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

ΒΕΛΤΙΣΤΕΣ ΑΠΟΦΑΣΕΙΣ ΕΤΑΙΡΙΑΣ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΕ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝ ΑΓΟΡΑΣ ΜΕ ΦΟΡΕΙΣ ΣΩΡΕΥΤΙΚΗΣ ΕΚΠΡΟΣΩΠΗΣΗΣ ΦΟΡΤΙΩΝ ΜΕ ΑΠΟΚΡΙΣΗ ΖΗΤΗΣΗΣ

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Θεοφάνης Φ. Κοντόπουλος

Επίβλεψη : Παύλος Σ. Γεωργιλάκης, Αναπληρωτής Καθηγητής Ε.Μ.Π.
Βασίλειος Ευαγγελόπουλος, Υποψήφιος Διδάκτορας Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Σεπτέμβριος 2020

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

ΒΕΛΤΙΣΤΕΣ ΑΠΟΦΑΣΕΙΣ ΕΤΑΙΡΙΑΣ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΕ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝ ΑΓΟΡΑΣ ΜΕ ΦΟΡΕΙΣ ΣΩΡΕΥΤΙΚΗΣ ΕΚΠΡΟΣΩΠΗΣΗΣ ΦΟΡΤΙΩΝ ΜΕ ΑΠΟΚΡΙΣΗ ΖΗΤΗΣΗΣ

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Θεοφάνης Φ. Κοντόπουλος

Επίβλεψη : Παύλος Σ. Γεωργιλάκης, Αναπληρωτής Καθηγητής Ε.Μ.Π.
Βασίλειος Ευαγγελόπουλος, Υποψήφιος Διδάκτορας Ε.Μ.Π.

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την ..... Οκτωβρίου 2020

.....	.....	.....
Παύλος Γεωργιλάκης	Γεώργιος Κορρές	Ιωάννης Γκόνος
Αναπλ. Καθηγητής Ε.Μ.Π.	Καθηγητής Ε.Μ.Π.	Αναπλ. Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Σεπτέμβριος 2020

.....

Θεοφάνης Φ. Κοντόπουλος
Διπλωματούχος Ηλεκτρολόγος Μηχανικός και Μηχανικός Υπολογιστών
Ε.Μ.Π.

Copyright © Θεοφάνης Κοντόπουλος, 2020.
Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

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

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

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Η διείσδυση των Φορέων Σωρευτικής Εκπροσώπησης (ΦοΣΕ) φορτίων στα σύγχρονα συστήματα διανομής ηλεκτρικής ενέργειας δημιουργεί ευκαιρίες για τις εταιρίες ηλεκτρικής ενέργειας. Οι ΦοΣΕ φορτίων είναι υπεύθυνοι για τη συλλογή των δεδομένων της καμπύλης ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας των καταναλωτών και για τη ρύθμιση και διαχείριση των προφίλ τους, προσφέροντας τα κατάλληλα οικονομικά κίνητρα. Η ρύθμιση των ηλεκτρικών φορτίων γίνεται είτε προς τα πάνω είτε προς τα κάτω, σύμφωνα με το πρόγραμμα απόκρισης ζήτησης, και εξαρτάται από την ικανότητα ευελιξίας των καταναλωτών. Στη συγκεκριμένη διπλωματική εργασία εξετάζεται η επίδραση των υπηρεσιών απόκρισης ζήτησης που οι ΦοΣΕ φορτίων προσφέρουν σε μία εταιρία ηλεκτρικής ενέργειας. Το πλαίσιο οικονομικών συναλλαγών ηλεκτρικής ενέργειας ανάμεσα στην εταιρία, στους ΦοΣΕ φορτίων και στους καταναλωτές αναπαριστάται με την βοήθεια ενός μαθηματικού μοντέλου δύο επιπέδων (bi-level model), το οποίο βελτιστοποιεί τις αντικειμενικές συναρτήσεις όλων των συμμετεχόντων στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Το άνω επίπεδο ελαχιστοποιεί το λειτουργικό κόστος της εταιρίας διανομής ηλεκτρικής ενέργειας, ενώ το κάτω επίπεδο βελτιστοποιεί το ημερήσιο κέρδος των ΦοΣΕ φορτίων. Το μοντέλο περιλαμβάνει ΦοΣΕ φορτίων που αλληλεπιδρούν τόσο με οικιακά όσο και με βιομηχανικά φορτία, προκειμένου να ανταποκριθούν στις διαφοροποιημένες καμπύλες ζήτησης των καταναλωτών. Το παραπάνω μοντέλο επιλύεται σε πραγματικό δίκτυο διανομής 143 κόμβων, το οποίο βρίσκεται στην περιοχή της Αττικής. Τα οικονομικά οφέλη που προκύπουν παρουσιάζονται σε συνδυασμό με μία ανάλυση ευαισθησίας διαφόρων παραμέτρων του συστήματος.

ΛΕΞΕΙΣ ΚΛΕΙΔΙΑ

Φορείς Σωρευτικής Εκπροσώπησης φορτίων, μοντέλο βελτιστοποίησης δύο επιπέδων, απόκριση ζήτησης, δίκτυα διανομής ηλεκτρικής ενέργειας

ABSTRACT

The presence of load aggregators (LAs) in power distribution systems creates opportunities for the distribution companies. LAs are responsible to gather the demand needs of end-customers, and subsequently regulate their consumption profile by offering adequate financial incentives. Actually, such a regulation is considered either upward or downward and can be achieved by demand response (DR) strategies and is strongly related to the demand side flexibility (DSF). This Diploma Thesis investigates the impact of DSF in the DR services that LAs offer to a distribution company (DisCo) as an alternative to the procurement strategies in the real-time market. The developed energy trading framework between a distribution company (DisCo) and LAs is formulated as a bi-level model that co-optimizes the objectives of all stakeholders. The upper level problem is formulated to maximize the profit of the DisCo, while the lower level problem intends to optimize the profit of each LA. Multiple LAs are considered, each interacting with a single type of end-customers, either residential or industrial, to investigate the diversified behaviour of end-customers. A real-world 143-bus distribution network, located in Athens, Greece, is employed to demonstrate the financial benefits that arise, while the results conclude with a sensitivity analysis.

KEY WORDS

Load Aggregator, bi-level optimization, demand response, power distribution networks

ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ

Η παρούσα διπλωματική εργασία εκπονήθηκε κατά το ακαδημαϊκό έτος 2019–2020 υπό την επίβλεψη του κ. Παύλου Γεωργιλάκη, αναπληρωτή καθηγητή της σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών του Ε.Μ.Π. στον οποίο οφείλω ιδιαίτερες ευχαριστίες για την ανάθεσή της, δίνοντάς μου την ευκαιρία να ασχοληθώ με ένα τόσο ενδιαφέρον και δημιουργικό θέμα. Επίσης, θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά τον υποψήφιο διδάκτορα Ευαγγελόπουλο Βασίλειο για την υπομονή και την πολύτιμη βοήθεια και καθοδήγηση που μου παρείχε σε όλη τη διάρκεια εκπόνησης της εργασίας, καθώς και για τον πολύτιμο χρόνο που μου αφιέρωσε.

Τέλος, θα ήθελα να ευχαριστήσω την οικογένειά μου, η οποία αποτελεί πηγή έμπνευσης και δύναμης σε όλη τη διάρκεια της ζωής μου, καθώς και όλους τους φίλους μου για τη στήριξη και συμπαράσταση σε όλη τη διάρκεια των σπουδών μου.

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ 1

1.1. ΔΙΚΤΥΑ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ 1

1.2. ΚΑΤΗΓΟΡΙΕΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΦΟΡΤΙΩΝ 3

1.3. ΔΙΑΝΕΜΗΜΕΝΟΙ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΙ ΠΟΡΟΙ (ΔΕΠ) 4

1.4. ΑΝΤΙΚΕΙΜΕΝΟ ΤΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ 5

1.5. ΔΟΜΗ ΤΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ 5

2. ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΚΑΙ ΒΑΣΙΚΕΣ ΑΡΧΕΣ ΑΓΟΡΩΝ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ 7

2.1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ 7

2.2. ΒΑΣΙΚΕΣ ΑΡΧΕΣ ΑΓΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΗΝ ΕΥΡΩΠΑΪΚΗ ΕΝΩΣΗ 7

2.2.1. ΤΟ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 7

2.2.2. ΠΑΡΑΓΩΓΗ, ΜΕΤΑΦΟΡΑ ΚΑΙ ΔΙΑΝΟΜΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ 8

2.2.3. ΣΤΟΧΟΙ ΤΗΣ ΝΟΜΟΘΕΣΙΑΣ ΣΤΗΝ ΑΓΟΡΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ 10

2.2.4. ΑΓΟΡΕΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΗΝ ΕΥΡΩΠΑΪΚΗ ΕΝΩΣΗ .. 11

2.2.5. ΡΥΘΜΙΣΤΙΚΕΣ ΑΡΧΕΣ 12

2.2.6. ΑΓΟΡΑ ΙΚΑΝΟΤΗΤΑΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ (CAPACITY MARKET) 12

2.3. ΑΡΧΕΣ ΑΓΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ 12

2.4. ΣΗΕ ΚΑΙ ΑΡΧΕΣ ΑΓΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΙΣ Η.Π.Α. 13

2.4.1. ΤΟ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 13

2.4.2. ΠΑΡΑΓΩΓΗ, ΜΕΤΑΦΟΡΑ ΚΑΙ ΔΙΑΝΟΜΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ 14

2.4.3. ΑΓΟΡΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ 16

2.5. ΑΓΟΡΑ ΕΠΟΜΕΝΗΣ ΗΜΕΡΑΣ 20

2.6. ΑΓΟΡΑ ΠΡΑΓΜΑΤΙΚΟΥ ΧΡΟΝΟΥ 20

3. ΑΠΟΚΡΙΣΗ ΖΗΤΗΣΗΣ ΣΤΑ ΣΥΓΧΡΟΝΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ 21

3.1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ 21

3.2. Η ΕΝΝΟΙΑ ΤΗΣ ΑΠΟΚΡΙΣΗΣ ΖΗΤΗΣΗΣ 21

3.3. ΠΛΕΟΝΕΚΤΗΜΑΤΑ ΤΗΣ ΑΠΟΚΡΙΣΗΣ ΖΗΤΗΣΗΣ 23
3.4. ΣΤΡΑΤΗΓΙΚΕΣ ΑΠΟΚΡΙΣΗΣ ΖΗΤΗΣΗΣ 25
3.5. ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΑ ΑΠΟΚΡΙΣΗΣ ΖΗΤΗΣΗΣ 26
3.5.1. ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΑ ΒΑΣΙΣΜΕΝΑ ΣΤΗΝ ΤΙΜΟΛΟΓΗΣΗ 26
3.5.2. ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΑ ΒΑΣΙΣΜΕΝΑ ΣΕ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΚΙΝΗΤΡΑ 27
3.6. ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ 28
4. ΦΟΡΕΙΣ ΣΩΡΕΥΤΙΚΗΣ ΕΚΠΡΟΣΩΠΗΣΗΣ ΦΟΡΤΙΩΝ ΜΕ ΧΡΗΣΗ ΥΠΗΡΕΣΙΩΝ ΑΠΟΚΡΙΣΗΣ ΖΗΤΗΣΗΣ 31
4.1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ 31
4.2. ΟΡΙΣΜΟΣ 31
4.3. Ο ΡΟΛΟΣ ΤΟΥ ΦοΣΕ ΦΟΡΤΙΩΝ 32
4.4. ΣΥΜΜΕΤΟΧΗ ΤΩΝ ΦοΣΕ ΦΟΡΤΙΩΝ ΣΤΗΝ ΑΓΟΡΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ 33
4.4.1. ΣΥΝΑΛΛΑΓΗ ΜΕΤΑΞΥ ΕΤΑΙΡΙΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΚΑΙ ΦοΣΕ ΦΟΡΤΙΩΝ 33
4.4.2. ΣΥΝΑΛΛΑΓΗ ΜΕΤΑΞΥ ΦοΣΕ ΦΟΡΤΙΩΝ ΚΑΙ ΚΑΤΑΝΑΛΩΤΗ 35
4.5. ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΚΕΣ ΠΡΟΔΙΑΓΡΑΦΕΣ ΤΟΥ ΦοΣΕ ΦΟΡΤΙΩΝ 36
4.6. ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΜΕΛΕΤΗ 37
4.7. ΚΟΙΝΩΝΙΚΕΣ ΚΑΙ ΠΟΛΙΤΙΚΕΣ ΠΤΥΧΕΣ 40
4.8. ΑΝΑΛΥΣΗ SWOT 41
4.9. ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ 42
5. ΜΑΘΗΜΑΤΙΚΗ ΔΙΑΤΥΠΩΣΗ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΩΝ ΒΕΛΤΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗΣ 43
5.1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ 43
5.2. ΠΡΟΒΛΗΜΑ ΒΕΛΤΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗΣ – ΟΡΙΣΜΟΣ 43
5.3. ΓΡΑΜΜΙΚΑ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΑ ΒΕΛΤΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗΣ 44
5.4. ΣΥΝΘΗΚΕΣ KARUSH KUHN TUCKER 44
5.4.1. ΚΡΙΤΗΡΙΑ ΑΝΑΓΚΑΙΟΤΗΤΑΣ ΣΥΝΘΗΚΩΝ ΚΚΤ 46
5.4.2. ΚΡΙΤΗΡΙΑ ΙΚΑΝΟΤΗΤΑΣ ΣΥΝΘΗΚΩΝ ΚΚΤ 46
5.5. ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΑ ΙΣΟΡΡΟΠΙΑΣ (EQUILIBRIUM PROBLEMS) 47
5.6. ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΑ ΔΥΟ ΕΠΙΠΕΔΩΝ 49

5.7. ΠΡΟΒΛΗΜΑ ΒΕΛΤΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗΣ ΜΕ ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΟΥΣ ΣΥΜΠΛΗΡΩΜΑΤΙΚΟΤΗΤΑΣ (MPCC) 51
5.8. ΠΡΟΒΛΗΜΑ ΒΕΛΤΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗΣ ΜΕ ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΟΥΣ ΙΣΟΡΡΟΠΙΑΣ (MPEC) 52
5.9. ΠΡΟΒΛΗΜΑ ΒΕΛΤΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗΣ ΜΕ ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΟΥΣ ΑΠΟ ΓΡΑΜΜΙΚΑ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΑ ΒΕΛΤΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗΣ (OPcLP) 54
5.10. ΚΑΤΑΣΚΕΥΗ ΔΥΪΚΟΥ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ ΕΝΟΣ ΓΡΑΜΜΙΚΟΥ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ ΒΕΛΤΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗΣ 55
5.11. ΠΡΟΒΛΗΜΑ ΒΕΛΤΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗΣ ΜΕ ΠΡΩΤΕΥΟΝΤΕΣ ΚΑΙ ΔΥΪΚΟΥΣ ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΟΥΣ 56
6. ΜΑΘΗΜΑΤΙΚΟ ΜΟΝΤΕΛΟ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΦΟΣΕ ΦΟΡΤΙΩΝ ΣΕ ΑΓΟΡΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΑ ΔΙΚΤΥΑ ΔΙΑΝΟΜΗΣ 59
6.1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ 59
6.2. ΜΟΝΤΕΛΟ ΑΠΟΚΡΙΣΗΣ ΖΗΤΗΣΗΣ 59
6.3. ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΤΗΣ ΕΤΑΙΡΙΑΣ ΔΙΑΝΟΜΗΣ 60
6.4. ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΤΩΝ ΦΟΣΕ ΦΟΡΤΙΩΝ 61
6.5. ΠΡΟΤΕΙΝΟΜΕΝΟ ΜΑΘΗΜΑΤΙΚΟ ΜΟΝΤΕΛΟ ΔΥΟ-ΕΠΙΠΕΔΩΝ 62
6.5.1. ΠΑΡΑΔΟΧΕΣ 62
6.5.2. ΠΡΟΒΛΗΜΑ ΒΕΛΤΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗΣ ΔΥΟ ΕΠΙΠΕΔΩΝ 63
6.6. ΕΠΙΛΥΣΗ ΤΟΥ ΜΟΝΤΕΛΟΥ 68
6.6.1. ΑΝΑΔΙΑΜΟΡΦΩΣΗ ΤΟΥ MPEC ΣΕ MPCC 69
6.6.2. ΑΝΑΔΙΑΜΟΡΦΩΣΗ ΤΟΥ MPEC ΣΕ MPPDC 77
6.7. ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ 86
7. ΑΝΑΠΤΥΞΗ ΛΟΓΙΣΜΙΚΟΥ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΦΟΣΕ ΦΟΡΤΙΩΝ ΣΕ ΑΓΟΡΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΑ ΔΙΚΤΥΑ ΔΙΑΝΟΜΗΣ 87
7.1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ 87
7.2. ΤΟ ΛΟΓΙΣΜΙΚΟ GAMS 87
7.2.1. ΓΕΝΙΚΑ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ 87
7.2.2. ΣΥΝΤΑΞΗ ΚΩΔΙΚΑ ΣΤΟ ΛΟΓΙΣΜΙΚΟ GAMS 89
7.2.3. Ο ΕΠΙΛΥΤΗΣ CONOPT 90
7.3. ΚΩΔΙΚΑΣ ΤΟΥ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ 90

7.4. ΤΟ ΛΟΓΙΣΜΙΚΟ MATLAB 94
8. ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΣΕ ΔΙΚΤΥΟ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΔΥΟ ΚΟΜΒΩΝ – ΑΝΑΛΥΤΙΚΟ ΠΑΡΑΔΕΙΓΜΑ 101
8.1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ 101
8.2. ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΚΑΙ ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΙ ΕΙΣΟΔΟΥ 101
8.3. ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΧΩΡΙΣ ΦΟΣΕ ΦΟΡΤΙΟΥ 107
8.4. ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΜΕ ΦΟΣΕ ΦΟΡΤΙΟΥ 109
8.5. ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ 112
9. ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΣΕ ΠΡΑΓΜΑΤΙΚΟ ΔΙΚΤΥΟ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΚΑΙ ΑΝΑΛΥΣΗ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΩΝ 113
9.1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ 113
9.2. ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΔΙΚΤΥΟΥ ΔΙΑΝΟΜΗΣ 113
9.3. ΠΕΡΙΠΤΩΣΗ ΧΩΡΙΣ ΦΟΣΕ ΦΟΡΤΙΩΝ 126
9.4. ΣΥΜΜΕΤΟΧΗ ΤΩΝ ΦΟΣΕ ΦΟΡΤΙΩΝ 130
9.4.1. ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗΣ ΜΕ ΦΟΣΕ ΦΟΡΤΙΩΝ 134
9.5. ΑΝΑΛΥΣΗ ΕΥΑΙΣΘΗΣΙΑΣ ΠΑΡΑΜΕΤΡΩΝ 143
9.6. ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ 151
10. ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ ΚΑΙ ΜΕΛΛΟΝΤΙΚΕΣ ΕΠΕΚΤΑΣΕΙΣ 153
10.1. ΑΝΑΣΚΟΠΗΣΗ ΤΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ 153
10.2. ΜΕΛΛΟΝΤΙΚΕΣ ΕΠΕΚΤΑΣΕΙΣ ΤΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ 154
ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ 155

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1

ΕΙΣΑΓΩΓΗ

1.1. ΔΙΚΤΥΑ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Στη σημερινή εποχή, η ηλεκτρική ενέργεια δεν παράγεται μόνο σε μονάδες που χρησιμοποιούν ορυκτά καύσιμα ή πυρηνικά καύσιμα, αλλά παράγεται και από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ), όπως ο αέρας, το νερό, ο ήλιος κ.ά. Ακολουθεί το στάδιο της μεταφοράς, κατά το οποίο η ηλεκτρική ενέργεια μεταφέρεται από τα εργοστάσια στα κέντρα ζήτησης μέσω του δικτύου μεταφοράς υπερ-υψηλής τάσης (ΥΥΤ) και υψηλής τάσης (ΥΤ). Τέλος, το επίπεδο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας περιλαμβάνει τον υποβιβασμό της τάσης με τη βοήθεια μετασχηματιστών ΥΤ/ΜΤ καθώς και το δίκτυο διανομής μέσης τάσης (ΜΤ) και χαμηλής τάσης (ΧΤ).

Τα τριφασικά δίκτυα διανομής έχουν ως αφετηρία τους υποσταθμούς υποβιβασμού ΥΤ/ΜΤ, όπου πραγματοποιείται η σύνδεση με το δίκτυο μεταφοράς, και φτάνουν μέχρι τον εκάστοτε μετρητή του καταναλωτή. Έπειτα, αρχίζει η εσωτερική ηλεκτρική εγκατάσταση, η οποία περιλαμβάνει το εσωτερικό δίκτυο και τις συσκευές κατανάλωσης.

Οι δύο κατηγορίες διανομής ηλεκτρικής ενέργειας είναι [1]:

- Διανομή ΜΤ ή αλλιώς πρωτεύουσα διανομή: Τα δίκτυα διανομής ΜΤ τροφοδοτούνται από τους υποσταθμούς υποβιβασμού της τάσης, από ΥΤ σε ΜΤ και τροφοδοτούν τους υποσταθμούς διανομής και τους καταναλωτές μέσης τάσης. Οι καταναλωτές μέσης τάσης είναι κατά κύριο λόγο βιομηχανικοί καταναλωτές με τριφασικές παροχές και οι γραμμές διανομής που τους τροφοδοτούν αποτελούνται από τρεις αγωγούς φάσεων.
- Διανομή ΧΤ ή αλλιώς δευτερεύουσα διανομή: Τα δίκτυα διανομής χαμηλής τάσης έχουν σαν αφετηρία τους υποσταθμούς διανομής, όπου η μέση τάση υποβιβάζεται σε χαμηλή μέσω μετασχηματιστών διανομής, που αποτελούν το βασικό εξοπλισμό των υποσταθμών. Στα δίκτυα ΧΤ συνδέονται πελάτες οικιακής και εμπορικής χρήσης, που ενίοτε έχουν μονοφασικές παροχές, οι οποίες δημιουργούν ασύμμετρες φορτίσεις. Οι γραμμές διανομής ΧΤ αποτελούνται από τρεις αγωγούς φάσεων και διαθέτουν, επιπλέον, και ουδέτερο αγωγό.

Τα σημερινά δίκτυα διανομής επιμερίζονται στις ακόλουθες κατηγορίες με βάση την αρχιτεκτονική τους:

- Ακτινικά δίκτυα διανομής ηλεκτρικής ενέργειας (radial networks): Αποτελούν την πιο ευρέως διαδεδομένη και συγχρόνως μη κοστοβόρα αρχιτεκτονική δικτύων διανομής. Χαρακτηρίζονται από δενδροειδή μορφή και δεν υπάρχουν κλειστοί βρόχοι. Αρχή του δικτύου αποτελεί ο κόμβος-ρίζα (root node), ο οποίος και συνδέεται με το δίκτυο μεταφοράς. Ακολουθεί η πρώτη γραμμή

διανομής, η οποία συνδέει τον κόμβο-ρίζα με κόμβους ηλεκτρικών φορτίων, στους οποίους διακλαδώνονται οι δευτερεύσουσες γραμμές διανομής. Ακολούθως, σε κάθε δευτερεύουσα γραμμή διανομής υπάρχουν φορτία και τριτεύουσες γραμμές διανομής, σχηματίζοντας έτσι ένα δενδροειδές δίκτυο. Βασικό πλεονέκτημα αποτελεί η απλότητα ανάλυσης και διαχείρισης του δικτύου καθώς και η μη δαπανηρή κατασκευή του. Επίσης, καθίσταται εύκολη η τοποθέτηση κατάλληλων πυκνωτών για αντιστάθμιση αέργου ισχύος και ελαχιστοποίηση των διακυμάνσεων στις τάσεις ανάμεσα στους κόμβους του δικτύου. Μειονέκτημα αποτελεί ο περιορισμός στην εγκατάσταση νέων φορτίων ή πηγών παραγωγής καθώς το αρχικό μέγεθος των γραμμών είναι προκαθορισμένο και ενδεχομένως να απαιτηθεί η αντικατάσταση αγωγών σε πολλές γραμμές διανομής. Επίσης, η δενδροειδής αρχιτεκτονική του δικτύου συνεπάγεται την αποκλειστική εξάρτηση των καταναλωτών από έναν και μόνο σταθμό και στην περίπτωση βλάβης του συστήματος, η ροή ενέργειας διακόπτεται σε όλα τα φορτία της γραμμής. Για την αντιμετώπιση των παραπάνω μειονεκτημάτων, πολλές φορές η ενέργεια διανέμεται σε ένα φορτίο από διαφορετικά ακτινικά δίκτυα με διαφορετικό σταθμό αφετηρίας το καθένα, με τη βοήθεια τηλεχειριζόμενων διακοπτών (remote control switches) [2].

