να εξυπηρετήσει κατά τον πλέον οικονομικό τρόπο τους καταναλωτές του. Αντίθετα, όταν δύο οι περισσότερα συστήματα διασυνδέονται, το καθένα έχει πρόσβαση σε περισσότερα εργοστάσια παραγωγής. Έτσι, τα διασυνδεδεμένα συστήματα έχουν τη δυνατότητα να συνάψουν μια ποικιλία αμοιβαία επωφελών συμφωνιών εφ' όσον φυσικά το επιτρέπουν οι περιορισμοί που τίθενται στη μεταφορά ισχύος από το δίκτυο μεταφοράς. Υπάρχει μια πληθώρα τέτοιων συμφωνιών που τυπικά ορίζονται από τις συμβάσεις ανταλλαγών και εξαρτώνται από την κατάσταση των δύο συστημάτων σε μια συγκεκριμένη χρονική στιγμή. Μερικές από τις πιο συνηθισμένες συμβάσεις ανταλλαγών είναι οι εξής:

i) Οικονομικές ανταλλαγές ενέργειας

Ένας από τους σπουδαιότερους λόγους για τη διασύνδεση των ΣΗΕ είναι η βελτίωση στην οικονομική λειτουργία που επιτυγχάνεται με τη διασύνδεση. Όποτε δύο ΣΗΕ λειτουργούν με διαφορετικό κόστος παραγωγής υπάρχει περιθώριο για μείωση του κόστους λειτουργίας τους με διασύνδεση. Όπως θα δούμε στο παράδειγμα 9.Α, όταν υπάρχει αρκετή διαφορά στο διαφορετικό κόστος παραγωγής δύο συστημάτων, συμφέρει και τα δύο συστήματα να ανταλλάξουν ενέργεια σε μια δίκαιη τιμή.

Αυτό αιτιολογείται ως εξής:

- Ας υποθέσουμε ότι η εταιρία Α λειτουργεί με χαμηλότερο διαφορικό κόστος παραγωγής από την εταιρία Β.
- Αν η εταιρία Β, για να καλύψει μια αύξηση της ζήτησής της κατά 1 MWh, μπορούσε να αγοράσει ενέργεια από την Α σε φθηνότερη τιμή από την τιμή που η ίδια παράγει αυτή τη MWh, θα εξοικονομούσε χρήματα.
- Η εταιρία Α θα είχε οικονομικό όφελος από την πώληση 1 MWh στην Β, εφ' όσον η Β είναι διατεθειμένη να πληρώσει περισσότερα από το κόστος παραγωγής 1 MWh από την εταιρία Α.

Η εξίσωση λοιπόν του διαφορικού κόστους παραγωγής που είναι αναγκαία συνθήκη για την οικονομική συνεργασία μονάδων παραγωγής, είναι και αναγκαία συνθήκη για την οικονομική συνεργασία δύο ή περισσότερων συστημάτων ενέργειας. Η εξίσωση του διαφορικού κόστους παραγωγής οδηγεί στη μέγιστη οικονομική απόδοση της χρήσης των υπάρχουσών εγκαταστάσεων και στην ελαχιστοποίηση του κόστους λειτουργίας των συστημάτων. Καμία άλλη βιομηχανία δεν λειτουργεί κατ' αυτόν τον τρόπο όπου όλοι οι παραγωγοί συνεργάζονται για να παράγουν ένα κοινό προϊόν, χρησιμοποιώντας τα εργοστάσια που έχουν το μικρότερο διαφορικό κόστος ανεξαρτήτως της ιδιοκτησίας τους. Η αρχή αυτής της συνεργασίας των διαφόρων ηλεκτρικών εταιριών για την κάλυψη του φορτίου μιας ευρείας γεωγραφικής περιοχής κατά τον πλέον οικονομικό τρόπο παύει πλέον να ισχύει κάτω από το νέο καθεστώς απελευθέρωσης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας που έχει υιοθετηθεί από πολλές χώρες. Κάτω από το νέο καθεστώς ανταγωνισμού, οι διάφορες ηλεκτρικές εταιρίες ανταγωνίζονται ως προς την προσφορά της χαμηλότερης τιμής ηλεκτρικής ενέργειας, πράγμα που κάνει ελκυστικό το προϊόν τους στους καταναλωτές που μπορούν πλέον να επιλέξουν προμηθευτή.

ii) Ανταλλαγές Ισχύος

Οι Ηλεκτρικές Εταιρίες φροντίζουν πάντοτε να έχουν επαρκή εγκαταστημένη παραγωγή (ισχύ) ώστε να καλύπτουν την αιχμή του φορτίου τους και να υπάρχει και εφεδρεία εγκαταστημένης ισχύος ώστε να καλύπτονται και πιθανές απώλειες μονάδων. Για να πετύχουν το στόχο αυτό, καθώς το φορτίο αυξάνεται διαχρονικά, εγκαθιστούν νέες μονάδες παραγωγής. Αν για κάποιο λόγο μια ηλεκτρική εταιρία αδυνατεί να αποκτήσει την απαιτούμενη για την αξιόπιστη λειτουργία της εγκαταστημένη ισχύ, μπορεί να συνάψει συμφωνία ανταλλαγής ισχύος με μια γειτονική εταιρία που την ίδια χρονική περίοδο τυχαίνει να έχει περίσσεια εγκαταστημένης ισχύος (γιατί π.χ. τέθηκε πρόσφατα σε λειτουργία μια καινούργια μονάδα της). Υπάρχουν βραχυπρόθεσμες και μακροπρόθεσμες συμφωνίες ανταλλαγών ισχύος:

Επειδή η χρονική διάρκεια που μεσολαβεί μεταξύ της απόφασης να ενταχθεί μια νέα μονάδα παραγωγής στο σύστημα και της ημερομηνίας που τίθεται η νέα μονάδα σε

λειτουργία είναι συνήθως αρκετά μεγάλη και επειδή η αύξηση του φορτίου δε μπορεί να προβλεφθεί με ακρίβεια, μια ηλεκτρική εταιρία πρέπει συνεχώς να αναθεωρεί το βραχυπρόθεσμο ισοζύγιο παραγωγής – ζήτησης. (Το «Βραχυπρόθεσμο» εδώ αναφέρεται στην περίοδο από την απόφαση να ενταχθεί στο σύστημα μια νέα μονάδα μέχρι την ημερομηνία που μπαίνει σε λειτουργία). Μια βραχυπρόθεσμη σύμβαση ανταλλαγών ισχύος δίνει στην εταιρία την ευελιξία να καθυστερήσει την κατασκευή μιας καινούργιας μονάδας, έστω κι αν έχει αποφασιστεί η κατασκευή της, εφ' όσον υπάρχει βραχυπρόθεσμο περίσσεια εγκαταστημένης ισχύος σε μια γειτονική εταιρία. Επίσης, όταν η αύξηση του φορτίου είναι μεγαλύτερη από την προβλεπόμενη, η αγορά ισχύος από γειτονικές εταιρίες μπορεί να είναι απαραίτητη για τη διατήρηση του ισοζυγίου παραγωγής – ζήτησης. Από την πλευρά της εταιρίας που εξάγει ισχύ, οι συμφωνίες ανταλλαγών ισχύος της αφήνουν κέρδη από την πώληση της περίσσειας ισχύος και ενέργειας εφ' όσον φυσικά υπάρχει.

Οι διασυνδεδεμένες εταιρίες, κατά το μακροπρόθεσμο προγραμματισμό επέκτασης του συστήματος παραγωγής τους, έχουν την επιλογή είτε να κατασκευάσουν ένα νέο εργοστάσιο είτε να αγοράσουν ισχύ από κάποια άλλη εταιρία. Τις περισσότερες φορές συμφέρει η κατασκευή νέου εργοστασίου. Ωστόσο, υπάρχουν περιπτώσεις που συμφέρει οικονομικά η σύναψη μακροπρόθεσμης σύμβασης αγοράς αδιάλειπτης ισχύος από γειτονική εταιρία. Η σύμβαση αυτή μπορεί να περιλαμβάνει διάθεση ενός ποσοστού της εγκαταστημένης ισχύος σε μια συγκεκριμένη μονάδα της γειτονικής εταιρίας ή να δεσμεύει τη γειτονική εταιρία να διαθέτει μια ορισμένη ποσότητα ισχύος από το σύνολο της εγκαταστημένης ισχύος της.

iii) Ανταλλαγές λόγω ανομοιομορφίας φορτίου

Όταν η αιχμή του φορτίου δύο εταιριών παρουσιάζεται σε διαφορετικές χρονικές περιόδους, τότε οι δύο εταιρίες μπορούν να συνεργαστούν για την οικονομικότερη κάλυψη των φορτίων τους. Υπάρχουν δύο βασικοί λόγοι εξ αιτίας των οποίων μπορεί να παρατηρηθεί μια χρονική μετάθεση της αιχμής των φορτίων δύο εταιριών.

Σε ημερήσια βάση, δύο εταιρίες μπορούν να επωφεληθούν από μια συμφωνία ανταλλαγών όταν καλύπτουν περιοχές με διαφορετική τοπική ώρα. Σ' αυτήν την περίπτωση η αιχμή φορτίου της δυτικότερης περιοχής θα εμφανιστεί μια ώρα μετά την αιχμή της ανατολικής περιοχής αν υπάρχει μια ώρα διαφορά στην τοπική ώρα των δύο περιοχών. Οι δύο εταιρίες μπορούν να αλληλοβοηθηθούν ανταλλάσσοντας ισχύ κατά τις ώρες αιχμής και να αποφύγουν τη χρήση δαπανηρών εργοστασίων αιχμής. Στο παράδειγμα 9.Γ φαίνονται τα οικονομικά οφέλη από μια τέτοια ανταλλαγή.

Συμφωνία ανταλλαγών μπορούν να συνάψουν και δύο εταιρίες που εμφανίζουν αιχμή σε διαφορετική εποχή του χρόνου. Αν σε μια εταιρία η αιχμή εμφανίζεται το χειμώνα λόγω θέρμανσης ενώ σε μια άλλη το καλοκαίρι λόγω κλιματισμού, η πρώτη εταιρία μπορεί να αγοράσει φθηνή ισχύ κατά τη διάρκεια του χειμώνα που το φορτίο της δεύτερης θα είναι χαμηλότερο.

iv) Υδροθερμική Συνεργασία Συστημάτων

Ένα κατά κύριο λόγο υδροηλεκτρικό σύστημα μπορεί να συνεργαστεί με ένα κυρίως θερμικό σύστημα. Το υδροηλεκτρικό σύστημα εξάγει ενέργεια σε περιόδους πολλών βροχοπτώσεων και εισάγει ενέργεια από το θερμικό σε περιόδους ξηρασίας.

Περιβαλλοντικοί λόγοι

Η παγκόσμια ευαισθητοποίηση για το περιβάλλον τα τελευταία χρόνια επηρεάζει όλο και περισσότερο τις αποφάσεις για τις νέες πηγές ενέργειας, τις τοποθεσίες των νέων σταθμών παραγωγής και των συστημάτων μεταφοράς. Η συνεργασία των εταιριών στον περιβαλλοντικό τομέα μπορεί να αποδώσει σημαντικά οφέλη: Με τη συνεργασία μπορούν να ελαττωθούν οι συνολικές απαιτήσεις σε εγκαταστημένη ισχύ με το αντίστοιχο περιβαλλοντικό όφελος. Επίσης στα διασυνδεδεμένα συστήματα μπορεί να δοθεί προτεραιότητα στη λειτουργία φιλικών προς το περιβάλλον σταθμών παραγωγής και να ελαχιστοποιηθεί η χρήση των ρυπογόνων σταθμών [21].

9.3 Οικονομικές ανταλλαγές ενέργειας

Στο επόμενο παράδειγμα θα δούμε πώς με συνεργασία για την εξίσωση του διαφορικού κόστους λειτουργίας τους δύο ηλεκτρικές εταιρίες μπορούν να αποκομίσουν αμοιβαία οφέλη. Σ' αυτό καθώς και σε επόμενα παραδείγματα, συχνά θα χρησιμοποιήσουμε τον όρο «Περιοχή Ελέγχου». Περιοχή ελέγχου είναι ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας με το δικό του σύστημα αυτόματου ελέγχου παραγωγής που φροντίζει να διατηρεί σταθερή τη συχνότητα καθώς και τις συνολικές ανταλλαγές ενέργειας με τα γειτονικά συστήματα.

ΠΑΡΑΔΕΙΓΜΑ 9.Α

Δύο ηλεκτρικές εταιρίες (η καθεμία αποτελεί και περιοχή ελέγχου) έχουν συνολικά έξι μονάδες με τα στοιχεία του Πίνακα 9.1.

$H(P) = a + bP + cP^2$								
Μονάδα	Περιοχή	P_{max} (MW)	P_{min} (MW)	Καύσιμο	Τιμή Καυσίμου (€/Gcal)	a (Gcal/h)	b (Gcal/MWh)	c (Gcal/MW ² h)
1	A	290	110	Λιγνίτης	5,63	65,8	2,004	0,00078
2	A	280	110	Λιγνίτης	5,63	77,8	2,051	0,00099
3	A	280	110	Λιγνίτης	5,63	77,8	2,051	0,00099
4	B	280	110	Λιγνίτης	5,63	77,8	2,041	0,00080
5	B	120	40	Λιγνίτης	5,63	64,5	2,508	0,00448
6	B	60	20	Λιγνίτης	5,63	30,7	3,071	0,00853
Περιοχή Α: Φορτίο = 750 MW Μέγιστη Παραγωγή = 850 MW Ελάχιστη Παραγωγή = 330 MW								
Περιοχή Β: Φορτίο = 400 MW Μέγιστη Παραγωγή = 460 MW Ελάχιστη Παραγωγή = 170 MW								

Πίνακας 9.1: Δεδομένα Παραγωγής και Φορτίου του Παραδείγματος 9.Α[21]

Αρχικά υποθέτουμε ότι κάθε περιοχή λειτουργεί αυτόνομα, δηλαδή καλύπτει το φορτίο της με τη δική της μόνο παραγωγή. Λύνοντας δύο ανεξάρτητα προβλήματα οικονομικής κατανομής φορτίου για την κάθε μια περιοχή ξεχωριστά υπολογίζουμε:

Περιοχή Α

$$P_1 = 290 \text{ MW} \quad \text{Φορτίο} = 750 \text{ MW}$$

$$P_2 = 230 \text{ MW} \quad \text{Παραγωγή} = 750 \text{ MW}$$

$$P_3 = 230 \text{ MW} \quad \text{Λειτουργικό κόστος} = 10.799 \text{ €}$$

$$\text{Διαφορικό κόστος} = 0,0141 \text{ €/kWh}$$

Περιοχή Β

$$P_4 = 280 \text{ MW} \quad \text{Φορτίο} = 400 \text{ MW}$$

$$P_5 = 100 \text{ MW} \quad \text{Παραγωγή} = 400 \text{ MW}$$

$$P_6 = 20 \text{ MW} \quad \text{Λειτουργικό κόστος} = 6.579,6 \text{ €}$$

$$\text{Διαφορικό κόστος} = 0.0192 \text{ €/kWh}$$

$$\text{Συνολικό κόστος λειτουργίας δύο περιοχών} = 10.799 + 6.579,6 = 17.378,6 \text{ €}$$

Παρατηρούμε ότι το διαφορικό κόστος λειτουργίας της περιοχής A είναι χαμηλότερο, άρα θα έχουμε οικονομικό όφελος αν η εταιρία A εξάγει ηλεκτρική ενέργεια στην εταιρία B. Τώρα θα υποθέσουμε ότι οι δύο περιοχές είναι διασυνδεδεμένες με διασυνδετικές γραμμές μεταφοράς ώστε να λειτουργούν ως ένα σύστημα. Αν καταναείμουμε οικονομικά το συνολικό φορτίο 1150 MW, στις έξι μονάδες του συστήματος θα πάρουμε τα εξής αποτελέσματα:

$P_1 = 290 \text{ MW}$	Φορτίο περιοχής A	$= 750 \text{ MW}$
$P_2 = 260 \text{ MW}$	Παραγωγή περιοχής A	$= 810 \text{ MW}$
$P_3 = 260 \text{ MW}$	Λειτουργικό κόστος περιοχής A	$= 11.653,7 \text{ €}$
$P_4 = 280 \text{ MW}$	Φορτίο περιοχής B	$= 400 \text{ MW}$
$P_5 = 40 \text{ MW}$	Παραγωγή περιοχής B	$= 340 \text{ MW}$
$P_6 = 20 \text{ MW}$	Λειτουργικό κόστος περιοχής B	$= 5.520,1 \text{ €}$

Φορτίο συστήματος	$= 1150 \text{ MW}$
Παραγωγή συστήματος	$= 1150 \text{ MW}$
Συνολικό κόστος λειτουργίας συστήματος	$= 17.173,8 \text{ €}$

Διαφορικό κόστος λειτουργίας συστήματος $= 0,0144 \text{ €/kWh}$

Ισχύς ανταλλαγής $= 60 \text{ MW}$ από την περιοχή A στην περιοχή B

Παρατηρούμε ότι τώρα η περιοχή A παράγει 60 MW περισσότερα από ότι το φορτίο της και η περιοχή B 60 MW λιγότερα. Αν αγνοήσουμε τις απώλειες μεταφοράς, αυτή η ισχύς των 60 MW θα οδεύσει μέσω των διασυνδετικών γραμμών από την περιοχή A στην περιοχή B ονομάζεται **ισχύς ανταλλαγής**.

Παρατηρούμε επίσης ότι το συνολικό κόστος λειτουργίας και των δύο περιοχών μειώθηκε με τη διασύνδεση κατά $17.378,6 - 17.173,8 = 204,8 \text{ €/kWh}$. Ακόμα κι αυτή η μικρή, κατά 1%, μείωση του λειτουργικού κόστους θα εξοικονομούσε στις δύο εταιρίες 4.402,05€ ημερησίως. Τα κόστη λειτουργίας των δύο περιοχών μεταβλήθηκαν λόγω διασύνδεσης ως εξής:

Περιοχή A: Το κόστος λειτουργίας **αυξήθηκε** κατά $11.653,7 - 10.799 = 854,7 \text{ €}$

Περιοχή B: Το κόστος λειτουργίας **μειώθηκε** κατά $6.579,6 - 5.520,1 = 1059,5 \text{ €}$

Προφανώς η εταιρία B θα πρέπει να πληρώσει την εταιρία A για την ισχύ των 60 MW, που μεταφέρθηκε μέσω των διασυνδετικών γραμμών. Πόση, όμως, θα είναι η

ωριαία αποζημίωση που θα πρέπει να πληρώσει η εταιρία B για τις 60 MWh που αγοράζει στο διάστημα μιας ώρας; Οι δύο εταιρίες προσεγγίζουν το πρόβλημα διαφορετικά:

Εταιρία A: Η εταιρία A μπορεί να ισχυριστεί ότι το κόστος λειτουργίας της εταιρίας B μειώθηκε λόγω ανταλλαγής, κατά 1.059,5€, άρα η εταιρία B πρέπει να πληρώσει στην A 1.059,5€. Σ' αυτή την περίπτωση, η εταιρία A θα πετύχαινε μείωση του ωριαίου κόστους της κατά $10.799 - (11.653,7 - 1059,5) = 204,8\text{€}$, ενώ η εταιρία B δεν θα κέρδιζε, αλλά ούτε θα έχανε.

Εταιρία B: Η εταιρία B μπορεί να ισχυριστεί ότι το κόστος λειτουργίας της εταιρίας A αυξήθηκε, λόγω ανταλλαγής, κατά 854,7€, άρα η εταιρία B πρέπει να πληρώσει την A 854,7€. Σ' αυτή την περίπτωση η εταιρία B θα πετύχαινε μείωση του ωριαίου κόστους της κατά $6.579,6 - (5.520,1 + 854,7) = 204,8\text{€}$, ενώ η εταιρία A δεν θα κέρδιζε, αλλά ούτε θα έχανε.

Φυσικά κανένας από τους προηγούμενους δύο ισχυρισμούς δεν είναι δυνατό να γίνει αποδεκτός από την άλλη εταιρία. Και αυτό γιατί και στις δύο περιπτώσεις μόνο η μία εταιρία καρπούται όλα τα οικονομικά οφέλη από τη διασύνδεση ενώ η άλλη δε κερδίζει τίποτε. Ένας δίκαιος και συχνά χρησιμοποιούμενος τρόπος κοστολόγησης της ανταλλασσόμενης ενέργειας ισοκατανέμει τα οικονομικά οφέλη από τη διασύνδεση στις δύο εταιρίες: **“Η τιμή αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας καθορίζεται από την αύξηση στο κόστος παραγωγής του εξαγωγέα συν το ένα δεύτερο της μείωσης του κόστους λειτουργίας του συστήματος”**.

Στο παράδειγμα μας η εταιρία B θα πρέπει να πληρώσει την εταιρία A: $854,7 + (1/2) \cdot 204,8 = 957,1\text{€}$. Μ' αυτό τον τρόπο και οι δύο εταιρίες θα κερδίσουν από 102,4€ από την ανταλλαγή.

Στο παράδειγμα 9.A είδαμε ότι συμφέρει οικονομικά η διασύνδεση δύο συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας. Η οικονομική κατανομή φορτίου των διασυνδεδεμένων συστημάτων υπολογίστηκε με την προϋπόθεση ότι υπάρχουν κάπου συγκεντρωμένα όλα τα στοιχεία (καμπύλες κόστους, όρια μονάδων κλπ.) και των δύο συστημάτων. Η υπόθεση όμως αυτή δεν είναι σωστή παρά μόνο αν τα δύο συστήματα έχουν δημιουργήσει κοινοπραξία ισχύος (power pool) και ανταλλάσσουν οικονομικά στοιχεία ή αν στέλνουν τα οικονομικά τους στοιχεία σε κάποιον τρίτο (χρηματιστή ενέργειας) στον οποίο έχουν αναθέσει το διακανονισμό των ανταλλαγών. Συνήθως το κάθε ένα από τα συστήματα έχει το δικό του κέντρο κατανομής φορτίου (ΚΚΦ) όπου εκτελείται η κατανομή φορτίου του συστήματος από τους χειριστές. Οι χειριστές των δύο συστημάτων μπορούν να επικοινωνούν τηλεφωνικά. Σ' αυτή την περίπτωση ο υπολογισμός της οικονομικής ανταλλαγής ενέργειας μεταξύ των δύο συστημάτων μπορεί να γίνει ως εξής:

1. Το ΚΚΦ του καθενός συστήματος υπολογίζει αρχικά την κατανομή του δικού του φορτίου στις δικές του μονάδες.
2. Με τηλεφωνική επικοινωνία, οι χειριστές των δύο συστημάτων προσδιορίζουν ποίο από τα δύο συστήματα έχει το μικρότερο διαφορικό κόστος λειτουργίας. Το ΚΚΦ του συστήματος με το μικρότερο διαφορικό κόστος εκτελεί διαδοχικά το πρόγραμμα κατανομής φορτίου αυξάνοντας συνεχώς τη ζήτηση φορτίου από το σύστημα (η ζήτηση αυξάνεται διαδοχικά για να περιλάβει και την εξαγωγή ισχύος στο άλλο σύστημα). Αντίστοιχα το ΚΚΦ του συστήματος με το μεγαλύτερο διαφορικό κόστος εκτελεί διαδοχικά το πρόγραμμα κατανομής φορτίου μειώνοντας συνεχώς τη ζήτηση φορτίου.
3. Κάθε αύξηση φορτίου στο σύστημα με το μικρότερο διαφορικό κόστος θα τείνει να αυξήσει το διαφορικό κόστος αυτού του συστήματος. Αντίστοιχα, κάθε μείωση του φορτίου στο σύστημα με το μεγαλύτερο διαφορικό κόστος θα τείνει να μειώσει το διαφορικό κόστος του συστήματος. Έτσι εκτελώντας διαδοχικές κατανομές φορτίου και συγκρίνοντας τα διαδοχικά διαφορικά κόστη των δύο συστημάτων από το τηλέφωνο, οι χειριστές μπορούν να πετύχουν την εξίσωση του διαφορικού κόστους λειτουργίας των δύο συστημάτων που απαιτείται για την οικονομική λειτουργία.

ΠΑΡΑΔΕΙΓΜΑ 9.Β

Εδώ θα επαναυπολογιστεί η βέλτιστη ανταλλαγή μεταξύ των εταιριών Α και Β του Παραδείγματος 9.Α, άλλα με την υπόθεση ότι δεν υπάρχει κοινό ΚΚΦ των δύο εταιριών. Αρχίζουμε από την αρχική κατανομή του φορτίου της κάθε μίας εταιρίας χωρίς ανταλλαγές του Παραδείγματος 9.Α.

Αφού επικοινωνήσουν τηλεφωνικά τα ΚΚΦ των δύο εταιριών πληροφορούνται ότι η εταιρία Α λειτουργεί με χαμηλότερο διαφορικό κόστος από την εταιρία Β.

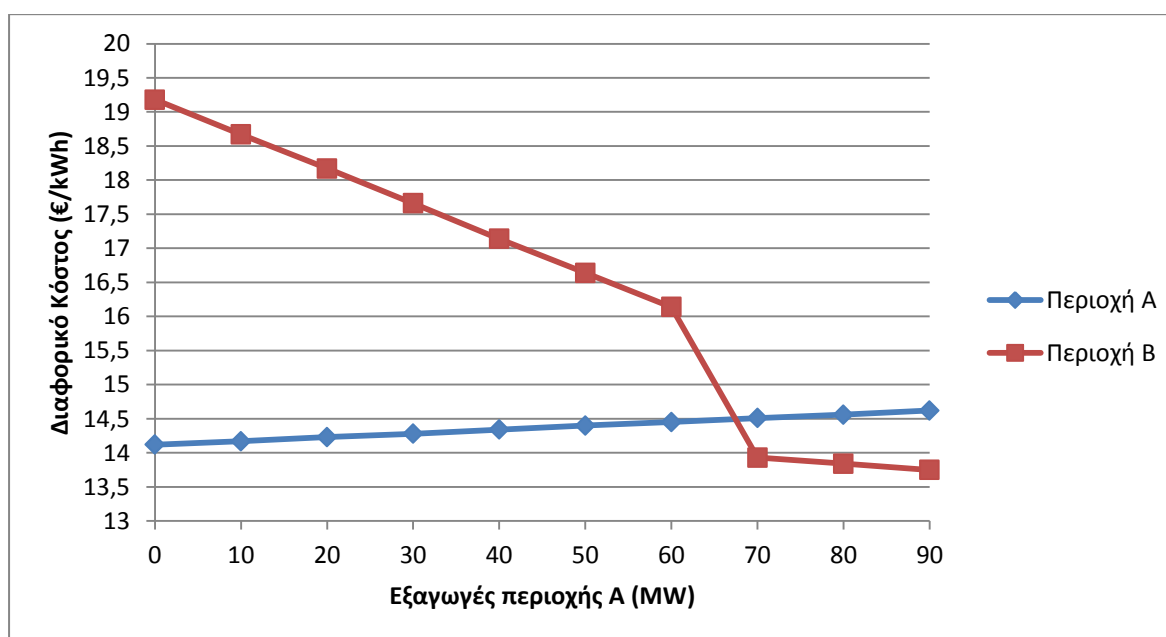
Τότε το ΚΚΦ της εταιρίας Α εκτελεί τις εξής κατανομές φορτίου, αυξάνοντας διαδοχικά το φορτίο σε βήματα των 10 MW:

Ζήτηση (MW)	Συνολικό Κόστος (€)	Διαφορικό Κόστος (€)	Εξαγωγές (MW)
750	10.797,94	14,12	0
760	10.939,39	14,17	10
770	11.081,43	14,23	20
780	11.224,06	14,28	30
790	11.367,27	14,34	40
800	11.511,07	14,40	50
810	11.655,46	14,45	60
820	11.800,14	14,51	70
830	11.945,70	14,56	80
840	12.091,56	14,62	90

Το ΚΚΦ της εταιρίας Β εκτελεί διαδοχικά τις εξής κατανομές φορτίου:

Ζήτηση (MW)	Συνολικό Κόστος (€)	Διαφορικό Κόστος (€)	Εξαγωγές (MW)
400	6.579,31	19,18	0
390	6.390,02	18,67	-10
380	6.205,72	18,17	-20
370	6.026,41	17,66	-30
360	5.847,10	17,14	-40
350	5.680,99	16,64	-50
340	5.519,29	16,14	-60
330	5.379,31	13,93	-70
320	5.240,49	13,84	-80
310	5.102,56	13,75	-90

Η γραφική παράσταση της μεταβολής του διαφορικού κόστους λειτουργίας των εταιριών Α και Β με τη μεταβολή της ανταλλασσόμενης ισχύος δίνεται στο Γράφημα 9.1. Η βέλτιστη τιμή της ανταλλασσόμενης ισχύος μεταξύ είναι 60 MW και 70 MW. Αν επαναλάβουμε τη διαδικασία με βήμα 1 MW θα υπολογίσουμε βέλτιστη ανταλλαγή 60 MW [21].