- Βροχοειδή δίκτυα διανομής ηλεκτρικής ενέργειας (ring/loop networks): Σύμφωνα με αυτή τη δομή, μιά πηγή διανομής μεταφέρει ενέργεια σε ένα σύνολο φορτίων, τα οποία συνδέονται μεταξύ τους με μία κοινή γραμμή, η οποία καταλήγει και πάλι πίσω στην πηγή. Σχηματίζεται λοιπόν ένας βρόχος που εξυπηρετεί όλα τα φορτία και επιτυγχάνεται ροή ισχύος προς δύο κατευθύνσεις, γεγονός που αποτρέπει την αποκοπή μεγάλης μερίδας φορτίων σε περίπτωση σφάλματος σε ένα σημείο του δικτύου. Επιπλέον, επιτυγχάνεται σταθερότερη τάση στα φορτία και μικρότερες απώλειες ροής ισχύος. Κύριο μειονέκτημα αποτελεί η εξάρτηση από αγωγούς και διακόπτες, που συνδέουν συγκεκριμένα στοιχεία στο δίκτυο, καθώς και ο δυσκολότερος εντοπισμός τυχόν σφάλματος μέσα σε ένα μεγάλο δίκτυο [2].
- Αρχιτεκτονική πλέγματος (mesh micro-grid architecture): Η συγκεκριμένη αρχιτεκτονική εφαρμόζεται κυρίως σε δίκτυα ΥΤ και ΜΤ. Ένα δίκτυο περιλαμβάνει πολλά μονοπάτια ανάμεσα σε όλα τα σημεία του. Η ροή ισχύος ανάμεσα σε οποιαδήποτε δύο σημεία συνήθως χωρίζεται σε διαφορετικά μονοπάτια και αν εμφανιστεί βλάβη, το σύστημα άμεσα και αυτόματα αλλάζει την κατεύθυνση της ροής ισχύος. Ένα δίκτυο διανομής σχεδόν πάντα περιλαμβάνει συμπλέγματα ακτινικών τροφοδοσιών και ένα δευτερεύον δικτυωτό σύστημα (ένα δικτυωτό πλέγμα από ηλεκτρικά ισχυρούς αγωγούς που συνδέουν όλους μαζί τους πελάτες σε βασική τάση χρησιμοποίησης). Μία εφαρμογή τους παρατηρείται στην περίπτωση δικτύων μικρών αποστάσεων όπου συγκεντρώνεται η ενέργεια που παράγεται από ανανεώσιμες πηγές σε έναν κόμβο συγκέντρωσης ενέργειας και έπειτα μεταφέρεται σε μία περιοχή φορτίων. Βασικό μειονέκτημα είναι η πολυπλοκότητα του δικτύου, με αποτέλεσμα να επηρεάζεται αρνητικά η ευστάθεια του συστήματος [2].

Η κατασκευαστική διαμόρφωση των δικτύων διανομής σχετίζεται άμεσα με τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά δόμησης των περιοχών και με την χωροταξική διαμόρφωση κάθε χώρας. Κατηγοριοποιούνται σε εναέρια και υπόγεια, με κριτήριο τον τρόπο κατασκευής τους.

- Τα εναέρια δίκτυα είναι φθηνά στην κατασκευή τους και έχουν ικανοποιητική αποκατάσταση βλαβών. Καταλαμβάνουν σημαντικό χώρο, με αποτέλεσμα να αποφεύγονται σε πυκνοκατοικημένες περιοχές. Η κατασκευή εναέριων δικτύων προσφέρεται ιδιαίτερα σε αγροτικές περιοχές που γενικά χαρακτηρίζονται από μικρή πυκνότητα φορτίου. Οι αγωγοί των

γραμμών των εναέριων δικτύων τις προηγούμενες δεκαετίες ήταν πάντοτε γυμνοί. Τα τελευταία χρόνια, η εξέλιξη της τεχνικής των καλωδίων τείνει να εξαλείψει το φαινόμενο αυτό [1].

- Τα υπόγεια δίκτυα ΜΤ και ΧΤ κατασκευάζονται στα κέντρα των πόλεων, όπου η πυκνότητα του φορτίου καθιστά συχνά πρακτικά επιβεβλημένη την κατασκευή υποσταθμών διανομής ΜΤ/ΧΤ, οι οποίοι είναι με τη σειρά τους εγκαταστημένοι στο έδαφος σε κατάλληλα διαμορφωμένους οικίσκους [1].

1.2. ΚΑΤΗΓΟΡΙΕΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΦΟΡΤΙΩΝ

Στα δίκτυα διανομής ηλεκτρικής ενέργειας, το φορτίο ενός καταναλωτή ή μίας ομάδας καταναλωτών μεταβάλλεται συνεχώς. Τα φορτία των δικτύων μεταβάλλονται, επειδή οι ανθρώπινες δραστηριότητες ακολουθούν ημερήσιες, εβδομαδιαίες και μηνιαίες κυκλικές μεταβολές. Γενικά, κατά τη διάρκεια της ημέρας και το απόγευμα η ζήτηση των φορτίων είναι υψηλότερη λόγω της έντονης οικιακής, βιομηχανικής και εμπορικής δραστηριότητας. Αντίθετα, παρατηρείται χαμηλό φορτίο αργά το βράδυ έως νωρίς το πρωί, όταν οι περισσότεροι άνθρωποι κοιμούνται.

Τα ηλεκτρικά φορτία ταξινομούνται σε κατηγορίες με όμοια χαρακτηριστικά. Οι βασικές κατηγορίες είναι τα οικιακά, βιομηχανικά και εμπορικά φορτία. Κάθε καταναλωτής παρουσιάζει στιγμιαίο μεταβλητό φορτίο μέσα στη διάρκεια της κάθε ώρας. Για να κατασκευαστεί η καμπύλη φορτίου, θα πρέπει η καμπύλη του στιγμιαίου φορτίου να χωριστεί σε ίσα χρονικά διαστήματα και σε κάθε ένα από αυτά να υπολογιστεί η μέση τιμή του φορτίου. Στην περίπτωση που τα χρονικά αυτά διαστήματα έχουν διάρκεια μίας ώρας, για να κατασκευαστεί η ημερήσια καμπύλη φορτίου (24 ώρες) απαιτούνται 24 μέσες τιμές του φορτίου, αντίστοιχα.

Η διαδικασία για την κατασκευή της καμπύλης φορτίου είναι παρόμοια με την αριθμητική ολοκλήρωση [3].

- Τα οικιακά φορτία (residential loads) παρουσιάζουν δύο περιόδους αιχμής (on-peak) κατά τη διάρκεια της ημέρας. Έχει αποδειχθεί ότι η μεγαλύτερη ζήτηση φορτίου των οικιακών καταναλωτών εμφανίζεται τις πρωινές-μεσημεριανές ώρες (11:00-14:00), καθώς και τις απογευματινές ώρες (19:00-21:00), αφού τότε υπάρχει αυξημένη οικιακή δραστηριότητα. Βασικές ηλεκτρικές συσκευές που αυξάνουν το ηλεκτρικό φορτίο μίας οικίας είναι η ηλεκτρική κουζίνα (κατανάλωση της τάξης των 5 kW), το ψυγείο (2 kW) και ο ηλεκτρικός θερμοσίφωνας (3-5 kW). Κατά τη διάρκεια των βραδινών-πρωινών ωρών (23:00-07:00) παρουσιάζεται χαμηλή τιμή ζήτησης οικιακού φορτίου (off-peak), λόγω της χαμηλής οικιακής δραστηριότητας. Επιπλέον, κατά το χρονικό διάστημα 15:00-18:00 υπάρχει πάλι μειωμένη ζήτηση (off-peak) σε σχέση με την πρωινή αιχμή [4].
- Τα βιομηχανικά φορτία (industrial loads) παρουσιάζουν την αιχμή φορτίου τις πρωινές και τις μεσημεριανές ώρες (08:00-16:00), στις οποίες υπάρχει έντονη βιομηχανική δραστηριότητα. Τις υπόλοιπες ώρες, λόγω της ελάχιστης ή της απουσίας δραστηριότητας, υπάρχει πολύ χαμηλό βιομηχανικό φορτίο [4].
- Τα εμπορικά φορτία (commercial loads) ανήκουν σε μία ξεχωριστή ομάδα ηλεκτρικών καταναλωτών και η αιχμή τους ταυτίζεται με το ωράριο που ακολουθούν τα εμπορικά καταστήματα (09:00-18:00). Τις υπόλοιπες χρονικές περιόδους, η ζήτηση του εμπορικού φορτίου είναι ελάχιστη [4].

Αξίζει να σημειωθεί ότι παράμετροι, όπως η θερμοκρασία, η εποχή και οι καιρικές συνθήκες επηρεάζουν τα προφίλ όλων των κατηγοριών καταναλωτών.

Επιπρόσθετα, από μία καμπύλη φορτίου ενός καταναλωτή μπορούν να εξαχθούν πληροφορίες για δείκτες, όπως η αιχμή φορτίου, η ζήτηση ενέργειας, το μέσο φορτίο, ο μέσος χρόνος φορτίου, ο συντελεστής φορτίου, ο συντελεστής ζήτησης, ο συντελεστής χρησιμοποίησης, ο συντελεστής ετεροχρονισμού και ο συντελεστής ταυτοχρονισμού [3].

1.3. ΔΙΑΝΕΜΗΜΕΝΟΙ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΙ ΠΟΡΟΙ (ΔΕΠ)

Τα δίκτυα διανομής ηλεκτρικής ενέργειας (ΔΔΗΕ) έχουν σχεδιαστεί για να λειτουργούν παθητικά, μεταφέροντας ενέργεια από τον υποσταθμό στους καταναλωτές. Η αύξηση της διείσδυσης των μονάδων διανεμημένης παραγωγής (ΜΔΠ) στα δίκτυα διανομής, εισάγει νέες λειτουργίες και προβλήματα στη λειτουργία των δικτύων διανομής. Πλέον τα σημερινά δίκτυα διανομής έχουν μετατραπεί από παθητικά σε ενεργά. Αυτό συμβαίνει διότι η παραγωγή πλέον μπορεί να “κατέβει” στο επίπεδο της διανομής. Η αυξημένη διείσδυση των ΜΔΠ εισάγει νέες προκλήσεις αναφορικά με την εξασφάλιση της αξιοπιστίας και της ποιότητας της παρεχόμενης ηλεκτρικής ισχύος. Η ολοένα αυξανόμενη σύνδεση μονάδων παραγωγής ΑΠΕ μπορεί να οδηγήσει σε απρόβλεπτες ροές ισχύος στο δίκτυο, σε μεγαλύτερες διακυμάνσεις της τάσης και σε διαφορετικά χαρακτηριστικά στη ροή αέργου ισχύος στο δίκτυο. Η ενεργή διαχείριση του συστήματος διανομής καθίσταται αναγκαία για να εξασφαλίσει την ομαλή σύνδεση των ΜΔΠ στα δίκτυα διανομής. Το γεγονός αυτό απαιτεί αλλαγές στον τρόπο διανομής της ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς οι αντίστροφες ροές ισχύος πρέπει να λαμβάνονται υπόψη, να παρακολουθούνται και να προσομοιώνονται προκειμένου να επιτυγχάνεται η καλύτερη πρόβλεψη και εποπτεία του δικτύου [1].

Οι διανεμημένοι ενεργειακοί πόροι (ΔΕΠ) διακρίνονται στις ακόλουθες τέσσερις βασικές μορφές:

- Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ), όπως τα φωτοβολταικά (Φ/Β) ή τα αιολικά πάρκα (Α/Π). Η διείσδυση των ΑΠΕ στα ΔΔΗΕ οδηγεί σε ενεργά δίκτυα διανομής ηλεκτρικής ενέργειας. Έχει αποδειχθεί ότι η βέλτιστη διαστασιολόγηση και τοποθέτηση των ΑΠΕ στα ΔΔΗΕ συντελεί σε μικρότερες απώλειες ισχύος στις γραμμές διανομής. Επίσης, η αξιοποίηση των ΑΠΕ στα δίκτυα διανομής οδηγεί σε οικονομικά οφέλη, τόσο για τις εταιρίες διανομής, όσο και για τους καταναλωτές. Για την επίτευξη των προαναφερθέντων πλεονεκτημάτων κρίνεται αναγκαία η βέλτιστη τοποθέτηση των ΑΠΕ στο δίκτυο [5]–[7].
- ΜΔΠ Καυσίμου: Στην κατηγορία αυτή εντάσσονται οι μονάδες εσωτερικής καύσης, οι οποίες χρησιμοποιούν πετρέλαιο ή φυσικό αέριο και έχουν ικανότητα παραγωγής ηλεκτρικής ισχύος έως 25MW. Οι μηχανές εσωτερικής καύσης ανήκουν σε αυτήν την κατηγορία, καθώς μετατρέπουν την ενέργεια από κάποιο καύσιμο σε μηχανική ενέργεια, την οποία και χρησιμοποιούν για την περιστροφή ενός άξονα. Μία γεννήτρια συνδέεται στη μηχανή για τη μετατροπή της περιστροφικής κίνησης σε ηλεκτρική ενέργεια. Τέλος, οι κυψέλες καυσίμου αποτελούν τοπικά συστήματα παραγωγής που μέσω ηλεκτροχημικής διεργασίας μετατρέπουν το καύσιμο σε ηλεκτρισμό. Έχει διαπιστωθεί ότι με τη χρήση ΜΔΠ καυσίμου μπορεί να μειωθεί το κόστος για τις εταιρίες ηλεκτρισμού [8].
- Συστήματα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας: Οι τεχνολογίες αποθήκευσης ενέργειας μπορούν να προμηθεύουν ηλεκτρική ενέργεια για μικρά χρονικά διαστήματα ή να εξισορροπούν την παραγωγή ενέργειας λόγω διακυμάνσεων (όπως για παράδειγμα την μεταβλητή παραγωγή των ΑΠΕ) με το

ζητούμενο ηλεκτρικό φορτίο. Χρησιμοποιούνται για τη διόρθωση πτώσεων τάσης, flicker και έντονης κυμάτωσης που μπορεί να συμβεί. Μπορούν επίσης να χρησιμοποιηθούν ως συστήματα αδιάλειπτης τροφοδοσίας (Uninterruptible Power Supply – UPS). Έτσι, οι τεχνολογίες αποθήκευσης ενέργειας μπορούν να θεωρηθούν μονάδες διανεμημένης παραγωγής [8].

- Απόκριση ζήτησης (Demand Response – DR): Ως απόκριση ζήτησης ορίζεται η μεταβολή στη χρησιμοποίηση ηλεκτρικών φορτίων από τους καταναλωτές, σε σχέση με το αρχικό μοτίβο κατανάλωσης. Η μεταβολή αυτή ανταποκρίνεται στις αλλαγές της τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας μέσα σε ένα χρονικό διάστημα και οφείλεται σε οικονομικά κίνητρα, σχεδιασμένα να μειώσουν την κατανάλωση είτε σε στιγμές όπου η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας είναι ακριβή είτε σε στιγμές όπου η αξιοπιστία του συστήματος βρίσκεται σε κίνδυνο. Υπάρχουν πολλοί τρόποι μοντελοποίησης της απόκρισης ζήτησης, ένας εκ των οποίων θα εξεταστεί στη συνέχεια της παρούσας διπλωματικής εργασίας. Με τη συγκεκριμένη μορφή ΔΕΠ, βελτιώνεται η αποτελεσματική λειτουργία του δικτύου διανομής και επιτυγχάνονται μεγαλύτερα οικονομικά οφέλη για τις εταιρίες διανομής ηλεκτρικής ενέργειας [9].

1.4. ΑΝΤΙΚΕΙΜΕΝΟ ΤΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ

Η παρούσα διπλωματική εργασία εστιάζει στη μελέτη της απόκρισης ζήτησης, ως μία μορφή ΔΕΠ. Ο ένας από τους δύο βασικούς πυλώνες πάνω στον οποίο στηρίζεται η συγκεκριμένη εργασία είναι η διαμεσολάβηση των φορέων σωρευτικής εκπροσώπησης (ΦοΣΕ) φορτίων ανάμεσα στις εταιρίες διανομής ηλεκτρικής ενέργειας και στους τελικούς καταναλωτές. Ο άλλος πυλώνας αφορά τη μελέτη των μαθηματικών προβλημάτων βελτιστοποίησης, προκειμένου να αναπτυχθεί ένα μαθηματικό μοντέλο που να περιγράφει ικανοποιητικά ένα περιβάλλον αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, στο οποίο συμμετέχουν οι ΦοΣΕ φορτίων. Τέλος, παρουσιάζονται τα ωφέλη του μαθηματικού μοντέλου που αναπτύσσεται στο πλαίσιο της παρούσας διπλωματικής μέσω της προσομοίωσης σε τμήμα πραγματικού δικτύου διανομής.

1.5. ΔΟΜΗ ΤΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ

Η παρούσα διπλωματική εργασία οργανώνεται σε έντεκα κεφάλαια:

- ✓ Στο **Κεφάλαιο 2** παρουσιάζονται οι βασικές αρχές που διέπουν την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας στην Ευρωπαϊκή Ένωση και στις Η.Π.Α.

- ✓ Στο **Κεφάλαιο 3** δίνεται ο ορισμός της απόκρισης ζήτησης και γίνεται μία ανάλυση των προγραμμάτων απόκρισης ζήτησης μεταξύ εταιριών διανομής και καταναλωτών.

- ✓ Στο **Κεφάλαιο 4** περιγράφεται ο ρόλος του ΦοΣΕ φορτίων, καθώς και η αλληλεπίδρασή του τόσο με μία εταιρία διανομής, όσο και με τους τελικούς καταναλωτές.

- ✓ Στο **Κεφάλαιο 5** αναλύεται η θεωρία των βασικών κατηγοριών μαθηματικών προβλημάτων βελτιστοποίησης που χρησιμοποιούνται για τη μοντελοποίηση της διαμεσολάβησης των ΦοΣΕ φορτίων και της παροχής υπηρεσιών απόκρισης ζήτησης στα δίκτυα διανομής.

- ✓ Στο **Κεφάλαιο 6** αναπτύσσεται το μαθηματικό μοντέλο δύο επιπέδων που περιγράφει την διαμεσολάβηση των ΦοΣΕ φορτίων μεταξύ μίας εταιρίας διανομής και των καταναλωτών που εκπροσωπεί.

- ✓ Στο **Κεφάλαιο 7** παρουσιάζεται το περιβάλλον των δύο πακέτων λογισμικού που χρησιμοποιήθηκαν για την ανάπτυξη του κώδικα που επιλύει το μαθηματικό μοντέλο του Κεφαλαίου 6.

- ✓ Στο **Κεφάλαιο 8** το μοντέλο που αναπτύχθηκε στο Κεφάλαιο 6 χρησιμοποιείται για την επίλυση ενός απλοποιημένου παραδείγματος εφαρμογής σε δίκτυο διανομής 2 κόμβων.

- ✓ Στο **Κεφάλαιο 9** πραγματοποιείται η προσομοίωση του μοντέλου σε πραγματικό δίκτυο 143 κόμβων και αναδεικνύονται τα ωφέλη της συμμετοχής των ΦοΣΕ φορτίων στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας.

- ✓ Στο **Κεφάλαιο 10** γίνεται μία ανασκόπηση της εργασίας και προτείνονται ορισμένες μελλοντικές επεκτάσεις της.

- ✓ Στο **Κεφάλαιο 11** παρουσιάζεται η βιβλιογραφία που χρησιμοποίηθηκε στην παρούσα διπλωματική εργασία.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2

ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΚΑΙ ΒΑΣΙΚΕΣ ΑΡΧΕΣ ΑΓΟΡΩΝ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

2.1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Στο παρόν κεφάλαιο παρουσιάζονται οι θεμελιώδεις αρχές λειτουργίας της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας σε διάφορες χώρες ανά τον κόσμο. Συγκεκριμένα, δίνονται βασικές πληροφορίες για το πλαίσιο οικονομικών συναλλαγών ηλεκτρικής ενέργειας στην Ευρωπαϊκή Ένωση, στην Ελλάδα και στις Η.Π.Α. Στη συνέχεια, γίνεται αναφορά στις έννοιες της αγοράς επόμενης ημέρας και της αγοράς πραγματικού χρόνου.

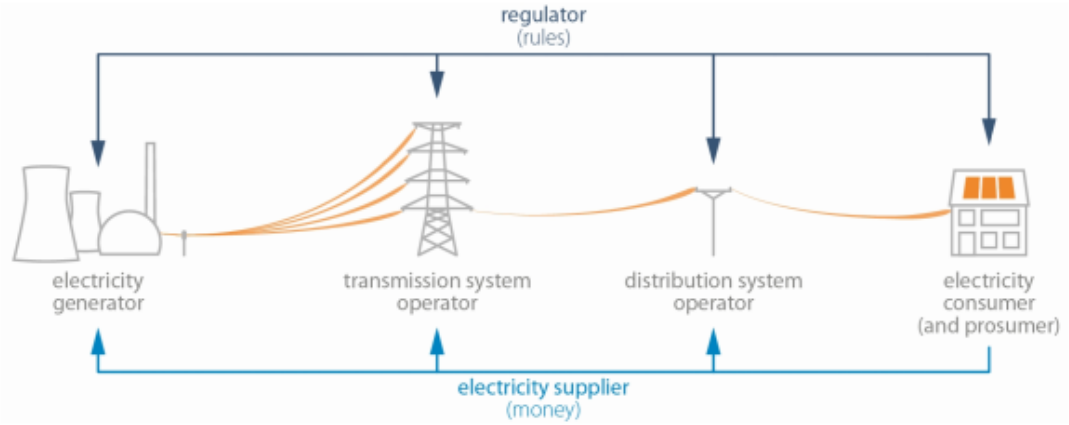
2.2. ΒΑΣΙΚΕΣ ΑΡΧΕΣ ΑΓΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΗΝ ΕΥΡΩΠΑΪΚΗ ΕΝΩΣΗ

2.2.1. ΤΟ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ

Το ηλεκτρικό σύστημα, ή σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας (ΣΗΕ), αποτελείται από τους τομείς που σχετίζονται με την παραγωγή, τη μεταφορά, τη διανομή και την κατανάλωση της ηλεκτρικής ενέργειας. Η ενέργεια μεταφέρεται από τα κέντρα συγκεντρωμένης παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ή/και τους σταθμούς διανεμημένης παραγωγής, στους τελικούς καταναλωτές (οικιακούς, βιομηχανικούς ή εμπορικούς).

Η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, αναπαριστά τις χρηματοροές που σχετίζονται με την αγοραπωλησία της ηλεκτρικής ενέργειας, και αποτελείται από τις οντότητες που φαίνονται στο Σχήμα 2.1 [10]:

- Πάροχοι ηλεκτρικής ενέργειας (Electricity Suppliers), οι οποίοι αγοράζουν ενέργεια από τους παραγωγούς και την προμηθεύουν στους καταναλωτές.
- Τελικοί καταναλωτές, οι οποίοι προμηθεύονται την ηλεκτρική ενέργεια για τις ανάγκες τους και πληρώνουν τις εταιρίες παροχής ηλεκτρικής ενέργειας σύμφωνα με τα συμφωνηθέντα τιμολόγια χρέωσης.
- Διαχειριστές συστήματος μεταφοράς (Transmission System Operators - TSO), οι οποίοι είναι υπεύθυνοι για τη μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας σε μεγάλες αποστάσεις και για την αξιοπιστία και ασφαλή λειτουργία του συστήματος μεταφοράς.
- Διαχειριστές δικτύων διανομής (Distribution Network Operators – DNO), που αμοίβονται αντίστοιχα για την υπηρεσία της διανομής ηλεκτρικής ενέργειας.



Σχήμα 2.1: Τμήματα του Ευρωπαϊκού ΣΗΕ και συμμετέχοντες στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας [10]

- Ρυθμιστικές Αρχές (Regulators), οι οποίες θέτουν τους κανόνες λειτουργίας της αγοράς, ενώ ταυτόχρονα επιβλέπουν τη λειτουργία του οικονομικού πλαισίου συναλλαγών ηλεκτρικής ενέργειας.

Οι υπηρεσίες των διαχειριστών του συστήματος μεταφοράς και των συστημάτων διανομής πληρώνονται, συνήθως, μέσω των τιμολογίων λιανικής πώλησης ενέργειας από τις εταιρίες παροχής ηλεκτρικής ενέργειας με τις ρυθμιζόμενες χρεώσεις βάσει των εκάστοτε ισχυόντων θεσμικών πλαισίων, όπως καθορίζονται από τις ρυθμιστικές αρχές ενέργειας (ΡΑΕ) [10].

2.2.2. ΠΑΡΑΓΩΓΗ, ΜΕΤΑΦΟΡΑ ΚΑΙ ΔΙΑΝΟΜΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

- **ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ**

Οι μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας χαρακτηρίζονται από την ικανότητα παραγωγής, δηλαδή τη μέγιστη ισχύ που μπορεί να παραχθεί. Αυτή ποικίλει από μερικά kW στα φωτοβολταικά πάρκα ή στους μικρούς υδροστρόβιλους, έως και μερικά MW σε ανεμογεννήτριες (αιολικά πάρκα), μεγάλους σταθμούς παραγωγής (υδροηλεκτρικούς σταθμούς, ατμοηλεκτρικούς σταθμούς) ή σε πυρηνικούς σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

Οι μονάδες παραγωγής χωρίζονται σε ελεγχόμενες και μη ελεγχόμενες [10]:

- Οι ελεγχόμενες μονάδες παραγωγής (dispatchable generation) μπορούν να ενεργοποιηθούν και να απενεργοποιηθούν ανάλογα με τις ανάγκες της ζήτησης και ακολουθούν την εντολή κατανομής (set-point) του διαχειριστή.
- Οι μη ελεγχόμενες μονάδες παραγωγής (non-dispatchable generation) έχουν μεταβλητή παραγωγή στην έξοδό τους, καθώς η παραγωγή τους εξαρτάται από παράγοντες, όπως ο άνεμος ή ο ήλιος, με αποτέλεσμα να μην μπορούν να ακολουθήσουν κάποια εντολή κατανομής, παρά μόνο εντολή περιορισμού ισχύος.

Επίσης, οι παραγωγοί κατηγοριοποιούνται και με κριτήριο την ευελιξία και τον ρυθμό ανόδου/καθόδου που μπορούν να λειτουργήσουν. Μερικές τεχνολογίες, όπως η πυρηνική ενέργεια, κρίνονται κατάλληλες για την παραγωγή ενός σταθερού ποσού ηλεκτρικής ενέργειας για μεγαλύτερες

Πίνακας 2.1 : Χαρακτηριστικά των βασικών πηγών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας [10].

Type	firm / variable	type of fuel	flexibility	low-carbon	CO_2 emissions[5] (kg per kWh)
coal	firm	fossil	medium	no	0.95
natural gas	firm	fossil	high	no	0.55
biomass	firm	renewable	medium	yes; regrowth of biomass compensates emissions	
nuclear	firm	nuclear	low	considered as zero-emission energy sources	
hydro with dam	firm	renewable	very high		
solar	variable	renewable	very low		
wind	variable	renewable	very low		
geothermal	firm	renewable	high		

χρονικές περιόδους, ενώ άλλες μπορούν να μεταβάλουν την παραγωγή απότομα προκειμένου να προσαρμοστούν στις στιγμιαίες μεταβολές της ζήτησης [10]. Για παράδειγμα, οι υδροηλεκτρικοί σταθμοί παραγωγής είναι αρκετά ευέλικτοι, σε αντίθεση με τα εργοστάσια παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από πυρηνική ενέργεια. Στον Πίνακα 2.1 κατηγοριοποιούνται όλες οι πηγές παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με βάση το αν είναι ελεγχόμενες ή μη, καθώς και με βάση την ευελιξία τους.

- **ΣΥΣΤΗΜΑ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ**

Το σύστημα μεταφοράς περιλαμβάνει τις γραμμές μεταφοράς μεγάλου μήκους, που λειτουργούν σε υψηλή τάση από 150kV έως 1000kV για τον περιορισμό των απωλειών ισχύος και την πιο αποδοτική μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας σε μεγάλες απόστάσεις. Παραδοσιακά, τα συστήματα μεταφοράς λειτουργούν με εναλλασσόμενο ρεύμα (AC), όμως τα τελευταία χρόνια η μέθοδος μεταφοράς με συνεχές ρεύμα υψηλής τάσης (HVDC) εφαρμόζεται εξίσου αποτελεσματικά. Το Ευρωπαϊκό δίκτυο μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας απαρτίζεται από γραμμές μεταφοράς μήκους της τάξεως των 300.000 χιλιομέτρων [10].

Σε Ευρωπαϊκό επίπεδο, οι διαχειριστές του συστήματος ανήκουν στο Ευρωπαικό Δίκτυο Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς (European Network of Transmission System Operators – ENTSO-E), το οποίο συμμετέχει στη δημιουργία και ανάπτυξη του κώδικα λειτουργίας του διασυνδεδεμένου ηλεκτρικού συστήματος [11].

Τα συστήματα μεταφοράς αναπτύσσονται κυρίως σε εθνικό επίπεδο, αλλά υπάρχουν διασυνδέσεις μεταξύ των χωρών προκειμένου να επιτυγχάνεται η καλύτερη ισορροπία μεταξύ συνολικής ζήτησης και συνολικής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

- **ΔΙΚΤΥΑ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ**

Τα δίκτυα διανομής ηλεκτρικής ενέργειας συνδέουν το σύστημα μεταφοράς με τους τελικούς καταναλωτές και λειτουργούν υπό την εποπτεία των Διαχειριστών Δικτύων Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΔΔΗΕ). Οι ΔΔΔΗΕ είναι υπεύθυνοι για τη σύνδεση των τελικών καταναλωτών στο δίκτυο και για την εγκατάσταση ηλεκτρικών μετρητών στις παροχές των καταναλωτών [10].

- **ΕΞΙΣΟΡΡΟΠΗΣΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΚΑΙ ΖΗΤΗΣΗΣ**

Σε κάθε χρονική στιγμή, η παροχή ηλεκτρικής ισχύος στο δίκτυο από τους παραγωγούς πρέπει να ισούται με τη ζήτηση συν τις απώλειες ισχύος. Συνήθως, οι λιγότερο ευέλικτοι παραγωγοί χρησιμοποιούνται για την εξυπηρέτηση του φορτίου βάσης, ενώ οι πιο ευέλικτοι παραγωγοί συμμετέχουν στις χρονικές περιόδους υψηλής ζήτησης.

Προκειμένου να διασφαλίζεται η απαιτούμενη προμήθεια ηλεκτρικής ενέργειας, πρέπει να υπάρχει επαρκής ικανότητα παραγωγής σε όλες τις χρονικές στιγμές. Η ισορροπία μεταξύ παραγωγής και ζήτησης σε συγκεκριμένα πολύ βραχυχρόνια χρονικά διαστήματα της τάξεως των δευτερολέπτων και λεπτών καθίσταται δυνατή χάρη σε κάποιους μηχανισμούς εξισορρόπησης, οι οποίοι αναφέρονται στην Ενότητα 2.2.6.

Οι μονάδες ΑΠΕ έχουν αυξημένη προτεραιότητα στο Ευρωπαϊκό ηλεκτρικό σύστημα και παράγουν αρκετή ενέργεια προκειμένου να εξυπηρετήσουν την αυξημένη ζήτηση σε ώρες αιχμής, ανταγωνίζοντας έτσι τους συμβατικούς παραγωγούς και τις ήδη υπάρχουσες μεθόδους εξισορρόπησης ζήτησης και παραγωγής.

Η απόκριση ζήτησης αποτελεί μία εναλλακτική προσέγγιση στην εξασφάλιση της ισορροπίας μεταξύ παραγωγής και ζήτησης, αφού καθίσταται δυνατή η μείωση της ζήτησης σε συγκεκριμένες ώρες αιχμής. Οι υπηρεσίες απόκρισης ζήτησης καθίστανται δυνατές, εφόσον δοθούν τα κατάλληλα οικονομικά κίνητρα προκειμένου να μεταβληθεί η ζήτηση. Επιπλέον, η ευελιξία των ηλεκτρικών φορτίων είναι καθοριστικός παράγοντας στην παραπάνω διαδικασία.

Η ισορροπία της παροχής ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο με τη συνολική ζήτηση ανά συγκεκριμένης διάρκειας χρονικές περιόδους (π.χ. χρονικές περιόδους μίας ώρας) αποτελεί αρμοδιότητα των Υπεύθυνων Φορέων Εξισορρόπησης (Balance Responsible Parties - BRP). Οι τυχόν αποκλίσεις σε βραχύτερα χρονικά διαστήματα επιλύονται με την παρέμβαση των Διαχειριστών Συστήματος Μεταφοράς, οι οποίοι ρυθμίζουν την παραγωγή με εντολές κατανομής προς τις μονάδες παραγωγής. Οι Διαχειριστές Συστήματατος Μεταφοράς χρεώνονται τις επιπρόσθετες αυτές υπηρεσίες από τους παραγωγούς και χρεώνουν τους Υπεύθυνους Φορείς Εξισορρόπησης για την απόκλιση που προέκυψε [10].

Η αποθήκευση της ηλεκτρικής ενέργειας αποτελεί μία ακόμα εναλλακτική λύση για την ισορροπία παραγωγής και ζήτησης [12]. Σε περίπτωση μικρότερης ζήτησης και υψηλής παραγωγής, καθίσταται δυνατή η αποθήκευση ποσότητας ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία μπορεί αργότερα να χρησιμοποιηθεί σε χρονικά διαστήματα μειωμένης παραγωγής και αυξημένης ζήτησης.

2.2.3. ΣΤΟΧΟΙ ΤΗΣ ΝΟΜΟΘΕΣΙΑΣ ΣΤΗΝ ΑΓΟΡΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Χάρη στην εξέλιξη της νομοθεσίας γύρω από τις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας, παρατηρείται ένα σύγχρονο ανταγωνιστικό πλαίσιο συναλλαγών, από το οποίο έχει εξαλειφθεί το φαινόμενο του

μονοπωλίου. Το Ευρωπαϊκό νομοθετικό πλαίσιο συναλλαγών ηλεκτρικής ενέργειας βασίζεται σε ένα μοντέλο 'target design'[13], απώτερος στόχος του οποίου αποτελεί η επίτευξη μίας διασυνδεδεμένης Ευρωπαϊκής αγοράς με συγκλίνουσες τιμές σε όλη την Ευρωπαϊκή Ένωση.

Μέσω τριών νομοθετικών πλαισίων που θεσπίστηκαν την δεκαετία του 1990, το 2003 και το 2009, έχει προκύψει μία απελευθερωμένη αγορά γύρω από την ηλεκτρική ενέργεια, θεμέλια της οποίας αποτελούν [10]:

- η αποδέσμευση μεταξύ της προμήθειας ενέργειας, της παραγωγής και των δικτύων
- η πρόσβαση τρίτων φορέων στην αγορά
- η διασφάλιση ανταγωνιστικού περιβάλλοντος τόσο στη χονδρική όσο και στη λιανική αγορά

Επιπρόσθετα, συμπεριλαμβάνεται και η δημιουργία της Υπηρεσίας Συνεργασίας Ρυθμιστικών Αρχών Ενέργειας (Agency for Cooperation of Energy Regulators). Αξίζει να σημειωθεί ότι δεν έχει ολοκληρωθεί ακόμα η πλήρης θεσμοθέτηση του πλαίσιου που διέπει την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, σύμφωνα με την αναφορά της Ενεργειακής Ένωσης της Ευρωπαϊκής Επιτροπής (European Comission's State of the Energy Union) [14]–[16].

2.2.4. ΑΓΟΡΕΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΗΝ ΕΥΡΩΠΑΪΚΗ ΕΝΩΣΗ

Η λειτουργία της Ευρωπαϊκής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας είναι πολυεπίπεδη. Η χονδρική αγορά (wholesale market) έχει οργανωθεί διαφορετικά σε σχέση με τη λιανική αγορά (retail market), η οποία σχετίζεται άμεσα με τους τελικούς καταναλωτές. Οι αγορές μπορεί να διακρίνονται με βάση την χρονική κλίμακα σε αγορές πραγματικού χρόνου και σε μακροχρόνιες αγορές.

Σε μία απελευθερωμένη αγορά, ξεχωριστές οντότητες είναι υπεύθυνες για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, για τη λειτουργία του συστήματος μεταφοράς και για τη λειτουργία του δικτύου διανομής. Κάθε μία από αυτές είναι υποχρεωμένη να παρέχει πρόσβαση σε τρίτους, όπως οι είναι ρυθμιστικές αρχές, για την εποπτεία της λειτουργίας της αγοράς.

Στη λιανική αγορά (retail market) οι μετέχοντες είναι οι προμηθευτές ηλεκτρικής ενέργειας, οι οποίοι προσφέρουν συμβόλαια ενέργειας στους πελάτες εγκεκριμένα απο την αρμόδια ρυθμιστική αρχή, και οι καταναλωτές, που έχουν το δικαίωμα επιλογής του προμηθευτή τους. Γενικά, οι τιμές ηλεκτρικής ενέργειας των βιομηχανικών καταναλωτών είναι χαμηλότερες σε σχέση με αυτές των οικιακών. Βιομηχανίες με έντονη δραστηριότητα συχνά επωφελούνται από πολύ ανταγωνιστικές τιμές και πιθανόν να εξαιρούνται από περαιτέρω φόρους ή εισφορές [10].

Οι προμηθευτές αγοράζουν ηλεκτρική ενέργεια από τους παραγωγούς και με τη σειρά τους την πωλούν στους καταναλωτές. Στα τιμολόγια χρέωσης των προμηθευτών περιλαμβάνεται η τιμή που επιβαρύνονται για την ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας που προμηθεύονται, καθώς και μία χρέωση για την μεταφορά και διανομή της. Επίσης, τα τιμολόγια χρέωσης επιβαρύνονται με τυχόν φόρους και εισφορές, οι οποίες χρησιμοποιούνται για τη στήριξη της παραγωγής από ΑΠΕ ή για προστασία των περισσότερο ευάλωτων καταναλωτών ή για άλλους σκοπούς. Οι προμηθευτές διαφοροποιούν τις προσφορές τους στους παραγωγούς, βασιζόμενοι στην τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας ή στην πηγή από την οποία η ενέργεια παράχθηκε.

Στη χονδρική αγορά (wholesale market), οι συμμετέχοντες είναι οι παραγωγοί, οι προμηθευτές ηλεκτρικής ενέργειας και μερικοί πολύ μεγάλοι βιομηχανικοί καταναλωτές. Όταν υπάρχει ανάγκη για

εκκίνηση της παραγωγικής διαδικασίας, οι παραγωγοί ταξινομούνται σε μία σειρά από την φθηνότερη έως την ακριβότερη προσφερόμενη τιμή παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Όλοι πληρώνονται την τιμή που προσφέρει ο παραγωγός ,του οποίου η προσφορά ικανοποιεί την οριακή ζήτηση. Το φαινόμενο αυτό ονομάζεται 'merit order effect' και έχει παρατηρηθεί πως τα τελευταία χρόνια οι τιμές των παραγωγών που χρησιμοποιούν καύσιμα παρουσιάζουν πτωτική τάση στη χονδρική αγορά εξαιτίας της διείσδυσης παραγωγών ΑΠΕ που προσφέρουν χαμηλές τιμές παραγωγής [10].

Αξίζει να σημειωθεί ότι οι συναλλαγές μπορούν να πραγματοποιηθούν καλύπτοντας διαφορετικές χρονικές περιόδους ,όπως [10]:

- Μακροχρόνια συμβόλαια : έως 20 χρόνια ή περισσότερα
- Μελλοντικές αγορές : εβδομάδες έως χρόνια
- Αγορά επόμενης ημέρας
- Αγορά πραγματικού χρόνου (ποσά ενέργειας με ωριαία βάση ή με βάση ενός δεκαπενταλέπτου)

2.2.5. ΡΥΘΜΙΣΤΙΚΕΣ ΑΡΧΕΣ

Οι κανόνες για τη λειτουργία της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας σε μία χώρα θεσπίζονται από τις ρυθμιστικές αρχές ενέργειας, οι οποίες είναι ανεξάρτητες. Σε Ευρωπαϊκό επίπεδο, η ACER καθορίζει τους κανόνες για τις συναλλαγές στις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας, γνωστοί και ως κώδικες αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Οι κώδικες αγοράς αναπτύσσονται περαιτέρω από την ENTSO-E και γίνονται αποδεκτοί από τους εκπροσώπους των κρατών μελών της Ευρωπαϊκής Ένωσης (ΕΕ) [10], [11].

2.2.6. ΑΓΟΡΑ ΙΚΑΝΟΤΗΤΑΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ (CAPACITY MARKET)

Οι μηχανισμοί εξισορρόπησης ενέργειας έχουν γίνει αποδεκτοί από πολλά κράτη μέλη της ΕΕ και αφορούν τις πληρωμές στους παραγωγούς ηλεκτρικής ενέργειας προκειμένου οι τελευταίοι να διατηρούν εφεδρεία σε περίπτωση στιγμιαίας ανισορροπίας μεταξύ συνολικής ζήτησης και προμήθειας ενέργειας. Ανάλογα με τη δομή και την οργάνωση μίας αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, οι πληρωμές από τους συγκεκριμένους μηχανισμούς στους παραγωγούς κρίνονται αναγκαίοι, έτσι ώστε η εξασφάλιση των συγκεκριμένων ποσών ενέργειας να είναι οικονομικά βιώσιμη.

Είναι αμφιλεγόμενο το γεγονός αν οι συγκεκριμένοι μηχανισμοί είναι απαραίτητοι ή αν απλά σε ένα οικονομικό πλαίσιο με διαφορετικές τιμές πραγματικού χρόνου και αγοράς επόμενης ημέρας παρέχεται από μόνο του το κίνητρο στους παραγωγούς για να δεσμεύουν μία ποσότητα εφεδρείας. Για να είναι πιο αποδοτικός ο συγκεκριμένος μηχανισμός σε πανευρωπαϊκό επίπεδο, η ύπαρξη περισσότερων σημείων διασύνδεσης μεταξύ των χωρών στα σύνορα κρίνεται ιδιάζουσας σημασίας [10].

2.3. ΑΡΧΕΣ ΑΓΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ

Η οργάνωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα ακολουθεί το Ευρωπαϊκό πρότυπο που αναλύθηκε στην Ενότητα 2.2.4. Πιο συγκεκριμένα ισχύουν τα παρακάτω.

Στη χώρα μας, υπεύθυνη για τη ρύθμιση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας είναι η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ).

Η εταιρία "Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας Α.Ε. (ΑΔΜΗΕ Α.Ε.)" είναι ο Διαχειριστής του Συστήματος Μεταφοράς, συστάθηκε σύμφωνα με τον Νόμο 4001/2011 και σε συμμόρφωση με την Οδηγία 2009/72/ΕΚ της Ευρωπαϊκής Ένωσης σχετικά με την οργάνωση των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας, με σκοπό να αναλάβει τα καθήκοντα του πρώην Διαχειριστή του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΣΜΗΕ). Στο πλαίσιο αυτό, σκοπός της ΑΔΜΗΕ Α.Ε. είναι η λειτουργία, συντήρηση και ανάπτυξη του ΕΣΜΗΕ ώστε να διασφαλίζεται ο εφοδιασμός της χώρας με ηλεκτρική ενέργεια με τρόπο ασφαλή, αποδοτικό και αξιόπιστο. Η ΑΔΜΗΕ Α.Ε. είναι πλήρως ανεξάρτητη, λειτουργικά και διοικητικά, έχοντας ουσιαστικές εξουσίες λήψης αποφάσεων, τηρώντας όλες τις προς αυτό απαιτήσεις ανεξαρτησίας που ενσωματώνονται στον Νόμο 4001/2011 και στην Οδηγία 2009/72/ΕΚ. Το 51% των μετοχών της ΑΔΜΗΕ Α.Ε. ανήκει στο Ελληνικό Δημόσιο [17], [18].

Η εταιρία "Διαχειριστής του Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε.)" συστάθηκε με την απόσχιση του κλάδου Διανομής της ΔΕΗ Α.Ε. σύμφωνα με τον Νόμο 4001/2011 και σε συμμόρφωση με την Οδηγία 2009/72/ΕΚ της Ευρωπαϊκής Ένωσης, σχετικά με την οργάνωση των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας, με σκοπό να αναλάβει τα καθήκοντα του Διαχειριστή του Ελληνικού Δικτύου Διανομής. Είναι κατά 100% θυγατρική εταιρία της ΔΕΗ Α.Ε., ωστόσο είναι ανεξάρτητη λειτουργικά και διοικητικά, τηρώντας όλες τις απαιτήσεις ανεξαρτησίας που ενσωματώνονται στο παραπάνω νομικό πλαίσιο. Έργο της ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε. είναι η λειτουργία, η συντήρηση και η ανάπτυξη του δικτύου διανομής ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα και η διασφάλιση της διαφανούς και αμερόληπτης πρόσβασης στο δίκτυο διανομής των καταναλωτών, των Προμηθευτών και γενικότερα όλων των χρηστών του δικτύου. Στους στόχους της ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε. είναι η αξιόπιστη τροφοδοσία των καταναλωτών, η διατήρηση της ποιότητας της τάσης του ρεύματος και η διαρκής βελτίωση της ποιότητας εξυπηρέτησης των καταναλωτών. Επιπλέον, στις αρμοδιότητες της ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε. περιέχεται και η λειτουργία της αγοράς των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών (ΜΔΝ) της χώρας [17], [18].

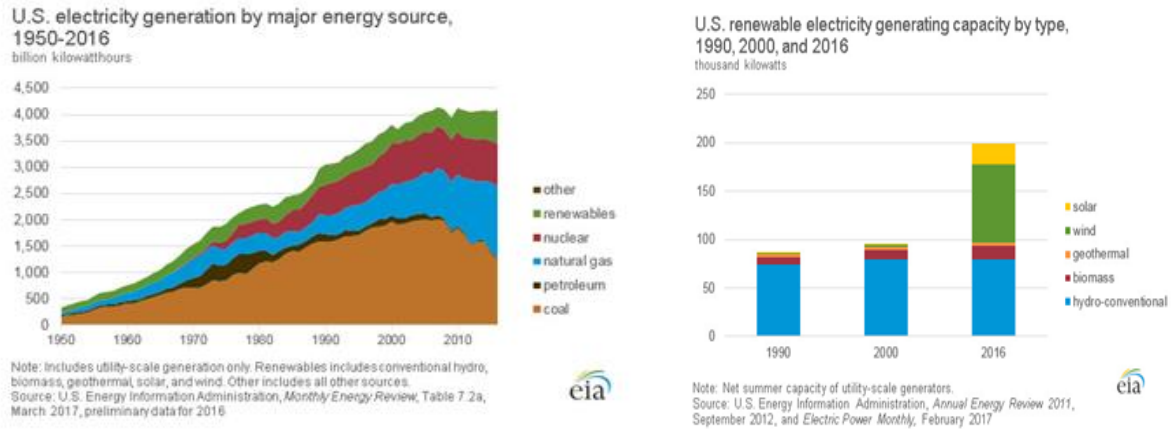
Οι Προμηθευτές είναι υπεύθυνοι για την πώληση της ηλεκτρικής ενέργειας στους τελικούς καταναλωτές.

2.4. ΣΗΕ ΚΑΙ ΑΡΧΕΣ ΑΓΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΙΣ Η.Π.Α.

2.4.1. ΤΟ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ

Το Αμερικάνικο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας αποτελεί έναν πολύπλοκο μηχανισμό, κατά τον οποίο η ηλεκτρική ενέργεια παράγεται στους σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και σε μονάδες παραγωγής και στη συνέχεια μεταφέρεται με τη βοήθεια των υποσταθμών και των δικτύων μεταφοράς και διανομής στους τελικούς καταναλωτές. Επειδή δεν υπάρχει η δυνατότητα αποθήκευσης μεγάλων ποσών ηλεκτρικής ενέργειας, η ενέργεια πρέπει να παράγεται ταυτόχρονα με τη χρήση της από τους καταναλωτές.

Το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας των Η.Π.Α. απαρτίζεται από περισσότερους από 7.300 σταθμούς παραγωγής και περίπου 160.000 μίλια γραμμών μεταφοράς υψηλής τάσης και εκατομμύρια μίλια γραμμών διανομής χαμηλής τάσης, συνδέοντας έτσι 145 εκατομμύρια καταναλωτές σε όλη τη χώρα [19].