Γράφημα 9.1: Γραφική παράσταση του διαφορικού κόστους λειτουργίας των εταιριών Α και Β ως προς τη μεταβολή της ανταλλασσόμενης ισχύος (Παράδειγμα 9.Β) [21]

9.4 Ανταλλαγές ενέργειας και ένταξη μονάδων

Στα προηγούμενα παραδείγματα, θεωρήθηκε ότι η ένταξη των μονάδων στα δύο συστήματα που ανταλλάσσουν ισχύ παραμένει σταθερή. Αυτή η υπόθεση ισχύει αν η ανταλλαγή ισχύος γίνει για μικρό χρονικό διάστημα. Ωστόσο, όπως είδαμε υπάρχουν πιο μακροπρόθεσμες συμφωνίες ανταλλαγών. Σ' αυτές τις περιπτώσεις μπορούν να επιτευχθούν ακόμη μεγαλύτερα οικονομικά οφέλη, αν τροποποιηθεί, ανάλογα με τις ανταλλαγές, το πρόγραμμα ένταξης των μονάδων των εμπλεκόμενων περιοχών όπως φαίνεται στο παρακάτω παράδειγμα.

ΠΑΡΑΔΕΙΓΜΑ 9.Γ

Τα δεδομένα παραγωγής και φορτίου των δύο περιοχών, Α και Β, δίνονται στον Πίνακα 9.2 (1 και 2) και το Γράφημα 9.2. Η περιοχή Α έχει τέσσερις μονάδες, 1, 2, 3, 4 εκ των οποίων οι δύο πρώτες (λιγνιτικές) είναι μονάδες βάσης η 3 (μαζούτ) είναι μονάδα κυμαινόμενου φορτίου και η 4 (αεριοστρόβιλος, ντήζελ) είναι μονάδα αιχμής. Η περιοχή Β έχει τρεις μονάδες, 5, 6, 7 βάσης, κυμαινόμενου φορτίου και αιχμής αντίστοιχα.

Μονάδα	Περιοχή	P_{\max} (MW)	P_{\min} (MW)	Καύσιμο	Τιμή Καυσίμου (€/Gcal)	$F(P) = a + bP + cP^2$			Ελάχιστος χρόνος λειτουργίας (h)	Ελάχιστος χρόνος κράτησης (h)	Κόστος Εκκίνησης (€)	Αρχική κατάσταση (h)
						a (€/h)	b (€/MWh)	c (€/MW ² h)				
1	A	300	100	Λιγνίτης	5,630	395,30	10,41	0,0050	5	3	264,12	6
2	A	130	40	Λιγνίτης	5,630	256,63	14,72	0,0178	3	2	176,08	6
3	A	150	50	Μαζούτ	11,62	410,27	28,09	0,0209	3	2	264,12	-4
4	A	20	5	Ντήζελ	38,15	953,48	63,68	2,3800	1	1	0	-4
5	B	300	100	Λιγνίτης	5,630	349,22	9,980	0,0044	5	3	234,77	6
6	B	300	100	Μαζούτ	11,62	623,03	28,50	0,0079	4	2	410,85	-4
7	B	30	5	Ντήζελ	38,15	1328,2	106,12	0,5305	1	1	0	-4

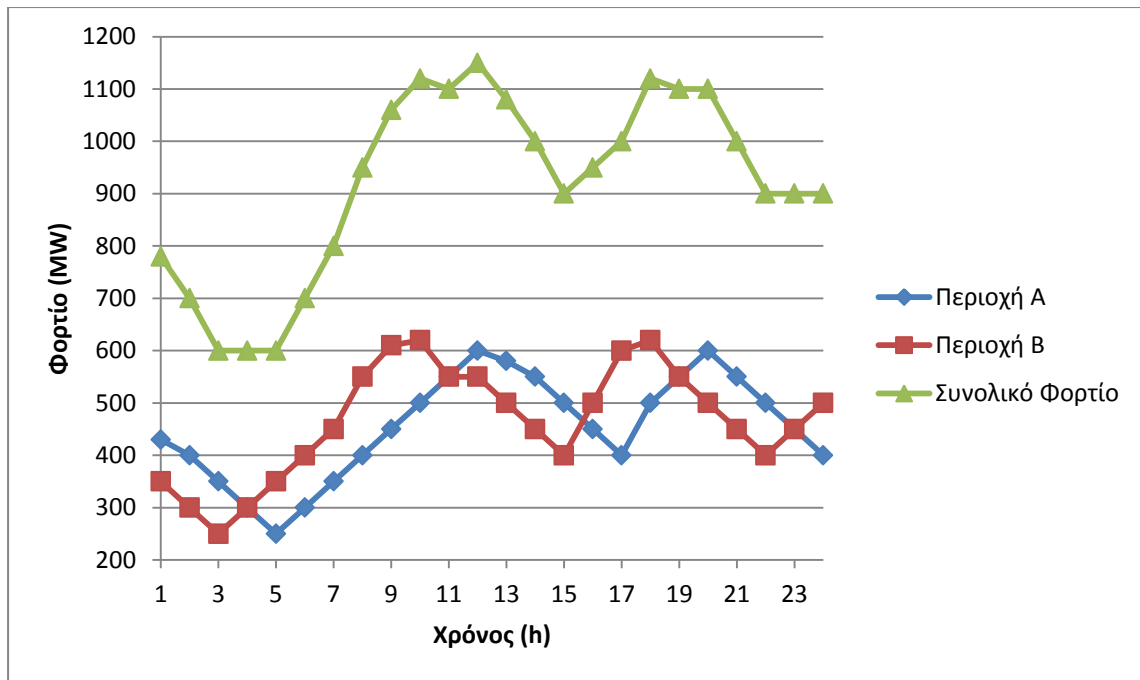
Πίνακας 9.2.1: Δεδομένα Παραγωγής του Παραδείγματος 9.Γ [21]

Το κόστος εκκίνησης και ο ελάχιστος χρόνος λειτουργίας των λιγνιτικών μονάδων έχουν επιλεγεί σκόπιμα πολύ μικρά για να επιτραπεί κυκλική λειτουργία των μονάδων στο 24ωρο.

Ωρα	Φορτίο Περιοχής A (MW)	Φορτίο Περιοχής B (MW)	Συνολικό Φορτίο (MW)
1	430	350	780
2	400	300	700
3	350	250	600
4	300	300	600
5	250	350	600
6	300	400	700
7	350	450	800
8	400	550	950
9	450	610	1060
10	500	620	1120
11	550	550	1100
12	600	550	1150
13	580	500	1080
14	550	450	1000
15	500	400	900
16	450	500	950
17	400	600	1000
18	500	620	1120
19	550	550	1100
20	600	500	1100
21	550	450	1000
22	500	400	900
23	450	450	900
24	400	500	900

Πίνακας 9.2.2: Δεδομένα Φορτίου του Παραδείγματος 9.Γ [21]

Το φορτίο της περιοχής A παρουσιάζει δύο αιχμές, 600 MW, στις 12.00 και στις 20.00 αντίστοιχα. Σ' αυτές τις ώρες παρουσιάζεται συνήθως η αιχμή του φορτίου. Εδώ θα θεωρήσουμε ότι υπάρχει διαφορά δύο ωρών στις τοπικές ώρες των περιοχών A και B. Έτσι, αν μετρούμε το χρόνο με την τοπική ώρα της περιοχής A, η καμπύλη φορτίου της περιοχής B παρουσιάζει δύο αιχμές 620 MW, στις 10.00 και 18.00 αντίστοιχα.



Γράφημα 9.2: Δεδομένα Φορτίου για το Παράδειγμα 9.Γ [21]

Στον Πίνακα 9.3 φαίνονται τα προγράμματα ένταξης μονάδων των δύο περιοχών: α) στην περίπτωση που οι δύο περιοχές λειτουργούν ανεξάρτητα ικανοποιώντας η καθεμία το δικό της φορτίο και β) στην περίπτωση που οι δύο περιοχές λειτουργούν διασυνδεδεμένες ως ένα σύστημα. Παρατηρούμε ότι με τη διασύνδεση επιτυγχάνεται μείωση του συνολικού κόστους λειτουργίας των δύο περιοχών κατά $(194,71+242,46)-408,95=28,22\text{€}$ τη μέρα. Η διασύνδεση των δύο περιοχών έδωσε πολύ περισσότερες εναλλακτικές στρατηγικές ένταξης μονάδων για την οικονομική εξυπηρέτηση του συνολικού φορτίου. Παρατηρούμε ότι στο πρόγραμμα ένταξης του Πίνακα 9.3γ γίνεται χρήση των οικονομικών μονάδων βάσης και κυμαινόμενου φορτίου και των δύο περιοχών ενώ αποφεύγεται τελείως η χρήση των αντιοικονομικών μονάδων αιχμής (μονάδες 4 και 7).

Το πρόγραμμα ανταλλαγών ισχύος φαίνεται στον Πίνακα 9.3δ. Παρατηρούμε ότι κατά τις ώρες αιχμής της περιοχής B (10.00 και 18.00) η περιοχή B εισάγει ενέργεια από την περιοχή A, ενώ το αντίθετο συμβαίνει κατά τις ώρες αιχμής της περιοχής A (12.00 και 20.00). Συνολικά, κατά τη διάρκεια του 24ώρου οι ανταλλαγές ενέργειας έχουν ως εξής:

Εξαγωγές Περιοχής A = 676 MWh

Εξαγωγές Περιοχής B = 639 MWh

Καθαρές Εξαγωγές Περιοχής A = 37 MWh

<i>ΩΡΑ</i>	<i>ΜΟΝΑΔΑ</i>	<i>ΜΟΝΑΔΑ</i>	<i>ΜΟΝΑΔΑ</i>	<i>ΜΟΝΑΔΑ</i>		
	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>		
<i>1</i>	300	130	0	0		
<i>2</i>	300	100	0	0		
<i>3</i>	300	50	0	0		
<i>4</i>	300	0	0	0		
<i>5</i>	250	0	0	0		
<i>6</i>	300	0	0	0		
<i>7</i>	300	50	0	0	Συνολικό Κόστος = 194,71€	
<i>8</i>	300	100	0	0		
<i>9</i>	300	100	50	0		
<i>10</i>	300	130	70	0		
<i>11</i>	300	130	120	0		
<i>12</i>	300	130	150	0		
<i>13</i>	300	130	150	20		
<i>14</i>	300	130	120	0		Λειτουργικό Κόστος = 194,27€
<i>15</i>	300	130	70	0		
<i>16</i>	300	100	50	0		
<i>17</i>	300	50	50	0		
<i>18</i>	300	130	70	0		
<i>19</i>	300	130	120	0		
<i>20</i>	300	130	150	20		
<i>21</i>	300	130	120	0		
<i>22</i>	300	130	70	0		
<i>23</i>	300	100	50	0		
<i>24</i>	300	100	0	0		

Πίνακας 9.3α: Ένταξη μονάδων της περιοχής A όταν αυτή λειτουργεί αυτόνομα [21]

<i>ΩΡΑ</i>	<i>ΜΟΝΑΔΑ</i> 5	<i>ΜΟΝΑΔΑ</i> 6	<i>ΜΟΝΑΔΑ</i> 7	
1	250	100	0	
2	200	100	0	
3	150	100	0	
4	200	100	0	
5	250	100	0	
6	300	100	0	
7	300	150	0	
8	300	250	0	
9	300	300	10	
10	300	300	20	
11	300	250	0	
12	300	250	0	
13	300	200	0	
14	300	150	0	
15	300	100	0	
16	300	200	0	
17	300	300	0	
18	300	300	20	
19	300	250	0	
20	300	200	0	
21	300	150	0	
22	300	100	0	
23	300	150	0	
24	300	200	0	
				Συνολικό Κόστος = 242,46€
				Λειτουργικό Κόστος = 242,05€

Πίνακας 9.3β: Ένταξη μονάδων της περιοχής B όταν αυτή λειτουργεί αυτόνομα [21]

Ωρα	MON. 1	MON. 2	MON. 3	MON. 4	MON. 5	MON. 6	MON. 7
1	300	130	50	0	300	0	0
2	300	50	50	0	300	0	0
3	217	40	50	0	293	0	0
4	300	0	0	0	300	0	0
5	300	0	0	0	300	0	0
6	300	100	0	0	300	0	0
7	300	130	70	0	300	0	0
8	300	130	68	0	300	152	0
9	300	130	69	0	300	232	0
10	300	130	115	0	300	275	0
11	300	130	109	0	300	261	0
12	300	130	123	0	300	297	0
13	300	130	104	0	300	246	0
14	300	130	0	0	300	270	0
15	300	130	0	0	300	170	0
16	300	130	0	0	300	220	0
17	300	130	0	0	300	270	0
18	300	130	115	0	300	275	0
19	300	130	109	0	300	261	0
20	300	130	109	0	300	261	0
21	300	130	0	0	300	270	0
22	300	130	0	0	300	170	0
23	300	130	0	0	300	170	0
24	300	130	0	0	300	170	0
Λειτουργικό Κόστος = 408,96€				Συνολικό Κόστος = 406,90€			

Πίνακας 9.3γ: Ένταξη μονάδων των περιοχών A και B όταν συνεργάζονται[21]

Ωρα	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
A	50	0	-43	0	50	100	150	98	78	45	-11	-47
Ωρα	13	14	15	16	17	17	19	20	21	22	23	24
A	-46	-120	-70	-20	30	45	-11	-61	-120	-70	-20	30
Συνολικές εξαγωγές κατά τη διάρκεια του 24ώρου +676 - 639 = 37 MWh												

Πίνακας 9.3δ: Εξαγωγές Εταιρίας A [21]

Ο υπολογισμός της τιμής αγοράς της ανταλλασσόμενης ηλεκτρικής ενέργειας γίνεται ως εξής:

1. Κάθε περιοχή υπολογίζει αρχικά μια βασική ένταξη των μονάδων της έτσι ώστε να ικανοποιεί το δικό της φορτίο, χωρίς δηλαδή καμία ανταλλαγή.
2. Κατόπιν, κάθε περιοχή υπολογίζει μια δεύτερη ένταξη των μονάδων της που αντανακλά την επίδραση της ανταλλασσόμενης ισχύος στο φορτίο της περιοχής. Κατά τις ώρες, δηλαδή, που η περιοχή εξάγει ενέργεια αυξάνεται το φορτίο της άλλης περιοχής, ενώ μειώνεται κατά την ίδια ποσότητα το φορτίο της άλλης.
3. Κάθε σύστημα υπολογίζει το συνολικό κόστος λειτουργίας για τη βασική ένταξη και για την ένταξη που αντανακλά την επίδραση των ανταλλαγών. Η διαφορά τους δίνει το κόστος ανταλλαγών (θετική διαφορά για την περιοχή που εξάγει και αρνητική για την περιοχή που εισάγει). Οι δύο περιοχές συμφωνούν μετά την τιμή της συναλλαγής. Αν συμφωνηθεί να ισοκατανεμηθούν τα οφέλη από την ανταλλαγή, η τιμή θα καθοριστεί από την αύξηση του κόστους του εξαγωγέα συν το $\frac{1}{2}$ της μείωσης του κόστους του συστήματος.

9.5 Πολυμερείς συμβάσεις Ανταλλαγών

Μια ηλεκτρική εταιρία συνήθως ανταλλάσει ισχύ με πολλές γειτονικές της εταιρίες συγχρόνως. Σ' αυτή την περίπτωση η τιμή της ανταλλασσόμενης ισχύος προσδιορίζεται αφού ληφθούν υπ' όψη και οι υπόλοιπες ανταλλαγές. Για παράδειγμα, αν μια εταιρία εξάγει ενέργεια σε δύο γειτονικές εταιρίες, η τιμή στην οποία θα πουλήσει την εξαγόμενη ενέργεια θα εξαρτηθεί από τη σειρά σύναψης των συμβάσεων ανταλλαγών. Έτσι η τιμή ενέργειας της δεύτερης σύμβασης ανταλλαγών θα είναι μεγαλύτερη αφού το διαφορικό κόστος της εταιρίας που εξάγει θα έχει αυξηθεί λόγω της πρώτης σύμβασης. Η περίπτωση αυτή εξηγείται στο παράδειγμα 9.Δ.

ΠΑΡΑΔΕΙΓΜΑ 9.Δ

Τρεις περιοχές A, B και Γ με στοιχεία παραγωγής και φορτίου όπως στον παρακάτω πίνακα λειτουργούν διασυνδεδεμένες, υπό τις συμβάσεις I και II όπως παρακάτω:

Σύμβαση I : Η περιοχή A εξάγει 100 MW στην περιοχή B.

Σύμβαση II: Η περιοχή A εξάγει 100 MW στην περιοχή Γ.

Μονάδα	Περιοχή	P _{max} (MW)	P _{min} (MW)	Καύσιμο	Τιμή Καυσίμου (€/Gcal)	H(P)=a+bP+cP ²		
						a (Gcal/h)	b (Gcal/MWh)	c (Gcal/MW ² h)
1	A	550	180	Λιγνίτης	5,63	105,9	1,878	0,00035
2	A	370	120	Λιγνίτης	5,63	57,1	2,080	0,00042
3	B	370	120	Λιγνίτης	5,63	57,1	2,080	0,00042
4	B	280	110	Λιγνίτης	5,63	68,7	1,966	0,00088
5	Γ	280	110	Λιγνίτης	5,63	68,7	1,878	0,00088
6	Γ	280	110	Λιγνίτης	5,63	77,8	2,051	0,00099
Περιοχή Α: Φορτίο				= 600 MW				
Μέγιστη Παραγωγή				= 920 MW				
Ελάχιστη Παραγωγή				= 300 MW				
Περιοχή Β: Φορτίο				= 600 MW				
Μέγιστη Παραγωγή				= 650 MW				
Ελάχιστη Παραγωγή				= 230 MW				
Περιοχή Γ: Φορτίο				= 500 MW				
Μέγιστη Παραγωγή				= 560 MW				
Ελάχιστη Παραγωγή				= 220 MW				

Αρχικά υποθέτουμε ότι πρώτα γίνεται η σύμβαση I και κατόπιν η σύμβαση II, και η κοστολόγηση της ανταλλασσόμενης ενέργειας γίνεται με ισοκατανομή του κέρδους από την ανταλλαγή.

	Περιοχή Α			Περιοχή Β			Περιοχή Γ		
	Παραγωγή (MW)	Διαφορικό κόστος (€/kWh)	Λειτουργικό κόστος (€)	Παραγωγή (MW)	Διαφορικό κόστος (€/kWh)	Λειτουργικό κόστος (€)	Παραγωγή (MW)	Διαφορικό κόστος (€/kWh)	Λειτουργικό κόστος (€)
Αρχικά	600	12,39	7,89	600	13,43	8,17	500	14,01	6,99
Μετά τη σύμβαση I	700	12,60	9,14	500	13,11	6,84	500	14,01	6,99
Μετά τη σύμβαση II	800	12,90	10,41	500	13,11	6,84	400	13,13	5,64

Σύμβαση I: Επιβαρύνει την περιοχή A 1250,18€ ($\approx 12,3 \times 100$)
 Εξοικονομεί στην περιοχή B 1329,42€ ($\approx 13,43 \times 100$)
 Μετά από ισοκατανομή του κέρδους η περιοχή B πληρώνει
 στην A 1289,80€.

Σύμβαση II: Επιβαρύνει την περιοχή A 1273,66€ ($\approx 12,60 \times 100$)
 Εξοικονομεί στην περιοχή Γ 352,89€ ($\approx 14,01 \times 100$)
 Μετά από ισοκατανομή του κέρδους η περιοχή Γ πληρώνει
 στην A 1313,27€.

Περίληψη πληρωμών

Η περιοχή A παίρνει : 2603,08€

Η περιοχή B πληρώνει: 1289,80€

Η περιοχή Γ πληρώνει: 1313,27€

Τώρα ας υποθέσουμε ότι πρώτα γίνεται η σύμβαση II και μετά η σύμβαση I.

	Περιοχή Α			Περιοχή Β			Περιοχή Γ		
	Παραγωγή (MW)	Διαφορικό κόστος (€/kWh)	Λειτουργικό κόστος (€)	Παραγωγή (MW)	Διαφορικό κόστος (€/kWh)	Λειτουργικό κόστος (€)	Παραγωγή (MW)	Διαφορικό κόστος (€/kWh)	Λειτουργικό κόστος (€)
Αρχικά	600	12,39	7,89	600	13,43	8,17	500	14,01	6,99
Μετά τη σύμβαση II	700	12,60	9,14	600	13,43	8,17	400	13,13	5,64
Μετά τη σύμβαση I	800	12,90	10,41	500	13,11	6,84	400	13,13	5,64

Σύμβαση II: Επιβαρύνει την περιοχή A 1250,18€

Εξοικονομεί στην περιοχή Γ 1352,89€

Μετά από ισοκατανομή του κέρδους η περιοχή Γ πληρώνει στην A 1301,54€.

Σύμβαση I: Επιβαρύνει την περιοχή A 1273,66€

Εξοικονομεί στην περιοχή B 1329,42€

Μετά από ισοκατανομή του κέρδους η περιοχή Γ πληρώνει στην A 1301,54€.

Περίληψη πληρωμών

Η περιοχή A παίρνει : 2603,08€

Η περιοχή B πληρώνει: 1301,54€

Η περιοχή Γ πληρώνει: 1301,54€

Παρατηρούμε ότι, πλην της περιοχής A, οι πληρωμές για την ανταλλασσόμενη ισχύ εξαρτώνται από τη σειρά με την οποία έγιναν οι συμβάσεις ανταλλαγής. Η περιοχή που θα κάνει δεύτερη συμφωνία ανταλλαγής θα πληρώσει περισσότερο γιατί το διαφορικό κόστος παραγωγής της περιοχής A έχει ήδη αυξηθεί εξ αιτίας της πρώτης ανταλλαγής. Η αύξηση του κόστους της περιοχής A από μια αύξηση της παραγωγής της κατά ΔP είναι ανάλογη με το διαφορικό κόστος της: $\Delta F_A \cong \frac{dF_A}{dP} \cdot \Delta P$ (για μικρά ΔP , π.χ. 25 MW, έχουμε σχεδόν ισότητα). Η πρώτη ανταλλαγή γίνεται με διαφορικό κόστος 12,39€/kWh, οπότε η αύξηση του κόστους της περιοχής A είναι περίπου ίση με 12,39x100€. Η δεύτερη ανταλλαγή γίνεται με διαφορικό κόστος 12,60 και θα κοστολογηθεί ακριβότερα.

Για πολλές διμερείς συμβάσεις ανταλλαγών η κοστολόγηση της ενέργειας πρέπει να γίνει σύμφωνα με τη σειρά σύναψης της σύμβασης. Όπως θα δούμε στα επόμενα σε μια κοινοπραξία ισχύος αποφεύγεται αυτό το πρόβλημα με τον καθορισμό ενιαίας τιμής της ανταλλασσόμενης ενέργειας [21].

9.6. Κοινοπραξίες ισχύος

Είδαμε ότι συμφέρει οικονομικά στις ηλεκτρικές εταιρίες να ανταλλάσσουν ενέργεια με γειτονικές εταιρίες. Ωστόσο, όταν είναι διασυνδεδεμένη με πολλές γειτονικές, η διαδικασία σύναψης πολλών διμερών συμβάσεων ανταλλαγών είναι χρονοβόρα και σπάνια δίνει την βέλτιστη, οικονομικά, λύση. Για να ξεπεραστούν αυτά τα εμπόδια, οι ηλεκτρικές εταιρίες, μπορούν να σχηματίσουν μια “κοινοπραξία ισχύος” (power pool) με ένα κοινό κέντρο κατανομής (Κ.Κ.Φ.). Τα μέλη της κοινοπραξίας παραχωρούν το δικαίωμα διαχείρισης ισχύος στο Κ.Κ.Φ. της κοινοπραξίας με αντάλλαγμα την οικονομικότερη λειτουργία τους.

Η σύμβαση που υπογράφουν τα μέλη της κοινοπραξίας είναι συνήθως πολύ περίπλοκη. Η πολυπλοκότητα αυτή οφείλεται στην προσπάθεια όλων των μελών να αποκομίσουν τα περισσότερα δυνατά οφέλη από τη λειτουργία της κοινοπραξίας και να κατανεύμουν τα οφέλη δίκαια μεταξύ τους. Εκτός από τις οικονομικές ανταλλαγές ενέργειας τα μέλη της κοινοπραξίας επωφελούνται και από την από κοινού συντονισμένη κατάρτιση του προγράμματος ένταξης και συντήρησης των μονάδων παραγωγής, υδροθερμικής συνεργασίας, την κεντρική επίβλεψη ασφάλειας κ.α. Οι κοινοπραξίες βοηθούν στην αύξηση της αξιοπιστίας των εταιριών μελών τους επιτρέποντας στα μέλη τους να αντλήσουν ενέργεια από το δίκτυο της κοινοπραξίας όταν βρεθούν σε ανάγκη.

Οι νομικές δυσκολίες που υπάρχουν κατά το σχηματισμό κοινοπραξίας οφείλονται στο γεγονός ‘ότι οι εταιρίες – μέλη έχουν διαφορετικούς ιδιοκτήτες (μπορεί να είναι δημόσιες, δημοτικές ή ιδιωτικές) και λειτουργούν κατά μεγάλο μέρος ανεξάρτητα. Έτσι δεν μπορούμε να υποθέσουμε ότι η κοινοπραξία είναι το ίδιο με μια ηλεκτρική εταιρία με έναν ιδιοκτήτη. Αν το δίκτυο μεταφοράς μιας εταιρίας – μέλους μεταφέρει μεγάλα ποσά ισχύος από τα οποία επωφελούνται άλλα μέλη τότε η εταιρία αυτή θα πρέπει να αποζημιωθεί για τη χρήση του δικτύου της. Αν μια εταιρία – μέλος υποχρεώνεται από την κοινοπραξία να εντάξει μια νέα μονάδα για να καλύψει την ανεπάρκεια εφεδρείας κάποιου άλλου μέλους τότε η εταιρία αυτή πρέπει επίσης να αποζημιωθεί.

Αυτές οι συμφωνίες αποζημιώσεων συμπεριλαμβάνονται στην σύμβαση που υπογράφουν τα μέλη κατά το σχηματισμό της κοινοπραξίας. Όσο περισσότερο οι εταιρίες - μέλη προσπαθούν τη βέλτιστη, οικονομικά, λειτουργία τόσο πιο πολύπλοκη γίνεται η σύμβαση. Ωστόσο, τα οφέλη είναι πολλά και πολλές εταιρίες στον κόσμο έχουν σχηματίσει κοινοπραξίες.

Ορισμένα από τα πλεονεκτήματα της κοινοπραξίας είναι τα εξής:

1. Μείωση του λειτουργικού κόστους.
2. Βελτίωση της ένταξης μονάδων και της υδροθερμικής συνεργασίας.
3. Μείωση της λειτουργικής εφεδρείας.

4. Συντονισμός του προγράμματος συντήρησης και αύξηση της αξιοπιστίας.
5. Αλληλοβοήθεια σε περίπτωση ανάγκης.

Ωστόσο υπάρχουν και μειονεκτήματα από το σχηματισμό κοινοπραξίας. Ορισμένα από αυτά είναι:

1. Η πολυπλοκότητα της σύμβασης και το κόστος συντήρησης της διοικητικής δομής που χρειάζεται για τη διοίκηση της κοινοπραξίας.
2. Το κόστος επένδυσης και λειτουργίας του κεντρικού κέντρου κατανομής φορτίου της κοινοπραξίας.
3. Η παραχώρηση του δικαιώματος σύναψης συμβάσεων ανταλλαγών με τρίτους (εταιρίες εκτός κοινοπραξίας) από τις εταιρίες – μέλη στο κέντρο κατανομής της κοινοπραξίας και η απαίτηση οι ανταλλαγές αυτές να κοστολογούνται με ισοκατανομή του κέρδους.
4. Το αίσθημα από την πλευρά της διοίκησης ορισμένων εταιριών ότι η δομή της κοινοπραξίας αφαιρεί την ελευθερία από τη διοίκηση της εταιρίας να πάρει ορισμένες αποφάσεις προς όφελος της εταιρίας.