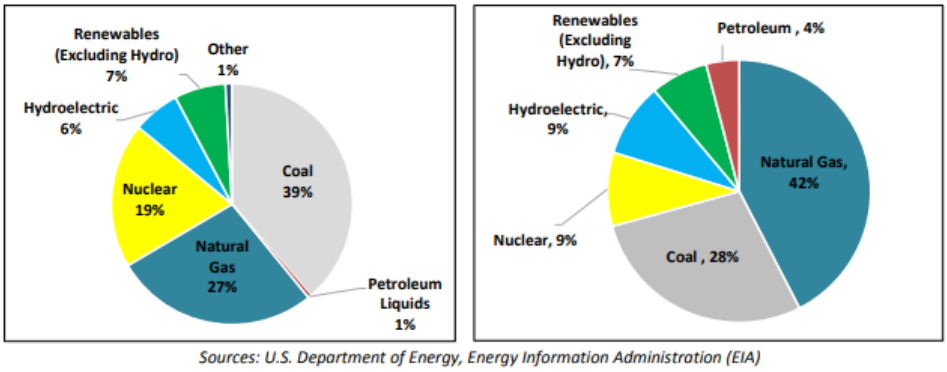
Σχήμα 2.2 α: Διαχρονική εξέλιξη στη χρήση των πηγών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στις Η.Π.Α. [20]
β: Αξιοποίηση των ΑΠΕ στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας των Η.Π.Α. [20]

2.4.2. ΠΑΡΑΓΩΓΗ, ΜΕΤΑΦΟΡΑ ΚΑΙ ΔΙΑΝΟΜΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Η ηλεκτρική ενέργεια παράγεται χρησιμοποιώντας πληθώρα πόρων και τεχνολογιών. Η πλειοψηφία της παράγεται με χρήση συμβατικών καυσίμων, όπως φυσικό αέριο, πετρέλαιο, άνθρακας και πυρηνική ενέργεια (Σχήμα 2.2α, Σχήμα 2.3α). Τα τελευταία χρόνια αξιοσημείωτα ποσά ενέργειας παράγονται και από ΑΠΕ (Σχήμα 2.2β).

Η ικανότητα παραγωγής από κάθε διαφορετική πηγή διαφέρει από πολιτεία σε πολιτεία και εξαρτάται από τη διαθεσιμότητα κάθε καυσίμου (Σχήμα 2.3β). Όσον αφορά τα καύσιμα που χρησιμοποιούνται για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, υπάρχει ξεχωριστή αλυσίδα προμηθευτών, οι οποίοι έπειτα από την απαιτούμενη προεπεξεργασία κάθε καυσίμου αναλαμβάνουν την μεταφορά του στους σταθμούς παραγωγής [20].

Για τη μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας έχουν δημιουργηθεί μεγάλης κλίμακας δίκτυα μεταφοράς, τα οποία διαθέτουν σημεία διασύνδεσης μεταξύ τους για τη διασφάλιση της αξιοπιστίας του



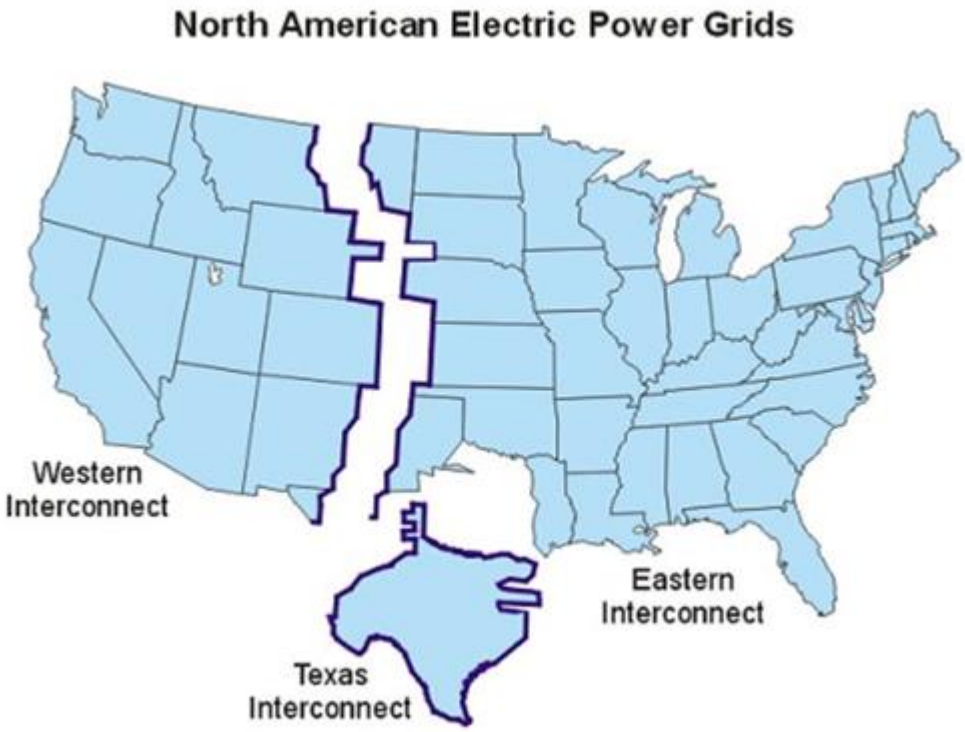
Σχήμα 2.3 α: Πηγές παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στις Η.Π.Α. το 2014 [22].
β: Ικανότητα παραγωγής ανά πηγή το 2013 στις Η.Π.Α. [22]

συστήματος. Το δίκτυο μεταφοράς ,το οποίο συνδέει τις 48 πολιτείες, απαρτίζεται από τρία βασικά υπο-δίκτυα που δρουν ως επί το πλείστον ανεξάρτητα το ένα από το άλλο, και έχουν περιορισμένη ανταλλαγή ισχύος μεταξύ τους, όπως φαίνεται στο Σχήμα 2.4 [21].

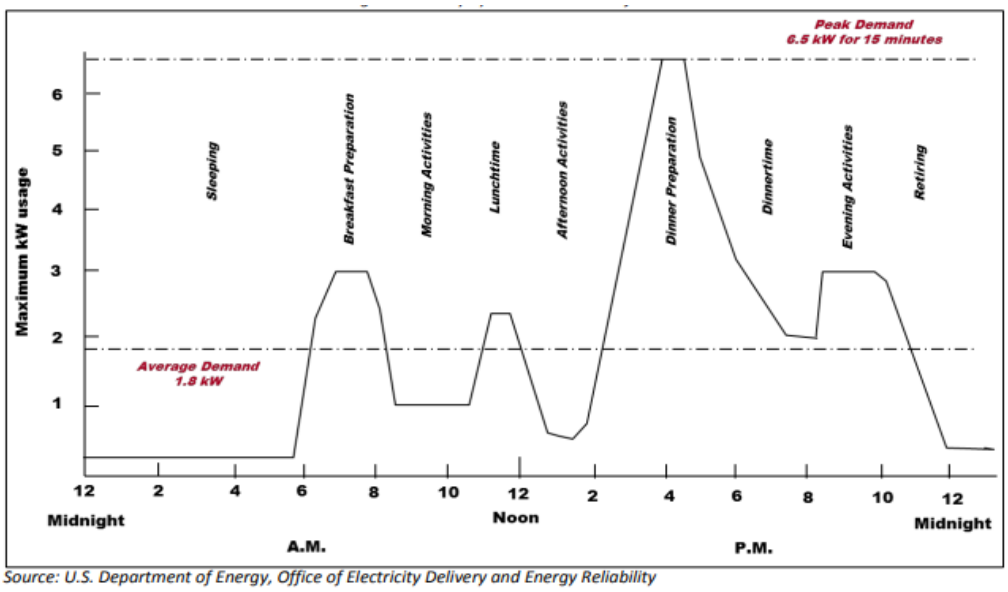
- Το ανατολικό δίκτυο περιλαμβάνει την περιοχή από τις πολιτείες στις μεγάλες πεδιάδες, εξαιρουμένου σχεδόν όλου του Τέξας, έως τις ακτές του Ατλαντικού ωκεανού.
- Το δυτικό δίκτυο περιλαμβάνει την περιοχή δυτικά από τα Βραχώδη Όρη και των μεγάλων πεδιάδων έως τις ακτές του Ειρηνικού ωκεανού.
- Το δίκτυο του Τέξας, το οποίο εποπτεύεται από το Συμβούλιο Ηλεκτρικής Αξιοπιστίας του Τέξας (Electric Reliability Council of Texas – ERCOT), περιλαμβάνει σχεδόν ολόκληρη την πολιτεία του Τέξας.

Η δομή των τριών αυτών βασικών δικτύων είναι σχεδιασμένη έτσι ώστε να επιτρέπει στις μονάδες παραγωγής να είναι βέλτιστα τοποθετημένες και να συμβάλει στη διατήρηση της σταθερότητας και αξιοπιστίας του δικτύου δίνοντας πολλές πιθανές διαδρομές ροής ισχύος. Επίσης, ο σχεδιασμός του συνολικού δικτύου των Η.Π.Α. συντελεί στον περιορισμό των διακοπών της λειτουργίας των ηλεκτρικών φορτίων εξαιτίας συντηρήσεων ή τυχόν βλαβών σε μεμονωμένα σημεία του δικτύου. Οι τοπικές αρχές διασφάλισης εξισορρόπησης (regional balancing authorities) έχουν ως αρμοδιότητα τον διαρκή έλεγχο του ισοζυγίου μεταξύ της συνολικής παραγωγής και της ζήτησης που υπάρχει στο σύστημα, εξασφαλίζοντας έτσι την αξιοπιστία του συνολικού Αμερικανικού δικτύου [20].

Είναι σαφές ότι πρέπει να υπάρχει διαρκής επικοινωνία μεταξύ του δικτύου μεταφοράς και του



Σχήμα 2.4 : Τα τρία βασικά δίκτυα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας στις Η.Π.Α. [20]



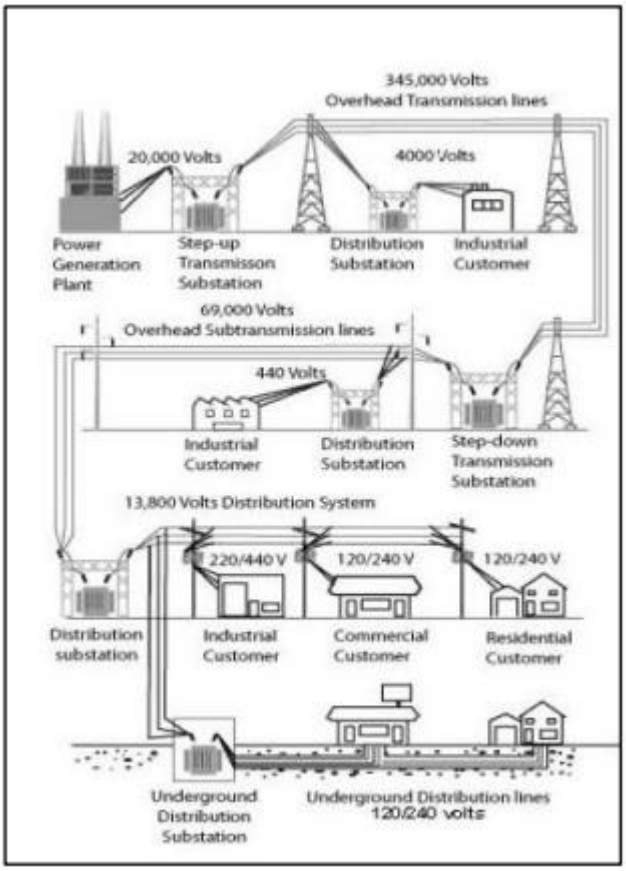
Σχήμα 2.5: Ανάλυση ενός οικιακού προφίλ ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας [22]

σταθμού παραγωγής, προκειμένου να διασφαλιστεί η συνεχής ισορροπία μεταξύ ζήτησης και παραγωγής. Επειδή η ζήτηση δεν είναι ποτέ σταθερή (Σχήμα 2.5), η παραγωγή πρέπει να προσαρμόζεται ανάλογα. Οι σταθμοί παραγωγής βασικού φορτίου ενεργοποιούνται στις ώρες χαμηλής ζήτησης (off peak hours), προκειμένου να ικανοποιήσουν τη βασική ποσότητα ζήτησης, ενώ οι σταθμοί παραγωγής αιχμής ενεργοποιούνται τις ώρες αυξημένου φορτίου (on peak hours). Προκειμένου να υπάρξει ανταπόκριση της παραγωγής στις αιφνίδιες μεταβολές της ζήτησης, οι σταθμοί παραγωγής, που χρησιμοποιούν, για παράδειγμα, φυσικό αέριο και χαρακτηρίζονται από γρήγορες ταχύτητες λειτουργίας αλλά ταυτόχρονα έχουν πιο υψηλό κόστος λειτουργίας, ενεργοποιούνται σε ώρες αιχμής. Αντίθετα, οι μονάδες που χρησιμοποιούν άνθρακα ή πυρηνική ενέργεια χρειάζονται τουλάχιστον 12 ώρες για να ενεργοποιηθούν και ως συνέπεια προτιμώνται για την κάλυψη του φορτίου βάσης μέσα στην ημέρα [22].

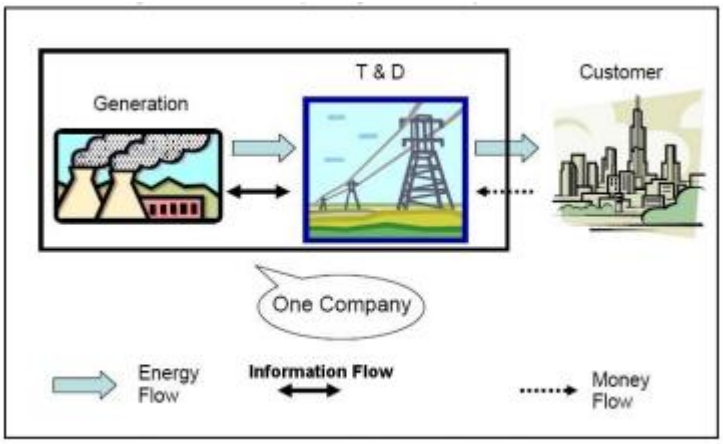
Το δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας αποτελεί το τελικό στάδιο μεταφοράς της ενέργειας στους καταναλωτές. Τα δίκτυα διανομής είτε συνδέονται απευθείας στο δίκτυο μεταφοράς υψηλής τάσης είτε μέσω υποσταθμών. Ρόλος των υποσταθμών διανομής είναι ο υποβιβασμός της τάσης μέσω μετασχηματιστών ΥΤ/ΜΤ προκειμένου να ακολουθήσει η διανομή της ηλεκτρικής ενέργειας στους πελάτες μέσης τάσης, όπως είναι οι βιομηχανίες, και στους καταναλωτές χαμηλής τάσης [22]. Στο Σχήμα 2.6 φαίνεται ολόκληρη η πορεία της ηλεκτρικής ενέργειας, από την παραγωγή της, έως αυτή να φτάσει στον τελικό καταναλωτή.

2.4.3. ΑΓΟΡΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Στις Η.Π.Α. υπάρχει η έννοια της εταιρίας ηλεκτρικής ενέργειας (electric utility), η οποία είναι υπεύθυνη για την παραγωγή, την μεταφορά και την διανομή ηλεκτρικής ενέργειας. Επομένως, μια εταιρία χειρίζεται τον σταθμό παραγωγής, το δίκτυο μεταφοράς και το δίκτυο διανομής. Σε όλη τη χώρα υπάρχουν περισσότερες από 3.200 εταιρίες ηλεκτρικής ενέργειας.



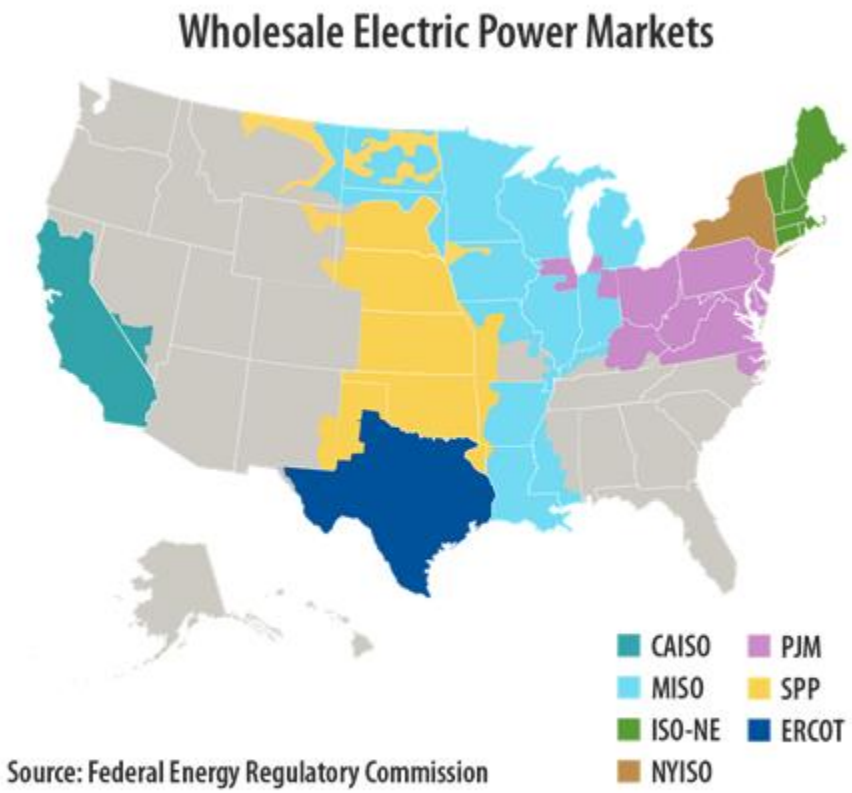
Σχήμα 2.6: Αναπαράσταση της πορείας μεταφοράς και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας από τον παραγωγό έως τον καταναλωτή [22]



Source: National Programme on Technology Enhanced Learning

Σχήμα 2.7 : Το παραδοσιακό μοντέλο ΣΗΕ στις Η.Π.Α. [22]

Η αγορά των Η.Π.Α. επιμερίζεται σε χονδρική και σε λιανική. Η χονδρική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας αφορά τις συναλλαγές μεταξύ των εταιριών και των εμπόρων ηλεκτρικής ενέργειας. Η λιανική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας περιλαμβάνει την πώληση της ενέργειας στους καταναλωτές. Οι δύο αγορές μπορούν να χαρακτηριστούν είτε ως παραδοσιακά ρυθμιζόμενες είτε ως ανταγωνιστικές αγορές [20].



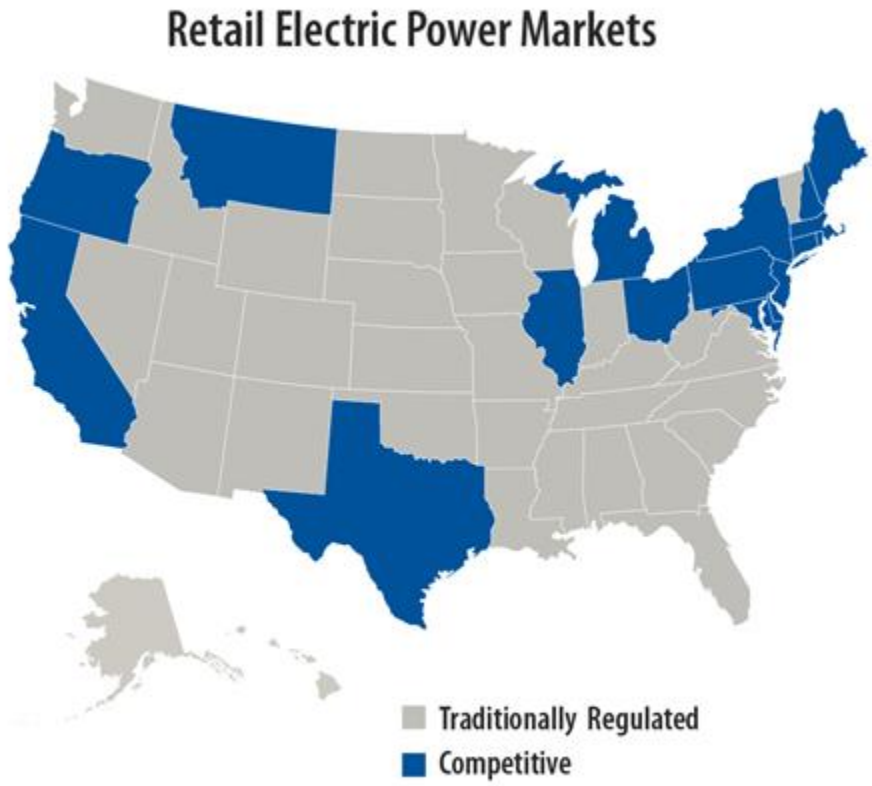
Σχήμα 2.8: Χάρτης περιοχών της παραδοσιακής και ανταγωνιστικής χονδρικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας των Η.Π.Α. [20]

- Στο παραδοσιακό μοντέλο (Σχήμα 2.7) οι εταιρίες ηλεκτρικής ενέργειας είναι αρμόδιες για τη ροή ισχύος από την παραγωγή έως αυτή να φτάσει στον τελικό καταναλωτή. Ο σταθμός παραγωγής, το δίκτυο μεταφοράς και το δίκτυο διανομής αποτελούν ιδιοκτησία της εκάστοτε εταιρίας. Κάθε εταιρία δρα σε μία συγκεκριμένη γεωγραφική περιοχή. Σε μερικές περιπτώσεις οι εταιρίες δεν διαθέτουν σταθμό παραγωγής και αγοράζουν από άλλους παραγωγούς [22].
- Στο ανταγωνιστικό πλαίσιο αγοράς η ηλεκτρική ενέργεια χρησιμοποιείται κλασσικά ως προϊόν εμπορίου [22].

Και τα δύο είδη αναλύονται παρακάτω στην Ενότητα 2.4.3.1 και στην Ενότητα 2.4.3.2, αντίστοιχα.

2.4.3.1. ΧΟΝΔΡΙΚΗ ΑΓΟΡΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Η χονδρική αγορά αφορά στην πώληση της ηλεκτρικής ενέργειας από τους παραγωγούς στις εταιρίες εξυπηρέτησης φορτίων. Το μεγαλύτερο μέρος της χονδρικής αγοράς περιλαμβάνει περιοχές όπου ισχύει το παραδοσιακό μοντέλο (γκρι περιοχές στο Σχήμα 2.8), γεγονός που σημαίνει ότι σε πολλές περιπτώσεις η ίδια εταιρία αναλαμβάνει την παραγωγή επαρκούς ποσότητας ενέργειας για την κάλυψη των αναγκών των καταναλωτών που εκπροσωπεί. Όσες εταιρίες δεν παράγουν από μόνες τους, αγοράζουν ηλεκτρική ενέργεια σε τιμή χονδρικής από διάφορους παραγωγούς. Σε όσες περιοχές δεν ακολουθείται το παραδοσιακό μοντέλο (Βορειοανατολικά, Κεντρικά, Δυτικά, Τέξας, Καλιφόρνια), ισχύει



Σχήμα 2.9: Χάρτης περιοχών της παδοσιακής και της ανταγωνιστικής λιανικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας των Η.Π.Α. [20]

το μοντέλο ανταγωνιστικών χονδρικών αγορών, οι οποίες λειτουργούν σύμφωνα με τους κανόνες των Ανεξάρτητων Διαχειριστών Συστήματος (Independent System Operators -ISOs). Οι τελευταίοι χρησιμοποιούν ανταγωνιστικούς μηχανισμούς αγοράς που επιτρέπουν στους ανεξάρτητους παραγωγούς να πραγματοποιήσουν εμπόριο ηλεκτρικής ενέργειας στις μη παραδοσιακές ηλεκτρικές εταιρίες. Σε μία περιοχή τέτοιας ανταγωνιστικής αγοράς, οι αντίστοιχες εταιρίες ηλεκτρικής ενέργειας είναι κυρίως αρμόδιες για τη διανομή και πώληση της ενέργειας στους καταναλωτές και όχι για την παραγωγική διαδικασία, με αποτέλεσμα να προμηθεύονται την απαιτούμενη ενέργεια από τους προαναφερθέντες ανεξάρτητους παραγωγούς [20], [22].

2.4.3.2. ΛΙΑΝΙΚΗ ΑΓΟΡΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Η λιανική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας αφορά την πώληση της ηλεκτρικής ενέργειας από τους παρόχους στους καταναλωτές. Στις πολιτείες ακολουθείται είτε το παραδοσιακό μοντέλο είτε το μοντέλο της ανταγωνιστικής αγοράς. Σε όσες περιοχές ισχύει το παραδοσιακό μοντέλο της λιανικής αγοράς (γκρι στο Σχήμα 2.9), οι καταναλωτές εξυπηρετούνται αποκλειστικά από την εταιρία ηλεκτρικής ενέργειας της περιοχής τους, η οποία είναι και η μοναδική που αναλαμβάνει την παραγωγή, τη μεταφορά και τη διανομή της ηλεκτρικής ενέργειας σε αυτούς. Ως αποτέλεσμα, οι συγκεκριμένες εταιρίες αμοίβονται από

τους καταναλωτές με βάση την ενέργεια που οι τελευταίοι καταναλώνουν. Όπου ισχύει το μοντέλο της ανταγωνιστικής λιανικής αγοράς, οι καταναλωτές έχουν τη δυνατότητα επιλογής του παρόχου τους, επιλέγοντας έτσι είτε την εταιρία της περιοχής τους είτε κάποιον άλλον πάροχο που δεσμεύεται για την παραγωγή της αντίστοιχης απαιτούμενης ενέργειας. Έτσι, οι καταναλωτές πληρώνουν τον πάροχο τον οποίο έχουν επιλέξει [20], [22].