Μια κοινοπραξία ισχύος μπορεί να λειτουργήσει και χωρίς κεντρικό Κ.Κ.Φ. και να διευθύνεται από ένα κεντρικό γραφείο που λειτουργεί απλά ως χρηματιστήριο ενέργειας και κανονίζει τις συμφωνίες ανταλλαγών μεταξύ των μελών. Από την άλλη πλευρά, η κοινοπραξία μπορεί να εγκαταστήσει ένα κεντρικό Κ.Κ.Φ. με δικό του σύστημα SCADA και υπολογιστών που υπολογίζει τη βέλτιστη κατανομή φορτίου και στέλνει σήματα ελέγχου σε όλες τις εταιρίες της κοινοπραξίας [21].

9.6.1. Το χρηματιστήριο ενέργειας

Όπως και με τις αγοραπωλησίες διαφόρων εμπορευμάτων ή αξιών (π.χ. μετοχές) συχνά συμφέρει στις ηλεκτρικές εταιρίες να αναθέτουν τις αγοραπωλησίες ενέργειας σε κάποιον χρηματιστή αντί να ανταλλάσσονται απ' ευθείας μεταξύ τους. Το πλεονέκτημα σ' αυτή την περίπτωση είναι ότι ο χρηματιστής μπορεί να παρακολουθήσει όλες τις προσφορές αγορών και πωλήσεων συγχρόνως, κι έτσι να επιτύχει καλύτερο οικονομικό αποτέλεσμα. Όταν οι ηλεκτρικές εταιρίες ανταλλάσσουν ενέργεια με διμερείς διαπραγματεύσεις, η αγορά ενέργειας είναι κάπως χαοτική, σαν παζάρι. Με την είσοδο ενός χρηματιστή που δέχεται προσφορές αγορών και πωλήσεων μπαίνει τάξη στην αγορά ενέργειας αφού η προσφορά, η ζήτηση και οι τιμές είναι συγχρόνως γνωστά.

Σε ένα χρηματιστήριο ενέργειας, οι εταιρίες – μέλη στέλνουν ωριαίες προσφορές για αγορά ή πώληση ενέργειας στο χρηματιστή και αυτός με τη σειρά του τις συνδέει σύμφωνα με ορισμένους κανόνες. Κάθε ώρα, όλα τα μέλη στέλνουν στο χρηματιστή το διαφορεικό τους κόστος και την ποσότητα ενέργειας (MWh) που επιθυμούν να πουλήσουν ή ν' αγοράσουν. Ο χρηματιστής κανονίζει τις συναλλαγές αρχίζοντας με

το πωλητή με το χαμηλότερο διαφορικό κόστος να πουλάει στον αγοραστή με το υψηλότερο διαφορικό κόστος και συνεχίζοντας κατ' αυτόν τον τρόπο μέχρι να ικανοποιηθούν όλες οι προσφορές. Η τιμή της κιλοβατώρας στις διάφορες αγοραπωλησίες ρυθμίζεται σύμφωνα με τους κανόνες του χρηματιστηρίου. Μια συνηθισμένη τακτική είναι να αποζημιώνεται ο πωλητής για το κόστος της αύξησης της παραγωγής του και να ισοκατανέμονται τα κέρδη από την ανταλλαγή μεταξύ του πωλητή και του αγοραστή. Η τιμή της κιλοβατώρας σ' αυτή την περίπτωση θα είναι:

$$F_c'' = F_s' + \frac{1}{2}(F_b' - F_s') = \frac{1}{2}(F_s' + F_b')$$

όπου: F_s' = το διαφορικό κόστος του πωλητή (€/kWh)

F_b' = το διαφορικό κόστος του αγοραστή (€/kWh)

F_c' = η τιμή της ανταλλαγής (€/kWh)

Δηλαδή, η τιμή της ανταλλαγής είναι ο μέσος όρος του διαφορικού κόστους του πωλητή και του διαφορικού κόστους του αγοραστή.

ΠΑΡΑΔΕΙΓΜΑ 9.Ε

Τέσσερις εταιρίες – περιοχές ελέγχου έχουν στείλει τις προσφορές τους για αγορά/πώληση ηλεκτρικής ενέργειας σ' έναν χρηματιστή ενέργειας. Οι προσφορές δίνονται στον παρακάτω πίνακα:

Εταιρίες που προσφέρουν ενέργεια	Διαφορικό κόστος (€/kWh)	MWh προς πώληση	Αύξηση του κόστους της εταιρίας (€)
A	0,0176€	150	2641,23€
B	0,0293€	50	1467,35€
Εταιρίες που αγοράζουν ενέργεια	Διαφορικό κόστος (€/kWh)	MWh για αγορά	Μείωση του κόστους της εταιρίας (€)
Γ	0,0440€	100	4400,20€
Δ	0,0586€	100	5869,40€

Μείωση του κόστους της κοινοπραξίας:

$$(440,20+5869,40) - (2641,23 + 1467,35) = 6309,6 - 4108,58 = 2201,02\text{€}$$

Ο χρηματιστής ενέργειας προγραμματίζει τις αγοραπωλησίες όπως φαίνεται στον παρακάτω πίνακα.

Αγοραπωλησία	Υπολογισμός ωριαίου κέρδους MW·(€/MWh)·h	Κέρδος από αγοραπωλησία (€)
1. Η Α πουλάει 100 MWh στη Δ	$100 \cdot (0,0586 - 0,0176) =$	4,10
2. Η Α πουλάει 50 MWh στη Γ	$50 \cdot (0,0440 - 0,0176) =$	1,32
3. Η Β πουλάει 50 MWh στη Γ	$50 \cdot (0,0440 - 0,0293) =$	0,74

Η τιμή πώλησης και οι πληρωμές για αγορά ηλεκτρικής ενέργειας υπολογίζονται, αν υποθέσουμε ισοκατανομή του κέρδους, ως εξής:

Αγοραπωλησία	Τιμή (€/kWh)	Πληρωμή μ(€)
1. Η Α πουλάει 100 MWh στη Δ	0,038	3800
2. Η Α πουλάει 50 MWh στη Γ	0,031	1550
3. Η Β πουλάει 50 MWh στη Γ	0,036	1800

Η εταιρία Α παίρνει 5350€ από τις Γ και Δ. Η Β παίρνει 1800€ από τη Γ. Παρατηρούμε ότι όλες οι εταιρίες βγαίνουν κερδισμένες από την αγοραπωλησία. Η Α παίρνει 2708,77€ περισσότερα από ότι της κόστισε η αύξηση της παραγωγής της Η Β παίρνει 332,65€ περισσότερα από το κόστος της. Η Γ εξοικονομεί 1050,2€ και η Δ εξοικονομεί 2069,4€ [21].

9.6.2. Κοινοπραξία ισχύος με κοινό Κ. Κ. Φ.

Τα μεγαλύτερα δυνατά οικονομικά οφέλη από τη λειτουργία της κοινοπραξίας επιτυγχάνονται όταν οι εταιρίες – μέλη συμφωνούν να εγκαταστήσουν ένα κεντρικό Κ.Κ.Φ., όπου θα γίνεται κεντρικά η κατανομή του φορτίου όλης της κοινοπραξίας. Αφού υπολογιστούν οι βέλτιστες τιμές της παραγωγής όλων των σταθμών της κοινοπραξίας, το κεντρικό Κ.Κ.Φ. στέλνει σήματα ελέγχου στα Κ.Κ.Φ. των εταιριών – μελών οι οποίες ρυθμίζουν τις εξόδους των σταθμών τους ώστε να συμφωνούν με την κατανομή φορτίου της κοινοπραξίας [21].

9.6.3 Κατανομή των κερδών από τη λειτουργία της κοινοπραξίας

Η κατανομή των κερδών βασίζεται στην αρχή ότι κανένα μέλος δεν θα πρέπει να ζημιώνει από τη λειτουργία της κοινοπραξίας.

Όπως είδαμε στα προηγούμενα, στην περίπτωση που υπάρχει χρηματιστήριο ενέργειας, η κατανομή των κερδών δεν παρουσιάζει δυσκολίες μιας και ο χρηματιστής γνωρίζει από την αρχή τα διαφορικά κόστη και της ποσότητες ηλεκτρικής ενέργειας που επιθυμούν να πουλήσουν ή να αγοράσουν οι διάφορες εταιρίες – μέλη. Όταν υπάρχει κεντρικό Κ.Κ.Φ., οι οικονομικοί υπολογισμοί γίνονται ευκολότεροι αν θεωρήσουμε ότι πρώτα όλοι οι πωλητές πουλούν ενέργεια στην Κοινοπραξία και κατόπιν όλοι οι αγοραστές αγοράζουν ενέργεια από την Κοινοπραξία. Στους οικονομικούς υπολογισμούς πρέπει να προβλεφθεί και κάποιο ποσό για την αποζημίωση των διαφόρων εταιριών – μελών για τη χρήση του δικτύου μεταφοράς τους. Η περίπτωση αυτή αναλύεται στο Παράδειγμα 9.ΣΤ.

ΠΑΡΑΔΕΙΓΜΑ 9.ΣΤ

Εδώ υποθέτουμε ότι οι τέσσερις εταιρίες του Παραδείγματος 9.Ε. έχουν σχηματίσει κοινοπραξία ισχύος με κοινό Κ. Κ. Φ. Οι οικονομικές δοσοληψίες υπολογίζονται αν θεωρήσουμε ότι οι πωλήτριες εταιρίες πουλούν ηλεκτρική ενέργεια στην κοινοπραξία και ύστερα οι αγοραστές αγοράζουν από την κοινοπραξία. Εδώ θα υποθέσουμε ότι το 10% των κερδών που επιτεύχθηκαν με την ανταλλαγή τα διαθέτουμε για αποζημίωση των εταιριών που διέθεσαν τα συστήματα μεταφοράς τους στην κοινοπραξία.

Ο παρακάτω πίνακας δίνει τον υπολογισμό των κερδών από την ανταλλαγή.

Εταιρίες που προσφέρουν ενέργεια	Διαφορικό κόστος (€/kWh)	MWh προς πώληση	Αύξηση του κόστους της εταιρίας (€)
A	0,01760822	150	2641,233
B	0,02934703	50	1467,351
Εταιρίες που αγοράζουν ενέργεια	Διαφορικό κόστος (€/kWh)	MWh για αγορά	Μείωση του κόστους της εταιρίας (€)
Γ	0,04402054	100	4402,054
Δ	0,05869406	100	5869,406

Συνολικό κέρδος κοινοπραξίας 6162,876 €

Παρακράτηση κέρδους για αποζημίωση

του συστήματος μεταφοράς 616,2876 €

Καθαρό κέρδος : 5546,588 €

Το μέσο διαφορικό κόστος πώλησης και αγοράς ενέργειας υπολογίζεται ως εξής:

$$\text{Μέσο διαφορικό κόστος πώλησης} = \frac{0,01760822 \cdot 150 + 0,02934703 \cdot 50}{150 + 50} = 0,0205 \text{ €/kWh}$$

$$\text{Μέσο διαφορικό κόστος αγοράς} = \frac{0,04402054 \cdot 100 + 0,05869406 \cdot 100}{100 + 100} = 0,0514 \text{ €/kWh}$$

Αυτά είναι το κόστος πώλησης και αγοράς της κοινοπραξίας.

Τα καθαρά κέρδη από τη δοσοληψία ενέργειας καθεμιάς με την κοινοπραξία υπολογίζονται ως εξής:

$$1. \text{ Η Α πουλάει } 150 \text{ MW στην κοινοπραξία : } 15 \cdot 10^4 \cdot \frac{0,0514 - 0,01760822}{2} \cdot 0,9 = 2278,06 \text{ €}$$

$$2. \text{ Η Β πουλάει } 50 \text{ MW στην κοινοπραξία : } 5 \cdot 10^4 \cdot \frac{0,0514 - 0,02934703}{2} \cdot 0,9 = 495,23 \text{ €}$$

$$3. \text{ Η Γ αγοράζει } 100 \text{ MW από την κοινοπραξία : } 10^5 \cdot \frac{0,04402054 - 0,0205}{2} \cdot 0,9 = 1056,5 \text{ €}$$

$$4. \text{ Η Δ αγοράζει } 100 \text{ MW από την κοινοπραξία : } 10^5 \cdot \frac{0,05869406 - 0,0205}{2} \cdot 0,9 = 1716,8 \text{ €}$$

	5549,59 €
Καθαρά κέρδη :	

Παρατηρούμε ότι στις δύο πρώτες δοσοληψίες ενέργειας η κοινοπραξία δρα ως αγοραστής ενώ στις δύο τελευταίες ως πωλητής. Τα κέρδη από όλες τις δοσοληψίες μειώθηκαν κατά 10% έτσι ώστε να ληφθεί υπόψη η αποζημίωση για τη χρήση του συστήματος μεταφοράς.

$$\text{Η Γ αγοράζει } 100 \text{ MWh προς: } 0,04402054 \cdot 100 \cdot 10^3 - 1056,5 = 3345,56 \text{ €}$$

$$\text{Η Δ αγοράζει } 100 \text{ MWh προς: } 0,05869406 \cdot 100 \cdot 10^3 - 1716,8 = 4152,6 \text{ €}$$

	7498,16 €
Σύνολο	

Η Α πουλάει 150 MWh προς : $0,01760822 \cdot 150 \cdot 10^3 + 2278,06 = 4918,56 \text{ €}$

Η Β πουλάει 50 MWh προς : $0,02934703 \cdot 50 \cdot 10^3 + 495,23 = 1963,32 \text{ €}$

	6881,88 €
Κόστος Συστήματος Μεταφοράς	616,28 €
	7498,16 €
Σύνολο	

Παρατηρούμε στους παραπάνω υπολογισμούς ότι οι εταιρίες Γ και Δ αγοράζουν ηλεκτρική ενέργεια σε τιμή χαμηλότερη από την τιμή αγοράς της κοινοπραξίας, ενώ οι εταιρίες Α και Β πουλούν ενέργεια σε τιμή υψηλότερη από την τιμή πώλησης της κοινοπραξίας.

Τα 616,28 € που παρακρατήθηκαν για αποζημίωση του συστήματος μεταφοράς διανέμονται στις τέσσερις εταιρίες ανάλογα με την επιβάρυνση του συστήματος μεταφοράς κάθε εταιρίας για τη μεταφορά ισχύος ανταλλαγών της κοινοπραξίας.

Ένας άλλος τρόπος κατανομής των κερδών της κοινοπραξίας βασίζεται στον εκ των υστέρων υπολογισμό του κόστους λειτουργίας των εταιριών – μελών για εξυπηρέτηση του δικού τους μόνο φορτίου. Κατά τακτά διαστήματα, π.χ. κάθε εβδομάδα, αφού έχει ήδη εξυπηρετηθεί το φορτίο της κοινοπραξίας γι' αυτό το διάστημα, οι εταιρίες μέλη υπολογίζουν τα προγράμματα ένταξης, υδροθερμικής συνεργασίας και οικονομικής κατανομής, των δικών τους μονάδων για την εξυπηρέτηση του δικού τους φορτίου που είναι πλέον γνωστό. Έτσι κάθε εταιρία – μέλος υπολογίζει το κόστος παραγωγής για την κάλυψη του δικού της φορτίου. Τα κόστη αυτά αθροίζονται, και το κέρδος από τη λειτουργία της κοινοπραξίας υπολογίζεται αν αφαιρέσουμε απ' αυτό το άθροισμα το πραγματικό κόστος λειτουργίας της κοινοπραξίας.

Τα κέρδη από τη λειτουργία της κοινοπραξίας κατανέμονται, ύστερα, στις εταιρίες – μέλη σύμφωνα με τους όρους της σύμβασης. Ένας τρόπος είναι η ισοκατανομή των κερδών που έχουμε συζητήσει.

Το Παράδειγμα 9.Ζ δείχνει αυτή τη διαδικασία της κατανομής των κερδών μετά από μια ώρα λειτουργίας της κοινοπραξίας. Επειδή το χρονικό διάστημα είναι μόνο μια ώρα, στο παράδειγμα εξετάζονται μόνο τα αποτελέσματα της οικονομικής κατανομής φορτίου.

ΠΑΡΑΔΕΙΓΜΑ 9.Ζ

Θεωρούμε ότι οι τρεις περιοχές του Παραδείγματος 9.Δ έχουν σχηματίσει κοινοπραξία ισχύος με κοινό Κ. Κ. Φ. Η σύμβαση για την κοστολόγηση της ανταλλασσόμενης ηλεκτρικής ενέργειας έχει ως εξής:

1. Κάθε περιοχή που παράγει ισχύ μεγαλύτερη από τη ζήτηση των καταναλωτών της θα αποζημιωθεί για την αύξηση του κόστους λειτουργίας της.
2. Τα κέρδη από τη λειτουργία της κοινοπραξίας υπολογίζονται από τη διαφορά του αθροίσματος του κόστους λειτουργίας των τριών περιοχών (όταν κάθε περιοχή καλύπτει το δικό της μόνο φορτίο) και του κόστους λειτουργίας της κοινοπραξίας.
3. Τα κέρδη από τη λειτουργία της κοινοπραξίας ισοκατανέμονται στις τρεις περιοχές.
4. Για κάθε χρονική περίοδο υπολογισμού των κερδών (συνήθως ανά εβδομάδα εδώ όμως για 1h), η τιμή της ανταλλασσόμενης κιλοβατώρας υπολογίζεται από τη διαίρεση του κόστους παραγωγής της ενέργειας της κοινοπραξίας αυξημένου κατά το ένα δεύτερο του κέρδους από τη λειτουργία της κοινοπραξίας, με τη συνολική ενέργεια της κοινοπραξίας. Η συνολική ενέργεια της κοινοπραξίας είναι η ενέργεια που παράγουν οι περιοχές – εξαγωγείς επί πλέον του δικού τους φορτίου.

Το κόστος αυτόνομης λειτουργίας των τριών περιοχών είναι:

Περιοχή	Παραγωγή (MW ή MWh)	Κόστος λειτουργίας για κάλυψη ιδίου φορτίου(€)	Διαφορικό κόστος (€/kWh)
A	600	7891,42	0,012393
B	600	8179,017	0,013438
Γ	500	6993,397	0,014013
Κοινοπραξία	1.700	23063,83	

Ας υποθέσουμε ότι λόγω ορίων φόρτισης των διασυνδεδετικών γραμμών η εταιρεία Α εξάγει 100 MW στην Β και 100 MW στην Γ κατά την κατανομή φορτίου Α από το Κ. Κ. Φ. της κοινοπραξίας (τα οικονομικά βέλτιστα είναι 117 MW και 115 MW αντίστοιχα) το κόστος λειτουργίας των περιοχών θα είναι :

Περιοχή	Παραγωγή (MW ή MWh)	Εξαγωγές(+)/ Εισαγωγές(-)/ (MW ή Wh)	Κόστος λειτουργίας (€)	Διαφορικό κόστος (€/kWh)
A	800	200	10412,91	0,012904
B	500	-100	6851,357	0,013115
Γ	400	-100	3878,21	0,013139
Κοινοπραξία	1.700	0	22903,3	

Συνεπώς, τα συνολικά κέρδη από τη λειτουργία της κοινοπραξίας για 1h είναι :

$$23063,83 - 22903,3 = 160,5 \text{ €}$$

Η ενέργεια της κοινοπραξίας είναι 200 MWh, οπότε

Κόστος Ενέργειας Κοινοπραξίας = Αύξηση κόστους λειτουργίας περιοχής Α

$$= 10412,91 - 7891,42 = 2521,49 \text{ €}$$

$$+ 1/2 \text{ κέρδους κοινοπραξίας} = 80,41 \text{ €}$$

$$2601,9 \text{ €}$$

$$\text{Τιμή Ενέργειας Κοινοπραξίας} = \frac{2601,9}{200 \cdot 10^3} = 0,013 \text{ €/kWh.}$$

Περιοχή	Εισαγωγές Ενέργειας (MWh)	Κόστος Εισαγωγών (€)	Κόστος Λειτουργίας (€)	Καθαρό κόστος (€)
A	-200	-2601,90756	10412,91	7811,005
B	100	1300,95378	6851,357	8152,311
Γ	100	1300,95378	5639,032	6939,985
Κοινοπραξία		0	22903,3	22903,3

Παρατηρούμε ότι το καθαρό κόστος λειτουργίας κάθε περιοχής είναι χαμηλότερο από αυτό της αυτόνομης λειτουργίας της περιοχής. Επίσης η τιμή της kWh είναι ενιαία για όλη την κοινοπραξία και δεν εξαρτάται από τη σειρά των διμερών συμβάσεων όπως στο Παράδειγμα 9.Δ [21].

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 10

ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ ΚΡΗΤΗΣ – ΡΟΔΟΥ

10.1 Εισαγωγή

Στο κεφάλαιο αυτό διασύνδεουμε τα δύο συστήματα που εξετάστηκαν στα προηγούμενα κεφάλαια, της Κρήτης και της Ρόδου. Η διασύνδεση αποβλέπει στην εξέταση της τεχνικής δυνατότητας και της οικονομικής σκοπιμότητας διασύνδεσης των δύο νησιών, προκειμένου να περιοριστεί η χρήση πετρελαίου και η ανάπτυξη των τοπικών σταθμών παραγωγής. Ακόμη εξετάζονται σενάρια λειτουργίας του διασυνδεδεμένου συστήματος με την αξιοποίηση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, και κυρίως της αιολικής ενέργειας.

10.1.1 Τεχνολογικά στοιχεία

Από την εξέταση των κυριότερων στοιχείων [22] (τεχνολογικά και οικονομικά) που αφορούν σχετικά πρόσφατες εγκαταστάσεις υποβρυχίων διασυνδέσεων καθώς και άλλων σχετικών δημοσιεύσεων προκύπτουν τα ακόλουθα:

- I. Οι εγκαταστάσεις Υποβρυχίων Καλωδίων (ΥΒΚ) πολλαπλασιάζονται τα τελευταία χρόνια κυρίως λόγω της ανάγκης σύνδεσης μεγάλων υπεράκτιων αιολικών πάρκων καθώς και της ηλεκτροδότησης εξέδρων άντλησης πετρελαίου
- II. Σχετικά με την τεχνολογία των υποβρυχίων διασυνδέσεων:
 - a) Για την τεχνολογία Εναλλασσομένου Ρεύματος (AC),
 - Παραμένει η προσφορότερη τεχνικά και οικονομικά λύση για τάσεις μέχρι 150kV και για μικρές σχετικά αποστάσεις και ισχύ.
 - Η ανάγκη εγκατάστασης μέσω αντιστάθμισης της χωρητικότητας τους καθώς και οι σχετικά μεγάλες απώλειες, παραμένουν βασικά μειονεκτήματα και μετά τις δυνατότητες που προσφέρει η χρήση των νέων μέσων αντιστάθμισης με ηλεκτρονικά ισχύος.
 - b) Για την τεχνολογία Συνεχούς Ρεύματος (DC),
 - Δεν έχει πρακτικώς περιορισμούς λόγω μήκους και κερδίζει συνεχώς έδαφος έναντι της AC λόγω των πλεονεκτημάτων τους,

όπως κυρίως είναι η δυνατότητα ελέγχου της ροής ισχύος (ενεργού και άεργου).

- Στην περίπτωση σύνδεσης εγκαταστάσεων οι οποίες περιλαμβάνουν μη πλήρως ελεγχόμενες πηγές παραγωγής, όπως οι αιολικές, τα πλεονεκτήματα λόγω της δυνατότητας ελέγχου είναι μεγαλύτερα.
- Ειδικότερα στις περιπτώσεις σύνδεσης νησιών στα οποία θα μπορεί ενίοτε να λειτουργεί παράλληλα τοπική συμβατική παραγωγή και συνεπώς η διασύνδεση θα πρέπει να λειτουργεί και σε μηδενική μεταφορά ισχύος καθώς και με την δυνατότητα συχνής αντιστροφής της ροής ισχύος, οι απαιτήσεις ελέγχου είναι ιδιαίτερα αυξημένες.

- c) Ειδικότερα σχετικά με την τεχνολογία των ΥΒΚ με μόνωση XLPE, διαπιστώνεται ότι καθιερώνεται και κερδίζει έδαφος λόγω των πλεονεκτημάτων της έναντι των μονώσεως χαρτιού (μικρότερη χωρητικότητα, ελαφρότερα, δυνατότητα κατασκευής τριπολικών κ.ά.), ιδίως για ισχύ μέχρι 500MW. Οποσδήποτε ΥΒΚ με μόνωση χαρτιού εξακολουθούν να χρησιμοποιούνται και σε νέες εγκαταστάσεις, για μεγάλη σχετικά ισχύ και τάση, ενδεχομένως λόγω του ότι είναι οικονομικότερα και περισσότερο δοκιμασμένα στην πράξη.

10.1.2 Οικονομικά στοιχεία των διασυνδέσεων

Με βάση τα κυριότερα στοιχεία [22] που κατέστη δυνατόν να εξευρεθούν, σχετικά με την εκτίμηση του κόστους των υποβρύχιων συνδέσεων που έχουν κατασκευαστεί σχετικά πρόσφατα καθώς και στοιχεία από σχετικές αναλύσεις που έχουν γίνει για παρόμοιους σκοπούς, προκύπτουν τα παρακάτω:

- I. Η συγκριτική εξέταση του κόστους των διαφόρων δυνατών λύσεων αποτελεί την καθιερωμένη τεχνική για την επιλογή της διασύνδεσης, οποσδήποτε όμως είναι προφανής η δυσκολία της ακριβούς εκτίμησης του κόστους των διασυνδέσεων κατά το στάδιο της προμελέτης. Όσον αφορά την εξέλιξη των εφαρμοζόμενων τεχνολογιών είναι σαφές ότι με την πάροδο του χρόνου η τεχνολογία DC κερδίζει έδαφος έναντι της τεχνολογίας AC και ότι, όπως εκτιμάται θα κυριαρχήσει και οικονομικά για αποστάσεις άνω των 50-70km και ισχύ άνω των 150-200MW.
- II. Προκειμένου να ορισθούν οι τιμές προϋπολογισμού του κόστους των διασυνδέσεων ενδείκνυται να εκτιμώνται χωριστά οι κύριοι παράγοντες κόστους της, όπως αυτοί διαμορφώνονται ανάλογα με την τεχνολογία και την τεχνική λύση που επιλέγεται. Αναλυτικότερα:
 - Το κόστος προμήθειας του ΥΒΚ, το οποίο συνίσταται από το κόστος του υλικού και της βιομηχανοποίησης του και το οποίο είναι προφανώς ανάλογο του μήκους του.
 - Το κόστος εγκατάστασης του ΥΒΚ, το οποίο περιλαμβάνει το κόστος απασχόλησης του ειδικού πλοίου για την μεταφορά και την πόντιση του καθώς και το κόστος της διερεύνησης του βυθού και του προσδιορισμού της ακριβούς διαδρομής – εγκατάστασης του ΥΒΚ. Τα

κόστος αυτό σχετίζεται μεν με το μήκος της διασύνδεσης αλλά δεν μπορεί να θεωρηθεί πλήρως ανάλογο αυτού. Το κόστος εγκατάστασης περιλαμβάνει τέλος και ένα σταθερό κόστος που εξαρτάται από τις τοπικές συνθήκες, όπως είναι αυτό του κόστους των έργων ταφής και προστασίας των ΥΒΚ στα σημεία εξόδου στην ξηρά και γενικότερα σε δαπάνες έργων πολιτικού μηχανικού.

- Το κόστος των εγκαταστάσεων σύνδεσης αφενός μεν με το δίκτυο μεταφοράς αφετέρου δε με τις γραμμές σύνδεσης προς το αιολικό πάρκο. Στην περίπτωση τεχνολογίας AC περιλαμβάνουν κυρίως διακοπτικά στοιχεία, Μ/Σ και μέσα αντιστάθμισης, ενώ στην περίπτωση της τεχνολογίας DC περιλαμβάνουν επιπλέον τον μετατροπέα AC/DC ή DC/AC με τους αντίστοιχους μετασχηματιστές και λοιπό εξοπλισμό και συνεπώς είναι περισσότερο πολύπλοκοι και δαπανηροί.