2.4.3.3. ΑΓΟΡΑ ΙΚΑΝΟΤΗΤΑΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ (CAPACITY MARKET)

Οι διαχειριστές του συστήματος οφείλουν να διασφαλίσουν ότι οι εταιρίες ηλεκτρικής ενέργειας έχουν δεσμεύσει τους απαιτούμενους πόρους για παραγωγή και την απαιτούμενη εφεδρεία, η οποία εγγυάται την ισορροπία μεταξύ παραγωγής και ζήτησης σε ξαφνικές μη αναμενόμενες μεταβολές της τελευταίας. Εξασφαλίζεται έτσι η αξιοπιστία του συστήματος. Οι περισσότεροι Ανεξάρτητοι Διαχειριστές Συστήματος λειτουργούν και επιτηρούν τις αγορές που συμπεριλαμβάνουν τους συγκεκριμένους μηχανισμούς [22].

2.5. ΑΓΟΡΑ ΕΠΟΜΕΝΗΣ ΗΜΕΡΑΣ

Η αγορά αυτή επιτρέπει στους συμμετέχοντες να υποβάλλουν εντολές συναλλαγών ηλεκτρικής ενέργειας με υποχρέωση φυσικής παράδοσης την επόμενη ημέρα. Στην αγορά επόμενης ημέρας δηλώνονται επίσης και οι ποσότητες ενέργειας που έχουν δεσμευτεί μέσω διενέργειας συναλλαγών επί προθεσμιακών προϊόντων, που έχουν πραγματοποιηθεί είτε μέσω της χονδρικής αγοράς προθεσμιακών προϊόντων, είτε διμερώς. Παράλληλα, θα πραγματοποιείται έμμεση κατανομή (implicit allocation) της μεταφορικής ικανότητας στις διασυνδέσεις, μέσω σύζευξης των αγορών επόμενης ημέρας των Ευρωπαϊκών χωρών [23].

2.6. ΑΓΟΡΑ ΠΡΑΓΜΑΤΙΚΟΥ ΧΡΟΝΟΥ

Η αγορά αυτή επιτρέπει στους συμμετέχοντες να υποβάλλουν εντολές συναλλαγών για φυσική παράδοση την ημέρα εκπλήρωσης φυσικής παράδοσης, μετά τη λήξη της προθεσμίας υποβολής εντολών συναλλαγών στην αγορά επόμενης ημέρας, λαμβάνοντας υπόψη τις ποσότητες ενέργειας που έχουν δεσμευτεί μέσω διενέργειας συναλλαγών επί προθεσμιακών προϊόντων ηλεκτρικής ενέργειας τις οποίες έχουν πραγματοποιήσει, τα αποτελέσματα της αγοράς επόμενης ημέρας, καθώς και τυχόν περιορισμούς που έχουν προκύψει από την επίλυση της αγοράς εξισορρόπησης. Οι συμμετέχοντες μπορούν να προβαίνουν σε συναλλαγές προκειμένου να ελαχιστοποιήσουν την απόκλιση της καθαρής θέσης τους που προκύπτει από τις συναλλαγές σε όλες τις αγορές, από τις πωλούμενες/αγορασθείσες ποσότητες σε πραγματικό χρόνο [23].

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3

ΑΠΟΚΡΙΣΗ ΖΗΤΗΣΗΣ ΣΤΑ ΣΥΓΧΡΟΝΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

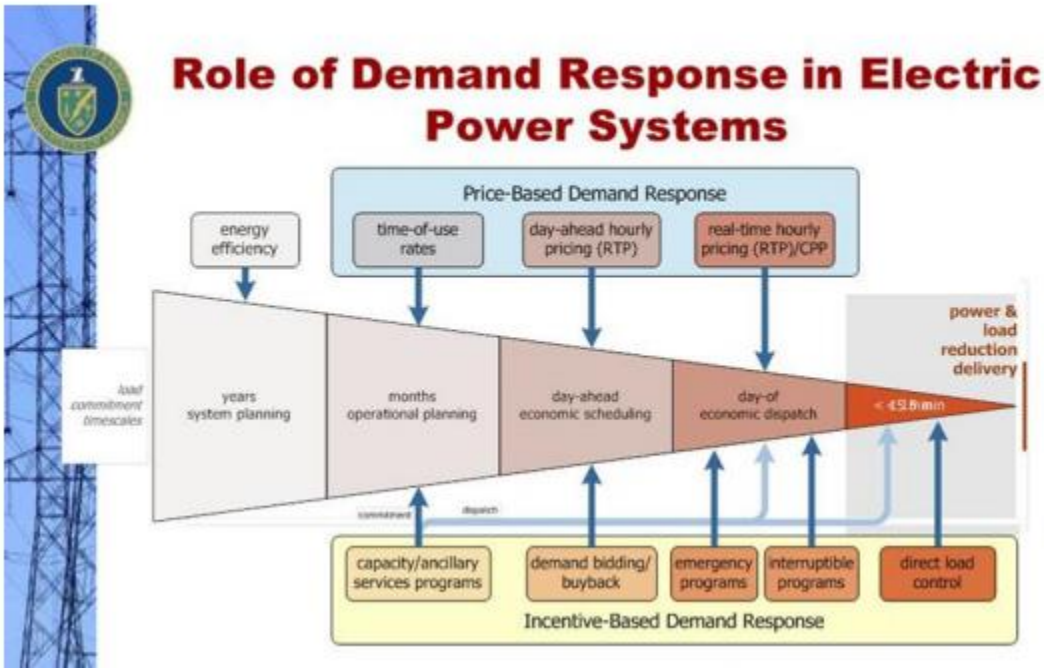
3.1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Το κεφάλαιο αυτό αναδεικνύει τη σημασία της απόκρισης ζήτησης στα σύγχρονα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας. Πιο συγκεκριμένα, δίνονται, σε πρώτο στάδιο, η έννοια και τα πλεονεκτήματα των υπηρεσιών απόκρισης ζήτησης στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Έπειτα, γίνεται μία αναλυτική παρουσίαση των προγραμμάτων μεταξύ παρόχων υπηρεσιών απόκρισης ζήτησης και καταναλωτών, με βάση τα οποία επιτυγχάνεται η ζητούμενη μεταβολή στις καταναλωτικές συνήθειες των πελατών.

3.2. Η ΕΝΝΟΙΑ ΤΗΣ ΑΠΟΚΡΙΣΗΣ ΖΗΤΗΣΗΣ

Όπως περιγράφηκε στο Κεφάλαιο 2, πρέπει να τηρείται το ισοζύγιο ισχύος στο σύστημα, δηλαδή η παραγωγή πρέπει να ισούται με τη συνολική ζήτηση σε κάθε χρονική στιγμή. Το οριακό κόστος παραγωγής επηρεάζεται από τη ζήτηση και από το μείγμα των μονάδων παραγωγής που χρησιμοποιούνται. Το κόστος παραγωγής μεταβάλεται ανά πολύ μικρές χρονικές περιόδους, συνήθως ανά ώρα. Οι καταναλωτές τιμολογούνται με μία ενιαία τιμή, η οποία αντιπροσωπεύει το μέσο κόστος παραγωγής που προκύπτει από ένα χρονικό διάστημα μηνών ή ετών. Ως αποτέλεσμα, οι καταναλωτές, μην έχοντας γνώση της ωριαίας διακύμανσης των τιμών στη χονδρική αγορά και ταυτόχρονα πληρώνοντας μία σταθερή τιμή για την κατανάλωσή τους, δεν έχουν κάποιο οικονομικό κίνητρο να προσαρμόσουν το προφίλ κατανάλωσής τους με βάση τις συνθήκες που επικρατούν στο επίπεδο της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Έτσι, διαμορφώνουν το προφίλ της κατανάλωσής τους, το οποίο έχει υψηλή ζήτηση φορτίου τις ώρες αιχμής και χαμηλή ζήτηση τις περιόδους που η ηλεκτρική ενέργεια έχει χαμηλή τιμή στη χονδρική αγορά. Πιο συγκεκριμένα, οι οικιακοί καταναλωτές καταναλώνουν μεγάλο φορτίο το μεσημέρι και νωρίς το βράδυ, ενώ οι βιομηχανίες καταναλώνουν κυρίως το πρωί και το μεσημέρι [2], [24], [25].

Η απόκριση ζήτησης αναφέρεται στις μεταβολές της ηλεκτρικής κατανάλωσης σε σχέση με το προφίλ που συνήθως διαμορφώνουν οι καταναλωτές, προκειμένου οι τελευταίοι να ανταποκριθούν είτε στις διαρκείς αλλαγές τιμολόγησης του ηλεκτρισμού είτε σε οικονομικά κίνητρα που δίνονται ώστε να περικοπεί η ζήτηση σε κρίσιμες χρονικές περιόδους. Μία χρονική περίοδος χαρακτηρίζεται κρίσιμη, όταν εκείνη την ώρα οι τιμές της χονδρικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας είναι υψηλές ή η αξιοπιστία του συστήματος βρίσκεται σε κίνδυνο. Το τελευταίο μπορεί να συμβεί είτε λόγω μειωμένης εφεδρείας είτε λόγω απρόβλεπτων εξωγενών παραγόντων. Βασικός ρόλος της απόκρισης ζήτησης είναι η πραγματοποίηση των κατάλληλων τροποποιήσεων στην πλευρά της κατανάλωσης, έτσι ώστε να υπάρξει τελικά μία αλλαγή της καμπύλης φορτίου. Πιο συγκεκριμένα, το προφίλ του καταναλωτή πρέπει να



Σχήμα 3.1: Ο ρόλος της απόκρισης ζήτησης στον σχεδιασμό και τη λειτουργία του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας [22]

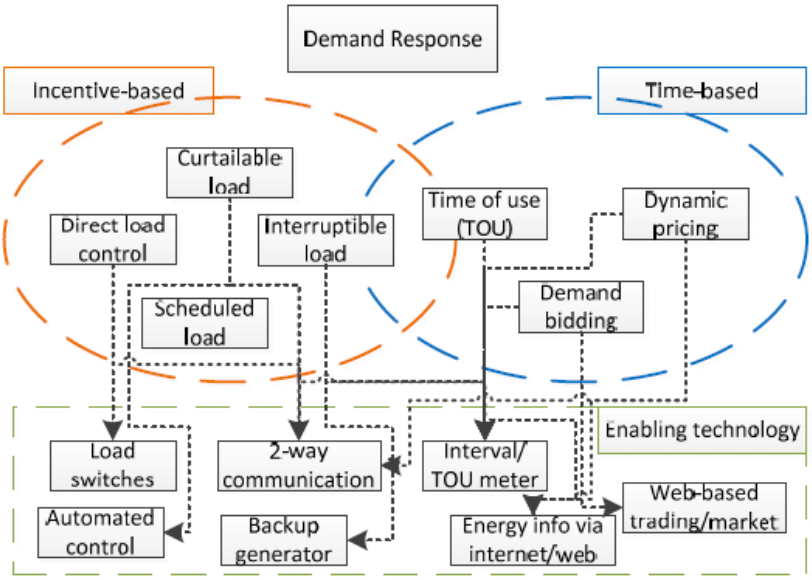
μεταβληθεί είτε μετατοπίζοντας την κατανάλωση από περιόδους αιχμής σε περιόδους χαμηλής ζήτησης, είτε μειώνοντας την κατανάλωση τις χρονικές στιγμές υψηλής ζήτησης [24].

Μία στρατηγική απόκρισης ζήτησης έχει ως στόχο την ανάπτυξη ενός αποδοτικού και ευέλικτου μηχανισμού της κάλυψης φορτίου, το οποίο οδηγεί σε αποφυγή ανάγκης για νέα εγκατεστημένη ισχύ, σε περιβαλλοντικά ωφέλη και σε ασφαλέστερα και αξιόπιστα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας [26].

Μία επιχείρηση, όπως λόγου χάρη ο Φορέας Σωρευτικής Εκπροσώπησης (ΦοΣΕ) φορτίων, του οποίου οι βασικές αρχές λειτουργίας θα εξεταστούν στο επόμενο κεφάλαιο, κάνει χρήση ενός προγράμματος απόκρισης ζήτησης έτσι ώστε να παρέχει ένα εύρος επιλογών στον καταναλωτή. Στόχος είναι ο καταναλωτής να πάρει αποφάσεις, που επιτρέπουν μια πιο ενεργή διαχειρίση του λογαριασμού του και ο ΦοΣΕ φορτίων να εκμεταλλευτεί την ύπαρξη ενός τέτοιου προγράμματος προκειμένου να εισέλθει στη χονδρική αγορά. Τα προγράμματα απόκρισης ζήτησης διακρίνονται σε:

- Προγράμματα βασιμένα στην τιμολόγηση (price-based DR), τα οποία περιλαμβάνουν τιμολόγια με διαφορετική χρέωση ηλεκτρικής ενέργειας ώστε να ανταποκρίνονται στο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.
- Προγράμματα βασισμένα στα κίνητρα (incentive-based DR), όπου δίνουν οικονομικά κίνητρα στους καταναλωτές για αλλαγή της ενεργειακής τους συμπεριφοράς στις κρίσιμες χρονικές στιγμές.

Και οι δύο κατηγορίες αποσκοπούν στη διατήρηση της αξιοπιστίας του ΣΗΕ και στην εξισορρόπιση μεταξύ προσφοράς και ζήτησης [27]. Ο ρόλος και τα προγράμματα της απόκρισης ζήτησης παρουσιάζονται και εποπτικά στο Σχήμα 3.1 και στο Σχήμα 3.2, αντίστοιχα.



Σχήμα 3.2: Κατηγορίες προγραμμάτων απόκρισης ζήτησης [36].

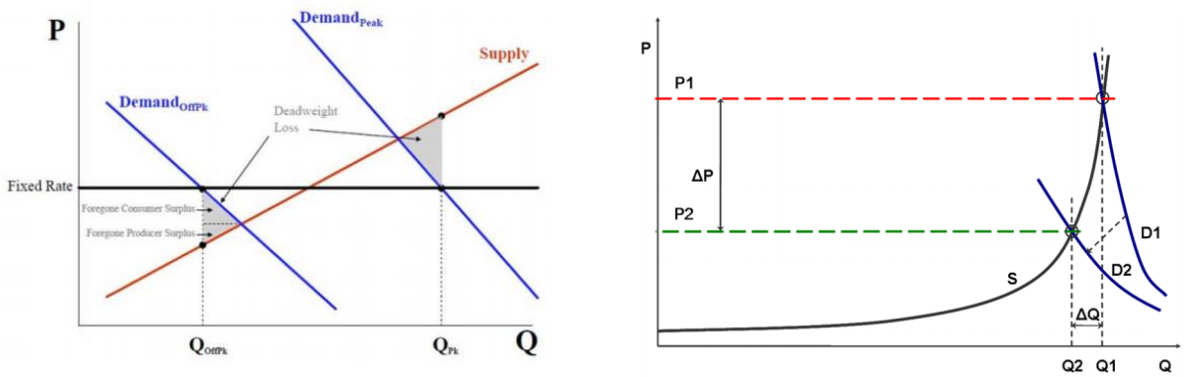
3.3. ΠΛΕΟΝΕΚΤΗΜΑΤΑ ΤΗΣ ΑΠΟΚΡΙΣΗΣ ΖΗΤΗΣΗΣ

Η απόκριση ζήτησης παρουσιάζει αξιόλογα πλεονεκτήματα τόσο για τους πελάτες που εφαρμόζουν το εκάστοτε πρόγραμμα απόκρισης ζήτησης, όσο και για το γενικό σύνολο της κοινωνίας. Όσοι καταναλωτές συμμετέχουν σε ένα τέτοιο πρόγραμμα μεταβάλλουν την καμπύλη ζήτησής τους με βάση είτε την τιμολόγηση είτε τα οικονομικά κίνητρα. Τα πλεονεκτήματα που ακοκομίζουν παρουσιάζονται στη συνέχεια.

Σε οικονομικό επίπεδο, ο καταναλωτής παρουσιάζει έναν μειωμένο συνολικό ημερήσιο λογαριασμό αφού έχει προσαρμόσει την κατανάλωσή του να είναι μικρότερη στις ώρες που η ηλεκτρική ενέργεια είναι ακριβή και να είναι αυξημένη τις ώρες που η ενέργεια τιμολογείται φθηνότερα. Τα προγράμματα διαχείρισης ζήτησης συντελούν στην καλύτερη διαχείριση των αναγκών των καταναλωτών και στη μείωση των ημερήσιων λογαριασμών τους [27].

Όσον αφορά το σύνολο της κοινωνίας, μία συνολική μείωση της τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας αναμένεται να υπάρξει εξαιτίας της αποτελεσματικότερης χρήσης των διαθέσιμων υποδομών, αλλά και αποφεύγεται ή καθυστερεί η ανάγκη για κατασκευή νέων μονάδων παραγωγής, εφόσον μπορεί να περιοριστεί η ζήτηση τις ώρες αιχμής. Η συνολική μείωση της τιμής γίνεται σε βραχυπρόθεσμη βάση, ενώ η περιορισμένη ανάγκη για νέους σταθμούς παραγωγής είναι μακροπρόθεσμο αποτέλεσμα.

Σε βραχυπρόθεμη βάση, υπάρχουν πλεονεκτήματα για το κοινωνικό σύνολο. Πιο συγκεκριμένα, καθίσταται δυνατή η μείωση του μεταβλητού κόστους παραγωγής της ηλεκτρικής ενέργειας, λόγω της αποτελεσματικότερης χρήσης του συνολικού συστήματος. Όταν πραγματοποιείται μία πιο αποδοτική χρήση των πόρων του συστήματος, τότε υπάρχουν και καλύτερες διασυνδέσεις μεταξύ λιανικών τιμών και οριακού κόστους προμήθειας ενέργειας, με αποτέλεσμα τις βραχυπρόθεσμες μειώσεις στους λογαριασμούς. Επίσης, μειώνεται το χάσμα μεταξύ του χρονικά μεταβαλλόμενου κόστους προμήθειας



Σχήμα 3.3α: Τιμολόγηση της ηλεκτρικήςς ενέργειας [28]
β: Η επίδραση της απόκρισης ζήτησης στις τιμές παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας [28]

και της λιανικής τιμής πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας, όπου η τελευταία βασίζεται στο μέσο κόστος παραγωγής. Η καμπύλη προσφοράς ενέργειας έχει την τάση να αυξάνεται πολύ απότομα καθώς η ζήτηση προσεγγίζει τη μέγιστη εγκατεστημένη δυναμικότητα του συστήματος και έτσι, κάθε πρόσθετη αύξηση της ζήτησης επιβάλλει όλο και περισσότερο κόστος από ότι η προηγούμενη. Το οριακό κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας γίνεται πιο ευαίσθητο στις μεταβολές της ζήτησης, όταν η τελευταία είναι ιδιαίτερα αυξημένη. Η αποτελεσματικότερη τιμολόγηση της ηλεκτρικής ενέργειας καθορίζεται από την τομή των καμπυλών ζήτησης και προσφοράς, όπως φαίνεται στο Σχήμα 3.3α. Σε χρονικές περιόδους χαμηλής ζήτησης, η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας προκύπτει από την τομή των καμπυλών $Demand_{offPk}$ και *Supply*, και σε χρονικές περιόδους αυξημένης ζήτησης από την τομή των καμπυλών $Demand_{peak}$ και *Supply* αντίστοιχα (Σχήμα 3.3α). Ο καταναλωτής χρεώνεται με τιμολόγια που σχετίζονται με το μέσο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, P_{avg}. Η θεωρία περί εκθετικής αύξησης του κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας είναι αυτή πάνω στην οποία στηρίζεται η δυνατότητα της απόκρισης ζήτησης να οδηγεί σε χαμηλότερες τιμές χρέωσης. Τα τιμολόγια ηλεκτρικής ενέργειας επηρεάζονται όταν οι καταναλωτές μεταβάλλουν και χειρίζονται την καμπύλη ζήτησής τους. Μία μικρή μείωση της ζήτησης σε μία κρίσιμη χρονική στιγμή πιθανόν να οδηγήσει σε μεγάλη μείωση του κόστους παραγωγής, γεγονός που αποτελεί πλεονέκτημα για τον τελικό καταναλωτή, αφού μείωση του κόστους παραγωγής σημαίνει μείωση στη λιανική τιμολόγηση. Το παραπάνω απεικονίζεται στο διάγραμμα που φαίνεται στο Σχήμα 3.3β, όπου φαίνεται πως μία περιορισμένη ζήτηση D2 (λόγω εφαρμογής ενός προγράμματος απόκρισης ζήτησης) σε σχέση με την αρχική D1 (χωρίς κάποιο πρόγραμμα απόκρισης ζήτησης), οδηγεί σε σημαντικά χαμηλότερες τιμές παραγωγής και συνεπώς σε χαμηλότερη τελική τιμολόγηση του καταναλωτή [28].

Σε μακροπρόθεσμη βάση, ισχύει ο κανόνας ότι αν σε μία αγορά υπάρχει πλέον μία μειωμένη μέγιστη ζήτηση (αιχμή φορτίου), λόγω της μακροχρόνιας συμμετοχής μεγάλης μερίδας των καταναλωτών σε προγράμματα απόκρισης ζήτησης, τότε μεταβάλλεται η ανάγκη για δημιουργία και κατασκευή νέων σταθμών και μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, αλλά και νέων δικτύων μεταφοράς και διανομής. Αυτό συνεπάγεται αποφυγή αύξησης στα τιμολόγια λιανικής πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας (τιμολόγια των τελικών καταναλωτών), καθώς περιορίζεται η ανάγκη νέων παραγωγών και συνεπώς τα επιπρόσθετα κόστη παραγωγικής διαδικασίας. Η μη κατασκευή νέων

μονάδων ωφελεί επίσης και το περιβάλλον, καθώς δεν καταστρέφονται εκτάσεις φυσικού πλούτου για την κατασκευή εργοστασίων.

Τα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας γίνονται περισσότερο αξιόπιστα καθώς υπάρχουν λιγότερες πιθανές διακοπές λειτουργίας ή περικοπές φορτίου εξαιτίας υψηλής αιχμής. Ο πελάτης αποφεύγει την ταλαιπωρία μίας διακοπής φορτίου και ο πάροχος ηλεκτρικής ενέργειας αποφεύγει πιθανές ακριβές ρήτρες λόγω περικοπών των ηλεκτρικών φορτίων.

Ένα επιπρόσθετο πλεονέκτημα της απόκρισης ζήτησης είναι το γεγονός ότι έχει επίδραση στους μηχανισμούς και στις αγορές εξισορρόπησης ισχύος, αφού η ηλεκτρική ενέργεια που περικόπτεται σε ώρες αιχμής καθιστά λιγότερο αναγκαία τη δέσμευση επιπρόσθετων ποσών ενέργειας από τους παραγωγούς για κάλυψη τυχόν ξαφνικών αιχμών στη ζήτηση [27].

3.4. ΣΤΡΑΤΗΓΙΚΕΣ ΑΠΟΚΡΙΣΗΣ ΖΗΤΗΣΗΣ

Ο προγραμματισμός των στρατηγικών και η πλήρης αυτοματοποίηση της επικοινωνίας και του ελέγχου, ώστε να εφαρμόζονται οι δραστηριότητες απόκρισης ζήτησης χωρίς την ανθρώπινη επέμβαση αποτελεί την πιο αξιόπιστη λύση [24], [28], [29]. Ορισμένες στρατηγικές απόκρισης ζήτησης παρουσιάζονται παρακάτω, ανάλογα πάντα με το είδος καταναλωτή που εκπροσωπούν:

- Στρατηγικές απόκρισης ζήτησης σε οικιακά φορτία:

i. Μείωση αιχμής (peak clipping): Οι πελάτες μειώνουν την κατανάλωσή τους στις ώρες όπου υπάρχει αυξημένη τιμή ηλεκτρικής ενέργειας ανάλογα με το πρόγραμμα στο οποίο συμμετέχουν χωρίς μετά να την αντισταθμίσουν. Στην περίπτωση αυτή ο καταναλωτής υφίσταται σε κάποιο βαθμό απώλεια ανέσεων. Παράδειγμα τέτοιας απόκρισης είναι η αύξηση της θερμοκρασίας ρύθμισης στο θερμοστάτη του κλιματιστικού τους θερινούς μήνες κατά τη διάρκεια περιόδων αιχμής [30], [31].

ii. Μετατόπιση φορτίου (load shifting): Οι καταναλωτές μπορούν να μεταβάλουν κάποιες δραστηριότητές τους που απαιτούν κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας από περιόδους αιχμής σε άλλες χρονικές περιόδους. Για παράδειγμα, κάποιος θα μπορούσε να αναβάλει τη λειτουργία του πλυντηρίου για τις βραδινές ώρες, δηλαδή σε ώρες μετά τη βραδυνή αιχμή ζήτησης. Εδώ λοιπόν ο καταναλωτής δεν έχει απώλεια ανέσεων [27].

iii. Τοπική παραγωγή (on-site generation): Κάποιοι καταναλωτές μπορούν να αποκριθούν με επί τόπου παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (διανεμημένη παραγωγή από ανανεώσιμες πηγές στη ΧΤ, όπως για παράδειγμα Φ/Β σε στέγη) για την ικανοποίηση των αναγκών τους. Αν και ο πελάτης δεν μειώνει ή μειώνει ελάχιστα την κατανάλωσή του, η απαίτηση για ηλεκτρική ενέργεια από το δίκτυο μειώνεται [32], [33].

- Στρατηγικές απόκρισης ζήτησης σε βιομηχανικούς καταναλωτές:

Είναι αξιοσημείωτο το γεγονός ότι οι βιομηχανικοί πελάτες έχουν αυξημένη βαρύτητα στην απόκριση ζήτησης επειδή παρουσιάζουν αυξημένα φορτία και ζήτηση σε σύγκριση με τους οικιακούς καταναλωτές. Εξαιτίας της φύσης και του εξοπλισμού σε μία βιομηχανία, είναι δυνατή η επίτευξη περικοπής αξιοσημείωτου ποσού ενέργειας. Μία βιομηχανική μονάδα μπορεί να ανταποκριθεί είτε αργά είτε γρήγορα σε ένα πρόγραμμα απόκρισης ζήτησης. Συνεπώς, είτε οι ρυθμιστές ειδοποιούν αρκετά έγκαιρα (4 ώρες νωρίτερα) τον βιομηχανικό πελάτη να περικόψει και να αναδιαμορφώσει την

κατανάλωσή του, είτε η βιομηχανία ανταποκρίνεται γρήγορα όταν συσκευές ρύθμισης ταχύτητας, πιεστήρια, καμίνια κτλ. μπορούν να περικοπούν και να ελεγχθούν από απόσταση. Άλλες βιομηχανίες διαθέτουν επιπλέον και εφεδρικές μονάδες ή συμπαραγωγή, με αποτέλεσμα να επηρεάζουν επιπλέον τη διαμόρφωση της κατανάλωσης και της ζήτησης ενέργειας από τις μονάδες [34], [35].

- Στρατηγικές απόκρισης ζήτησης σε εμπορικούς καταναλωτές

Ένας κοινά διαδεδομένος τρόπος μείωσης της αιχμής στη ζήτηση των εμπορικών καταστημάτων είναι η διαχείρηση των συστημάτων θέρμανσης, αερισμού και κλιματισμού (Heating, ventilation, and air conditioning – HVAC). Τα συγκεκριμένα συστήματα αποτελούν ένα σημαντικό μέρος της ζήτησης των εμπορικών καταναλωτών. Ο περιορισμός της λειτουργίας των HVAC συστημάτων δεν οδηγεί απαραίτητα στη δυσαρέσκεια του ανθρώπινου δυναμικού που εργάζεται. Αυτό συμβαίνει διότι μπορεί να αξιοποιηθεί η αποθήκευση ενέργειας στο κέλυφος των κτηρίων και η εσωτερική θερμική μάζα με αποτέλεσμα να μην κρίνεται απαραίτητη η λειτουργία των προαναφερθέντων συστημάτων. Με αυτόν τον τρόπο επιτυγχάνονται οι απαραίτητες συνθήκες θερμοκρασίας, υγρασίας και ταχύτητας του αέρα δίχως τα HVAC συστήματα να λειτουργούν για ένα μικρό χρονικό διάστημα. Παράλληλα με τις στρατηγικές για τα συστήματα θέρμανσης, αερισμού, κλιματισμού και φωτισμού, προτείνεται η απενεργοποίηση των φορτίων που συνδέονται σε πρίζες όταν δεν είναι απαραίτητα. Μεταξύ των φορτίων που μπορούν να υποστούν περικοπή είναι ανελκυστήρες, κυλιόμενες σκάλες, εξωτερικές πινακίδες, σιντριβάνια κτλ. [34], [35].

3.5. ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΑ ΑΠΟΚΡΙΣΗΣ ΖΗΤΗΣΗΣ

3.5.1. ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΑ ΒΑΣΙΣΜΕΝΑ ΣΤΗΝ ΤΙΜΟΛΟΓΗΣΗ

Τα συγκεκριμένα προγράμματα έχουν ως βάση τους τη δυναμική τιμολόγηση της ενέργειας. Έχουν ως στόχο τη μεταβολή της καμπύλη ζήτησης των πελατών, είτε με τη μείωση του φορτίου στις ώρες αιχμής είτε τη μετακίνησή του από ώρες αιχμής σε ώρες χαμηλής κατανάλωσης. Τέτοια προγράμματα είναι [27]:

- Τιμολόγηση ανά χρονική περίοδο χρήσης (Time-of-Use – ToU): Περιλαμβάνει διαφορετική τιμολόγηση σε διαφορετικές περιόδους σε ένα 24ωρο, συνήθως για περιόδους υψηλής και χαμηλής ζήτησης, αντίστοιχα. Η τιμολόγηση αντικατοπτρίζει το μέσο κόστος παραγωγής κατά τη διάρκεια των αντίστοιχων περιόδων. Τα τιμολόγια προκαθορίζονται για μια περίοδο αρκετών μηνών ή ετών. Εκτός από διαφορετική τιμολόγηση κατά τη διάρκεια της ημέρας, μπορεί να υπάρξει και διαφορετική τιμολόγηση ανά εποχή. Αυτή η τιμολόγηση είναι αρκετά διαδεδομένη στις Ευρωπαϊκές χώρες και ιδίως σε κατοικίες που χρησιμοποιούν ηλεκτρική θέρμανση.
- Τιμολόγηση πραγματικού χρόνου (Real-Time Pricing – RTP): Η τιμολόγηση της ηλεκτρικής ενέργειας έχει ωριαία διαφοροποίηση ώστε να αντανακλά τη χονδρική τιμή του ηλεκτρικού ρεύματος. Οι τιμές συνήθως γνωστοποιούνται μία μέρα ή μια ώρα πριν την εφαρμογή τους. Για τον λόγο αυτό απαιτείται επικοινωνία πραγματικού χρόνου μεταξύ καταναλωτή και προμηθευτή.
- Τιμολόγηση κρίσιμης αιχμής (Critical Peak Pricing – CPP): Περιλαμβάνει υψηλή τιμολόγηση για κρίσιμες περιόδους αιχμής και είναι σε ισχύ για ένα προκαθορισμένο σύνολο ωρών. Οι πελάτες αυτού του προγράμματος συνήθως λαμβάνουν μία έκπτωση τιμών σε περίοδο χαμηλής ζήτησης, ενώ

περιλαμβάνεται και μία βασική χρέωση ToU. Επίσης, συνάπτεται συμβόλαιο που καθορίζει τον μέγιστο αριθμό ημερών που μπορεί να εφαρμοστεί αυτή η επιπλέον χρέωση. Θεωρείται ως ένας συνδυασμός των δύο προηγούμενων προγραμμάτων. Η ενημέρωση για την επιπλέον χρέωση γίνεται μία ημέρα πριν.

- Έκπτωση κρίσιμης αιχμής (Critical peak rebate – CPR): Στη στρατηγική αυτή οι καταναλωτές ανταμείβονται ανάλογα με το πόσο μειώνουν την κατανάλωσή τους στις ώρες υψηλής αιχμής. Ουσιαστικά πρόκειται για το αντίστροφο της τιμολόγησης κρίσιμης αιχμής (CPP). Τα προγράμματα CPR γίνονται πιο εύκολα αποδεκτά από τους καταναλωτές, γιατί δεν συνδέονται με την έννοια της ποινής, όπως στα προγράμματα CPP, δεν έχουν ωστόσο εφαρμοστεί ακόμη σε μεγάλο εύρος καθώς αποτελούν καινούργια στρατηγική.
- Τιμολόγηση ακραίας ημέρας (Extreme day pricing – EDP): Στην τιμολόγηση αυτού του είδους εφαρμόζεται μια επιπλέον χρέωση στις ώρες υψηλής αιχμής, όπως στα CPP, όμως η αυξημένη αυτή τιμή ισχύει για όλη την ημέρα χωρίς να έχουν ενημερωθεί οι καταναλωτές την προηγούμενη μέρα.
- Τιμολόγηση ακραίας ημέρας και κρίσιμης αιχμής (Extreme day CPP – ED CPP): Εδώ εφαρμόζονται δύο επίπεδα αυξημένων χρεώσεων για ώρες εντός και εκτός αιχμής κατά την διάρκεια των επικίνδυνων για το δίκτυο ημερών. Ωστόσο, τις υπόλοιπες μέρες η τιμολόγηση του ηλεκτρισμού δεν έχει διακυμάνσεις.

Σε όλα τα παραπάνω προγράμματα η συμμετοχή του καταναλωτή δεν είναι υποχρεωτική. Δηλαδή ο καταναλωτής έχει τη δυνατότητα να μην αλλάξει την ενεργειακή του συμπεριφορά και να μην υφίσταται κάποιου είδους τιμωρία με την μη ανταπόκρισή του σε κρίσιμες περιόδους.

3.5.2. ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΑ ΒΑΣΙΣΜΕΝΑ ΣΕ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΚΙΝΗΤΡΑ

Σε αυτή τη κατηγορία ανήκουν τα προγράμματα, τα οποία προσφέρονται μέσω συμβολαίων και δίνουν κίνητρα στους πελάτες για μείωση του φορτίου τους σε κρίσιμες περιόδους, όταν τους ζητηθεί. Σε αυτού του είδους τα προγράμματα οι καταναλωτές οφείλουν να ανταποκριθούν στη μείωση της ζήτησης όταν τους ζητηθεί, ενώ σε μερικά προγράμματα η μη ανταπόκριση τιμωρείται με οικονομικές ποινές. Τα προγράμματα που αντιστοιχούν σε αυτή τη κατηγορία είναι [27]:

- Άμεσος έλεγχος φορτίου (Direct load control): Είναι πρόγραμμα άμεσου ελέγχου φορτίου, στο οποίο ο πάροχος μπορεί να διακόψει τη λειτουργία κάποιων φορτίων (π.χ. κλιματισμού) μετά την αποστολή σήματος ενημέρωσης στον καταναλωτή. Το όφελος των καταναλωτών είναι η μείωση που λαμβάνουν στον λογαριασμό τους για τη συμμετοχή στο πρόγραμμα. Συνήθως, αυτό το πρόγραμμα απευθύνεται σε οικιακούς και σε μικρούς εμπορικούς καταναλωτές.
- Πρόγραμμα προσφοράς ζήτησης (Demand bidding/buyback): Πρόκειται για προγράμματα που είτε ενθαρρύνουν τους μεγάλους καταναλωτές να υποβάλλουν προσφορά για μείωση φορτίου σε μία χονδρική αγορά πώλησης ενέργειας είτε να αποφασίσουν οι καταναλωτές για το μέγεθος του φορτίου που θα μειώσουν για μία συγκεκριμένη τιμή που προσφέρεται από τον πάροχο.
- Έκτακτη απόκριση ζήτησης (Emergency demand response): Προγράμματα τα οποία προσφέρουν κίνητρα μέσω πληρωμών για μειώσεις των φορτίων σε κρίσιμες περιόδους αξιοπιστίας του συστήματος. Δεν είναι ξεκάθαρο εάν υπάρχει τιμωρία για τη μη ανταπόκριση του καταναλωτή στη μείωση του φορτίου.

- Πρόγραμμα προθεσμιακής αγοράς (Forward market): Απευθύνονται σε πελάτες που μπορούν να δεσμευτούν εκ των προτέρων για συγκεκριμένα ποσά μείωσης φορτίου σε κρίσιμες περιόδους. Η ενημέρωση των πελατών γίνεται μία ημέρα πριν τη κρίσιμη περίοδο. Σε περίπτωση μη ανταπόκρισης, ο πελάτης υπόκειται σε σοβαρές κυρώσεις.
- Πρόγραμμα διακοπτόμενου φορτίου (Interruptible/curtailable load): Προγράμματα αποκοπής φορτίου σε κρίσιμες περιόδους, τα οποία παρέχουν εκπτώσεις στον λογαριασμό των καταναλωτών και απευθύνονται σε μεγάλους βιομηχανικούς καταναλωτές. Η συμμετοχή τους στη μείωση του φορτίου είναι υποχρεωτική. Οι πελάτες που δεν μειώνουν το φορτίο έχουν συνήθως κυρώσεις με τη μορφή πολύ υψηλής τιμολόγησης κατά τη διάρκεια της κρίσιμης περιόδου ή ακόμα μπορεί να αφαιρεθούν από το πρόγραμμα. Είναι από τις πρώτες μορφές προγραμμάτων διαχείρισης ζήτησης που έχουν εφαρμοστεί.
- Πρόγραμμα αγοράς επικουρικών υπηρεσιών (Ancillary services market): Τα προγράμματα αγοράς βοηθητικών υπηρεσιών δίνουν τη δυνατότητα στους πελάτες να προσφέρουν περικοπές φορτίου στους διαχειριστές του συστήματος. Εφόσον οι προσφορές γίνουν αποδεκτές, πληρώνονται στην τιμή της αγοράς, ώστε να βρίσκονται σε ετοιμότητα σε περίπτωση που χρειαστεί η αποκοπή του συμφωνηθέντος φορτίου.

Σε αντίθεση με τα προγράμματα βασισμένα στην τιμολόγηση, στα προγράμματα απόκρισης ζήτησης με οικονομικά κίνητρα οι καταναλωτές που έχουν συμφωνήσει με συμβόλαιο την συμμετοχή τους στο κάθε πρόγραμμα υποχρεούται να ανταποκρίνονται στον περιορισμό της ζήτησης στις κρίσιμες για το σύστημα περιόδους. Σε διαφορετική περίπτωση επιβάλλονται οικονομικές ποινές.

3.6. ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Μέχρι πρότινος, η συμμετοχή των καταναλωτών σε προγράμματα απόκρισης ζήτησης δεν ήταν πολύ μεγάλη. Αυτό οφείλεται στο υψηλό κόστος προεργασίας και ενεργοποίησης των προγραμμάτων απόκρισης ζήτησης, αλλά κυρίως στο γεγονός ότι τα οικονομικά κίνητρα των συγκεκριμένων προγραμμάτων κρίνονται ως λιγότερο κερδοφόρα από την πλευρά πολλών οικιακών πελατών με αποτέλεσμα οι τελευταίοι να μην παρακινούνται να μεταβάλουν τη συμπεριφορά της ζήτησής τους. Επιπλέον, ένα πρόβλημα που αντιμετωπίζει μεγάλη μερίδα καταναλωτών είναι ότι τα ήδη υπάρχοντα όργανα, όπως οι συμβατικοί μετρητές ηλεκτρικής ενέργειας, δεν μπορούν να δώσουν στον καταναλωτή μία εικόνα της δυναμικής συμπεριφοράς της τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας, ώστε ο πελάτης να μπορεί να κατανοήσει τα κίνητρα προκειμένου να συμμετέχει σε πρόγραμμα απόκρισης ζήτησης [36], [37].

Λύση στο παραπάνω πρόβλημα της απουσίας εκσυγχρονισμένου εξοσπλισμού αποτελούν οι νέες συσκευές που αρχίζουν να εγκαθίστανται τα τελευταία χρόνια. Παράδειγμα νέου εξοπλισμού αποτελούν οι έξυπνοι μετρητές, οι οποίοι παρέχουν πληροφορίες στον καταναλωτή, όπως η ηλεκτρική ενέργεια που καταναλώνουν όλες οι ηλεκτρικές συσκευές, το προφίλ κατανάλωσης, τα τιμολόγια χρέωσης, πιθανές διακοπές φορτίου, η τάση (μέτρο και γωνία) και οι ασυμμετρίες. Έτσι, οι καταναλωτές μπορούν να έχουν μία λεπτομερή εικόνα της κατανάλωσής τους και να μετέχουν ενεργά στην αγορά ηλεκρικής ενέργειας λαμβάνοντας κατάλληλες και καλύτερες αποφάσεις για την κατανάλωσή τους. Επίσης, οι έξυπνοι μετρητές διαθέτουν συσκευή παρακολούθησης και άρα αποτελούν ανιχνεύσιμες και ορατές συσκευές, γεγονός απαραίτητο για την εγκατάσταση διανεμημένων ενεργειακών πόρων [36], [38], [39].

Παρόλο που ο σύγχρονος εξοπλισμός, όπως οι έξυπνοι μετρητές, συνδράμει τα προγράμματα απόκρισης ζήτησης, πρέπει να υπάρξει μεγάλη συμμετοχή από τους τελικούς καταναλωτές, ώστε τα προγράμματα απόκρισης ζήτησης να είναι αποτελεσματικά. Οι διαχειριστές των δικτύων, λόγω φόρτου εργασίας και πολλών αρμοδιοτήτων έχουν δυσκολία στην αναλυτική χαρτογράφηση της συμπεριφοράς ζήτησης των καταναλωτών, έναν προς έναν, και στην εύρεση των κατάλληλων αναδιαμορφωμένων προφίλ κατανάλωσης, όπου θα ικανοποιούν και δεν θα δυσανασχετούν τους πελάτες. Τον ρόλο αυτό μπορούν να επιτελέσουν με επιτυχία οι Φορείς Σωρευτικής Εκπροσώπησης (ΦοΣΕ) φορτίων, οι οποίοι έχουν τη δυνατότητα της εκπροσώπησης ομάδων καταναλωτών και λαμβάνουν σοβαρά υπόψη τις καταναλωτικές προτιμήσεις και προτεραιότητες των πελατών τους, ενώ ταυτόχρονα έχουν τα τεχνικά μέσα απομακρυσμένου ελέγχου των ηλεκτρικών τους φορτίων. Ως αποτέλεσμα, καθίσταται δυνατή η ευρεία συμμετοχή των καταναλωτών στα προγράμματα υπηρεσιών απόκρισης ζήτησης των ΦοΣΕ φορτίων, των οποίων ο ρόλος και οι αρχές λειτουργίας εξετάζονται αναλυτικά στο Κεφάλαιο 4 [36].

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4

ΦΟΡΕΙΣ ΣΩΡΕΥΤΙΚΗΣ ΕΚΠΡΟΣΩΠΗΣΗΣ ΦΟΡΤΙΩΝ ΜΕ ΧΡΗΣΗ ΥΠΗΡΕΣΙΩΝ ΑΠΟΚΡΙΣΗΣ ΖΗΤΗΣΗΣ

4.1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ

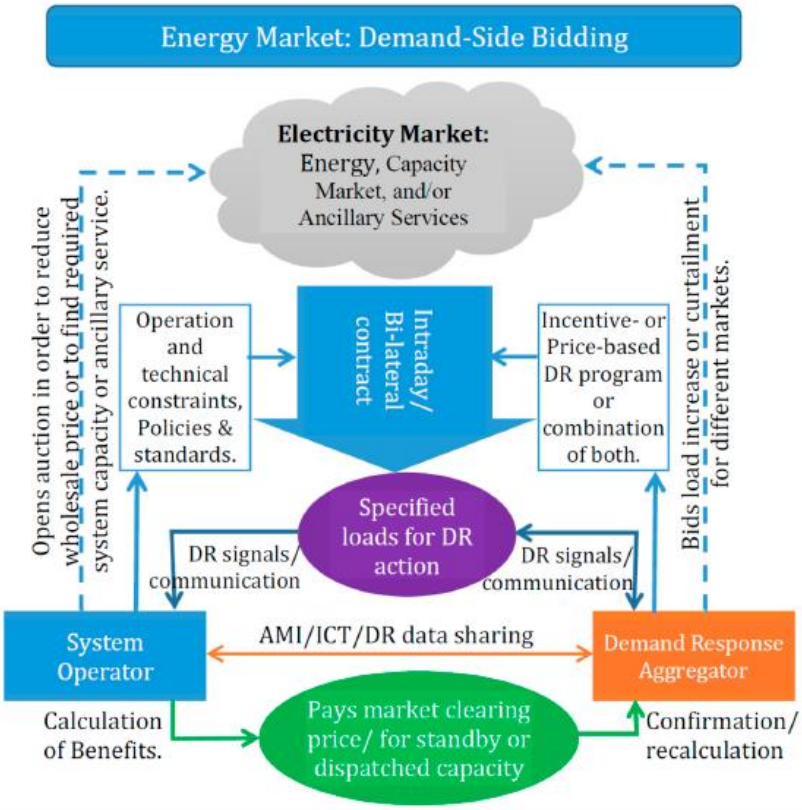
Η ολοένα αυξανόμενη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας απαιτεί την ανάλογη επεξεργασία ενεργειακών πόρων. Κρίνεται λοιπόν πολύ σημαντική η εξοικονόμηση ποσοτήτων ηλεκτρικής ενέργειας. Παραδοσιακά, τα ορυκτά καύσιμα χρησιμοποιούνται στα εργοστάσια παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, όμως στη σημερινή εποχή έχουν εμπλακεί ολοένα και περισσότεροι παραγωγοί που κάνουν χρήση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Πολλές χώρες χρησιμοποιούν στρατηγικές με σκοπό την παροχή κινήτρων στους καταναλωτές ώστε αυτοί να μειώσουν την ποσότητα ζήτησης στις ώρες αιχμής.

Έχουν προταθεί πολλές τεχνικές και αλγόριθμοι για την υλοποίηση προγραμμάτων απόκρισης ζήτησης. Ωστόσο, έχει παρατηρηθεί ότι η δομή της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας σε πολλές χώρες επιτρέπει τη συμμετοχή τρίτων-παικτών, όπως είναι οι Φορείς Σωρευτικής Εκπροσώπησης (ΦοΣΕ) Φορτίων, οι οποίοι μπορούν να παρέχουν υπηρεσίες απόκρισης ζήτησης στις εταιρίες ηλεκτρισμού. Η συσσωρευμένη ενέργεια που διαχειρίζεται ένας ΦοΣΕ επηρεάζει τη συνολική ζήτηση ηλεκρικής ενέργειας, εφόσον πάντα οι πελάτες είναι πρόθυμοι να συμμετέχουν στα αντίστοιχα προγράμματα διαχείρισης της κατανάλωσής τους.

Έως σήμερα, η παρουσία των ΦοΣΕ φορτίων στο πλαίσιο οικονομικών συναλλαγών ηλεκτρικής ενέργειας πολλών χωρών δεν έχει εξεταστεί αναλυτικά. Στο κεφάλαιο αυτό παρουσιάζεται ο ρόλος των ΦοΣΕ, καθώς και των τεχνολογικών προδιαγραφών και απαιτήσεων. Δίνοται επίσης οι αρχές συμμετοχής τους στο περιβάλλον αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας των Η.Π.Α., στο οποίο βασίζεται η παρούσα διπλωματική εργασία για την εξαγωγή συμπερασμάτων σχετικά με τη λειτουργία των ΦοΣΕ.

4.2. ΟΡΙΣΜΟΣ

Ο ΦοΣΕ φορτίων για παροχή υπηρεσιών απόκρισης ζήτησης ορίζεται ως η επιχειρησιακή οντότητα που παρέχει προγράμματα απόκρισης ζήτησης στους ηλεκτρικούς καταναλωτές, προκειμένου οι τελευταίοι να περιορίσουν την ηλεκτρική ζήτηση σε συγκεκριμένες χρονικές περιόδους, με αντάλλαγμα την παροχή οικονομικών κινήτρων. Οι όροι και προϋποθέσεις συμμετοχής σε ένα πρόγραμμα ποικίλουν, και οι πελάτες πρέπει να ενημερωθούν εκτενώς πριν τη συγκατάθεσή τους. Στη χονδρική αγορά, οι επιχειρήσεις αυτές έχουν το δικαίωμα υποβολής οικονομικών προσφορών στις εταιρίες ηλεκτρισμού, προκειμένου οι τελευταίες να μπορούν να προμηθευτούν τις υπηρεσίες απόκρισης ζήτησης που τους παρέχονται [40].