10.1.3 Τρόποι ηλεκτροδότησης των νησιών

Οι θεωρούμενοι βασικοί τρόποι ηλεκτροδότησης διαμορφώνονται ως ακολούθως:

- I. Αυτόνομη λειτουργία και ανάπτυξη, με πετρελαϊκούς κατά κανόνα θερμικούς σταθμούς παραγωγής, χωριστά σε κάθε νησί. Η αξιοποίηση των τοπικών ΑΠΕ ενδείκνυται συνήθως να γίνει στον μέγιστο βαθμό, περιορίζεται όμως για τεχνικούς λόγους σε ποσοστό 25-30% της ετήσιας μέγιστης ζήτησης ισχύος, ήτοι στο 12-15% της ετήσιας κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας.
- II. Διασύνδεση με υποβρύχια καλώδια (ΥΒΚ) κατά τρόπο που να εξασφαλίζεται ικανοποιητικά η συνέχεια ηλεκτροδότησης του νησιού, η οποία συχνά εκφράζεται με την τήρηση του «Κριτηρίου N-1» (το «Κριτήριο N-1» εκφράζει την ικανότητα του συστήματος μεταφοράς να χάσει μια σύνδεση χωρίς να προκαλεί βλάβη υπερφόρτωσης αλλού.). Στην περίπτωση αυτή κατά κανόνα είναι δυνατή η κατάργηση των τοπικών θερμικών σταθμών παραγωγής αμέσως ή μετά από μια δοκιμαστική περίοδο λειτουργίας της διασύνδεσης (π.χ. μετά από 5 χρόνια).
- III. Διασύνδεση με ΥΒΚ χωρίς να τηρείται το «Κριτήριο N-1» και παράλληλα διατήρηση και ανάπτυξη ορισμένης θερμικής παραγωγής επί του νησιού. Η διασύνδεση μπορεί να κατασκευάζεται με αρχικό σκοπό το να περιορίζει την χρήση πετρελαίου ή και να χρησιμεύσει για την πληρέστερη αξιοποίηση του αιολικού δυναμικού του νησιού. Η τροφοδότηση των φορτίων καθώς και η αναγκαία εφεδρεία ισχύος εξασφαλίζονται από τους τοπικούς θερμικούς σταθμούς, εφόσον η διασύνδεση δεν ικανοποιεί το «Κριτήριο N- 1».

Ανάλογα με τις δυνατότητες ανάπτυξης των ΑΠΕ στο νησί, μπορεί να εξετάζονται διάφορες παραλλαγές ως προς την ικανότητα της μεταφοράς και την μελλοντική ανάπτυξη της διασύνδεσης. Μεταξύ αυτών παρουσιάζει ενδιαφέρον και εκείνη κατά την οποία η διασύνδεση συμπληρώνεται σε ενδιάμεσο στάδιο, δηλαδή μετά την αρχική κατασκευή της, έτσι ώστε να τηρείται το «Κριτήριο N- 1» οπότε υπάρχει η δυνατότητα κατάργησης των τοπικών θερμικών σταθμών παραγωγής [22].

Τα παραπάνω εισαγωγικά στοιχεία χρησιμοποιήθηκαν ώστε να επιλεγεί το σενάριο διασύνδεσης Κρήτης – Ρόδου που θα χρησιμοποιηθεί παρακάτω.

10.2 Σενάριο διασύνδεσης Κρήτης – Ρόδου

Το σενάριο διασύνδεσης Κρήτης-Ρόδου προβλέπει τη υλοποίηση της διασύνδεσης με YBK AC 2x280MVA το 2015, (με ικανότητα μεταφοράς υπό κανονικές συνθήκες μέχρι 450MW και εξασφαλισμένη ισχύ 225MW). Προβλέπεται επίσης ότι το 2030 θα απαιτηθεί επιπλέον η πόντιση ενός ακόμη YBK 280MVA, ώστε η ικανότητα να αυξηθεί σε 675MW, με εξασφαλισμένη ισχύ 450MW.

Περιλαμβάνει επίσης τα ακόλουθα:

	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Κρήτη	713	910	1.160	1.411	1.676	1.806
Ρόδος	217	290	336	371	390	410
Σύνολο	930	1200	1496	1782	2066	2216

Πίνακας 10.1: Η εξέλιξη των φορτίων της Κρήτης και της Ρόδου[22]

Για την λειτουργία του συστήματος Κρήτης – Ρόδου, λαμβάνεται υπόψη ότι διατηρείται η τοπική παραγωγή τόσο στην Κρήτη όσο και στη Ρόδο. Η διατήρηση τοπικής παραγωγής γίνεται για λόγους εξασφάλισης της ηλεκτροδότησης, δεδομένης της πολυπλοκότητας του Συστήματος και της αδυναμίας αποκατάστασης της ηλεκτροδότησης σε εύλογο χρόνο σε περίπτωση βλάβης YBK.

Η επιλογή της σύνθεσης των τοπικών ΘΗΣ έγινε ούτως ώστε υπό κανονικές συνθήκες λειτουργίας να καλύπτουν κυρίως τα φορτία αιχμής, ενώ το φορτίο βάσης ή και το μέσο φορτίο να καλύπτεται από την διασύνδεση.

Όταν η διασύνδεση γίνεται με ένα μόνον YBK, η εγκατεστημένη ισχύς των ΘΗΣ προβλέπεται ώστε να καλύπτει την ετήσια μέγιστη ζήτηση, ενώ όταν η διασύνδεση γίνεται με δύο ανεξάρτητα κυκλώματα, η σύνθεση των ΘΗΣ προβλέπεται ούτως ώστε να καλύπτουν τη ζήτηση για βλάβη του ενός εκ των YBK.

Η διασύνδεση Κρήτης – Ρόδου κατασκευάζεται με δύο YBK 2x280MVA το 2015 και έχει ικανότητα 2x225=450MW υπό κανονικές συνθήκες ή 225MW σε περίπτωση βλάβης ενός YBK.

Διατηρούνται οι ΘΗΣ Κρήτης και Ρόδου και διαμορφώνονται ώστε να είναι σε θέση να εξασφαλίζουν την πλήρη ηλεκτροδότηση του συγκροτήματος Κρήτης – Ρόδου σε περίπτωση βλάβης ενός YBK.

Το υποβρύχιο καλώδιο που θα χρησιμοποιηθεί θα είναι τύπου XLPE, 150 kV με $R=0,1 \Omega/\text{km}$, $X=0,1 \Omega/\text{km}$, $C=126 \text{ nF}/\text{km}$, μήκος 150 km (απόσταση σε ευθεία γραμμή) και $S_{\text{max}}=280 \text{ MVA}$.

Η αιολική παραγωγή λαμβάνεται αθροιστικά για τα δύο νησιά.

10.2.1 Σενάρια μείωσης του συνολικού λειτουργικού κόστους σε ακραίες καταστάσεις στο διασυνδεδεμένο σύστημα

Τα σενάρια που θα εξεταστούν παρακάτω αναφέρονται σε ακραίες καταστάσεις. Ως ακραίες καταστάσεις μπορούμε να θεωρήσουμε μια βλάβη σε κάποιον υποσταθμό παραγωγής με αποτέλεσμα να επωμιστούν οι υπόλοιποι υποσταθμοί την παραγωγή ή μια ξαφνική αύξηση του αιολικού δυναμικού με αποτέλεσμα την αύξηση της αιολικής παραγωγής και κατά συνέπεια τη μείωση της παραγωγής από τις θερμικές μονάδες, αφού ένα μέρος της ζήτησης θα καλυφθεί με τη χρήση της αιολικής παραγωγής.

Για τη μελέτη των παρακάτω σεναρίων θα πραγματοποιήσουμε τις υποθέσεις που περιγράφονται παρακάτω. Αρχικά θα χωρίσουμε την ημέρα σε δύο 12-ωρα, το Α' και Β' 12-ωρο. Στα σενάρια που θα εξεταστούν, στις διαδικασίες παραγωγής θα συμμετέχουν τόσο συμβατικές όσο και μη συμβατικές μονάδες παραγωγής.

Έχοντας, λοιπόν, στη διάθεση μας τα αναλυτικά, ανά ώρα δεδομένα (8760 τιμές) παραγωγής και ζήτησης του ΣΗΕ της Ρόδου για το έτος 2007 και του ΣΗΕ της Κρήτης για το έτος 2010, εκτελούμε προσομοιώσεις για τα σενάρια που θα περιγραφούν στη συνέχεια.

10.2.1.1 Σενάριο Α για το σύστημα της Ρόδου πριν τη διασύνδεση

Το σενάριο αυτό αποτελεί μια απλή προσομοίωση στο σύστημα της Ρόδου για μια τυχαία ημέρα του έτους 2010. Αυτή η ημέρα θα είναι η 15^η Αυγούστου. Επειδή όμως έχουμε στη διάθεση μας τα πραγματικά δεδομένα για το έτος 2007 θα θεωρήσουμε ότι έχουμε μια αύξηση της ζήτησης της τάξης του 5%. Θεωρούμε ότι το ζητούμενο φορτίο καλύπτεται μόνο με την χρήση των Θερμικών Μονάδων Παραγωγής, αφήνοντας εκτός τα φορτία των Αιολικών Πάρκων. Το 24-ωρο χωρίζεται σε δύο 12-ωρα, το Α' και Β' 12-ωρο. Ως δεδομένα χρησιμοποιούμε τα ακόλουθα:

Α' 12-ωρο		Β' 12-ωρο	
Ωρα	Φορτίο (MW)	Ωρα	Φορτίο (MW)
1	134,4	13	142,8
2	120,75	14	144,9
3	111,3	15	144,9
4	112,35	16	144,9
5	102,9	17	142,8
6	102,9	18	147
7	101,85	19	152,25
8	107,1	20	159,6
9	120,75	21	172,2
10	117,6	22	170,1
11	135,45	23	158,55
12	141,75	24	150,15

Πίνακας 10.2: Α' και Β' 12-ωρο στο σύστημα της Ρόδου για το σενάριο Α

Τα δεδομένα που χρησιμοποιήθηκαν στο Κεφάλαιο 7 για το πώς κατανέμεται το φορτίο ανά υποσταθμό παραμένουν αμετάβλητα και ισχύουν και για αυτή την προσομοίωση.

Τα αποτελέσματα της προσομοίωσης (με την εντολή Βέλτιστης Ροής Φορτίου «runopf») φαίνονται στον Πίνακα 10.3, με τους ζυγούς στους οποίους εμφανίζονται οι μέγιστες και οι ελάχιστες τιμές των LMPs να σημειώνονται εντός των παρενθέσεων:

Ωρα	Συνολική Παραγωγή Θερμικών Μονάδων (MW)	Συνολικό Λειτουργικό Κόστος Μονάδων (€)	min LMP (€/MWh)	max LMP (€/MWh)
1	136,0	24.451,36	153,20 (3)	158,61 (21)
2	123,2	21.671,21	146,06 (3)	150,84 (21)
3	114,6	19.944,07	145,86 (3)	150,49 (21)
4	115,5	20.114,57	147,60 (3)	152,33 (21)
5	106,8	18.462,65	147,40 (3)	151,99 (21)
6	106,8	18.462,65	147,40 (3)	151,99 (21)
7	105,9	18.291,76	145,68 (3)	150,15 (21)
8	111,6	19.368,81	154,34 (3)	159,38 (21)
9	123,2	21.671,21	146,06 (3)	150,84 (21)
10	120,2	21.067,24	156,26 (3)	161,59 (21)
11	137,0	24.668,01	154,93 (3)	160,47 (21)
12	143,0	26.053,48	165,35 (3)	171,65 (21)
13	144,0	26.286,47	167,10 (3)	173,52 (21)
14	146,0	26.762,24	170,57 (3)	177,26 (21)
15	146,0	26.762,24	170,57 (3)	177,26 (21)
16	146,0	26.762,24	170,57 (3)	177,26 (21)
17	144,0	26.286,47	167,10 (3)	173,52 (21)
18	147,0	27.006,99	174,04 (3)	181,02 (21)
19	152,3	27.551,07	182,74 (3)	190,42 (21)
20	160,8	28.317,44	194,93 (3)	203,67 (21)
21	173,6	29.901,61	217,84 (3)	228,74 (21)
22	171,5	29.617,69	213,40 (3)	223,88 (21)
23	159,7	28.207,34	193,18 (3)	201,72 (21)
24	151,1	27.333,14	179,26 (3)	186,66 (21)
Σύνολο	3.285,8	585.022	-	-

Πίνακας 10.3: Αποτελέσματα Προσομοίωσης στο σύστημα της Ρόδου πριν τη διασύνδεση για το σενάριο A

Σημειώνεται ότι ο ζυγός 3 είναι ζυγός παραγωγής, ενώ ο ζυγός 21 είναι ζυγός απορρόφησης (ή κατανάλωσης).

10.2.1.2 Σενάριο Β για το σύστημα της Ρόδου πριν τη διασύνδεση

Στο σενάριο αυτό υποθέτουμε ότι από την ώρα 16 ως την ώρα 22 θα έχουμε ανέμους ικανούς να παράγουν το ονομαστικό φορτίο των ανεμογεννητριών, δηλαδή ανέμους με ταχύτητες της τάξης των 12 m/s. Λαμβάνοντας υπόψη τα νέα δεδομένα υποθέτουμε ότι η αιολική παραγωγή μπορεί να ικανοποιήσει το 25% της ζήτησης, όπως αυτή έχει οριστεί στο σενάριο Α για το σύστημα της Ρόδου πριν τη διασύνδεση. Έτσι τα δεδομένα μας αλλάζουν ως εξής:

Αιολική Παραγωγή							
Ωρα	16	17	18	19	20	21	22
Φορτίο (MW)	36,23	35,70	36,75	38,06	39,90	43,05	42,53

Πίνακας 10.4: Φορτίο που καλύπτεται από την αιολική παραγωγή στο σύστημα της Ρόδου

Το φορτίο που πρέπει να παράγουν οι θερμικές μονάδες του συστήματος αλλάζει ως εξής:

Α' Περίοδος		Β' Περίοδος	
Ωρα	Φορτίο (MW)	Ωρα	Φορτίο (MW)
1	134,4	13	142,8
2	120,75	14	144,9
3	111,3	15	144,9
4	112,35	16	108,68
5	102,9	17	107,1
6	102,9	18	110,25
7	101,85	19	114,19
8	107,1	20	119,7
9	120,75	21	129,15
10	117,6	22	127,58
11	135,45	23	158,55
12	141,75	24	150,15

Πίνακας 10.5: Α' και Β' 12-ωρο στο σύστημα της Ρόδου για το σενάριο Β

Ουσιαστικά έχουμε μείωση στο παραγόμενο φορτίο από Θερμικές Μονάδες στις ώρες 16 έως 22. Δηλαδή η αιολική παραγωγή καλύπτει το 25% της ζήτησης και το υπόλοιπο 75% καλύπτεται από τις Μονάδες Θερμικής Παραγωγής. Οι υποθέσεις κατά την παραγωγή παραμένουν ίδιες με αυτές του σεναρίου Α.

Τα αποτελέσματα της προσομοίωσης (με την εντολή Βέλτιστης Ροής Φορτίου «runopf») φαίνονται στον Πίνακα 10.6, με τους ζυγούς στους οποίους εμφανίζονται οι μέγιστες και οι ελάχιστες τιμές των LMPs να σημειώνονται εντός των παρενθέσεων:

Ωρα	Συνολική Παραγωγή Θερμικών Μονάδων (MW)	Συνολικό Λειτουργικό Κόστος Μονάδων (€)	min LMP (€/MWh)	max LMP (€/MWh)
1	136,0	24.451,36	153,20 (3)	158,61 (21)
2	123,2	21.671,21	146,06 (3)	150,84 (21)
3	114,6	19.944,07	145,86 (3)	150,49 (21)
4	115,5	20.114,57	147,60 (3)	152,33 (21)
5	106,8	18.462,65	147,40 (3)	151,99 (21)
6	106,8	18.462,65	147,40 (3)	151,99 (21)
7	105,9	18.291,76	145,68 (3)	150,15 (21)
8	111,6	19.368,81	154,34 (3)	159,38 (21)
9	123,2	21.671,21	146,06 (3)	150,84 (21)
10	120,2	21.067,24	156,26 (3)	161,59 (21)
11	137,0	24.668,01	154,93 (3)	160,47 (21)
12	143,0	26.053,48	165,35 (3)	171,65 (21)
13	144,0	26.286,47	167,10 (3)	173,52 (21)
14	146,0	26.762,24	170,57 (3)	177,26 (21)
15	146,0	26.762,24	170,57 (3)	177,26 (21)
16	113,4	19.715,68	156,95 (3)	162,17 (21)
17	112,0	19.440,96	154,34 (3)	159,38 (21)
18	114,6	19.953,81	144,13 (3)	148,64 (21)
19	118,2	20.659,13	150,63 (3)	155,57 (21)
20	122,2	21.467,13	144,32 (3)	148,99 (21)
21	131,0	23.344,49	143,82 (3)	149,35 (21)
22	129,5	23.020,26	141,93 (3)	146,58 (21)
23	159,7	28.207,34	193,18 (3)	201,72 (21)
24	151,1	27.333,14	179,26 (3)	186,66 (21)
Σύνολο	3.031,5	537.179,9	-	-

Πίνακας 10.6: Αποτελέσματα Προσομοίωσης στο σύστημα της Ρόδου πριν τη διασύνδεση για το σενάριο B

Σημειώνεται ότι ο ζυγός 3 είναι ζυγός παραγωγής, ενώ ο ζυγός 21 είναι ζυγός απορρόφησης (ή κατανάλωσης).

10.2.1.3 Σενάριο Α για το σύστημα της Κρήτης πριν τη διασύνδεση

Το σενάριο αυτό αποτελεί μια απλή προσομοίωση στο σύστημα της Ρόδου για μια τυχαία ημέρα του έτους 2007. Αυτή η ημέρα θα είναι η 15η Αυγούστου. Θεωρούμε ότι το ζητούμενο φορτίο καλύπτεται μόνο με την χρήση των Θερμικών Μονάδων Παραγωγής, αφήνοντας εκτός τα φορτία των Αιολικών Πάρκων. Η ημέρα χωρίζεται σε δύο 12-ωρα, το Α' και Β' 12-ωρο. Ως δεδομένα χρησιμοποιούμε τα ακόλουθα:

Α' 12-ωρο		Β' 12-ωρο	
Ωρα	Φορτίο (MW)	Ωρα	Φορτίο (MW)
1	436,235	13	462,384
2	410,267	14	462,384
3	364,455	15	442,783
4	364,455	16	434,235
5	353,979	17	436,973
6	345,674	18	447,706
7	338,469	19	460,596
8	354,198	20	467,044
9	388,681	21	502,098
10	416,804	22	515,928
11	440,195	23	464,845
12	463,538	24	464,845

Πίνακας 10.7: Α' και Β' 12-ωρο στο σύστημα της Κρήτης για το σενάριο Α

Τα αποτελέσματα της προσομοίωσης (με την εντολή Βέλτιστης Ροής Φορτίου «runopf») φαίνονται στον Πίνακα 10.8, με τους ζυγούς στους οποίους εμφανίζονται οι μέγιστες και οι ελάχιστες τιμές των LMPs να σημειώνονται εντός των παρενθέσεων:

Ωρα	Συνολική Παραγωγή Θερμικών Μονάδων (MW)	Συνολικό Λειτουργικό Κόστος Μονάδων (€)	min LMP (€/MWh)	max LMP (€/MWh)
1	442,5	58.754,46	96,09 (16)	198,98 (76)
2	416	55.966,09	77,60 (72)	104,22 (4)
3	368,7	47.967,04	82,26 (52)	89,70 (76)
4	368,7	47.967,04	82,26 (52)	89,70 (76)
5	357,9	47.341,38	79,65 (52)	89,86 (76)
6	349,4	46.860,73	76,05 (52)	86,82 (76)
7	342,1	46.453,31	77,09 (52)	86,61 (76)
8	358,2	47.354,37	80,27 (52)	90,70 (76)
9	393,8	49.566,53	151,10 (52)	165,65 (76)
10	422,8	56.636,85	74,76 (16)	146,68 (76)
11	446,5	59.190,02	105,22 (16)	222,39 (76)
12	470	61.871,82	175,62 (16)	265,56 (76)

Πίνακας 10.8.1: Αποτελέσματα Προσομοίωσης στο σύστημα της Κρήτης πριν τη διασύνδεση για το σενάριο Α

Ωρα	Συνολική Παραγωγή Θερμικών Μονάδων (MW)	Συνολικό Λειτουργικό Κόστος Μονάδων (€)	min LMP (€/MWh)	max LMP (€/MWh)
13	468,9	61.744,50	173,38 (16)	260,09 (76)
14	468,9	61.744,50	173,38 (16)	260,09 (76)
15	449,1	59.439,81	108,11 (16)	243,02 (76)
16	440, 5	58.536,13	107,68 (16)	223,80 (76)
17	443,2	58.834,82	106,38 (16)	234,17 (76)
18	454	59.918,81	111,08 (16)	250,04 (76)
19	467,1	61.542,43	169,21 (16)	259,01 (76)
20	473,5	62.283,37	176,79 (16)	271,96 (76)
21	508,2	66.267,44	208,13 (16)	296,93 (76)
22	521,7	67.723,40	227,60 (16)	331,44 (76)
23	471,3	62.019,93	177,59 (16)	272,75 (76)
24	471,3	62.019,93	177,59 (16)	272,75 (76)
Σύνολο	9.933,8	1.368.004,70	-	-

Πίνακας 10.8.2: Αποτελέσματα Προσομοίωσης στο σύστημα της Κρήτης πριν τη διασύνδεση για το σενάριο A (συνέχεια)

Σημειώνεται ότι οι ζυγοί 16, 52 και 72 είναι ζυγοί παραγωγής, ενώ οι ζυγοί 4 και 76 είναι ζυγοί απορρόφησης (ή κατανάλωσης).

10.2.1.4 Σενάριο B για το σύστημα της Κρήτης πριν τη διασύνδεση

Στο σενάριο αυτό υποθέτουμε ότι από την ώρα 16 ως την ώρα 22 θα έχουμε ανέμους ικανούς να παράγουν το φορτίο που φαίνεται στον Πίνακα 10.9:

Ωρα	Αιολική Παραγωγή						
	16	17	18	19	20	21	22
Φορτίο (MW)	102,66	99,05	106,46	106,11	116,60	118,18	115,36

Πίνακας 10.9: Φορτίο που καλύπτεται από την αιολική παραγωγή στο σύστημα της Κρήτης

Λαμβάνοντας υπόψη τα νέα δεδομένα υποθέτουμε ότι μπορούμε να καλύψουμε τη ζήτηση, όπως αυτή έχει οριστεί στο σενάριο A, με τη χρήση των ανεμογεννητριών. Τα δεδομένα για το A' 12-ωρο παραμένουν ίδια. Αλλαγές παρατηρούνται μόνο στο B' 12-ωρο, όπου ένα τμήμα της ζήτησης καλύπτεται από το αιολικό φορτίο. Τα νέα δεδομένα φαίνονται στον Πίνακα 10.10:

Το φορτίο που πρέπει να παράγουν οι θερμικές μονάδες του συστήματος αλλάζει ως εξής:

Α' 12-ωρο		Β' 12-ωρο	
Ωρα	Φορτίο (MW)	Ωρα	Φορτίο (MW)
1	436,235	13	462,384
2	410,267	14	462,384
3	364,455	15	442,783
4	364,455	16	331,575
5	353,979	17	337,923
6	345,674	18	341,246
7	338,469	19	354,486
8	354,198	20	350,444
9	388,681	21	383,918
10	416,804	22	400,568
11	440,195	23	464,845
12	463,538	24	464,845

Πίνακας 10.10 : Α' και Β' 12-ωρο για το σύστημα της Κρήτης για το σενάριο Β

Ουσιαστικά έχουμε μείωση του φορτίου που πρέπει να παραχθεί από τους θερμικούς σταθμούς στις ώρες 16 έως 22.

Τα αποτελέσματα της προσομοίωσης (με την εντολή Βέλτιστης Ροής Φορτίου «runopf») φαίνονται στον Πίνακα 10.11, με τους ζυγούς στους οποίους εμφανίζονται οι μέγιστες και οι ελάχιστες τιμές των LMPs να σημειώνονται εντός των παρενθέσεων:

Ωρα	Συνολική Παραγωγή Θερμικών Μονάδων (MW)	Συνολικό Λειτουργικό Κόστος Μονάδων (€)	min LMP (€/MWh)	max LMP (€/MWh)
1	442,5	58.754,46	96,09 (16)	198,98 (76)
2	416	55.966,09	77,60 (72)	104,22 (4)
3	368,7	47.967,04	82,26 (52)	89,70 (76)
4	368,7	47.967,04	82,26 (52)	89,70 (76)
5	357,9	47.341,38	79,65 (52)	89,86 (76)
6	349,4	46.860,73	76,05 (52)	86,82 (76)
7	342,1	46.453,31	77,09 (52)	86,61 (76)
8	358,2	47.354,37	80,27 (52)	90,70 (76)
9	393,8	49.566,53	151,10 (52)	165,65 (76)
10	422,8	56.636,85	74,76 (16)	146,68 (76)
11	446,5	59.190,02	105,22 (16)	222,39 (76)
12	470	61.871,82	175,62 (16)	265,56 (76)

Πίνακας 10.11.1: Αποτελέσματα Προσομοίωσης στο σύστημα της Κρήτης πριν τη διασύνδεση για το σενάριο Β

Ωρα	Συνολική Παραγωγή Θερμικών Μονάδων (MW)	Συνολικό Λειτουργικό Κόστος Μονάδων (€)	min LMP (€/MWh)	max LMP (€/MWh)
13	468,9	61.744,50	173,38 (16)	260,09 (76)
14	468,9	61.744,50	173,38 (16)	260,09 (76)
15	449,1	59.439,81	108,11 (16)	243,02 (76)
16	335	46.071,80	71,97 (19)	79,74 (107)
17	341,5	46.422,49	75,75 (19)	85,00 (107)
18	344,9	46.609,71	72,82 (19)	81,65 (107)
19	358,5	47.371,60	81,13 (19)	91,86 (107)
20	354,3	47.134,73	52,72 (19)	150,34 (107)
21	388,8	49.204,42	150,86 (51)	165,03 (107)
22	406	50.232,76	81,65 (53)	90,78 (107)
23	471,3	62.019,93	177,59 (16)	272,75 (76)
24	471,3	62.019,93	177,59 (16)	272,75 (76)
Σύνολο	9.595,1	1.265.945,83	-	-

Πίνακας 10.11.2: Αποτελέσματα Προσομοίωσης στο σύστημα της Κρήτης πριν τη διασύνδεση για το σενάριο B (συνέχεια)

Σημειώνεται ότι οι ζυγοί 16, 19, 51, 52, 53, 72 και 107 είναι ζυγοί παραγωγής, ενώ οι ζυγοί 4 και 76 είναι ζυγοί απορρόφησης (ή κατανάλωσης).

10.2.1.5 Σενάριο A για τη διασύνδεση του συστήματος της Κρήτης με τη Ρόδο

Αφού υλοποιήσαμε τις προηγούμενες προσομοιώσεις για τα συστήματα της Ρόδου και της Κρήτης για ανεξάρτητη λειτουργία τους, τώρα θα υλοποιήσουμε τη διασύνδεση τους με βάση όσα έχουν γραφεί στην αρχή του Κεφαλαίου 10. Θεωρούμε τόσο τη ζήτηση όσο και την αιολική παραγωγή του διασυνδεδεμένου συστήματος ως άθροισμα της ζήτησης και της αιολικής παραγωγής των συστημάτων της Κρήτης και της Ρόδου, όταν αυτά λειτουργούν ανεξάρτητα.

Το σενάριο που θα υλοποιήσουμε για το διασυνδεδεμένο σύστημα αφορά τη 15^η Αυγούστου του έτους 2010. Θεωρούμε ότι το ζητούμενο φορτίο καλύπτεται μόνο με την χρήση των Θερμικών Μονάδων Παραγωγής, αφήνοντας εκτός τα φορτία των Αιολικών Πάρκων για τα δύο 12-ωρα. Τα δεδομένα φαίνονται στον Πίνακα 10.12:

Α' 12-ωρο			
Ωρα	Φορτίο (MW)	Ωρα	Φορτίο (MW)
1	570,635	7	440,319
2	531,017	8	461,298
3	475,755	9	509,431
4	476,805	10	534,404
5	456,879	11	575,645
6	448,574	12	605,288

B' 12-ωρο			
Ωρα	Φορτίο (MW)	Ωρα	Φορτίο (MW)
13	605,184	19	612,846
14	607,284	20	626,644
15	587,683	21	674,298
16	579,135	22	686,028
17	579,773	23	623,395
18	594,706	24	614,995

Πίνακας 10.12: A' και B' 12-ωρο στο διασυνδεδεμένο σύστημα της Κρήτης με τη Ρόδο για το σενάριο A

Τα αποτελέσματα της προσομοίωσης (με την εντολή Βέλτιστης Ροής Φορτίου «runopf») φαίνονται στον Πίνακα 10.13, με τους ζυγούς στους οποίους εμφανίζονται οι μέγιστες και οι ελάχιστες τιμές των LMPs να σημειώνονται εντός των παρενθέσεων:

Ωρα	Συνολική Παραγωγή Θερμικών Μονάδων (MW)	Συνολικό Λειτουργικό Κόστος Μονάδων (€)	min LMP (€/MWh)	max LMP (€/MWh)
1	580	84.033,88	75,86 (16)	177,95 (76)
2	539,5	75.437,85	63,65 (107)	91,11 (76)
3	485,2	70.931,52	62,07 (107)	95,84 (105)
4	485,0	70.944,29	62,99 (107)	97,41 (76)
5	466,3	68.936,81	71,28 (107)	119,07 (42)
6	457,8	68.878,62	72,18 (107)	120,17 (42)
7	448,7	65.752,31	70,83 (107)	119,01 (42)
8	471,3	69.719,2	66,59 (107)	108,31 (76)
9	518,9	42.553,64	120,40 (107)	146,67 (106)
10	543,3	75.276,52	62,03 (107)	138,26 (76)
11	585,3	84.368,11	62,92 (16)	121,88 (76)
12	616	87.510,6	79,15 (16)	159,76 (76)
13	615,8	87.540,8	78,93 (16)	159,76 (76)
14	617,9	87.856,88	78,81 (16)	159,94 (76)
15	597,5	85.915,49	76,23 (16)	138,73 (76)
16	588,4	85.480,61	75,99 (16)	119,81 (76)
17	589,3	85.257,54	75,60 (16)	154,80 (76)
18	604,7	86.662,49	76,61 (16)	159,24 (76)
19	623,4	88.797,21	78,78 (16)	159,47 (76)
20	637,2	90.713,96	77,38 (16)	164,11 (76)
21	685,1	97.283,76	80,66 (16)	157,04 (76)
22	696,7	94.641,5	106,41 (16)	280,93 (76)
23	633,9	90.193,03	79,00 (16)	159,08 (76)
24	625,6	88.937,23	79,56 (16)	159,38 (76)
Σύνολο	13.712,8	1.933.624	-	-

Πίνακας 10.13: Αποτελέσματα Προσομοίωσης στο διασυνδεδεμένο σύστημα της Κρήτης με τη Ρόδο για το σενάριο A

Σημειώνεται ότι οι ζυγοί 16, 105, 106 και 107 είναι ζυγοί παραγωγής, ενώ οι ζυγοί 42 και 76 είναι ζυγοί απορρόφησης (ή κατανάλωσης).

10.2.1.6 Σενάριο B για τη διασύνδεση του συστήματος της Κρήτης με τη Ρόδο

Στο σενάριο αυτό υποθέτουμε ότι από την ώρα 16 ως την ώρα 22 έχουμε ανέμους ικανούς να παράγουν το φορτίο που φαίνεται στον Πίνακα 10.14:

Αιολική Παραγωγή							
Ωρα	16	17	18	19	20	21	22
Φορτίο (MW)	138,89	134,75	143,21	144,17	156,5	161,23	157,89

Πίνακας 10.14: Φορτίο που καλύπτεται από την αιολική παραγωγή στο διασυνδεδεμένο σύστημα

Λαμβάνοντας υπόψη τα νέα δεδομένα υποθέτουμε ότι μπορούμε να καλύψουμε τη ζήτηση, όπως αυτή έχει οριστεί στο σενάριο A, με τη χρήση των ανεμογεννητριών. Τα δεδομένα για το A' 12-ωρο παραμένουν ίδια. Αλλαγές παρατηρούνται μόνο στο B' 12-ωρο, όπου ένα τμήμα της ζήτησης καλύπτεται από το αιολικό φορτίο. Τα νέα δεδομένα φαίνονται στον Πίνακα 10.15:

A' 12-ωρο		B' 12-ωρο	
Ωρα	Φορτίο (MW)	Ωρα	Φορτίο (MW)
1	570,635	13	605,184
2	531,017	14	607,284
3	475,755	15	587,683
4	476,805	16	440,255
5	456,879	17	445,023
6	448,574	18	451,496
7	440,319	19	468,676
8	461,298	20	470,144
9	509,431	21	513,068
10	534,404	22	528,148
11	575,645	23	623,395
12	605,288	24	614,995

Πίνακας 10.15: A' και B' 12-ωρο στο διασυνδεδεμένο σύστημα της Κρήτης με τη Ρόδο για το σενάριο B

Ουσιαστικά έχουμε μείωση του φορτίου που πρέπει να παραχθεί από τους θερμικούς σταθμούς στις ώρες 16 έως 22.

Τα αποτελέσματα της προσομοίωσης (με την εντολή Βέλτιστης Ροής Φορτίου «runopf») φαίνονται στον Πίνακα 10.6, με τους ζυγούς στους οποίους εμφανίζονται οι μέγιστες και οι ελάχιστες τιμές των LMPs να σημειώνονται εντός των παρενθέσεων:

Ωρα	Συνολική Παραγωγή Θερμικών Μονάδων (MW)	Συνολικό Λειτουργικό Κόστος Μονάδων (€)	min LMP (€/MWh)	max LMP (€/MWh)
1	580	84.033,88	75,86 (16)	177,95 (76)
2	539,5	75.437,85	63,65 (107)	91,11 (76)
3	485,2	70.931,52	62,07 (107)	95,84 (105)
4	485	70.944,29	62,99 (107)	97,41 (76)
5	466,3	68.936,81	71,28 (107)	119,07 (42)
6	457,8	68.878,62	72,18 (107)	120,17 (42)
7	448,7	65.752,31	70,83 (107)	119,01 (42)
8	471,3	69.719,20	66,59 (107)	108,31 (76)
9	518,9	42.553,64	120,40 (107)	146,67 (106)
10	543,3	75.276,52	62,03 (107)	138,26 (76)
11	585,3	84.368,11	62,92 (16)	121,88 (76)
12	616	87.510,60	79,15 (16)	159,76 (76)
13	615,8	87.540,80	78,93 (16)	159,76 (76)
14	617,9	87.856,88	78,81 (16)	159,94 (76)
15	597,5	85.915,49	76,23 (16)	138,73 (76)
16	449,8	33.975,22	62,74 (107)	152,01 (42)
17	454,6	34.331,42	67,75 (107)	150,74 (42)
18	459,7	69.651,64	70,88 (107)	118,89 (42)
19	468,7	37.522,26	72,53 (107)	166,52 (42)
20	479,5	37.891,44	48,23 (107)	167,68 (42)
21	522,7	43.123,21	158,17 (107)	201,12 (105)
22	537,7	46.350,46	136,14 (107)	161,40 (105)
23	633,9	90.193,03	79,00 (16)	159,08 (76)
24	625,6	88.937,23	79,56 (16)	159,38 (76)
Σύνολο	12.660,7	1.607.632,42	-	-

Πίνακας 10.16: Αποτελέσματα Προσομοίωσης στο διασυνδεδεμένο σύστημα της Κρήτης με τη Ρόδο για το σενάριο Β

Σημειώνεται ότι οι ζυγοί 16, 105, 106 και 107 είναι ζυγοί παραγωγής, ενώ οι ζυγοί 42 και 76 είναι ζυγοί απορρόφησης (ή κατανάλωσης).

Στη συνέχεια θα εξετάσουμε δύο ακόμα σενάρια, όπου η αιολική παραγωγή δεν κατανέμεται ομοιόμορφα σε όλους τους ζυγούς ζήτησης, όπως συμβαίνει στο βασικό σενάριο (Σενάριο Β). Στο πρώτο σενάριο (Σενάριο 1) όλη η αιολική παραγωγή παρέχεται στο ζυγό 12, όπου εμφανίζεται η μέγιστη ζήτηση του συστήματος.

Για το δεύτερο σενάριο (Σενάριο 2), υποθέτουμε ότι η αιολική παραγωγή κατανέμεται ομοιόμορφα στους τέσσερις ζυγούς με τη μεγαλύτερη ζήτηση στο διασυνδεδεμένο σύστημα. Αυτοί οι ζυγοί θα είναι οι 19, 56, 125 και 126. Τα αποτελέσματα από την εκτέλεση της Βέλτιστης Ροής Φορτίου με τη χρήση του Αλγόριθμου Αποσύνδεσης Μονάδων (runuorf) φαίνονται στον Πίνακα 7.16.1. Εντός των παρενθέσεων ο εκάστοτε ζυγός που εντοπίζουμε το LMP :

Ωρα	Σενάριο	Συνολική Παραγωγή Θερμικών Μονάδων (MW)	Συνολικό λειτουργικό κόστος Μονάδων (€/h)	min LMP (€/MWh)	max LMP (€/MWh)
16	1	450,96	69.344,12	69,37 (16)	135,91 (76)
	2	458,97	67.461,27	67,46 (107)	130,57 (42)
17	1	455,89	73.872,31	71,68 (16)	152,77 (76)
	2	464,13	68.020,59	68,31 (107)	145,66 (42)
18	1	462,57	78.759,27	73,75 (16)	139,10 (76)
	2	471,43	71.893,52	70,04 (107)	133,56 (42)
19	1	480,68	80.848,39	75,66 (16)	163,00 (76)
	2	486,80	73.847,82	70,39 (107)	157,16 (42)
20	1	482,54	74.648,90	62,81 (16)	165,90 (76)
	2	488,67	74.170,57	61,35 (107)	163,70 (42)
21	1	525,86	84.254,99	119,42 (16)	179,08 (76)
	2	524,66	78.662,93	110,33 (16)	170,26 (76)
22	1	541,93	86.027,45	121,28 (16)	221,20 (76)
	2	539,16	79.437,07	114,67 (16)	215,54 (76)

Πίνακας 10.16.1: Συγκεντρωτικά Αποτελέσματα Προσομοίωσης για τα σενάρια 1 και 2

Σημειώνεται ότι οι ζυγοί 16 και 107 είναι ζυγοί παραγωγής, ενώ οι ζυγοί 42 και 76 είναι ζυγοί απορρόφησης (ή κατανάλωσης).

Συγκρίνοντας τα αποτελέσματα στους Πίνακες 10.16 και 10.16.1 παρατηρούμε ότι οι μέγιστες τιμές των LMPs εμφανίζονται στους ζυγούς απορρόφησης (ή κατανάλωσης), ενώ οι ελάχιστες τιμές των LMPs εμφανίζονται στους ζυγούς παραγωγής.

Παρατηρώντας τον Πίνακα 10.13, βλέπουμε ότι οι ζυγοί που εμφανίζονται τόσο οι μέγιστες, όσο και οι ελάχιστες τιμές των LMPs για το Σενάριο 1 που μελετήσαμε είναι ίδιοι με αυτούς του Σεναρίου Α, οι ζυγοί 16 και 76.

Αντίστοιχα βλέπουμε ότι οι ζυγοί που εμφανίζονται τόσο οι μέγιστες, όσο και οι ελάχιστες τιμές των LMPs για το Σενάριο 2 που μελετήσαμε είναι ίδιοι με αυτούς του Σεναρίου Β, οι ζυγοί 107 και 42.

10.2.1.7 Συμπεράσματα

Για κάθε ΣΗΕ που εξετάσαμε στο Κεφάλαιο 10 μελετήσαμε δύο σενάρια, Α και Β. Τα σενάρια Α αναφέρονται σε μια τυπική ημέρα λειτουργίας, χωρίς τη χρήση της παραγωγής των αιολικών πάρκων. Τα σενάρια Β αναφέρονται σε μια τυχαία ημέρα λειτουργίας κατά την οποία όμως στο Β 12-ωρο γίνεται χρήση της παραγωγής των αιολικών πάρκων για την κάλυψη της ζήτησης, χωρίς όμως να επηρεάζεται η ασφαλής και με οικονομικό τρόπο κάλυψη της ζήτησης κάθε ΣΗΕ.

Ας δούμε αναλυτικότερα όμως τα οικονομικά οφέλη που προκύπτουν από τη διασύνδεση αλλά και την διείσδυση αιολικής ενέργειας στα ΣΗΕ. Τα συγκεντρωτικά αποτελέσματα από τις έξι προσομοιώσεις που τρέξαμε παραπάνω φαίνονται παρακάτω:

Αριθμός Σεναρίου	Ημερήσιο Λειτουργικό Κόστος Μονάδων (€)	Κέρδη από την αιολική διείσδυση στο Σύστημα (€)	Περιγραφή Σεναρίου
1	585.022	47.842,10	Ανεξάρτητη Λειτουργία ΣΗΕ Ρόδου
2	537.179,9		Αιολική διείσδυση στην Ανεξάρτητη Λειτουργία του ΣΗΕ Ρόδου
3	1.368.004,70	102.058,87	Ανεξάρτητη Λειτουργία ΣΗΕ Κρήτης
4	1.265.945,83		Αιολική διείσδυση στην Ανεξάρτητη Λειτουργία του ΣΗΕ Κρήτης
5	1.933.624	352.991.58	Διασυνδεδεμένη Λειτουργία Συστήματος
6	1.607.632,42		Αιολική διείσδυση στη Διασυνδεδεμένη Λειτουργία του Συστήματος

Πίνακας 10.17: Συγκεντρωτικά Αποτελέσματα Προσομοιώσεων

Κέρδη από την Αιολική Διείσδυση

Στο νησί της Ρόδου με την αιολική διείσδυση εξοικονομούμε

$$585.022 - 537.179,9 = 47.842,10 \text{ €}$$

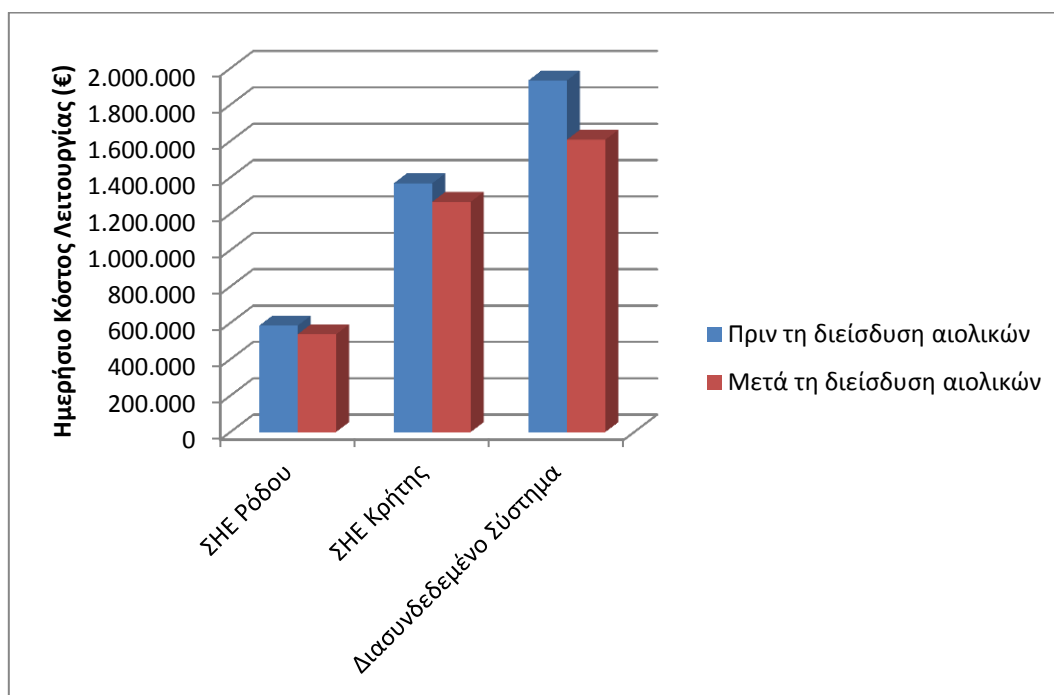
Στο νησί της Κρήτης με αιολική διείσδυση εξοικονομούμε

$$1.368.004,70 - 1.265.945,83 = 102.058,87 \text{ €}$$

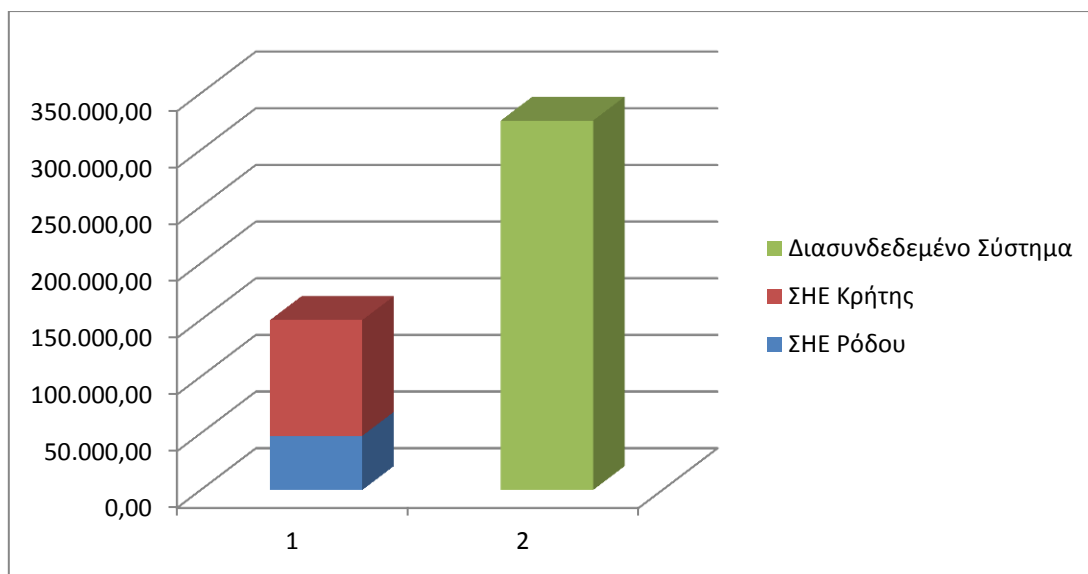
Στο διασυνδεδεμένο σύστημα με την αιολική διείσδυση εξοικονομούμε

$$1.933.624 - 1.607.632,42 = 325.991,58 \text{ €}$$

Οι ελάχιστες τιμές των LMPs εμφανίζονται κυρίως στους ζυγούς παραγωγής, ενώ οι μέγιστες τιμές των LMPs εμφανίζονται κυρίως στους ζυγούς κατανάλωσης (ή απορρόφησης). Ακόμη παρατηρούμε ότι τόσο οι μέγιστες όσο και οι ελάχιστες τιμές των LMPs εμφανίζονται σε ζυγούς στο σύστημα της Κρήτης. Αυτό συμβαίνει για έχουμε λάβει το δίκτυο της Κρήτης ως τη βάση για τη συνολική ηλεκτροπαραγωγή, ενώ το δίκτυο της Ρόδου χρησιμοποιείται όταν δεν συμφέρει η παραγωγή ενέργειας από την Κρήτη. Άλλωστε οι Μονάδες της Κρήτης έχουν χαμηλότερα λειτουργικά κόστη από αυτές της Ρόδου. Έτσι εξοικονομούμε αρκετά χρήματα κατά την παραγωγή, όπως φαίνεται και παρακάτω.



Γράφημα 10.1: Κόστη λειτουργίας πριν και μετά από την αιολική διείσδυση



Γράφημα 10.2: Σύγκριση Κερδών από την αιολική διείσδυση

Τα συγκεντρωτικά αποτελέσματα για τα οφέλη από τη διασύνδεση των συστημάτων Κρήτης και Ρόδου φαίνονται παρακάτω:

Αριθμός Σεναρίου	Ημερήσιο Λειτουργικό Κόστος Μονάδων (€)	Κέρδη από την διασύνδεση στο Σύστημα (€)	Περιγραφή Σεναρίου
1	585.022	19.402,7	Ανεξάρτητη Λειτουργία ΣΗΕ Ρόδου
3	1.368.004,70		Ανεξάρτητη Λειτουργία ΣΗΕ Κρήτης
5	1.933.624		Διασυνδεδεμένη Λειτουργία Συστήματος
2	537.179,9	195.493,31	Αιολική διείσδυση στην Ανεξάρτητη Λειτουργία του ΣΗΕ Ρόδου
4	1.265.945,83		Αιολική διείσδυση στην Ανεξάρτητη Λειτουργία του ΣΗΕ Κρήτης
6	1.607.632,42		Αιολική διείσδυση στη Διασυνδεδεμένη Λειτουργία του Συστήματος

Πίνακας 10.18: Συγκεντρωτικά Αποτελέσματα Προσομοιώσεων για τη διασύνδεση Κρήτης και Ρόδου

Κέρδη από την διασύνδεση

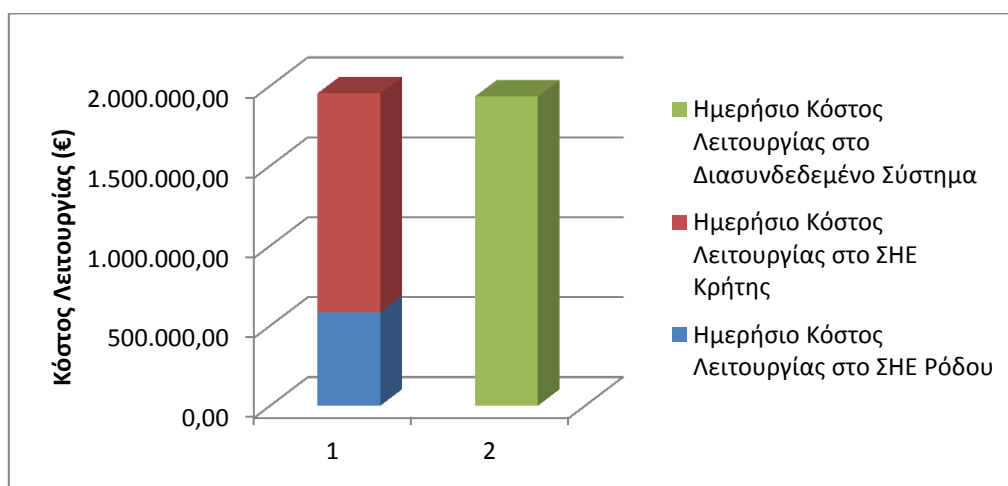
Η διασύνδεση της Κρήτης με τη Ρόδο, πριν την αιολική διείσδυση και στα τρία συστήματα μας αποφέρει κέρδη

$$(1.368.004,70 + 585.022) - 1.933.624 = 19.402,70\text{€}$$

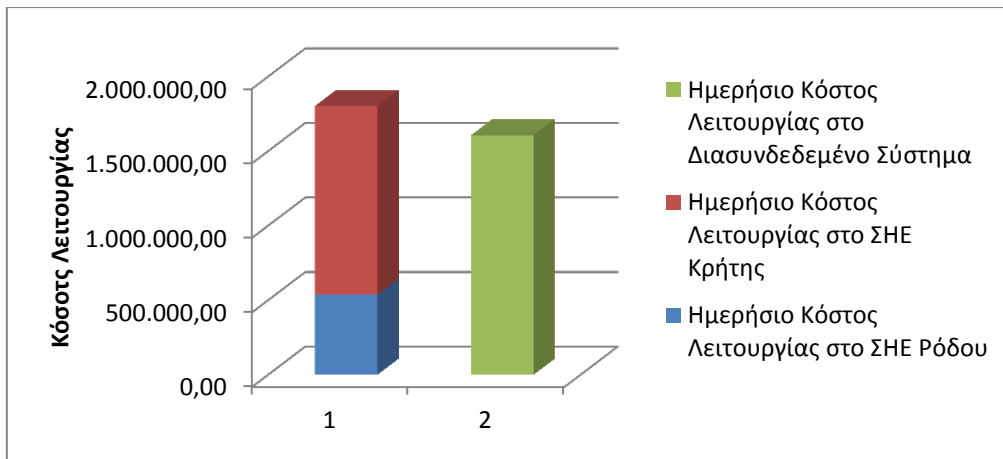
Η διασύνδεση της Κρήτης με τη Ρόδο, μετά την αιολική διείσδυση και στα τρία συστήματα μας αποφέρει κέρδη

$$(1.265.945,83 + 537.179,9) - 1.607.632,42 = 195.493,31 \text{ €}$$

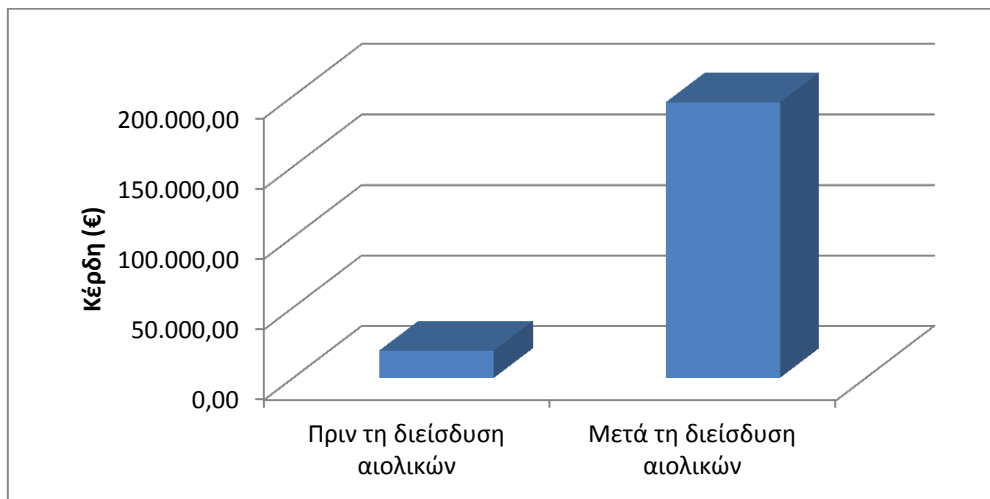
Η διασύνδεση των ηλεκτρικών συστημάτων Κρήτης και Ρόδου μας αποφέρει κέρδη εξαιτίας της αύξησης των φθηνών μονάδων παραγωγής. Όπως ξέρουμε, οι πιο φθηνές Μονάδες είναι οι Νηζελογεννήτριες, και γι' αυτό συμμετέχουν πάντα στην κάλυψη του φορτίου. Οι Ατμοστρόβιλοι έχουν μέσο λειτουργικό κόστος μεγαλύτερο των Νηζελογεννητριών αλλά μικρότερο των Αεριοστρόβιλων. Οι Αεριοστρόβιλοι είναι πολύ ακριβές μονάδες, χρησιμοποιούνται ως Μονάδες Φορτίου Αιχμής. Οι Μονάδες κατανέμονται με βάση το λειτουργικό τους κόστος. Συνεπώς αφού αυξάνεται ο αριθμός των Νηζελογεννητριών ο Διαχειριστής προσπαθεί να τις αξιοποιήσει, όσο το δυνατόν καλύτερα, για να μειώσει το κόστος παραγωγής. Ακόμη επειδή το φορτίο έχει αυξηθεί αρκετά, αξιοποιούνται καλύτερα οι Αεριοστρόβιλοι που εμφανίζουν κέρδη όταν παράγουν αρκετά μεγάλη ποσότητα ισχύος. Όλα αυτά σε συνδυασμό και με την αξιοποίηση της αιολική παραγωγής εξασφαλίζουν αρκετές χιλιάδες ευρώ στο διασυνδεδεμένο σύστημα. Τα παραπάνω φαίνονται και στα ακόλουθα γραφήματα.