Σχήμα 4.1: Ο ρόλος του ΦοΣΕ φορτίων στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας [36]

4.3. Ο ΡΟΛΟΣ ΤΟΥ ΦοΣΕ ΦΟΡΤΙΩΝ

Οι ΦοΣΕ φορτίων αποτελούν διαμεσολαβητές μεταξύ των συμμετεχόντων στη χονδρική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και των τελικών καταναλωτών (οικιακοί, βιομηχανικοί, εμπορικοί). Έχουν την ιδιότητα διαχείρισης ενός αξιοσημείωτου ποσού ηλεκτρικής ενέργειας, που προκύπτει από τον επιμέρους έλεγχο που ασκούν στα ηλεκτρικά φορτία που εκπροσωπούν σε περιόδους αυξημένης ζήτησης. Στόχος του κάθε ΦοΣΕ φορτίων αποτελεί η εκπροσώπηση κατάλληλου πλήθους καταναλωτών, προκειμένου η συνολική διαχειριζόμενη ενέργεια να επιτρέπει τη διείσδυσή του στη χονδρική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Με τη σειρά τους οι εταιρίες ηλεκτρισμού καλούνται να επιβαρυνθούν με ένα οικονομικό ποσό, έτσι ώστε να εξοφλήσουν τους ΦοΣΕ φορτίων για την ποσότητα ενέργειας που διαχειρίζονται. Όσες εταιρίες πραγματοποιούν οικονομικές συναλλαγές με τους ΦοΣΕ, μπορούν στη συνέχεια να χρησιμοποιήσουν την περικοπτόμενη ενέργεια που οι τελευταίοι έχουν συλλέξει από τους καταναλωτές ως ένα πρόγραμμα απόκρισης ζήτησης ή για συμμετοχή στην αγορά ικανότητας παραγωγής (capacity market) [41]. Στο Σχήμα 4.1 παρουσιάζεται μία αγορά ηλεκτρικής ενέργειας στην οποία συμμετέχουν οι ΦοΣΕ φορτίων [36].

Στις Η.Π.Α. οι ΦοΣΕ παρουσιάζονται και με την εναλλακτική ονομασία "πάροχοι υπηρεσιών περικοπής φορτίου (Curtail Service Providers – CSP)" και έχουν ήδη αρχίσει να διεισδύουν στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Πολύ σημαντική παράμετρος είναι η ευελιξία που διαθέτουν τα φορτία των

καταναλωτών. Τα φορτία χαρακτηρίζονται από την ευελιξία τους και μπορούν να χωριστούν σε δύο κύριες κατηγορίες:

- Ανελαστικά φορτία: Παλαιότερα, τα ηλεκτρικά φορτία ήταν σχεδόν αμιγώς ανελαστικά, πράγμα που σήμαινε την αδυναμία μεταβολής της συμπεριφοράς των καταναλωτών, δηλαδή της ημερήσιας καμπύλης ζήτησης, έπειτα από μια μεταβολή στην τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας.

- Ελαστικά (ή ευέλικτα) φορτία: Τα τελευταία χρόνια, νέας μορφής ηλεκτρικά φορτία, όπως είναι τα ηλεκτρικά οχήματα, εισάγουν την έννοια της ευελιξίας στην ηλεκτρική κατανάλωση. Υπάρχει δηλαδή πλέον ένα μέρος της ζήτησης που χαρακτηρίζεται ως ελαστικό ή ευέλικτο, γεγονός που δίνει την ιδιότητα στον καταναλωτή να κάνει χρήση είτε λιγότερου είτε περισσότερου φορτίου σε μία χρονική στιγμή σε σχέση με το αρχικά αναμενόμενο. Τον καθορισμό του πότε ο καταναλωτής μπορεί να καταναλώσει πιο λίγο ή πιο πολύ σε σχέση με την αρχική του καμπύλη ζήτησης καλείται να ρυθμίσει ο ΦοΣΕ φορτίων. Ως αποτέλεσμα των παραπάνω είναι η μετατροπή των δικτύων διανομής από παθητικά σε ενεργά.

Η ιδέα της εικονικής παραγωγής (Virtual Power Plant) έχει εισαχθεί για να αναδείξει την λειτουργία των προγραμμάτων απόκρισης ζήτησης και γενικά των ΔΕΠ. Η εικονική παραγωγή μπορεί να κατηγοριοποιηθεί ως εμπορική εικονική παραγωγή ή τεχνική εικονική παραγωγή. Για παράδειγμα, οι τεχνικοί περιορισμοί λειτουργίας ενός δικτύου διανομής ηλεκτρικής ενέργειας επηρεάζουν τις στρατηγικές της τεχνικής εικονικής παραγωγής και όχι της εμπορικής. Ένας ΦοΣΕ φορτίων με υπηρεσίες απόκρισης ζήτησης μπορεί να πουλήσει στις εταιρίες ηλεκτρισμού την περικοπτόμενη ενέργεια ως ποσότητα εικονικής παραγωγής [42], [43].

Μία προσέγγιση για τη μείωση της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας στα οικιακά φορτία είναι η εγκατάσταση συσκευών που παράγουν ηλεκτρική ενέργεια και θερμότητα, γνωστές και ως συστήματα συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας (combined heat and power systems).Τέτοιες συσκευές έχουν ικανότητα παραγωγής έως 15kW και επιδρούν στην έννοια της αναγκαιότητας των προγραμμάτων απόκρισης ζήτησης, αφού από μόνες τους αποτελούν μία μέθοδο μείωσης του ηλεκτρικού φορτίου. Για παράδειγμα, μία μονάδα ΑΠΕ αντί να συμμετέχει σε ένα πρόγραμμα απόκρισης ζήτησης, μπορεί να μετατρέψει μία ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας σε θερμότητα με τις άνωθι συσκευές [44], [45].

4.4. ΣΥΜΜΕΤΟΧΗ ΤΩΝ ΦοΣΕ ΦΟΡΤΙΩΝ ΣΤΗΝ ΑΓΟΡΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

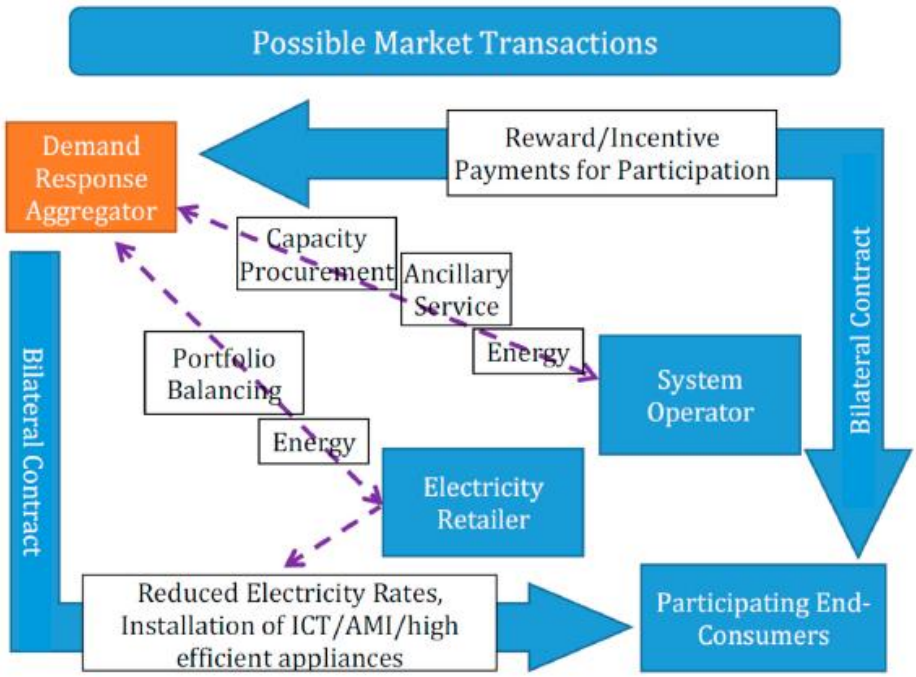
4.4.1. ΣΥΝΑΛΛΑΓΗ ΜΕΤΑΞΥ ΕΤΑΙΡΙΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΚΑΙ ΦοΣΕ ΦΟΡΤΙΩΝ

Σε γενικές γραμμές, οι ΦοΣΕ φορτίων αποτελούν έναν πάροχο υπηρεσιών απόκρισης ζήτησης που μεσολαβεί ανάμεσα σε εταιρίες ηλεκτρισμού και στους τελικούς καταναλωτές. Στόχος είναι η μείωση της ζήτησης των καταναλωτών σε περιόδους αιχμής, και συνεπώς η συνδρομή στην αδιάλλειπτη και ποιοτική εξυπηρέτηση των πελατών από την εταιρία διανομής ηλεκτρισμού. Επειδή ο άμεσος έλεγχος μεγάλης μερίδας καταναλωτών από τις εταιρίες ηλεκτρισμού αποτελεί δύσκολο έργο, η παρουσία των ΦοΣΕ είναι ζωτικής σημασίας για τα προγράμματα απόκρισης ζήτησης. Υπάρχουν δύο βασικοί τύποι συναλλαγής μεταξύ εταιριών ηλεκτρισμού και ΦοΣΕ φορτίων, οι οποίοι είναι οι ακόλουθοι [46]:

i. **Αμοιβαία αλληλεπίδραση:** Ο ΦοΣΕ φορτίων δρα ως ένας έμπορος που αγοράζει ηλεκτρική ενέργεια στην αγορά επόμενης ημέρας (day ahead market) και η εταιρία ηλεκτρισμού πραγματοποιεί μία εκ των προτέρων επικύρωση όσον αφορά την τιμή προσφοράς που λαμβάνει από τον ΦοΣΕ. Επίσης, η εταιρία ηλεκτρισμού παρέχει στον ΦοΣΕ εκ των προτέρων πληροφορίες σχετικές με την αναμενόμενη καμπύλη ζήτησης στις κρίσιμες χρονικές στιγμές.

ii. **Κατόπιν οδηγίας αλληλεπίδραση:** Σε αυτήν την περίπτωση η εταιρία ηλεκτρισμού δίνει οδηγία στον ΦοΣΕ φορτίων να μειώσει την κατανάλωση τις περιόδους που αυτή το κρίνει ως απαραίτο. Για αυτή του την κινητοποίηση, ο ΦοΣΕ φορτίων λαμβάνει μία αμοιβή από την εταιρία ηλεκτρισμού. Ένα ερώτημα που γεννάται σε αυτό το σενάριο είναι πως θα λειτουργεί αυτός ο μηχανισμός αμοιβής. Είτε θα δίνεται μία σταθερή αμοιβή για τις υπηρεσίες που παρέχει ο ΦοΣΕ φορτίων, είτε η αμοιβή αυτή θα βασίζεται στη δυναμική συμπεριφορά της τιμής ηλεκτρικής ενέργειας τις ώρες αιχμής.

Σε κάθε περίπτωση η αμοιβή που δίνεται στους ΦοΣΕ φορτίων επικυρώνεται μέσω συμβολαίων που οι δύο πλευρές αμφότερες συνάπτουν. Τα συμβόλαια μεταξύ της εταιρίας ηλεκτρισμού και των ΦοΣΕ φορτίων είναι είτε διμερή είτε μονομερή. Στα διμερή συμβόλαια η εταιρία δίνει μία υπόσχεση πληρωμής στον ΦοΣΕ και ως αντάλλαγμα ο τελευταίος υπόσχεται την περικοπή της κατάλληλης ποσότητας ενέργειας τις αντίστοιχες ώρες αιχμής. Οι δύο πλευρές είναι υποχρεωμένες με βάση το συμβόλαιο να τηρούν τους κανόνες της συμφωνίας. Όμως, στην περίπτωση μονομερούς συμβολαίου, μόνο η εταιρία ηλεκτρισμού υπόσχεται αμοιβή στους ΦοΣΕ φορτίων, αν τελικά προκύψει περικοπή της αντίστοιχης ποσότητας ενέργειας. Δηλαδή, δεν δημιουργείται η υποχρέωση, ο ΦοΣΕ να περικόψει ποσότητες ζήτησης, αλλά η εταιρία είναι υποχρεωμένη να τον εξοφλήσει σε περίπτωση που ο ΦοΣΕ φορτίων προβεί σε αντίστοιχη περικοπή [46].



Σχήμα 4.2: Συναλλαγές του ΦοΣΕ φορτίων με την εταιρία διανομής και με τους καταναλωτές [36]

4.4.2. ΣΥΝΑΛΛΑΓΗ ΜΕΤΑΞΥ ΦοΣΕ ΦΟΡΤΙΩΝ ΚΑΙ ΚΑΤΑΝΑΛΩΤΗ

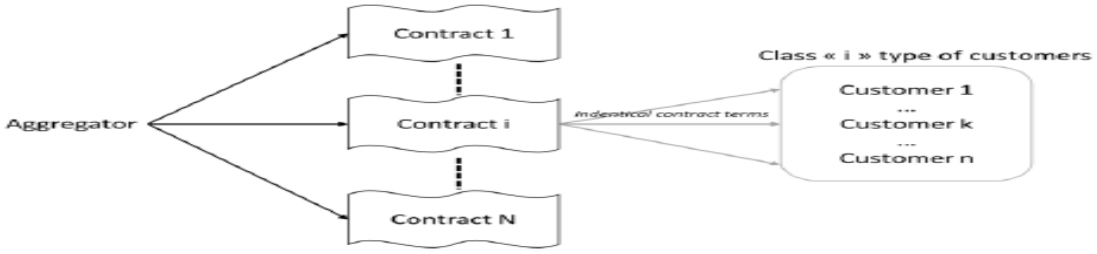
Η αλληλεπίδραση μεταξύ ΦοΣΕ φορτίων και καταναλωτή είναι μία λιγότερο πολύπλοκη διαδικασία. Ρόλος του ΦοΣΕ είναι ο έλεγχος του ηλεκτρικού φορτίου μίας ομάδας καταναλωτών, ο οποίος στηρίζεται σε στρατηγικές ενός προτύπου 'win-win'. Το πρότυπο αυτό στοχεύει στη μεγιστοποίηση του κέρδους του ΦοΣΕ φορτίων, στην ελαχιστοποίση του λειτουργικού κόστους της εταιρίας ηλεκτρικής ενέργειας και στην παροχή οικονομικών κινήτρων στους καταναλωτές. Χρειάζεται να καταβληθεί μεγάλη προσπάθεια από τους ΦοΣΕ φορτίων ώστε να πείσουν μία μεγάλη μερίδα καταναλωτών να συμμετάσχουν στα προγράμματά τους. Η αλληλεπίδραση μεταξύ ΦοΣΕ και καταναλωτών περιγράφεται από τις τρεις ακόλουθες κατηγορίες [46]:

i. **Άμεσος έλεγχος φορτίου:** Αποτελεί τεχνική απόκρισης ζήτησης, σύμφωνα με την οποία το ηλεκτρικό φορτίο ελέγχεται από τον ΦοΣΕ φορτίων σε κάθε χρονική στιγμή και δεν δίνεται κάποια αμοιβή στον καταναλωτή. Εξ αιτίας της μη ανταμοιβής του καταναλωτή, όπως είναι λογικό, το συγκεκριμένο πρόγραμμα δεν έχει απήχηση στους τελικούς καταναλωτές.

ii. **Έλεγχος φορτίου βασιζόμενος στην τιμή:** Σε αυτήν την περίπτωση ο ΦοΣΕ φορτίων παρέχει προγράμματα ελέγχου φορτίου στον καταναλωτή. Εδώ όμως υπάρχει ανταμοιβή του τελικού καταναλωτή με ένα σταθερό ποσό έναντι της περικοπής φορτίου που ο τελευταίος υφίσταται. Εναλλακτικά, τα προγράμματα απόκρισης ζήτησης που παρέχουν οι ΦοΣΕ φορτίων βασίζονται στη δυναμική συμπεριφορά της τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας και ως αποτέλεσμα ο καταναλωτής ανταμοίβεται με ένα δυναμικό χρηματικό ποσό που βασίζεται στην μεταβολή της τιμής ηλεκτρικής ενέργειας στον πραγματικό χρόνο.

iii. **Έλεγχος φορτίου βασιζόμενος σε οικονομικά κίνητρα:** Ελάχιστοι ερευνητές τη συστήνουν ως μέθοδο αλληλεπίδρασης μεταξύ ΦοΣΕ φορτίων και πελατών. Με αυτόν τον τρόπο οι καταναλωτές αλληλεπιδρούν άμεσα με την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, πραγματοποιώντας οι ίδιοι προσφορές έναντι περιορισμού της ζήτησής τους. Αυτή η μέθοδος είναι ακόμα σε ερευνητικό επίπεδο, θα μπορούσε όμως να κριθεί ως εκλυστική για τους καταναλωτές αφού τους δίνεται η δυνατότητα να πραγματοποιήσουν μόνοι τους μία μορφή απόκρισης ζήτησης μη θέλοντας να μεταβάλουν τις συνήθειές τους.

Τα συμβόλαια που συνάπτονται για τα προαναφερθέντα προγράμματα είναι είτε διμερή είτε μονομερή. Στην περίπτωση διμερούς συμβολαίου, ο ΦοΣΕ φορτίων υπόσχεται να πληρώσει την αντίστοιχη χρηματική αμοιβή στον καταναλωτή και ως αντάλλαγμα ο τελευταίος υπόσχεται να εξουσιοδοτήσει τον ΦοΣΕ να ρυθμίζει το ηλεκτρικό του φορτίο και να μεταβάλει το προφίλ ζήτησής του. Αντίθετα, στην περίπτωση μονομερούς συμβολαίου, μόνο ο ΦοΣΕ υπόσχεται να πληρώσει τον τελικό καταναλωτή, αν ο τελευταίος μεταβάλει την καταλωτική του συμπεριφορά. Έτσι ο πελάτης δεν υποχρεούται να μεταβάλει τη ζήτησή του, αλλά ο ΦοΣΕ φορτίων πρέπει να καταβάλει την αντίστοιχη αμοιβή αν ο καταναλωτής ανταποκριθεί στο ζητούμενο πρόγραμμα απόκρισης ζήτησης [46]. Ορισμένες συναλλαγές μεταξύ ΦοΣΕ φορτίων και καταναλωτή παρουσιάζονται εποπτικά στο Σχήμα 4.2. Η σύναψη συμβολαίων μεταξύ τους φαίνεται και στο Σχήμα 4.3.



Σχήμα 4.3: Εκπροσώπηση συγκεκριμένης κατηγορίας πελατών από τον ΦοΣΕ μέσω συμβολαίου [46]

4.5. ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΚΕΣ ΠΡΟΔΙΑΓΡΑΦΕΣ ΤΟΥ ΦοΣΕ ΦΟΡΤΙΩΝ

Η ανάπτυξη της τεχνολογίας πληροφοριών και εποικοινωνιών (ΤΠΕ) – Information and Communication Technology (ICT) – έχει συμβάλει στη δημιουργία των απαραίτητων υποδομών για τη μέτρηση, τη συλλογή, την απεικόνιση και την ανάλυση των δεδομένων που σχετίζονται με την ηλεκτρική ενέργεια και τις παραμέτρους που την επηρεάζουν. Οι ΦοΣΕ φορτίων οφείλουν να διαθέτουν τα απαραίτητα τεχνικά μέσα προκειμένου να επιτυγχάνεται η επικοινωνία με τους τελικούς καταναλωτές ηλεκτρικής ενέργειας. Πιο συγκεκριμένα, πρέπει να είναι εφικτή η απομακρυσμένη πρόσβαση σε ηλεκτρικά φορτία και ο έλεγχος από απόσταση των φορτίων για να περικοπεί τελικά η απαιτούμενη ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας τις ώρες αιχμής. Πρέπει επίσης να διατίθενται κατάλληλες γραφικές πλατφόρμες στους πελάτες ώστε να υπάρχει επικοινωνία του καταναλωτή και του ΦοΣΕ φορτίων, για να μπορέσει να υπάρξει ανταπόκριση στα σήματα και στις εντολές που στέλνει ο ΦοΣΕ για ορισμένες τροποποιήσεις στη ζήτηση. Επίσης, η ανάπτυξη των οικιακών συστημάτων διαχείρισης ενέργειας (Home Energy Management Systems – HEMS) και των κτηριακών συστημάτων διαχείρισης ενέργειας (Building Energy Management Systems – BEMS) συντελούν στην αποτελεσματικότερη διαχείριση των φορτίων και στην επικοινωνία μεταξύ ΦοΣΕ και τελικού καταναλωτή. Τα παραπάνω συστήματα έχουν την ικανότητα να στέλνουν στον ΦοΣΕ φορτίων σήματα με πληροφορίες απόκρισης ζήτησης και δεδομένα μέτρησης της κατανάλωσης για σκοπούς ελέγχου του ηλεκτρικού φορτίου. Παραδείγματα αποτελούν οι προηγμένες μετρητικές υποδομές (Advanced Metering Infrastracture – AMI), τα τοπικά δίκτυα επικοινωνιών (local area networks – LAN) και τα δίκτυα επικοινωνίας ευρείας ζώνης (wide area networks – WAN) καθώς και οι αισθητήρες και οι διακόπτες φορτίων. Συγκεκριμένα, με τις προηγμένες μετρητικές υποδομές, η εταιρία διανομής ηλεκτρισμού και ο ΦοΣΕ φορτίων έχουν πρόσβαση σε μετρήσεις της κατανάλωσης, οι οποίες φανερώνουν τις μεταβολές στην καμπύλη ζήτησης των καταναλωτών σύμφωνα με το πρόγραμμα απόκρισης ζήτησης που αυτός συμμετέχει. Με αυτόν τον τρόπο, επιβεβαιώνεται η ορθή συμπεριφορά του καταναλωτή σύμφωνα με τις εντολές του ΦοΣΕ φορτίων και ακολουθεί η πληρωμή σύμφωνα με το συμβόλαιο που έχει υπογραφεί μεταξύ τους. Με τις πλατφόρμες και τις εφαρμογές που σχεδιάζονται για κινητά τηλέφωνα και υπολογιστές, δίνεται η ευκαιρία στους καταναλωτές να ρυθμίσουν τα φορτία τους από απόσταση. Έτσι, καθίσταται ευκολότερη και φιλική προς τον χρήστη η λήψη σημάτων/εντολών από τον ΦοΣΕ και η έγκαιρη ανταπόκριση του καταναλωτή στο πρόγραμμα απόκρισης ζήτησης που έχει συμφωνηθεί [36], [47].

Η μετατροπή των σύγχρονων συστημάτων σε «έξυπνες» και διαδικτυακά ελεγχόμενες συσκευές βασίζεται στην ιδέα της ανάπτυξης του διαδικτύου των πραγμάτων (Internet of Things – IoT). Η

παραπάνω ιδέα συντελεί στον «έξυπνο» έλεγχο των συσκευών, στην ασφάλεια του διαδικτύου και στην παρακολούθηση σε πραγματικό χρόνο (online). Ως συνέπεια, μπορούν να αναπτυχθούν ασφαλή και αποτελεσματικά μέσα που χρησιμοποιούνται για τη διαχείριση της ζήτησης του καταναλωτή. Παράδειγμα τέτοιας συσκευής αποτελεί ο ασύρματος «έξυπνος» θερμοστάτης, ο οποίος επιτρέπει στους ΦοΣΕ φορτίων να μεταβάλουν από απόσταση τη ρύθμιση της θερμοκρασίας και συνεπώς την κατανάλωση της ηλεκτρικής ενέργειας ενός καταναλωτή. Πολύ σημαντικό παράγοντα αποτελεί η αποστολή σημάτων/εντολών από τους ΦοΣΕ προς τους τελικούς καταναλωτές. Μέχρι πρότινος, τα προγράμματα απόκρισης ζήτησης μπορούσαν να υλοποιηθούν με επικοινωνία μέσω ενσύρματης επικοινωνίας και η αποστολή ή λήψη σημάτων πραγματοποιούνταν μέσω καλωδίων Ethernet ή οπτικών ινών. Η ασύρματη αποστολή και λήψη σημάτων οδηγεί σε μικρότερα κόστη εγκατάστασης και συντήρησης σε σύγκριση με τον ενσύρματο εξοπλισμό. Παράδειγμα πρωτοκόλλων ασύρματης επικοινωνίας που μπορούν να εφαρμοστούν στο πλαίσιο των προγραμμάτων απόκρισης ζήτησης είναι: Zigbee, 6LoWLAN, WiFi, Bluetooth και Z-Wave [36], [48], [49]

Ένα έργο που έχει μελετηθεί και προσομοιωθεί αποτελεί η υποδομή κλιμακούμενης διαχείρισης ενέργειας για συνάθροιση οικιακού φορτίου (Scalable Energy Management Infrastructure for Aggregation of Households – SEMIAH), το οποίο αφορά την παροχή υπηρεσιών απόκρισης ζήτησης από ΦοΣΕ φορτίων σε 200.000 καταναλωτές [50].