Γράφημα 10.3: Σύγκριση κόστους πριν από την αιολική διείσδυση στη διασύνδεση



Γράφημα 10.4: Σύγκριση κόστους μετά από την αιολική διείσδυση στη διασύνδεση



Γράφημα 10.5: Σύγκριση κέρδους πριν και μετά την αιολική διείσδυση

Παρατηρώντας τα γραφήματα γίνεται φανερό ότι ο συνδυασμός διασύνδεσης των συστημάτων της Κρήτης με τη Ρόδο και η χρήση της αιολικής παραγωγής για την κάλυψη της ζήτησης στο νέο σύστημα, δηλαδή το διασυνδεδεμένο, μειώνει το κόστος παραγωγής της ηλεκτρικής ενέργειας κατά αρκετές χιλιάδες ευρώ ημερησίως.

Το ποσό αυτό ανέρχεται στις

$$(1.368.004,70 + 585.022) - 1.607.632,42 = 345.394,28 \text{ €}$$

και εκφράζεται ως εξής

$$\begin{aligned}
 & \text{Κόστος Ανεξάρτητης Λειτουργία ΣΗΕ Κρήτης} \\
 & + \\
 & \text{Κόστος Ανεξάρτητης Λειτουργία ΣΗΕ Ρόδου} \\
 & - \\
 & \text{Κόστος Διασυνδεδεμένου Συστήματος μετά την αιολική διείσδυση} \\
 & = \\
 & \text{Κέρδος μετά από την αιολική διείσδυση στη διασύνδεση}
 \end{aligned}$$

Ο κύριος λόγος που στο διασυνδεδεμένο σύστημα έχουμε χαμηλότερο κόστος είναι το γεγονός ότι ο Διαχειριστής του Συστήματος έχει τη δυνατότητα να αξιοποιήσει ακόμα καλύτερα τις θερμικές μονάδες παραγωγής σε σχέση με την περίπτωση όπου τα συστήματα θα λειτουργούσαν ανεξάρτητα. Δηλαδή, ο Διαχειριστής αξιοποιεί κυρίως της Ντηζελογεννήτριες, που έχουν χαμηλότερο κόστος λειτουργίας από τους Ατμοστρόβιλους και τους Αεριοστρόβιλους.

Για να εξηγήσουμε καλύτερα το παραπάνω θα χρησιμοποιήσουμε ένα παράδειγμα. Τα ΣΗΕ της Κρήτης και της Ρόδου, είναι αρκετά σπάνιο όχι αδύνατο, δεν παρουσιάζουν αιχμές στα ίδια χρονικά διαστήματα. Έστω ότι το σύστημα της Ρόδου παρουσιάζει αιχμή μια συγκεκριμένη ώρα, ενώ το σύστημα της Κρήτης όχι. Ο Διαχειριστής, αν τα συστήματα λειτουργούσαν ανεξάρτητα, θα έδινε εντολή για εκκίνηση κάποιων από τις μονάδες Ατμοστροβίλων και Αεριοστροβίλων με αποτέλεσμα το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας να αυξηθεί. Στο διασυνδεδεμένο σύστημα όμως ο Διαχειριστής θα ελέγξει αν στο ΣΗΕ της Κρήτης έχει Ντηζελογεννήτριες διαθέσιμες ή ήδη κάποιον Ατμοστρόβιλο ή Αεριοστρόβιλο σε λειτουργία ώστε να καλύψει μέσω της διασύνδεσης την αιχμή που εμφανίστηκε στο ΣΗΕ της Ρόδου. Έτσι το κόστος λειτουργίας του διασυνδεδεμένου συστήματος διατηρείται μικρότερο σε σχέση με την περίπτωση όπου τα δύο συστήματα λειτουργούσαν ανεξάρτητα.

Το διασυνδεδεμένο σύστημα, κατά συνέπεια, μπορεί να εμφανίζει κέρδη όχι μόνο σε χαμηλή ζήτηση ενέργειας αλλά και σε υψηλότερες τιμές της. Θα μπορούσαμε να εξασφαλίσουμε περαιτέρω οφέλη, αν για την κάλυψη της ζήτησης χρησιμοποιηθούν και οι υπόλοιπες υπάρχουσες Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, όπως τα Φωβολταϊκά και οι Υδροηλεκτρικοί Σταθμοί, ή αυξηθεί η διείσδυση των Αιολικών Πάρκων.

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- [1] Mohammad Shahidehpour, Hatim Yamin, Zuyi Li, “Market Operations in Electric Power Systems”, John Wiley & Sons Inc., New York, 2002
- [2] “ ΕΓΧΕΙΡΙΔΙΟ Κώδικα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας”,
Σχέδιο Β/2.0 – 30.04.2013
- [3] Ιστοσελίδα του “Διαχειριστή του Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας”, www.deddie.gr
- [4] Ιστοσελίδα της “Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας”, www.rae.gr
- [5] Ιστοσελίδα του “Διαχειριστή Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας”, www.desmie.gr
- [6] Ιστοσελίδα του “Λειτουργού Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας”, www.lagie.gr
- [7] Ιστοσελίδα του “Ανεξάρτητου Διαχειριστή Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας”,
www.admie.gr
- [8] Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, “Έκθεση Πεπραγμένων Ιανουάριος 2003 – Μάρτιος 2004”
- [10] “ Κώδικας Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας”, *Έκδοση 2.2 – 8.3.2013*
- [11] “ Κώδικας Διαχείρισης του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας ”, *Έκδοση 2.1 – Απρίλιος 2013*
- [12] “ Κείμενο Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας, όπως ίσχυε μέχρι την 31/1/2012”
- [13] “ Κώδικας Διαχείρισης Ηλεκτρικών Συστημάτων Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών (Κώδικας ΜΔΝ) ”, *Ιανουάριος 2013*
- [14] Ray D. Zimmerman, Carlos E. Murillo-Sanchez, “MATPOWER 4.1 User’s Manual”, Power Systems Engineering Research Center (Pserc), 2011
- [15] Κ. Βουρνάς, Μ. Καρυστιανός, Γ. Μάργαρης, Γ. Μάντζαρης, Α. Τσουχνικάς, «Ανάπτυξη μοντέλων για τη δυναμική προσομοίωση των νησιωτικών συστημάτων με παρουσία μονάδων ΑΠΕ και την εκτίμηση του ορίου ασφαλούς αιολικής διείσδυσης», Ερευνητικό Πανεπιστημιακό Ινστιτούτο Συστημάτων Επικοινωνιών και Υπολογιστών, Αθήνα, Σεπτέμβρης 2008

[16] Βατικαλος Γ. Άγγελος, “ Βραχυπρόθεσμος Υδροθερμικός Προγραμματισμός και Μελέτη μη Διασυνδεδεμένου ΣΗΕ με Μεγάλη Διείσδυση ΑΠΕ και Αντλησιοταμίευση Χωρίς Αντληση από το Δίκτυο σε Συνθήκες Βέλτιστης Ροής Φορτίου ”, Διπλωματική Εργασία, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, 2009

[17] Γιάννης Δ. Μάργαρης, “ Μοντελοποίηση ανεμογεννητριών για τη μελέτη δυναμικών φαινομένων σε συνθήκες αυξημένης αιολικής διείσδυσης ”, Διδακτορική Διατριβή, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, 2011

[18] Τσακρίδης Απόστολος, “Επίπτωση της Διείσδυσης Φωτοβολταϊκών Συστημάτων στο Μη Διασυνδεδεμένο Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας της Κρήτης”, Διπλωματική Εργασία, Τεχνολογικό Εκπαιδευτικό Ίδρυμα Κρήτης, Ηράκλειο, 2012

[19] Βαμβουκάκης Ι. Κωνσταντίνος, “Πιθανοτική Ροή Φορτίου με τη Μέθοδο Εκτίμησης Τριών Σημείων – Εφαρμογή στο Δίκτυο της Κρήτης”, Διπλωματική Εργασία, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Αθήνα, 2012

[20] Αντώνιος Αντωνιάδης, “Τρόποι Εκκαθάρισης Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας – Εφαρμογή στο Ηλεκτρικό Δίκτυο της Κρήτης”, Διπλωματική Εργασία, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, 2012

[21] Αναστάσιος Γ. Μπακιρτζής, “Οικονομική Λειτουργία Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας”, Εκδόσεις ΖΗΤΗ, Θεσσαλονίκη, 1998

[22] Τελική Έκθεση των Μ. Παπαδόπουλου, Σ. Παπαθανασίου και Ε. Καραμάνου στο Ερευνητικό Έργο: “Επικαιροποίηση της Στρατηγικής Μελέτης Διασύνδεσης Νησιών με το Σύστημα”, φορέας ανάθεσης: Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, 2008

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Α

ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΑΡΧΕΙΩΝ ΠΟΥ ΧΡΗΣΙΜΟΠΟΙΗΘΗΚΑΝ ΓΙΑ ΤΙΣ ΕΦΑΡΜΟΓΕΣ

Παρουσιάζονται τα δεδομένα των αρχείων που χρησιμοποιήθηκαν για τις προσομοιώσεις στα ΣΗΕ της Ρόδου και της Κρήτης. Τα χαρακτηριστικά των γραμμών μεταφοράς του δικτύου (Πίνακας branch data), τα χαρακτηριστικά των γεννητριών (Πίνακας generator data) και το κόστος των γεννητριών (Πίνακας generator cost data) είναι ανεξαρτήτως του σενάριο που τρέχαμε. Οι μόνες διαφορές παρουσιάζονται στον Πίνακα Ζήτησης (Πίνακας bus data). Επειδή τα φορτία που χρησιμοποιούνται σε κάθε σενάριο έχουν περιγραφεί αναλυτικά στο κύριο μέρος της παρούσας διπλωματικής, στο Παράρτημα Α θα παρουσιάσουμε ενδεικτικά τα αρχεία που χρησιμοποιήθηκαν.

Αρχείο Προσομοίωσης για το Ηλεκτρικό Σύστημα της Ρόδου

```
function mpc = caseRodos

%% MATPOWER Case Format : Version 2
mpc.version = '2';

%%----- Power Flow Data -----%%
%% system MVA base
mpc.baseMVA = 100;

%% bus data
% bus_i type Pd Qd Gs Bs area Vm Va baseKV zone Vmax Vmin
mpc.bus = [
1 1 0 0 0 0 1 1 0 150 1 1.05 0.95;
2 2 0 0 0 0 1 1 0 6.3 1 1.05 0.95;
3 2 0 0 0 0 1 1 0 11 1 1.05 0.95;
4 3 0 0 0 0 1 1 0 10 1 1.05 0.95;
5 2 0 0 0 0 1 1 0 10 1 1.05 0.95;
6 2 0 0 0 0 1 1 0 11 1 1.05 0.95;
7 2 0 0 0 0 1 1 0 11 1 1.05 0.95;
8 2 0 0 0 0 1 1 0 11.5 1 1.05 0.95;
9 1 0 0 0 0 1 1 0 150 1 1.05 0.95;
10 1 0 0 0 0 1 1 0 150 1 1.05 0.95;
11 1 0 0 0 0 1 1 0 150 1 1.05 0.95;
12 1 0 0 0 0 1 1 0 150 1 1.05 0.95;
13 1 0 0 0 0 1 1 0 150 1 1.05 0.95;
14 1 0 0 0 0 1 1 0 150 1 1.05 0.95;
15 1 0 0 0 0 1 1 0 150 1 1.05 0.95;
16 2 7.0824 2.3372 0 0 1 1 0 21 1 1.05 0.95;
17 2 17.7062 5.8431 0 0 1 1 0 21 1 1.05 0.95;
18 2 23.0180 7.5960 0 0 1 1 0 21 1 1.05 0.95;
19 2 23.9033 7.8882 0 0 1 1 0 21 1 1.05 0.95;
20 2 4.4265 1.4607 0 0 1 1 0 21 1 1.05 0.95;
21 2 12.3943 4.0901 0 0 1 1 0 21 1 1.05 0.95;
22 2 0 0 0 0 1 1 0 6.3 1 1.05 0.95;
23 2 0 0 0 0 1 1 0 11 1 1.05 0.95;
24 2 0 0 0 0 1 1 0 11 1 1.05 0.95;
```

```

25      2      0      0      0      0      1      1      0      11      1      1.05      0.95;
26      2      0      0      0      0      1      1      0      11      1      1.05      0.95;
27      2      0      0      0      0      1      1      0      11      1      1.05      0.95;
28      2      0      0      0      0      1      1      0      11      1      1.05      0.95;
29      2      0      0      0      0      1      1      0      11      1      1.05      0.95;
30      2      0      0      0      0      1      1      0      10      1      1.05      0.95;
31      2      0      0      0      0      1      1      0      10      1      1.05      0.95;
32      2      0      0      0      0      1      1      0      10      1      1.05      0.95;
33      2      0      0      0      0      1      1      0      11      1      1.05      0.95;
34      2      0      0      0      0      1      1      0      21      1      1.08      0.92;
];

```

```
%% generator data
```

```

% bus Pg Qg Qmax Qmin Vg mBase status Pmax Pmin Pc1 Pc2 Qc1min
Qc1max Qc2min Qc2max ramp_agc ramp_10 ramp_30 ramp_q apf
mpc.gen = [
2 0 0 12 -12 1 100 1 16 6.4 6.4 16 -14.8 14.8 -12 12;
3 0 0 11.7 -11.7 1 100 1 15.6 6.24 6.24 15.6 -14.68 14.68 -11.7 11.7;
4 0 0 9.21 -9.21 1 100 1 12.28 4.912 4.912 12.28 -13.684 13.684 -9.21 9.21;
5 0 0 17.61 -17.61 1 100 1 23.48 9.392 9.392 23.48 -27.044 27.044 -17.61 17.61;
6 0 0 16.05 -16.05 1 100 1 21.4 8.56 8.56 21.4 -16.42 16.42 -16.05 16.05;
7 0 0 15.75 -15.75 1 100 1 21 8.4 8.4 21 -16.3 16.3 -15.75 15.75;
8 0 0 28.5 -28.5 1 100 1 38 15.2 15.2 38 -31.4 31.4 -28.5 28.5;
22 0 0 12 -12 1 100 1 16 6.4 6.4 16 -14.8 14.8 -12 12;
23 0 0 11.7 -11.7 1 100 1 15.6 6.24 6.24 15.6 -14.68 14.68 -11.7 11.7;
24 0 0 11.7 -11.7 1 100 1 15.6 6.24 6.24 15.6 -14.68 14.68 -11.7 11.7;
25 0 0 11.7 -11.7 1 100 1 15.6 6.24 6.24 15.6 -14.68 14.68 -11.7 11.7;
26 0 0 11.7 -11.7 1 100 1 15.6 6.24 6.24 15.6 -14.68 14.68 -11.7 11.7;
27 0 0 11.7 -11.7 1 100 1 15.6 6.24 6.24 15.6 -14.68 14.68 -11.7 11.7;
28 0 0 11.7 -11.7 1 100 1 15.6 6.24 6.24 15.6 -14.68 14.68 -11.7 11.7;
29 0 0 11.7 -11.7 1 100 1 15.6 6.24 6.24 15.6 -14.68 14.68 -11.7 11.7;
30 0 0 9.21 -9.21 1 100 1 12.28 4.912 4.912 12.28 -13.684 13.684 -9.21 9.21;
31 0 0 17.61 -17.61 1 100 1 23.48 9.392 9.392 23.48 -27.044 27.044 -17.61 17.61;
32 0 0 17.61 -17.61 1 100 1 23.48 9.392 9.392 23.48 -27.044 27.044 -17.61 17.61;
33 0 0 23.88 -23.88 1 100 1 33.83 13.532 13.532 33.83 -28.39 28.39 -23.88 23.88;
16 0 0 5 0 1 100 1 0 0 0 0 0 5 0 5;
19 0 0 12.1 0 1 100 1 0 0 0 0 0 12.1 0 12.1;
18 0 0 18.8 0 1 100 1 0 0 0 0 0 18.8 0 18.8;
20 0 0 0 0 1 100 1 0 0 0 0 0 0 0 0;
21 0 0 12.1 0 1 100 1 0 0 0 0 0 12.1 0 12.1;
17 0 0 15 0 1 100 1 0 0 0 0 0 15 0 15;
34 0 0 0 0 1 100 1 0 0 0 0 0 0 0 0;
];

```

```
%% branch data
```

```

% fbus tbus r x b rateA rateB rateC ratio angle status angmin angmax
mpc.branch = [
2 9 0.005 0.09987 0 20 20 20 0 0 1;
22 9 0.005 0.09987 0 20 20 20 0 0 1;
4 9 0.00476 0.10119 0 16 16 16 0 0 1;
30 9 0.00476 0.10119 0 16 16 16 0 0 1;
5 9 0.005 0.09987 0 30 30 30 0 0 1;
31 9 0.005 0.09987 0 30 30 30 0 0 1;
32 9 0.005 0.09987 0 30 30 30 0 0 1;
6 9 0.041 0.09991 0 22 31.5 31.5 0 0 1;
33 9 0.0056 0.09984 0 24 40.3 40.3 0 0 1;
7 9 0.005 0.09987 0 31.5 31.5 31.5 0 0 1;
8 9 0.005 0.09987 0 29 42 42 0 0 1;
9 16 0.0029 0.09996 0 40 50 50 0 0 1;
9 10 0.016 0.0388 0.0114 250 300 300 0 0 1;
9 11 0.0055 0.022 0.0083 250 300 300 0 0 1;
10 17 0.00224 0.107425 0 80 100 100 0 0 1;
14 21 0.00224 0.107425 0 80 100 100 0 0 1;
11 18 0.00224 0.107425 0 80 100 100 0 0 1;
9 12 0.007 0.0282 0.0106 250 300 300 0 0 1;
11 12 0.015 0.0354 0.011 250 300 300 0 0 1;
12 19 0.00224 0.107425 0 80 100 100 0 0 1;
12 15 0.0277 0.1117 0.0422 250 300 300 0 0 1;
3 15 0.004 0.09992 0 20 20 20 0 0 1;
23 15 0.004 0.09992 0 20 20 20 0 0 1;
24 15 0.004 0.09992 0 20 20 20 0 0 1;
25 15 0.004 0.09992 0 20 20 20 0 0 1;
26 15 0.004 0.09992 0 20 20 20 0 0 1;
27 15 0.004 0.09992 0 20 20 20 0 0 1;
28 15 0.004 0.09992 0 20 20 20 0 0 1;

```

```

29 15 0.004 0.09992 0 20 20 20 0 0 1;
13 15 0.0102 0.0412 0.0156 250 300 300 0 0 1;
13 20 0.0029 0.09996 0 40 50 50 0 0 1;
13 34 0.00448 0.21485 0 50 50 50 0 0 1;
9 13 0.0229 0.0924 0.0349 250 300 300 0 0 1;
10 1 0.0065 0.0148 0.005 250 300 300 0 0 1;
1 14 0.0004 0.0021 0.0331 250 300 300 0 0 1;
];

```

```

%%----- OPF Data -----%%
%% area data
% area refbus
mpc.areas = [
    1 5;
];

```

```

%% generator cost data
% 1 startup shutdown n x1 y1 ... xn yn
% 2 startup shutdown n c(n-1) ... c0
mpc.gencost = [
2 0 0 4 0 80.4112 121.31 143.839 ;
2 0 0 4 0 11.0912 18.16184 61.38286 ;
2 0 0 4 0 11.0912 18.16184 61.38286 ;
2 0 0 4 0 17.74592 31.05536 84.5704 ;
2 0 0 4 0 0 138.5895 858.27 ;
2 0 0 4 0 0 492.45 450.24 ;
2 0 0 4 0 0 295.47 330.645 ;
2 0 0 4 0 80.4112 121.31 143.839 ;
2 0 0 4 0 11.0912 18.16184 61.38286 ;
2 0 0 4 0 11.0912 18.16184 61.38286 ;
2 0 0 4 0 11.0912 18.16184 61.38286 ;
2 0 0 4 0 11.0912 18.16184 61.38286 ;
2 0 0 4 0 11.0912 18.16184 61.38286 ;
2 0 0 4 0 11.0912 18.16184 61.38286 ;
2 0 0 4 0 11.0912 18.16184 61.38286 ;
2 0 0 4 0 17.74592 31.05536 84.5704 ;
2 0 0 4 0 17.74592 31.05536 84.5704 ;
2 0 0 4 0 0 344.715 464.31 ;
2 0 0 4 0 0 0 0 ;
2 0 0 4 0 0 0 0 ;
2 0 0 4 0 0 0 0 ;
2 0 0 4 0 0 0 0 ;
2 0 0 4 0 0 0 0 ;
2 0 0 4 0 0 0 0 ;
2 0 0 4 0 0 0 0 ;
];

```

Αρχείο Προσομοίωσης για το Ηλεκτρικό Σύστημα της Κρήτης

```

function mpc = kriti

%% MATPOWER Case Format : Version 2
mpc.version = '2';

%%----- Power Flow Data -----%%
%% system MVA base
mpc.baseMVA = 100;

%% bus data
% bus_i type Pd Qd Gs Bs area Vm Va baseKV zone Vmax Vmin
mpc.bus = [
1 1 0.000 0.000 0 0 1 1 0 150.0 1 1.09 0.95 ;
2 1 0.000 0.000 0 0 1 1 0 150.0 1 1.09 0.95 ;
3 1 16.021 8.837 0 0 1 1 0 15.8 1 1.09 0.95 ;
4 1 0.000 0.000 0 0 1 1 0 150.0 1 1.09 0.95 ;
5 1 0.000 0.000 0 0 1 1 0 66.0 1 1.09 0.95 ;
6 1 0.000 0.000 0 0 1 1 0 150.0 1 1.09 0.95 ;
7 1 0.000 0.000 0 0 1 1 0 150.0 1 1.09 0.95 ;
8 1 0.000 0.000 0 0 1 1 0 150.0 1 1.09 0.95 ;
9 1 0.000 0.000 0 0 1 1 0 150.0 1 1.09 0.95 ;
10 1 11.690 5.654 0 0 1 1 0 150.0 1 1.09 0.95 ;
11 1 0.407 0.197 0 0 1 1 0 150.0 1 1.09 0.95 ;
12 1 46.406 22.447 0 0 1 1 0 150.0 1 1.09 0.95 ;
13 1 8.594 4.157 0 0 1 1 0 150.0 1 1.09 0.95 ;
14 1 0.000 0.000 0 0 1 1 0 150.0 1 1.09 0.95 ;
15 1 0.000 0.000 0 0 1 1 0 150.0 1 1.09 0.95 ;
16 2 0.000 0.000 0 0 1 1 0 6.3 1 1.09 0.95 ;
17 1 0.000 0.000 0 0 1 1 0 150.0 1 1.09 0.95 ;
18 2 0.000 0.000 0 0 1 1 0 11.5 1 1.09 0.95 ;
19 2 0.000 0.000 0 0 1 1 0 11.5 1 1.09 0.95 ;
20 2 0.000 0.000 0 0 1 1 0 11.5 1 1.09 0.95 ;
21 2 0.000 0.000 0 0 1 1 0 11.0 1 1.09 0.95 ;
22 2 0.000 0.000 0 0 1 1 0 6.3 1 1.09 0.95 ;
23 2 0.000 0.000 0 0 1 1 0 6.3 1 1.09 0.95 ;
24 2 0.000 0.000 0 0 1 1 0 6.3 1 1.09 0.95 ;
25 2 0.000 0.000 0 0 1 1 0 10.0 1 1.09 0.95 ;
26 2 0.000 0.000 0 0 1 1 0 10.0 1 1.09 0.95 ;
27 2 0.000 0.000 0 0 1 1 0 10.0 1 1.09 0.95 ;
28 2 0.000 0.000 0 0 1 1 0 10.0 1 1.09 0.95 ;
29 2 0.000 0.000 0 0 1 1 0 6.3 1 1.09 0.95 ;
30 2 0.000 0.000 0 0 1 1 0 15.8 1 1.09 0.95 ;
31 2 0.000 0.000 0 0 1 1 0 15.8 1 1.09 0.95 ;
32 1 0.000 0.000 0 0 1 1 0 21.0 1 1.09 0.95 ;
33 1 19.198 10.561 0 0 1 1 0 21.0 1 1.09 0.95 ;
34 1 0.000 0.000 0 0 1 1 0 21.0 1 1.09 0.95 ;
35 1 20.270 11.183 0 0 1 1 0 21.0 1 1.09 0.95 ;
36 1 27.018 14.944 0 0 1 1 0 21.0 1 1.09 0.95 ;
37 1 8.581 4.749 0 0 1 1 0 21.0 1 1.09 0.95 ;
38 1 11.690 6.470 0 0 1 1 0 21.0 1 1.09 0.95 ;
39 1 0.000 0.000 0 0 1 1 0 15.8 1 1.09 0.95 ;
40 1 0.367 0.203 0 0 1 1 0 21.0 1 1.09 0.95 ;
41 2 0.000 0.000 0 0 1 1 0 11.0 1 1.09 0.95 ;
42 3 0.000 0.000 0 0 1 1 0 11.0 1 1.09 0.95 ;
43 2 0.000 0.000 0 0 1 1 0 11.0 1 1.09 0.95 ;
44 2 0.000 0.000 0 0 1 1 0 11.0 1 1.09 0.95 ;
45 1 0.000 0.000 0 0 1 1 0 15.8 1 1.09 0.95 ;
46 1 0.000 0.000 0 0 1 1 0 150.0 1 1.09 0.95 ;
47 1 11.133 6.132 0 0 1 1 0 15.8 1 1.09 0.95 ;
48 1 0.000 0.000 0 0 1 1 0 15.8 1 1.09 0.95 ;
49 1 3.299 1.596 0 0 1 1 0 150.0 1 1.09 0.95 ;

```

50	1	3.069	1.700	0	0	1	1	0	21.0	1	1.09	0.95	;
51	2	0.000	0.000	0	0	1	1	0	13.8	1	1.09	0.95	;
52	2	0.000	0.000	0	0	1	1	0	13.8	1	1.09	0.95	;
53	2	0.000	0.000	0	0	1	1	0	11.0	1	1.09	0.95	;
54	2	0.000	0.000	0	0	1	1	0	11.0	1	1.09	0.95	;
55	1	0.000	0.000	0	0	1	1	0	150.0	1	1.09	0.95	;
56	1	38.246	18.500	0	0	1	1	0	21.0	1	1.09	0.95	;
57	1	0.000	0.000	0	0	1	1	0	150.0	1	1.09	0.95	;
58	1	0.000	0.000	0	0	1	1	0	150.0	1	1.09	0.95	;
59	1	0.000	0.000	0	0	1	1	0	150.0	1	1.09	0.95	;
60	1	0.000	0.000	0	0	1	1	0	150.0	1	1.09	0.95	;
61	1	0.000	0.000	0	0	1	1	0	150.0	1	1.09	0.95	;
62	1	0.000	0.000	0	0	1	1	0	150.0	1	1.09	0.95	;
63	1	0.000	0.000	0	0	1	1	0	150.0	1	1.09	0.95	;
64	1	0.000	0.000	0	0	1	1	0	150.0	1	1.09	0.95	;
65	1	0.000	0.000	0	0	1	1	0	150.0	1	1.09	0.95	;
66	1	0.000	0.000	0	0	1	1	0	150.0	1	1.09	0.95	;
67	1	0.000	0.000	0	0	1	1	0	150.0	1	1.09	0.95	;
68	1	0.000	0.000	0	0	1	1	0	150.0	1	1.09	0.95	;
69	1	0.000	0.000	0	0	1	1	0	21.0	1	1.09	0.95	;
70	1	20.094	11.084	0	0	1	1	0	15.8	1	1.09	0.95	;
71	1	0.000	0.000	0	0	1	1	0	15.8	1	1.09	0.95	;
72	2	0.000	0.000	0	0	1	1	0	21.0	1	1.09	0.95	;
73	2	0.000	0.000	0	0	1	1	0	21.0	1	1.09	0.95	;
74	1	19.008	10.507	0	0	1	1	0	21.0	1	1.09	0.95	;
75	1	25.280	13.907	0	0	1	1	0	21.0	1	1.09	0.95	;
76	1	0.000	0.000	0	0	1	1	0	21.0	1	1.09	0.95	;
77	1	0.000	0.000	0	0	1	1	0	21.0	1	1.09	0.95	;
78	1	26.380	14.554	0	0	1	1	0	21.0	1	1.09	0.95	;
79	1	23.882	13.176	0	0	1	1	0	21.0	1	1.09	0.95	;
80	1	23.909	13.224	0	0	1	1	0	21.0	1	1.09	0.95	;
81	2	0.000	0.000	0	0	1	1	0	11.5	1	1.09	0.95	;
82	2	0.000	0.000	0	0	1	1	0	11.5	1	1.09	0.95	;
83	2	0.000	0.000	0	0	1	1	0	21.0	1	1.09	0.95	;
84	1	0.000	0.000	0	0	1	1	0	21.0	1	1.09	0.95	;
85	2	0.000	0.000	0	0	1	1	0	15.8	1	1.09	0.95	;
86	2	0.000	0.000	0	0	1	1	0	15.8	1	1.09	0.95	;
87	2	0.000	0.000	0	0	1	1	0	21.0	1	1.09	0.95	;
88	2	0.000	0.000	0	0	1	1	0	21.0	1	1.09	0.95	;
89	2	0.000	0.000	0	0	1	1	0	21.0	1	1.09	0.95	;
90	2	0.000	0.000	0	0	1	1	0	15.8	1	1.09	0.95	;
91	2	0.000	0.000	0	0	1	1	0	21.0	1	1.09	0.95	;
92	2	0.000	0.000	0	0	1	1	0	21.0	1	1.09	0.95	;
93	2	0.000	0.000	0	0	1	1	0	21.0	1	1.09	0.95	;
94	2	0.000	0.000	0	0	1	1	0	21.0	1	1.09	0.95	;
95	1	0.000	0.000	0	0	1	1	0	15.8	1	1.09	0.95	;
96	2	0.000	0.000	0	0	1	1	0	15.8	1	1.09	0.95	;
97	1	0.000	0.000	0	0	1	1	0	15.8	1	1.09	0.95	;
98	2	0.000	0.000	0	0	1	1	0	15.8	1	1.09	0.95	;
99	2	0.000	0.000	0	0	1	1	0	15.8	1	1.09	0.95	;
100	1	16.184	7.828	0	0	1	1	0	150.0	1	1.09	0.95	;
101	1	2.770	1.339	0	0	1	1	0	150.0	1	1.09	0.95	;
102	2	0.000	0.000	0	0	1	1	0	21.0	1	1.09	0.95	;
103	1	0.000	0.000	0	0	1	1	0	21.0	1	1.09	0.95	;
104	1	0.000	0.000	0	0	1	1	0	150.0	1	1.09	0.95	;
105	2	0.000	0.000	0	0	1	1	0	21.0	1	1.09	0.95	;
106	2	0.000	0.000	0	0	1	1	0	21.0	1	1.09	0.95	;
107	2	0.000	0.000	0	0	1	1	0	21.0	1	1.09	0.95	;

];

```

%% generator data
% bus Pg Qg Qmax Qmin Vg mBase status Pmax Pmin Pc1 Pc2 Qc1min Qc1max Qc2min
Qc2max
mpc.gen = [
16 0 0 8.0 2.5 1.0000 100 1 10 3 0 0 0 0 0 0 ;
18 0 0 35.0 -5.0 1.0200 100 1 26 7 0 0 0 0 0 0 ;
19 0 0 26.0 -7.5 1.0200 100 1 38 15 0 0 0 0 0 0 ;
20 0 0 26.0 -7.5 10.1850 100 1 38 15 0 0 0 0 0 0 ;
21 0 0 20.0 -14.1 1.0200 100 1 28 8 0 0 0 0 0 0 ;
22 0 0 14.0 -2.0 1.0200 100 1 24 18 0 0 0 0 0 0 ;
23 0 0 14.0 -10.0 1.0200 100 1 24 18 0 0 0 0 0 0 ;
24 0 0 14.0 -10.0 1.0200 100 1 23 18 0 0 0 0 0 0 ;
25 0 0 9.0 -4.5 1.0200 100 1 11 4 0 0 0 0 0 0 ;
26 0 0 9.0 -4.5 1.0200 100 1 11 6 0 0 0 0 0 0 ;
27 0 0 9.0 -4.5 1.0200 100 1 11 4 0 0 0 0 0 0 ;
28 0 0 9.0 -4.5 1.0200 100 1 11 4 0 0 0 0 0 0 ;
29 0 0 13.0 -1.0 10.1830 100 1 12 5 0 0 0 0 0 0 ;
30 0 0 11.3 -5.2 1.0200 100 1 14 8 0 0 0 0 0 0 ;
31 0 0 11.3 -5.2 1.0200 100 1 14 8 0 0 0 0 0 0 ;
41 0 0 35.0 -5.0 1.0200 100 1 57 15 0 0 0 0 0 0 ;
42 0 0 35.0 -5.0 1.0200 100 1 57 15 0 0 0 0 0 0 ;
43 0 0 13.0 -1.0 0.9829 100 1 33 10 0 0 0 0 0 0 ;
44 0 0 10.0 -1.0 0.9650 100 1 13 5 0 0 0 0 0 0 ;
51 0 0 9.0 -4.5 1.0000 100 1 50 36 0 0 0 0 0 0 ;
52 0 0 9.0 -4.5 1.0000 100 1 50 25 0 0 0 0 0 0 ;
53 0 0 3.0 -1.0 1.0000 100 1 50 20 0 0 0 0 0 0 ;
54 0 0 3.0 -1.0 1.0000 100 1 50 20 0 0 0 0 0 0 ;
72 0 0 8.0 -2.0 1.0000 100 1 0 0 0 0 0 0 0 0 ;
73 0 0 8.0 -2.0 1.0000 100 1 0 0 0 0 0 0 0 0 ;
81 0 0 15.0 -15.0 1.0000 100 1 19 8 0 0 0 0 0 0 ;
82 0 0 10.0 -1.0 1.0000 100 1 26 7 0 0 0 0 0 0 ;
83 0 0 8.0 -2.0 1.0000 100 1 0 0 0 0 0 0 0 0 ;
85 0 0 8.0 -2.0 1.0000 100 1 0 0 0 0 0 0 0 0 ;
86 0 0 8.0 -2.0 1.0000 100 1 0 0 0 0 0 0 0 0 ;
87 0 0 8.0 -2.0 1.0000 100 1 0 0 0 0 0 0 0 0 ;
88 0 0 8.0 -2.0 1.0000 100 1 0 0 0 0 0 0 0 0 ;
89 0 0 8.0 -2.0 1.0000 100 1 0 0 0 0 0 0 0 0 ;
90 0 0 8.0 -2.0 1.0000 100 1 0 0 0 0 0 0 0 0 ;
91 0 0 8.0 -2.0 1.0000 100 1 0 0 0 0 0 0 0 0 ;
93 0 0 8.0 -2.0 1.0000 100 1 0 0 0 0 0 0 0 0 ;
94 0 0 8.0 -2.0 1.0000 100 1 0 0 0 0 0 0 0 0 ;
96 0 0 8.0 -2.0 1.0000 100 1 0 0 0 0 0 0 0 0 ;
98 0 0 8.0 -2.0 1.0000 100 1 0 0 0 0 0 0 0 0 ;
99 0 0 8.0 -2.0 1.0000 100 1 0 0 0 0 0 0 0 0 ;
102 0 0 8.0 -2.0 1.0000 100 1 0 0 0 0 0 0 0 0 ;
105 0 0 8.0 -2.0 1.0000 100 1 0 0 0 0 0 0 0 0 ;
106 0 0 8.0 -2.0 1.0000 100 1 0 0 0 0 0 0 0 0 ;
107 0 0 8.0 -2.0 1.0000 100 1 0 0 0 0 0 0 0 0 ;
];

```

```

%% branch data
% fbus tbus r x b rateA rateB rateC ratio angle status
mpc.branch = [
1 46 0.01169 0.05063 0.01663 202.0 140.0 125.0 0.0000 0 1 ;
2 4 0.02277 0.09863 0.03241 202.0 140.0 125.0 0.0000 0 1 ;
2 46 0.00216 0.00938 0.00308 202.0 140.0 125.0 0.0000 0 1 ;
2 63 0.00952 0.04125 0.01355 202.0 140.0 125.0 0.0000 0 1 ;
3 70 0.00000 0.00001 0.00000 202.0 0.00 0.00 0.0000 0 1 ;
4 6 0.02021 0.08757 0.02877 202.0 140.0 125.0 0.0000 0 1 ;
6 8 0.00828 0.03340 0.01261 202.0 140.0 125.0 0.0000 0 1 ;
6 9 0.01691 0.06819 0.02575 202.0 140.0 125.0 0.0000 0 1 ;
6 14 0.00206 0.00830 0.00313 202.0 140.0 125.0 0.0000 0 1 ;
6 59 0.00319 0.01287 0.00486 202.0 140.0 103.9 0.0000 0 1 ;
6 65 0.03333 0.14438 0.04744 202.0 140.0 125.0 0.0000 0 1 ;
6 100 0.02010 0.04894 0.01436 138.0 90.0 117.0 0.0000 0 1 ;
7 59 0.00048 0.00194 0.02861 259.8 182.0 182.0 0.0000 0 1 ;
7 60 0.00048 0.00194 0.02861 259.8 182.0 182.0 0.0000 0 1 ;
8 14 0.00624 0.02515 0.00949 202.0 140.0 125.0 0.0000 0 1 ;
8 60 0.00645 0.02599 0.00490 202.0 140.0 125.0 0.0000 0 1 ;
];

```


8	104	0.00000	0.00001	0.00000	202.0	0.00	0.00	0.0000	0	1	;
9	13	0.01247	0.05027	0.01898	202.0	140.0	125.0	0.0000	0	1	;
10	13	0.00906	0.03653	0.01379	202.0	140.0	125.0	0.0000	0	1	;
10	49	0.04500	0.10957	0.03215	138.0	90.0	117.0	0.0000	0	1	;
10	55	0.02969	0.07228	0.02121	138.0	90.0	117.0	0.0000	0	1	;
10	57	0.00000	0.00001	0.00000	202.0	0.00	0.00	0.0000	0	1	;
11	49	0.02035	0.04953	0.01454	138.0	90.0	117.0	0.0000	0	1	;
11	100	0.01107	0.02695	0.00791	138.0	90.0	117.0	0.0000	0	1	;
12	55	0.00490	0.01193	0.00350	138.0	90.0	117.0	0.0000	0	1	;
12	64	0.00000	0.00001	0.00000	202.0	0.0	0.0	0.0000	0	1	;
15	66	0.00000	0.00001	0.00000	202.0	140.0	0.0	0.0000	0	1	;
15	67	0.00000	0.00001	0.00000	202.0	0.00	0.00	0.0000	0	1	;
15	68	0.00000	0.00001	0.00000	202.0	0.00	0.00	0.0000	0	1	;
17	63	0.00216	0.00870	0.00328	202.0	140.0	125.0	0.0000	0	1	;
17	65	0.00216	0.00870	0.00328	202.0	140.0	125.0	0.0000	0	1	;
32	72	0.46542	1.21633	0.00032	25.6	25.6	25.6	0.0000	0	1	;
32	73	0.45340	0.70435	0.00014	16.3	16.3	16.3	0.0000	0	1	;
33	75	0.00000	0.00001	0.00000	202.0	0.00	0.00	0.0000	0	1	;
33	76	0.73129	1.13605	0.00023	16.3	16.3	16.3	0.0000	0	1	;
34	77	0.00000	0.00001	0.00000	202.0	0.00	0.00	0.0000	0	1	;
35	78	0.00000	0.00001	0.00000	202.0	0.00	0.00	0.0000	0	1	;
36	80	0.00000	0.00001	0.00000	202.0	0.00	0.00	0.0000	0	1	;
37	83	0.57370	0.89705	0.00063	25.6	25.6	25.6	0.0000	0	1	;
39	85	1.18336	1.92564	0.00011	9.60	9.60	9.60	0.0000	0	1	;
39	86	1.32650	2.15857	0.00012	9.60	9.60	9.60	0.0000	0	1	;
39	90	2.69626	3.76449	0.00023	6.10	6.10	6.10	0.0000	0	1	;
40	92	0.43878	0.68163	0.00052	32.6	32.6	32.6	0.0000	0	1	;
40	93	0.58503	0.90884	0.00018	16.3	16.3	16.3	0.0000	0	1	;
40	94	0.68254	1.06032	0.00021	16.3	16.3	16.3	0.0000	0	1	;
45	95	0.00000	0.00001	0.00000	202.0	0.00	0.00	0.0000	0	1	;
45	96	0.56337	0.87518	0.00021	24.4	24.4	24.4	0.0000	0	1	;
47	97	0.00000	0.00001	0.00000	202.0	0.00	0.00	0.0000	0	1	;
47	98	0.60941	0.94671	0.00066	32.6	32.6	32.6	0.0000	0	1	;
48	99	0.85140	1.38546	0.00008	9.60	9.60	9.60	0.0000	0	1	;
56	105	0.18770	0.29159	0.00009	16.3	16.3	16.3	0.0000	0	1	;
56	106	0.17551	0.27265	0.00008	16.3	16.3	16.3	0.0000	0	1	;
56	107	0.23099	0.35884	0.00007	16.3	16.3	16.3	0.0000	0	1	;
57	61	0.00086	0.00348	0.00131	202.0	140.0	125.0	0.0000	0	1	;
58	62	0.03090	0.12456	0.04703	202.0	140.0	125.0	0.0000	0	1	;
58	104	0.00237	0.00957	0.00361	202.0	140.0	125.0	0.0000	0	1	;
61	66	0.01726	0.06958	0.02627	202.0	140.0	125.0	0.0000	0	1	;
62	68	0.01726	0.06958	0.02627	202.0	140.0	125.0	0.0000	0	1	;
64	67	0.01082	0.04688	0.01540	202.0	140.0	125.0	0.0000	0	1	;
70	71	0.00000	0.00001	0.00000	202.0	0.00	0.00	0.0000	0	1	;
74	75	0.00000	0.00001	0.00000	202.0	0.00	0.00	0.0000	0	1	;
78	79	0.00000	0.00001	0.00000	202.0	0.00	0.00	0.0000	0	1	;
84	87	0.19501	0.30295	0.00023	202.0	0.00	0.00	0.0000	0	1	;
84	88	0.27670	0.42985	0.00033	32.6	32.6	32.6	0.0000	0	1	;
84	89	0.30108	0.46937	0.00034	25.6	25.6	25.6	0.0000	0	1	;
84	91	0.18388	0.24050	0.00005	8.20	8.20	8.20	0.0000	0	1	;
100	101	0.00000	0.00001	0.00000	202.0	0.00	0.00	0.0000	0	1	;
102	103	0.01706	0.02651	0.00002	32.6	32.6	32.6	0.0000	0	1	;
1	32	0.02352	0.88369	0.00000	25.0	25.0	0.00	0.9750	0	1	;
1	32	0.02352	0.88369	0.00000	25.0	25.0	0.00	0.9750	0	1	;
2	3	0.00784	0.46013	0.00000	50.0	50.0	0.00	0.9500	0	1	;
2	18	0.00603	0.23069	0.00000	52.0	52.0	0.00	1.0375	0	1	;
2	19	0.00603	0.23069	0.00000	52.0	52.0	0.00	1.0375	0	1	;
2	20	0.00603	0.23069	0.00000	52.0	52.0	0.00	1.0375	0	1	;
2	21	0.00985	0.25663	0.00000	40.3	40.3	0.00	1.0375	0	1	;
2	41	0.00464	0.16814	0.00000	78.0	78.0	0.00	1.0375	0	1	;
2	42	0.00464	0.16737	0.00000	78.0	78.0	0.00	1.0375	0	1	;
2	70	0.00784	0.46013	0.00000	50.0	50.0	0.00	0.9750	0	1	;
2	71	0.00784	0.39412	0.00000	50.0	50.0	0.00	0.9750	0	1	;
2	81	0.01077	0.28551	0.00000	42.0	42.0	0.00	1.0500	0	1	;
4	33	0.00784	0.42973	0.00000	25.0	25.0	0.00	0.9750	0	1	;
4	74	0.00784	0.43193	0.00000	50.0	50.0	0.00	0.9375	0	1	;
4	75	0.00784	0.42973	0.00000	25.0	25.0	0.00	0.9750	0	1	;
5	6	0.00720	0.20027	0.00000	50.0	50.0	0.00	1.0500	0	1	;

```

5 6 0.00720 0.20027 0.00000 50.0 50.0 0.00 1.0500 0 1 ;
5 29 0.03652 0.54472 0.00000 18.5 18.5 0.00 1.0334 0 1 ;
5 30 0.03556 0.61337 0.00000 18.8 18.8 0.00 1.0500 0 1 ;
5 31 0.03556 0.61337 0.00000 18.8 18.8 0.00 1.0500 0 1 ;
6 22 0.01331 0.30211 0.00000 31.3 31.3 0.00 1.0393 0 1 ;
6 23 0.01516 0.31387 0.00000 31.3 31.3 0.00 1.0393 0 1 ;
6 24 0.01526 0.31515 0.00000 31.3 31.3 0.00 1.0393 0 1 ;
6 25 0.02477 0.63264 0.00000 16.0 16.0 0.00 1.0393 0 1 ;
6 26 0.02973 0.63264 0.00000 16.0 16.0 0.00 1.0393 0 1 ;
6 27 0.02477 0.63264 0.00000 16.0 16.0 0.00 1.0393 0 1 ;
6 28 0.02477 0.63264 0.00000 16.0 16.0 0.00 1.0393 0 1 ;
6 43 0.00694 0.20305 0.00000 60.0 60.0 0.00 1.0393 0 1 ;
6 48 0.02048 0.67409 0.00000 25.0 25.0 0.00 1.0500 0 1 ;
6 82 0.01077 0.28551 0.00000 42.0 42.0 0.00 1.0500 0 1 ;
7 34 0.01494 0.42774 0.00000 55.0 55.0 0.00 1.0375 0 1 ;
7 77 0.01498 0.42894 0.00000 55.0 55.0 0.00 1.0375 0 1 ;
8 35 0.00784 0.42973 0.00000 50.0 50.0 0.00 1.0125 0 1 ;
8 78 0.00784 0.42973 0.00000 50.0 50.0 0.00 0.9875 0 1 ;
8 79 0.00784 0.40432 0.00000 50.0 50.0 0.00 1.0125 0 1 ;
9 36 0.00784 0.43953 0.00000 50.0 50.0 0.00 0.9750 0 1 ;
9 80 0.00784 0.43953 0.00000 50.0 50.0 0.00 0.9750 0 1 ;
10 38 0.02000 0.84616 0.00000 25.0 25.0 0.00 0.9750 0 1 ;
10 38 0.02000 0.84616 0.00000 25.0 25.0 0.00 0.9750 0 1 ;
11 40 0.02000 0.79975 0.00000 25.0 25.0 0.00 1.0125 0 1 ;
11 40 0.02000 0.79975 0.00000 25.0 25.0 0.00 1.0125 0 1 ;
12 39 0.02000 0.79975 0.00000 25.0 25.0 0.00 1.0125 0 1 ;
12 39 0.02000 0.79975 0.00000 25.0 25.0 0.00 1.0125 0 1 ;
12 84 0.00784 0.40492 0.00000 50.0 50.0 0.00 1.0625 0 1 ;
13 37 0.02352 0.88369 0.00000 25.0 25.0 0.00 0.9375 0 1 ;
13 37 0.02352 0.88369 0.00000 25.0 25.0 0.00 0.9375 0 1 ;
14 45 0.00784 0.42813 0.00000 50.0 50.0 0.00 1.0500 0 1 ;
14 95 0.00784 0.42813 0.00000 50.0 50.0 0.00 1.0125 0 1 ;
15 51 0.00634 0.21804 0.00000 64.2 64.2 0.00 1.0250 0 1 ;
15 52 0.00634 0.21804 0.00000 64.2 64.2 0.00 1.0250 0 1 ;
15 53 0.00449 0.16268 0.00000 64.5 64.5 0.00 1.0250 0 1 ;
15 54 0.00449 0.16268 0.00000 64.5 64.5 0.00 1.0250 0 1 ;
16 70 0.03130 0.46373 0.00000 21.3 21.3 0.00 1.0039 0 1 ;
17 69 0.02000 0.79975 0.00000 25.0 25.0 0.00 1.0000 0 1 ;
17 69 0.02000 0.79975 0.00000 25.0 25.0 0.00 1.0000 0 1 ;
44 48 0.02000 0.23013 0.00000 20.0 20.0 0.00 1.0500 0 1 ;
46 47 0.00784 0.42973 0.00000 50.0 50.0 0.00 1.0000 0 1 ;
46 97 0.00784 0.42973 0.00000 50.0 50.0 0.00 1.0000 0 1 ;
49 50 0.02000 0.79975 0.00000 25.0 25.0 0.00 0.9500 0 1 ;
49 50 0.02000 0.79975 0.00000 25.0 25.0 0.00 0.9500 0 1 ;
55 56 0.00784 0.43193 0.00000 50.0 50.0 0.00 1.0250 0 1 ;
101 103 0.00784 0.42973 0.00000 50.0 50.0 0.00 1.0375 0 1 ;
];

```

```

%%----- OPF Data -----%%
%% area data
% area refbus
mpc.areas = [
    1 4 ;
];

```

```

%% generator cost data
      % 1 startup shutdown n   x1 y1 ... xn yn
      % 2 startup shutdown n   c(n-1) ... c0
mpc.gencost = [
2 0 0 4 0      0.007  185.885  1510.754 ;
2 0 0 4 0      0.001  269.429  0 ;
2 0 0 4 0.001  0.007  101.395  3564.544 ;
2 0 0 4 0.001  0.007  101.395  3564.544 ;
2 0 0 4 0      0.007  191.455  2615.623 ;
2 0 0 4 0.075  -3.341  147.326  0 ;
2 0 0 4 0.038  -1.728  124.711  0 ;
2 0 0 4 0.038  -1.728  124.711  0 ;
2 0 0 4 0.175  -3.476  95.580  0 ;
2 0 0 4 0.175  -3.476  95.580  0 ;
2 0 0 4 0.175  -3.476  95.580  0 ;
2 0 0 4 0.175  -3.476  95.580  0 ;
2 0 0 4 1.727  -4.087  613.700  0.835 ;
2 0 0 4 0.197  -4.906  157.221  0 ;
2 0 0 4 0.197  -4.906  157.221  0 ;
2 0 0 4 0.001  0.007  158.037  3481.000 ;
2 0 0 4 0.001  0.007  158.037  3481.000 ;
2 0 0 4 0      0.6777  -98.819  6837.3 ;
2 0 0 4 0      0.001  280.569  0 ;
2 0 0 4 0.007  -0.509  87.237  0.106 ;
2 0 0 4 0.007  -0.509  87.237  0.106 ;
2 0 0 4 -0.001 -0.375  110.872  0.314 ;
2 0 0 4 -0.001 -0.375  110.872  0.314 ;
2 0 0 4 0      0      0      0 ;
2 0 0 4 0      0      0      0 ;
2 0 0 4 0      0.007  152.468  1994.613 ;
2 0 0 4 0      0.001  214.430  0 ;
2 0 0 4 0      0      0      0 ;
2 0 0 4 0      0      0      0 ;
2 0 0 4 0      0      0      0 ;
2 0 0 4 0      0      0      0 ;
2 0 0 4 0      0      0      0 ;
2 0 0 4 0      0      0      0 ;
2 0 0 4 0      0      0      0 ;
2 0 0 4 0      0      0      0 ;
2 0 0 4 0      0      0      0 ;
2 0 0 4 0      0      0      0 ;
2 0 0 4 0      0      0      0 ;
];

```

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Β

ΠΑΡΑΔΕΙΓΜΑΤΑ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΩΝ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗΣ

Στο τμήμα αυτό παρουσιάζονται τα αναλυτικά αποτελέσματα από τις προσομοιώσεις που πραγματοποιήθηκαν στο Κεφάλαιο 7 στην Παράγραφο 7.3.1.

Αποτελέσματα προσομοίωσης για το σενάριο μέγιστης ζήτησης στο νησί της Ρόδου

Shutting down generator 1.
Shutting down generator 8.
Shutting down generator 6.

Objective Function Value = 50202.24 \$/hr

System Summary				
How many?		How much?	P (MW)	Q (MVar)
Buses	34	Total Gen Capacity	366.0	-273.0 to 336.0
Generators	26	On-line Capacity	313.0	-233.3 to 296.3
Committed Gens	23	Generation (actual)	236.6	137.5
Loads	6	Load	233.1	129.0
Fixed	6	Fixed	233.1	129.0
Dispatchable	0	Dispatchable	-0.0 of -0.0	-0.0
Shunts	0	Shunt (inj)	-0.0	0.0
Branches	35	Losses (I ² * Z)	3.47	26.87
Transformers	0	Branch Charging (inj)	-	18.4
Inter-ties	0	Total Inter-tie Flow	0.0	0.0
Areas	1			
		Minimum		Maximum
Voltage Magnitude		1.004 p.u. @ bus 19		1.050 p.u. @ bus 3
Voltage Angle		-4.96 deg @ bus 17		3.38 deg @ bus 3
P Losses (I ² *R)		-		1.01 MW @ line 9-10
Q Losses (I ² *X)		-		4.59 MVar @ line 12-19
Lambda P		295.47 \$/MWh @ bus 8		356.32 \$/MWh @ bus 21
Lambda Q		0.00 \$/MWh @ bus 8		2.88 \$/MWh @ bus 21

Bus Data								
Bus #	Voltage		Generation		Load		Lambda (\$/MVA-hr)	
	Mag (pu)	Ang (deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P	Q
1	1.016	-2.419	-	-	-	-	355.523	2.715
2	1.038	-0.632	-	-	-	-	345.406	0.510
3	1.050	3.378	14.29	0.51	-	-	335.171	-
4	1.047	0.000*	12.28	9.21	-	-	345.027	0.232
5	1.050	-0.172	9.39	12.43	-	-	345.099	-
6	1.048	0.443	21.40	2.39	-	-	339.912	-
7	1.038	-0.632	-	-	-	-	345.406	0.510
8	1.039	0.906	29.00	0.31	-	-	295.470	-
9	1.038	-0.632	-	-	-	-	345.406	0.510
10	1.019	-2.164	-	-	-	-	354.039	2.545
11	1.030	-1.126	-	-	-	-	347.256	1.254
12	1.031	-0.825	-	-	-	-	346.046	1.424
13	1.043	1.464	-	-	-	-	339.105	0.645
14	1.016	-2.455	-	-	-	-	355.617	2.731

15	1.049	2.637	-	-	-	-	335.531	0.245
16	1.032	-1.576	0.00	5.00	17.80	9.85	345.758	0.612
17	1.005	-4.959	0.00	15.00	46.70	25.84	355.029	2.826
18	1.011	-4.750	0.00	18.80	61.60	34.08	348.363	1.604
19	1.004	-4.473	0.00	12.10	61.80	34.19	347.192	1.918
20	1.036	0.807	0.00	0.00	12.60	6.97	339.351	0.785
21	1.008	-4.407	0.00	12.10	32.60	18.04	356.317	2.883
22	1.038	-0.632	-	-	-	-	345.406	0.510
23	1.050	3.378	14.29	0.51	-	-	335.171	-
24	1.050	3.378	14.29	0.51	-	-	335.171	-
25	1.050	3.378	14.29	0.51	-	-	335.171	-
26	1.050	3.378	14.29	0.51	-	-	335.171	-
27	1.050	3.378	14.29	0.51	-	-	335.171	-
28	1.050	3.378	14.29	0.51	-	-	335.171	-
29	1.050	3.378	14.29	0.51	-	-	335.171	-
30	1.047	-0.000	12.28	9.21	-	-	345.027	0.232
31	1.050	-0.172	9.39	12.43	-	-	345.099	-
32	1.050	-0.172	9.39	12.43	-	-	345.099	-
33	1.050	0.336	19.11	11.95	-	-	344.715	-
34	1.043	1.464	0.00	0.00	-	-	339.105	0.645
Total:			236.57	137.45	233.10	128.97		

Branch Data										
Brnch #	From Bus	To Bus	From Bus P (MW)	Injection Q (MVar)	To Bus P (MW)	Injection Q (MVar)	Loss (I ² * Z)			
							P (MW)	Q (MVar)		
1	2	9	0.00	-0.00	0.00	-0.00	-0.000	0.00		
2	22	9	0.00	-0.00	0.00	-0.00	-0.000	0.00		
3	4	9	12.28	9.21	-12.27	-8.99	0.010	0.22		
4	30	9	12.28	9.21	-12.27	-8.99	0.010	0.22		
5	5	9	9.39	12.43	-9.38	-12.21	0.011	0.22		
6	31	9	9.39	12.43	-9.38	-12.21	0.011	0.22		
7	32	9	9.39	12.43	-9.38	-12.21	0.011	0.22		
8	6	9	21.40	2.39	-21.23	-1.97	0.173	0.42		
9	33	9	19.11	11.95	-19.08	-11.49	0.026	0.46		
10	7	9	0.00	-0.00	0.00	-0.00	0.000	0.00		
11	8	9	29.00	0.31	-28.96	0.47	0.039	0.78		
12	9	16	17.81	5.17	-17.80	-4.85	0.009	0.32		
13	9	10	80.46	17.88	-79.45	-16.63	1.013	2.46		
14	9	11	47.63	22.35	-47.49	-22.67	0.142	0.57		
15	10	17	46.75	13.28	-46.70	-10.84	0.051	2.44		
16	14	21	32.62	7.10	-32.60	-5.94	0.024	1.16		
17	11	18	61.69	19.52	-61.60	-15.28	0.088	4.24		
18	9	12	17.65	19.06	-17.61	-20.02	0.045	0.18		
19	11	12	-14.20	3.15	14.23	-4.25	0.030	0.07		
20	12	19	61.90	26.68	-61.80	-22.09	0.096	4.59		
21	12	15	-58.52	-2.41	59.41	1.45	0.892	3.60		
22	3	15	14.29	0.51	-14.28	-0.32	0.007	0.19		
23	23	15	14.29	0.51	-14.28	-0.32	0.007	0.19		
24	24	15	14.29	0.51	-14.28	-0.32	0.007	0.19		
25	25	15	14.29	0.51	-14.28	-0.32	0.007	0.19		
26	26	15	14.29	0.51	-14.28	-0.32	0.007	0.19		
27	27	15	14.29	0.51	-14.28	-0.32	0.007	0.19		
28	28	15	14.29	0.51	-14.28	-0.32	0.007	0.19		
29	29	15	14.29	0.51	-14.28	-0.32	0.007	0.19		
30	13	15	-54.58	-1.73	54.86	1.15	0.279	1.13		
31	13	20	12.61	7.16	-12.60	-6.97	0.006	0.19		
32	13	34	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.000	0.00		
33	9	13	-41.60	3.16	41.97	-5.43	0.373	1.51		
34	10	1	32.70	3.34	-32.63	-3.71	0.068	0.15		
35	1	14	32.63	3.71	-32.62	-7.10	0.004	0.02		
Total:							3.472	26.87		

Voltage Constraints					
Bus #	Vmin mu	Vmin	V	Vmax	Vmax mu
3	-	0.950	1.050	1.050	249.087
5	-	0.950	1.050	1.050	123.126
23	-	0.950	1.050	1.050	249.087
24	-	0.950	1.050	1.050	249.087
25	-	0.950	1.050	1.050	249.087
26	-	0.950	1.050	1.050	249.087
27	-	0.950	1.050	1.050	249.087
28	-	0.950	1.050	1.050	249.087
29	-	0.950	1.050	1.050	249.087
31	-	0.950	1.050	1.050	123.126
32	-	0.950	1.050	1.050	123.126
33	-	0.950	1.050	1.050	101.633

Generation Constraints						
Gen #	Bus #	Active Power Limits				
		Pmin mu	Pmin	Pg	Pmax	Pmax mu
3	4	-	4.91	12.28	12.28	54.465
4	5	19.296	9.39	9.39	23.48	-
5	6	-	8.56	21.40	21.40	201.323
16	30	-	4.91	12.28	12.28	54.465
17	31	19.296	9.39	9.39	23.48	-
18	32	19.296	9.39	9.39	23.48	-
20	16	0.000	0.00	-	0.00	345.758
21	19	0.000	0.00	-	0.00	347.192
22	18	0.000	0.00	-	0.00	348.363
23	20	0.000	0.00	-	0.00	339.351
24	21	0.000	0.00	-	0.00	356.317
25	17	0.000	0.00	-	0.00	355.029
26	34	0.000	0.00	-	0.00	339.105

Gen #	Bus #	Reactive Power Limits				
		Qmin mu	Qmin	Qg	Qmax	Qmax mu
3	4	-	-9.21	9.21	9.21	0.232
16	30	-	-9.21	9.21	9.21	0.232
20	16	-	0.00	5.00	5.00	0.612
21	19	-	0.00	12.10	12.10	1.918
22	18	-	0.00	18.80	18.80	1.604
23	20	0.000	0.00	-	0.00	0.785
24	21	-	0.00	12.10	12.10	2.883
25	17	-	0.00	15.00	15.00	2.826
26	34	0.000	0.00	-	0.00	0.645

Branch Flow Constraints							
Brnch #	From Bus	"From" End		Limit	"To" End		To Bus
		Sf	mu		Sf	St	
11	8	48.983		29.00	28.96	0.001	9

Αποτελέσματα προσομοίωσης για το σενάριο μέγιστης αιολικής παραγωγής στο νησί της Ρόδου

Shutting down generator 1.
 Shutting down generator 8.
 Shutting down generator 6.
 Shutting down generator 19.
 Shutting down generator 7.

Objective Function Value = 28786.91 \$/hr

System Summary

How many?	How much?	P (MW)	Q (MVar)	
Buses	34	Total Gen Capacity	366.0	-273.0 to 336.0
Generators	26	On-line Capacity	241.2	-180.9 to 243.9
Committed Gens	21	Generation (actual)	170.9	89.4
Loads	6	Load	168.8	93.4
Fixed	6	Fixed	168.8	93.4
Dispatchable	0	Dispatchable	-0.0 of -0.0	-0.0
Shunts	0	Shunt (inj)	-0.0	0.0
Branches	35	Losses (I ² * Z)	2.13	14.58
Transformers	0	Branch Charging (inj)	-	18.6
Inter-ties	0	Total Inter-tie Flow	0.0	0.0
Areas	1			

	Minimum	Maximum
Voltage Magnitude	1.022 p.u. @ bus 19	1.050 p.u. @ bus 3
Voltage Angle	-3.78 deg @ bus 17	2.85 deg @ bus 23
P Losses (I ² *R)	-	0.63 MW @ line 12-15
Q Losses (I ² *X)	-	2.54 MVar @ line 12-15
Lambda P	286.42 \$/MWh @ bus 3	300.34 \$/MWh @ bus 21
Lambda Q	-0.00 \$/MWh @ bus 3	0.75 \$/MWh @ bus 19

Bus Data

Bus #	Voltage		Generation		Load		Lambda (\$/MVA-hr)	
	Mag (pu)	Ang (deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P	Q
1	1.030	-2.012	-	-	-	-	299.972	0.352
2	1.041	-0.640	-	-	-	-	293.952	0.140
3	1.050	2.845	12.09	-0.20	-	-	286.415	-
4	1.047	0.000*	12.28	5.58	-	-	293.635	-
5	1.046	-0.160	9.39	5.26	-	-	293.697	-
6	1.050	0.459	21.40	1.04	-	-	289.300	-
7	1.041	-0.640	-	-	-	-	293.952	0.140
8	1.041	-0.640	-	-	-	-	293.952	0.140
9	1.041	-0.640	-	-	-	-	293.952	0.140
10	1.031	-1.815	-	-	-	-	299.101	0.430
11	1.037	-0.985	-	-	-	-	295.020	0.398
12	1.037	-0.720	-	-	-	-	294.130	0.541
13	1.045	1.214	-	-	-	-	289.244	0.308
14	1.030	-2.039	-	-	-	-	300.026	0.352
15	1.050	2.217	-	-	-	-	286.674	0.139
16	1.038	-1.320	0.00	5.00	12.89	7.13	294.159	0.177
17	1.026	-3.780	0.00	15.00	33.81	18.71	299.562	0.497
18	1.029	-3.552	0.00	18.80	44.59	24.67	295.615	0.503
19	1.022	-3.303	0.00	12.10	44.74	24.75	294.746	0.746
20	1.040	0.741	0.00	0.00	9.12	5.05	289.391	0.390
21	1.028	-3.410	0.00	12.10	23.60	13.06	300.343	0.372
22	1.041	-0.640	-	-	-	-	293.952	0.140
23	1.050	2.845	12.09	-0.20	-	-	286.415	-
24	1.050	2.845	12.09	-0.20	-	-	286.415	-
25	1.050	2.845	12.09	-0.20	-	-	286.415	-
26	1.050	2.845	12.09	-0.20	-	-	286.415	-
27	1.050	2.845	12.09	-0.20	-	-	286.415	-
28	1.050	2.845	12.09	-0.20	-	-	286.415	-
29	1.050	2.845	12.09	-0.20	-	-	286.415	-
30	1.047	-0.000	12.28	5.58	-	-	293.635	-
31	1.046	-0.160	9.39	5.26	-	-	293.697	-

32	1.046	-0.160	9.39	5.26	-	-	293.697	-
33	1.041	-0.640	-	-	-	-	293.952	0.140
34	1.045	1.214	0.00	0.00	-	-	289.244	0.308
Total:			170.88	89.36	168.75	93.37		

Branch Data									
Brnch #	From Bus	To Bus	From Bus P (MW)	Injection Q (MVar)	To Bus P (MW)	Injection Q (MVar)	Loss (I ² * Z)		
							P (MW)	Q (MVar)	
1	2	9	0.00	-0.00	0.00	-0.00	-0.000	0.00	
2	22	9	0.00	-0.00	0.00	-0.00	-0.000	0.00	
3	4	9	12.28	5.58	-12.27	-5.41	0.008	0.17	
4	30	9	12.28	5.58	-12.27	-5.41	0.008	0.17	
5	5	9	9.39	5.26	-9.39	-5.15	0.005	0.11	
6	31	9	9.39	5.26	-9.39	-5.15	0.005	0.11	
7	32	9	9.39	5.26	-9.39	-5.15	0.005	0.11	
8	6	9	21.40	1.04	-21.23	-0.62	0.171	0.42	
9	33	9	0.00	-0.00	0.00	-0.00	-0.000	0.00	
10	7	9	0.00	-0.00	0.00	-0.00	-0.000	0.00	
11	8	9	0.00	-0.00	0.00	-0.00	-0.000	0.00	
12	9	16	12.89	2.29	-12.89	-2.13	0.005	0.16	
13	9	10	57.98	2.45	-57.48	-2.47	0.498	1.21	
14	9	11	32.15	10.12	-32.09	-10.79	0.058	0.23	
15	10	17	33.83	4.89	-33.81	-3.71	0.025	1.18	
16	14	21	23.61	1.53	-23.60	-0.96	0.012	0.57	
17	11	18	44.63	7.92	-44.59	-5.87	0.043	2.05	
18	9	12	7.90	9.53	-7.89	-10.63	0.011	0.04	
19	11	12	-12.54	2.86	12.56	-3.99	0.024	0.06	
20	12	19	44.79	14.87	-44.74	-12.65	0.046	2.22	
21	12	15	-49.46	-0.25	50.09	-1.80	0.631	2.54	
22	3	15	12.09	-0.20	-12.09	0.33	0.005	0.13	
23	23	15	12.09	-0.20	-12.09	0.33	0.005	0.13	
24	24	15	12.09	-0.20	-12.09	0.33	0.005	0.13	
25	25	15	12.09	-0.20	-12.09	0.33	0.005	0.13	
26	26	15	12.09	-0.20	-12.09	0.33	0.005	0.13	
27	27	15	12.09	-0.20	-12.09	0.33	0.005	0.13	
28	28	15	12.09	-0.20	-12.09	0.33	0.005	0.13	
29	29	15	12.09	-0.20	-12.09	0.33	0.005	0.13	
30	13	15	-46.41	-0.02	46.61	-0.88	0.201	0.81	
31	13	20	9.12	5.15	-9.12	-5.05	0.003	0.10	
32	13	34	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.000	0.00	
33	9	13	-37.00	2.51	37.29	-5.13	0.294	1.18	
34	10	1	23.65	-2.42	-23.61	1.97	0.034	0.08	
35	1	14	23.61	-1.97	-23.61	-1.53	0.002	0.01	
Total:							2.130	14.58	

Voltage Constraints					
Bus #	Vmin mu	Vmin	V	Vmax	Vmax mu
3	-	0.950	1.050	1.050	153.170
6	-	0.950	1.050	1.050	3.750
15	-	0.950	1.050	1.050	0.456
23	-	0.950	1.050	1.050	153.170
24	-	0.950	1.050	1.050	153.170
25	-	0.950	1.050	1.050	153.170
26	-	0.950	1.050	1.050	153.170
27	-	0.950	1.050	1.050	153.170
28	-	0.950	1.050	1.050	153.170
29	-	0.950	1.050	1.050	153.170

=====
 | Generation Constraints |
 =====

Gen #	Bus #	Pmin mu	Active Power Limits			
			Pmin	Pg	Pmax	Pmax mu
3	4	-	4.91	12.28	12.28	3.074
4	5	70.697	9.39	9.39	23.48	-
5	6	-	8.56	21.40	21.40	150.710
16	30	-	4.91	12.28	12.28	3.074
17	31	70.697	9.39	9.39	23.48	-
18	32	70.697	9.39	9.39	23.48	-
20	16	0.000	0.00	-	0.00	294.159
21	19	0.000	0.00	-	0.00	294.746
22	18	0.000	0.00	-	0.00	295.615
23	20	0.000	0.00	-	0.00	289.391
24	21	0.000	0.00	-	0.00	300.343
25	17	0.000	0.00	-	0.00	299.562
26	34	0.000	0.00	-	0.00	289.244

Gen #	Bus #	Qmin mu	Reactive Power Limits			
			Qmin	Qg	Qmax	Qmax mu
20	16	-	0.00	5.00	5.00	0.177
21	19	-	0.00	12.10	12.10	0.746
22	18	-	0.00	18.80	18.80	0.503
23	20	0.000	0.00	-	0.00	0.390
24	21	-	0.00	12.10	12.10	0.372
25	17	-	0.00	15.00	15.00	0.497
26	34	0.000	0.00	-	0.00	0.308

Αποτελέσματα προσομοίωσης για το σενάριο μέγιστης αιολικής διεύθυνσης στο νησί της Ρόδου

Shutting down generator 8 so all Pmin limits can be satisfied.
 Shutting down generator 1 so all Pmin limits can be satisfied.
 Shutting down generator 6 so all Pmin limits can be satisfied.
 Shutting down generator 19 so all Pmin limits can be satisfied.
 Shutting down generator 7 so all Pmin limits can be satisfied.
 Shutting down generator 5 so all Pmin limits can be satisfied.
 Shutting down generator 4 so all Pmin limits can be satisfied.
 Shutting down generator 17.
 Shutting down generator 18.

Objective Function Value = 9723.30 \$/hr

=====
 | System Summary |
 =====

How many?		How much?	P (MW)	Q (MVar)
Buses	34	Total Gen Capacity	366.0	-273.0 to 336.0
Generators	26	On-line Capacity	149.4	-112.0 to 175.0
Committed Gens	17	Generation (actual)	82.8	31.9
Loads	6	Load	82.1	46.0
Fixed	6	Fixed	82.1	46.0
Dispatchable	0	Dispatchable	-0.0 of -0.0	-0.0
Shunts	0	Shunt (inj)	-0.0	0.0
Branches	35	Losses (I ² * Z)	0.75	4.62
Transformers	0	Branch Charging (inj)	-	18.7
Inter-ties	0	Total Inter-tie Flow	0.0	0.0
Areas	1			

	Minimum	Maximum
Voltage Magnitude	1.034 p.u. @ bus 21	1.050 p.u. @ bus 15
Voltage Angle	-1.99 deg @ bus 17	2.01 deg @ bus 3
P Losses (I ² *R)	-	0.29 MW @ line 12-15
Q Losses (I ² *X)	-	1.17 MVar @ line 12-15
Lambda P	201.13 \$/MWh @ bus 3	206.99 \$/MWh @ bus 21
Lambda Q	-0.03 \$/MWh @ bus 1	0.04 \$/MWh @ bus 20

=====
 | Bus Data |
 =====

Bus #	Voltage		Generation		Load		Lambda (\$/MVA-hr)	
	Mag (pu)	Ang (deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P	Q
1	1.037	-1.129	-	-	-	-	206.870	-0.029
2	1.042	-0.451	-	-	-	-	204.849	-0.011
3	1.050	2.006	8.25	-0.46	-	-	201.133	-
4	1.042	0.000*	8.41	-0.53	-	-	204.698	-
5	1.042	-0.451	-	-	-	-	204.849	-0.011
6	1.042	-0.451	-	-	-	-	204.849	-0.011
7	1.042	-0.451	-	-	-	-	204.849	-0.011
8	1.042	-0.451	-	-	-	-	204.849	-0.011
9	1.042	-0.451	-	-	-	-	204.849	-0.011
10	1.038	-1.035	-	-	-	-	206.579	-0.011
11	1.041	-0.596	-	-	-	-	205.166	-0.010
12	1.042	-0.417	-	-	-	-	204.725	-0.015
13	1.047	0.887	-	-	-	-	202.472	0.012
14	1.037	-1.142	-	-	-	-	206.888	-0.027
15	1.050	1.577	-	-	-	-	201.253	-0.007
16	1.041	-0.731	0.00	2.56	5.34	3.51	204.908	-
17	1.036	-1.986	0.00	8.22	16.64	9.21	206.722	-
18	1.040	-1.843	0.00	11.49	21.95	12.15	205.353	-
19	1.040	-1.666	0.00	10.85	22.02	12.19	204.911	0.000
20	1.045	0.656	0.00	0.00	4.49	2.48	202.521	0.039
21	1.034	-1.805	0.00	3.49	11.62	6.43	206.988	-
22	1.042	-0.451	-	-	-	-	204.849	-0.011
23	1.050	2.006	8.25	-0.46	-	-	201.133	-
24	1.050	2.006	8.25	-0.46	-	-	201.133	-
25	1.050	2.006	8.25	-0.46	-	-	201.133	-
26	1.050	2.006	8.25	-0.46	-	-	201.133	-
27	1.050	2.006	8.25	-0.46	-	-	201.133	-

28	1.050	2.006	8.25	-0.46	-	-	201.133	-
29	1.050	2.006	8.25	-0.46	-	-	201.133	-
30	1.042	-0.000	8.41	-0.53	-	-	204.698	-
31	1.042	-0.451	-	-	-	-	204.849	-0.011
32	1.042	-0.451	-	-	-	-	204.849	-0.011
33	1.042	-0.451	-	-	-	-	204.849	-0.011
34	1.047	0.887	0.00	0.00	-	-	202.472	0.012
Total:			82.81	31.88	82.06	45.97		

Branch Data									
Brnch #	From Bus	To Bus	From Bus P (MW)	Injection Q (MVar)	To Bus P (MW)	Injection Q (MVar)	Loss (I ² * Z)		
							P (MW)	Q (MVar)	
1	2	9	0.00	-0.00	0.00	-0.00	-0.000	0.00	
2	22	9	0.00	-0.00	0.00	-0.00	-0.000	0.00	
3	4	9	8.41	-0.53	-8.41	0.60	0.003	0.07	
4	30	9	8.41	-0.53	-8.41	0.60	0.003	0.07	
5	5	9	0.00	-0.00	0.00	-0.00	0.000	0.00	
6	31	9	0.00	-0.00	0.00	-0.00	-0.000	0.00	
7	32	9	0.00	-0.00	0.00	-0.00	-0.000	0.00	
8	6	9	0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.000	0.00	
9	33	9	0.00	-0.00	0.00	-0.00	-0.000	0.00	
10	7	9	0.00	-0.00	0.00	-0.00	0.000	0.00	
11	8	9	0.00	-0.00	0.00	-0.00	0.000	0.00	
12	9	16	5.34	0.98	-5.34	-0.95	0.001	0.03	
13	9	10	28.40	-0.66	-28.28	-0.28	0.119	0.29	
14	9	11	12.69	0.30	-12.68	-1.17	0.008	0.03	
15	10	17	16.65	1.27	-16.64	-0.99	0.006	0.28	
16	14	21	11.62	3.09	-11.62	-2.94	0.003	0.14	
17	11	18	21.96	1.14	-21.95	-0.66	0.010	0.48	
18	9	12	-2.35	-1.11	2.35	-0.04	0.000	0.00	
19	11	12	-9.28	0.03	9.29	-1.19	0.012	0.03	
20	12	19	22.03	1.82	-22.02	-1.34	0.010	0.48	
21	12	15	-33.67	-0.60	33.96	-2.85	0.290	1.17	
22	3	15	8.25	-0.46	-8.25	0.52	0.002	0.06	
23	23	15	8.25	-0.46	-8.25	0.52	0.002	0.06	
24	24	15	8.25	-0.46	-8.25	0.52	0.002	0.06	
25	25	15	8.25	-0.46	-8.25	0.52	0.002	0.06	
26	26	15	8.25	-0.46	-8.25	0.52	0.002	0.06	
27	27	15	8.25	-0.46	-8.25	0.52	0.002	0.06	
28	28	15	8.25	-0.46	-8.25	0.52	0.002	0.06	
29	29	15	8.25	-0.46	-8.25	0.52	0.002	0.06	
30	13	15	-31.91	-0.02	32.01	-1.31	0.095	0.38	
31	13	20	4.49	2.50	-4.49	-2.48	0.001	0.02	
32	13	34	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.000	0.00	
33	9	13	-27.26	-0.69	27.42	-2.48	0.157	0.63	
34	10	1	11.63	-0.99	-11.62	0.47	0.008	0.02	
35	1	14	11.62	-0.47	-11.62	-3.09	0.001	0.00	
Total:							0.746	4.62	

Voltage Constraints					
Bus #	Vmin mu	Vmin	V	Vmax	Vmax mu
3	-	0.950	1.050	1.050	0.397
15	-	0.950	1.050	1.050	288.679
23	-	0.950	1.050	1.050	0.397
24	-	0.950	1.050	1.050	0.397
25	-	0.950	1.050	1.050	0.397
26	-	0.950	1.050	1.050	0.397
27	-	0.950	1.050	1.050	0.397
28	-	0.950	1.050	1.050	0.397
29	-	0.950	1.050	1.050	0.397

Generation Constraints						
Gen #	Bus #	Pmin mu	Active Power Limits			Pmax mu
			Pmin	Pg	Pmax	
20	16	0.000	0.00	-	0.00	204.908
21	19	0.000	0.00	-	0.00	204.911
22	18	0.000	0.00	-	0.00	205.353
23	20	0.000	0.00	-	0.00	202.521
24	21	0.000	0.00	-	0.00	206.988
25	17	0.000	0.00	-	0.00	206.722
26	34	0.000	0.00	-	0.00	202.472

Gen #	Bus #	Qmin mu	Reactive Power Limits			Qmax mu
			Qmin	Qg	Qmax	
23	20	0.000	0.00	-	0.00	0.039
26	34	0.000	0.00	-	0.00	0.012

ΣΗΜΕΙΩΝΕΤΑΙ ότι οι μετατροπές του κόστους λειτουργίας των θερμικών μονάδων από αμερικάνικα δολάρια (\$) σε ευρώ (€) έγινε με χρήση της ισοτιμίας 1€ = 1,36\$ κατά την 16 Οκτωβρίου 2013.

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Γ

ΑΡΧΕΙΑ ΤΟΥ MATPOWER

Παραδείγματα που περιλαμβάνει το MATPOWER

Όνομα	Περιγραφή
caseformat	κείμενο για τη διάταξη αρχείου δεδομένων εισόδου
case_ieee30	σύστημα IEEE 30 ζυγών
case24_ieee_rts	σύστημα IEEE RTS 24 ζυγών
case4gs	σύστημα 4 ζυγών από τους Grainger & Stevenson
case6ww	σύστημα 6 ζυγών από τους Wood & Wollenberg
case9	σύστημα 9 ζυγών με 3 γεννήτριες από τον Chow
case9Q	case9.m με κόστη άεργου ισχύος
case14	σύστημα IEEE 14 ζυγών
case30	τροποποιημένο σύστημα IEEE 30 ζυγών
case30pw1	case30.m με τμηματικά γραμμικά κόστη
case30Q	case30.m με κόστη άεργου ισχύος
case39	σύστημα 39 ζυγών New England
case57	σύστημα IEEE 57 ζυγών
case118	σύστημα IEEE 118 ζυγών
case300	σύστημα IEEE 300 ζυγών

case2383wp	Σύστημα Πολωνίας – μέγιστο χειμώνα 1999-2000
case2736sp	Σύστημα Πολωνίας – μέγιστο καλοκαιριού 2004
case2737sop	Σύστημα Πολωνίας – καλοκαίρι 2004 εκτός αιχμής
case2746wop	Σύστημα Πολωνίας – χειμώνας 2003-2004 εκτός αιχμής
case2746wp	Σύστημα Πολωνίας – μέγιστο απογευματινό φορτίο χειμώνα 2003-2004
case3012wp	Σύστημα Πολωνίας – μέγιστο απογευματινό φορτίο χειμώνα 2007-2008
case3120sp	Σύστημα Πολωνίας – μέγιστο πρωινό φορτίο καλοκαιριού 2008
case3375wp	Σύστημα Πολωνίας (ενισχυμένο) – μέγιστο απογευματινό φορτίο χειμώνα 2007-2008

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Δ

ΕΛΛΗΝΙΚΕΣ ΚΑΙ ΑΓΓΛΙΚΕΣ ΣΥΝΤΜΗΣΕΙΣ

Παρακάτω ακολουθούν κάποιες συντμήσεις που χρησιμοποιούνται στην παρούσα διπλωματική ή χρησιμοποιήθηκαν κατά την έρευνα για τη συγγραφή της.

Ελληνικά		Αγγλικά	
Σύντμηση	Ολική γραφή	Σύντμηση	Ολική γραφή
ΗΕ	Ηλεκτρική Ενέργεια	EP	Electric Power
ΑΔΣ	Ανεξάρτητος Διαχειριστής Συστήματος	ISO	Independent System Operator
ΠΥΥ	Προμηθευτές Βοηθητικών Υπηρεσιών	ASP	Ancillary Service Provider
ΧΕ	Χρηματιστήριο Ενέργειας	PX	Power Exchange
ΟΤΣ	Οριακή Τιμή Συστήματος	SMP	System Marginal Price
ΣΣ	Συντονιστές Συναλλαγών	SC	Service Coordinator
ΒΡΦ	Βέλτιστη Ροή Φορτίου	OPF	Optimal Power Flow
ΟΟΤ	Ομοιόμορφη Οριακή Τιμή	UMP	Uniform Marginal Price
ΖΟΤ	Ζωνική Οριακή Τιμολόγηση	ZMP	Zonal Marginal Pricing
ΧΟΤ	Χωρική Οριακή Τιμολόγηση	LMP	Locational Marginal Pricing
ΑΣΠ	Αποζημίωση Στην Προσφορά	PAB	Pay-As-Bid
ΧΣ	Χρεώσεις Συνωστισμού	TCC	Transmission Congestion Charges
ΔΜ	Δικαιώματα Μεταφοράς	TR	Transmission Rights
ΟΔΜ	Οικονομικά Δικαιώματα Μεταφοράς	FTR	Financial Transmission Rights
ΔΡ	Δικαιώματα Ροοθυρών	FGR	Flow-Gate Rights
ΦΔΜ	Φυσικά Δικαιώματα Μεταφοράς	PR	Physical Rights

Ελληνικά		Αγγλικά	
Σύντμηση	Ολική γραφή	Σύντμηση	Ολική γραφή
ΕΔΜ	Έλεγχος Δυναμικότητας Μεταφοράς	SFT	Simultaneously Feasibility Test
ΣΡ	Συνεχές Ρεύμα	DC	Direct Current
ΕΡ	Εναλλασσόμενο Ρεύμα	AC	Alternating Current
---	---	KKT	Karush Kuhn Tucker
ΤΕΑ	Τιμή Εκκαθάρισης Αγοράς	MCP	Market Clearing Price
ΣΚΜΙ	Συντελεστής Κατανομής Μεταφοράς Ισχύος	PTDF	Power Transfer Distribution Factor
ΣΚΑΓ	Συντελεστής Κατανομής Απωλειών Γραμμής	LODF	Line Outage Distribution Factor
ΓΣΚΠ	Γενικευμένος Συντελεστής Κατανομής Παραγωγής	GGDF	Generalized Generation Distribution Factor
---	Προσομοίωση με Πράκτορα	ABS	Agent-Based Simulation