Ο ΦοΣΕ φορτίων "EnerNOC", ο οποίος δραστηριοποιείται στις Η.Π.Α. και παρέχει υπηρεσίες απόκρισης ζήτησης, ελέγχει κυρίως τα συστήματα αερισμού και κλιματισμού και τον φωτισμό των καταναλωτών του για τον περιορισμό της ζήτησης στις ώρες αιχμής. Στο συγκεκριμένο πρόγραμμα αυτού του ΦοΣΕ συμμετέχει και γνωστή αλυσίδα καταστημάτων, καθώς και βιομηχανικοί πελάτες εκτός από τους κλασικούς οικιακούς καταναλωτές [51].

Ο Πίνακας 4.1 απεικονίζει όλες τις προαναφερθέντες μεθόδους επικοινωνίας μεταξύ ΦοΣΕ φορτίων και καταναλωτών. Δίνονται όλες οι τεχνολογικές συσκευές που παρουσιάστηκαν προηγουμένως καθώς και οι τεχνολογίες ασύρματης επικοινωνίας.

Αξίζει να σημειωθεί ότι για να συμμετέχει ένας ΦοΣΕ φορτίων στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας πρέπει να παρέχει τις απαιτούμενες ποσότητες απόκρισης ζήτησης, για να περικοπεί μία ικανοποιητική ποσότητα ηλεκτρικού φορτίου τις ώρες αιχμής. Πιο συγκεκριμένα, ο ΦοΣΕ κάνει την προσφορά του στην εταιρία ηλεκτρικής ενέργειας και εφόσον αυτή γίνει αποδεχτή, τότε καλείται να προβεί στην παροχή υπηρεσιών μέσα σε διάστημα 30 λεπτών έως 2 ωρών. Σε ορισμένες περιπτώσεις απόκρισης ζήτησης ίσως χρειαστεί μία πιο άμεση ανταπόκριση σε λιγότερο από μισή ώρα. Αυτό καθιστά ζωτικής σημασίας την ύπαρξη των τεχνολογικών μέσων που επιτρέπουν την πολύ γρήγορη επικοινωνία μεταξύ ΦοΣΕ φορτίων και καταναλωτή [36].

4.6. ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΜΕΛΕΤΗ

Ορισμένα οικονομικά χαρακτηριστικά που επηρεάζουν τη λειτουργία του ΦοΣΕ φορτίων είναι τα ακόλουθα [36]:

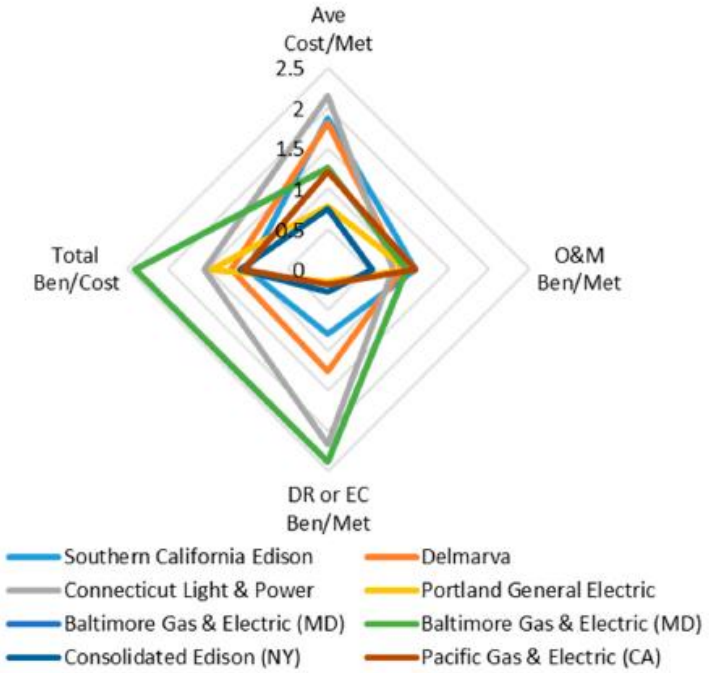
- Ο τύπος, οι συνθήκες και το περιβάλλον της αγοράς στην οποία συμμετέχει
- Οι προυποθέσεις εισόδου στην αγορά
- Η διαθέσιμη τεχνολογία και οι υποδομές που υπάρχουν στην περιοχή
- Ο πληθυσμός της γεωγραφικής περιοχής που καλύπτει
- Η πρόθεση της κοινωνίας να συμμετέχει σε ένα τέτοιο πρόγραμμα

Πίνακας 4.1: Μερικές προτεινόμενες τεχνολογίες για την αποτελεσματική επικοινωνία μεταξύ ΦοΣΕ και καταναλωτή [36]

HEMS/BEMS Components	Technology	Available Communication Device	Compatible Communication Protocol/Standard
Access Point/Gateway	Smart Meter and Interval Meter	RF Mesh network (Common in Residential)	ZigBee, 6LowPan, Bluetooth, IEEE 802.15x, WiFi
		PLC (Common in Commercial Buildings)	HomePlug, Narrowband, X10
		Wireless Star Network (Common in Rural Areas)	GMS/EDGE, LTE
Communication Module	Wireless	WiFi	IEEE 802.11x
		Bluetooth	IEEE 802.15.1
		ZigBee	ZigBee, ZigBee Pro, IEEE 802.15.4
		Cellular	GSM/GPRS/EDGE
		RFID	IEEE 1451, IEEE 802.11, XBee
		WirelessHART	IEE 802.15.4
		6LoWPAN	IEE 802.15.4
		Z-Wave	Z-Wave, 802.11
		Xbee	ZigBee, IEEE 802.15.4, WiFi
	Wired	Power Line Carriers (PLC)	HomePlug, Narrowband, X10
		Ethernet	IEEE 802.3x, BACnet
		Serial	RS-232/422/423 /485, UART, I2C, SPI, Modbus, DLMS/COSEM
		BACnet	IEEE 802.3, RS-232, RS-485
Sensors	Light Sensors	ZigBee, WiFi, Z-Wave, 6LoWPAN, Serial, Xbee, BACnet, WirelessHART	See Above
	Temperature Sensors		
	Humidity Sensors		
	Voltage and Current Sensors		
	Motion Sensors		
Local Controller	Arduino	WiFi, Bluetooth, Xbee, ZigBee, Serial, X10, Cellular	See Above
	Banana Pi	ZigBee, Bluetooth, WiFi, Serial, Cellular	
	BeagleBone Black	Serial, PLC, Ethernet, Bluetooth, Cellular	
	Rasberry Pi	Cellular, Z-Wave, Ethernet, Serial, WiFi, ZigBee	
	FPGA	Serial, Bluetooth	
	Intelligent Thermostat	ZigBee, Bluetooth, WiFi, Z-Wave, Cellular	
	Electronic Relay Circuits	Serial	
GUI	Home Energy Display	Smart meter, Tablet, Stand-alone devices	N/A
	Web Dashboard/Portal	Laptop, Desktop, Smartphone	
	Smartphone Application	iPhones, Android phones, and others	

- Το νομοθετικό πλαίσιο που έχει θεσπίσει η εκάστοτε κυβέρνηση γύρω από την αγορά της ηλεκτρικής ενέργειας.

Τα αρχικά κόστη, προκειμένου ένας καταναλωτής να είναι έτοιμος να συμμετάσχει σε ένα πρόγραμμα απόκρισης ζήτησης, επιβαρύνουν κυρίως τον ΦοΣΕ φορτίων, ο οποίος καλείται να έχει εξασφαλίσει στον καταναλωτή όλα τα απαραίτητα τεχνολογικά μέσα αλληλεπίδρασης μεταξύ τους. Μάλιστα, το συνολικό κόστος προκειμένου να είναι δυνατή η επικοινωνία μεταξύ ΦοΣΕ φορτίων και μεγάλης μερίδας καταναλωτών σχετίζεται άμεσα με τις ήδη υπάρχουσες τεχνολογικές υποδομές της περιοχής. Οι τελευταίες ενδέχεται να θεωρηθούν ως περιορισμός για τη δραστηριοποίηση του ΦοΣΕ σε μία περιοχή. Συνήθως, η μεγαλύτερη μερίδα των οικιακών καταναλωτών δεν διαθέτουν τον προαπαιτούμενο εξοπλισμό για τη συμμετοχή σε ένα πρόγραμμα απόκρισης ζήτησης από τον ΦοΣΕ φορτίων. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα, ο τελευταίος να χρειαστεί να επιβαρυνθεί με ένα αυξημένο κόστος



Σχήμα 4.4: Οικονομική μελέτη για έναν ΦοΣΕ φορτίων απόκρισης ζήτησης στις Η.Π.Α. [36]

εγκατάστασης εξοπλισμού στους συγκεκριμένους πελάτες. Αντίθετα, οι βιομηχανικοί και οι εμπορικοί πελάτες είναι συνήθως ήδη εξοπλισμένοι με τα απαιτούμενα τεχνολογικά μέσα, λόγω της προηγούμενης πιθανής συμμετοχής τους σε προγράμματα απόκρισης ζήτησης με την εταιρία ηλεκτρικής ενέργειας. Έτσι η συμμετοχή τους σε ένα πρόγραμμα με ΦοΣΕ φορτίων δεν θα επιβαρύνει τον τελευταίο με κόστος εγκαστάστασης και παροχής εξοπλισμού. Μία εγκατάσταση ενός «έξυπνου» μετρητή και των ασύρματων αισθητήρων εκτιμάται περίπου σε 500,00 €, ενώ ο μικροεπεξεργαστής, επίσης, εκτιμάται πως κοστίζει περίπου 500,00 €. Τα κόστη λειτουργίας και συντήρησης ανέρχονται σε 50,00 € ανά έτος. Στο Σχήμα 4.4 παρουσιάζονται τα λειτουργικά κόστη και τα κέρδη του ΦοΣΕ σε σχέση με τους έξυπνους μετρητές και την τεχνολογία τηλεπικοινωνίας που χρησιμοποιούν για έλεγχο του φορτίου. Το μέσο κόστος εγκατάστασης ενός έξυπνου μετρητή και των αντίστοιχων συστημάτων επικοινωνίας και τηλεχειρισμού του φορτίου ανέρχεται από 0,8 έως 2,2 φορές της οικονομικής μονάδας βάσης των 200,00 €, δηλαδή από 160,00 € έως 440,00 €, ανάλογα με τις συνθήκες και τις υποδομές που επικρατούν σε μία περιοχή. Επίσης, τα κέρδη του κάθε ΦοΣΕ δεν είναι κοινά, αλλά μπορεί να διαφέρουν ανάλογα με τους παράγοντες που σχετίζονται με τους κανόνες που έχουν θεσπίσει οι εκάστοτε ρυθμιστικές αρχές. Πρέπει λοιπόν να διεξάγεται διεξοδικά μία οικονομική ανάλυση από τον κάθε ΦοΣΕ φορτίων, προκειμένου να κριθεί η οικονομική βιωσιμότητα της επιχείρησής του [36].

Ο ΦοΣΕ οφείλει να προβεί και σε μελέτη σκοπιμότητας ή/και ανάλυση κόστους/οφέλους (cost/benefit analysis). Έτσι, ο ΦοΣΕ φορτίων πρέπει να παρέχει τα κατάλληλα οικονομικά κίνητρα στον καταναλωτή και ταυτόχρονα να απαιτεί από αυτόν τη συμμετοχή του στο πρόγραμμα απόκρισης ζήτησης με ποσά ενέργειας προσαρμοσμένα στο μέγεθος και στις ανάγκες του. Σημαντική είναι λοιπόν η ορθή και προσεκτική χαρτογράφηση της συμπεριφοράς των τελικών καταναλωτών, έτσι ώστε να προταθεί ένα πρόγραμμα απόκρισης ζήτησης προσαρμοσμένο στην καμπύλη ζήτησης καθενός ξεχωριστά. Σύμφωνα με το πρόγραμμα αυτό, ο καταναλωτής θα πρέπει να λαμβάνει έγκαιρα σήμα/εντολή για περικοπή της

ζήτησης σε ορισμένες περιόδους αιχμής και για μεταφορά κάποιων δραστηριοτήτων του σε στιγμές χαμηλότερης ζήτησης, σύμφωνα πάντα με την ευελιξία που διαθέτει [36].

Εξάγεται λοιπόν το συμπέρασμα πως ποικίλουν οι παράγοντες που χαρακτηρίζουν αν η δραστηριοποίηση του ΦοΣΕ φορτίων είναι οικονομικά βιώσιμη και αν μεγάλη μερίδα πληθυσμού θα ανταποκριθεί στα προγράμματα του, κρίνοντάς τα ως μία αξιόλογη επένδυση.

Αξιόλογη είναι και η οικονομική συμβολή των ΦοΣΕ φορτίων στις εταιρίες ηλεκτρικής ενέργειας. Η εταιρία ηλεκτρισμού εξοικονομεί ένα χρηματικό ποσό από το κόστος τυχόν βλαβών ή διακοπών στο δίκτυο, επειδή οι ΦοΣΕ φροντίζουν να μην παραβιάζονται οι τεχνικοί περιορισμοί του δικτύου διανομής, ειδικά τις ώρες αιχμής. Επιπλέον, οι ΦοΣΕ φορτίων μπορούν να επενδύσουν στην εγκατάσταση συσκευών αντιστάθμισης αέργου ισχύος, προκειμένου να διασφαλιστεί η ποιότητα στην τάση του δικτύου και να πληρωθούν ανάλογα [52]. Γενικά, η αναλυτική χαρτογράφηση της καμπύλης ζήτησης όλων των καταναλωτών μπορεί να προσφέρει πλεονεκτήματα στη συνολική αξιοπιστία του δικτύου διανομής, αφού οι εταιρίες ηλεκτρικής ενέργειας θα αποκτήσουν μία πιο ολοκληρωμένη και αναλυτική εικόνα για τα προφίλ ζήτησης των καταναλωτών [36].

4.7. ΚΟΙΝΩΝΙΚΕΣ ΚΑΙ ΠΟΛΙΤΙΚΕΣ ΠΤΥΧΕΣ

Η νομοθεσία που έχει ψηφιστεί από μία κυβέρνηση μίας χώρας έχει αντίκτυπο στην ευκολία διείσδυσης των νέων τεχνολογικών εξοπλισμών στις ήδη υπάρχουσες υποδομές. Επίσης, οι νόμοι που πλαισιώνουν την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας καθορίζουν τον τρόπο συμμετοχής νέων ενδιαφερόμενων φορέων, όπως είναι οι ΦοΣΕ φορτίων, σε αυτήν. Μία πιθανή αντίδραση της κοινωνίας απέναντι στη δραστηριοποίηση των ΦοΣΕ φορτίων σχετιζεται με την άποψη πως τα προγράμματα απόκρισης ζήτησης παραβιάζουν την ιδιωτικότητα, αφού δίνεται η εξουσιοδότηση παρακολούθησης και διαχείρισης του ηλεκτρικού φορτίου. Είναι επίσης πολύ σημαντικό ο ΦοΣΕ να διασφαλίζει την ασφάλεια των δεδομένων, καθώς και να παρέχει μία ασφαλή επικοινωνία με τον τελικό καταναλωτή μέσω των νέων διαδικτυακών εφαρμογών. Σε αυτό συμβάλει και η μέριμνα της πολιτείας για αποτελεσματική αντιμετώπιση τυχόν παραβάσεων και εξαπατήσεων στα προσωπικά δεδομένα των τελικών καταναλωτών [36], [53].

Παρόλα αυτά, η ύπαρξη των ΦοΣΕ φορτίων ενισχύει την αξιοπιστία του συνόλου του ηλεκτρικού συστήματος και κατά επέκταση των δικτύων διανομής ηλεκτρικής ενέργειας. Αυτό μπορεί να επιδράσει θετικά στην άποψη των καταναλωτών για τη συμμετοχή τους στα προγράμματα των ΦοΣΕ φορτίων, δεδομένου ότι επικρατεί ένα αίσθημα ασφάλειας και σιγουριάς για την αξιοπιστία των παροχής ηλεκτρισμού.

Σε επίπεδο νομοθεσίας αξίζει να σημειωθεί ότι η παρουσία των ΦοΣΕ φορτίων σε μία περιοχή πρέπει να συνοδεύεται και από την ανάλογη θέσπιση νόμων και κανόνων λειτουργίας από τις τοπικές αρχές. Επίσης, η συμμετοχή των ΦοΣΕ στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, όπως και η συμπεριφορά των εταιριών ηλεκτρικής ενέργειας στην αγορά, θα πρέπει να συμβαδίζει με τους κανόνες, τα πρότυπα και τα πρωτόκολλα που έχουν ορίσει οι εκάστοτε ρυθμιστικές αρχές ενέργειας. Έχει προταθεί επίσης το ενδεχόμενο ελέγχου και επιτήρησης των ΦοΣΕ φορτίων σε επίπεδο κάθε πολιτείας ξεχωριστά, γεγονός που αποτρέπει την πολυ-πολιτειακή δραστηριοποίση του ΦοΣΕ και τον εμποδίζει από μία πιθανή συμμετοχή στη συνολική αγορά εξισορρόπησης ενέργειας. Πολλές κυβερνήσεις, όπως στις Η.Π.Α., προωθούν την εγκατάσταση των έξυπνων μετρητών στις οικίες, με αποτέλεσμα οι οικιακοί καταναλωτές να συμμετέχουν σε προγράμματα απόκρισης ζήτησης και οι ΦοΣΕ φορτίων να μπορούν πιο εύκολα να δραστηριοποιηθούν [36].

4.8. ΑΝΑΛΥΣΗ SWOT

Στην ενότητα αυτή παρουσιάζεται μία ανάλυση SWOT για τους ΦοΣΕ φορτίων.

- **ΙΣΧΥΡΑ ΣΗΜΕΙΑ (STRENGTHS)**

✓ Χαμηλό κόστος παροχής εξοπλισμού για συμμετοχή των βιομηχανιών και των εμπορικών καταστημάτων σε προγράμματα απόκρισης ζήτησης των ΦοΣΕ φορτίων
✓ Η πρόοδος στην τεχνολογία τηλεπικοινωνιών επιτρέπει την εύκολη και μη κοστοβόρα επικοινωνία μεταξύ ΦοΣΕ φορτίων και τελικού καταναλωτή
✓ Η συμμετοχή μεγάλης μερίδας οικιακών πελατών συμβάλλει στη διαφοροποίηση του χαρτοφυλακίου του ΦοΣΕ φορτίων και στον περιορισμό του ρίσκου του
✓ Η δυνατότητα χαμηλότερου κόστους λειτουργίας και συντήρησης που προσφέρουν οι ΦοΣΕ φορτίων σε σχέση με το αντίστοιχο κόστος που επιβαρύνει έως τώρα τις εταιρίες ηλεκτρικής ενέργειας
✓ Αυξάνεται η συμμετοχή νέων επιχειρησιακών οντοτήτων, όπως είναι οι ΦοΣΕ φορτίων, στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας
✓ Καθίσταται δυνατή η εξισορρόπηση ισχύος χωρίς τη χρήση καυσίμων, εφόσον δεν απαιτείται η επιπρόσθετη ενεργοποίηση των συμβατικών μονάδων παραγωγής για εξισορρόπηση ισχύος

- **ΑΔΥΝΑΜΑ ΣΗΜΕΙΑ (WEAKNESSES)**

✓ Αυξημένο κόστος παροχής εξοπλισμού για τη συμμετοχή οικιακών πελατών σε προγράμματα απόκρισης ζήτησης των ΦοΣΕ φορτίων
✓ Ανάγκη για αρκετά εξιδεικευμένο προσωπικό που θα αναλαμβάνει την λειτουργία του ΦοΣΕ φορτίων
✓ Πιθανή δυσαρέσκεια μερίδας καταναλωτών που θα αναγκαστούν να μεταβάλλουν τις καταναλωτικές τους συνήθειες
✓ Υψηλή επένδυση για την έναρξη λειτουργίας του ΦοΣΕ φορτίων
✓ Η μειωμένη γνώση πολλών καταναλωτών σε σχέση με τη δυναμική λειτουργία της τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας απαιτεί την ενημέρωση και επιμόρφωσή τους από τους ΦοΣΕ φορτίων

- **ΕΥΚΑΙΡΕΙΕΣ (OPPORTUNITIES)**

✓ Ο ΦοΣΕ φορτίων μπορεί να εισέλθει και να αποτελέσει έναν ισχυρό παίκτη στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας
✓ Παρέχεται στους εμπόρους λιανικής αγοράς ένας μηχανισμός περορισμού του ρίσκου μέσω της βελτιστοποίησης του χαρτοφυλακίου τους
✓ Παρέχεται δυνατότητα εξισορρόπησης ενέργειας μέσω των υπηρεσιών απόκρισης ζήτησης, με αποτέλεσμα να μην είναι αναγκαία η δέσμευση επιπλέον μονάδων παραγωγής για επιπρόσθετη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας
✓ Συνεισφορά στη μακροπρόθεσμη μείωση της τιμής ηλεκτρικής ενέργειας
✓ Προσφορά των υπηρεσιών απόκρισης ζήτησης στις εταιρίες ηλεκτρικής ενέργειας, με αποτέλεσμα τη βελτίωση της αξιοπιστίας του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας

- ✓ Παροχή πληροφόρησης για τη συμπεριφορά των καταναλωτών στις εταιρίες ηλεκτρικής ενέργειας, εφόσον έχει χαρτογραφηθεί πλέον αναλυτικά η καμπύλη ζήτησης μέσω των ΦοΣΕ φορτίων
- ✓ Δίνεται η ευκαιρία εξοικονόμησης χρημάτων στους τελικούς καταναλωτές μέσω της συμμόρφωσής τους στα προγράμματα απόκρισης ζήτησης
- ✓ Αποφεύγονται ή αναστέλλονται τυχόν νέες επεκτάσεις ή/και αναβαθμίσεις των δικτύων διανομής, λόγω αυξημένης ζήτηση στις ώρες αιχμής

- **ΑΠΕΙΛΕΣ (THREATS)**

- ✓ Η μικρή μερίδα καταναλωτών που διαθέτουν κατάλληλες συσκευές, αλλά και η πιθανή έλλειψη υποδομών που συντελούν στην επικοινωνία μεταξύ ΦοΣΕ φορτίων και τελικών καταναλωτών, αποτελούν ρίσκο για την επιτυχή ανάπτυξη και λειτουργία του ΦοΣΕ
- ✓ Η απουσία νομικού πλαισίου σχετικά με τη λειτουργία των ΦοΣΕ φορτίων σε ορισμένες περιοχές μπορεί να αποτελέσει τροχοπέδη για την ανάπτυξη και την κερδοφορία τους
- ✓ Η κοινωνική αβεβαιότητα που επικρατεί γύρω από την λειτουργία των ΦοΣΕ φορτίων ίσως αποτρέψει την επιτυχή και γρήγορη επίτευξη των στόχων τους
- ✓ Η ανησυχία σχετικά με την πολιτική διαχείρισης προσωπικών δεδομένων, όπως είναι οι αναλυτικές πληροφορίες για την ημερήσια κατανάλωση ενός πελάτη, μπορεί να ενισχύσει την αβεβαιότητα της κοινωνίας

4.9. ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Η συμμετοχή των οικιακών, βιομηχανικών και εμπορικών καταναλωτών στα προγράμματα απόκρισης ζήτησης που προσφέρουν οι ΦοΣΕ φορτίων συντελούν στον περιορισμό της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας τις ώρες αιχμής. Πλέον οι εταιρίες ηλεκτρικής ενέργειας και οι ρυθμιστικές αρχές ενέργειας μπορούν να λάβουν υπόψη έναν νέο παίκτη στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Με την επισύναψη κατάλληλων συμβολαίων μεταξύ ΦοΣΕ φορτίων και εταιρίας ηλεκτρικής ενέργειας, αλλά και μεταξύ ΦοΣΕ φορτίων και καταναλωτών, καθίσταται δυνατή η μείωση του λειτουργικού κόστους της εταιρίας ηλεκτρικής ενέργειας, η χρηματική ανταμοιβή των τελικών καταναλωτών και η κερδοφορία του ΦοΣΕ. Το παραπάνω συμπέρασμα θα επιβεβαιωθεί και με την προσομοίωση που έχει διεξαχθεί σε πραγματικό δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας στο Κεφάλαιο 9.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ
5

ΜΑΘΗΜΑΤΙΚΗ ΔΙΑΤΥΠΩΣΗ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΩΝ ΒΕΛΤΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗΣ

5.1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Το παρόν κεφάλαιο πραγματεύεται μία ανάλυση ορισμένων κατηγοριών γραμμικών και μη γραμμικών προβλημάτων βελτιστοποίησης. Στόχος είναι η εξοικείωση του αναγνώστη με αυτά τα προβλήματα, προκειμένου στη συνέχεια να γίνει κατανοητή η ανάπτυξη και η επίλυση του μαθηματικού μοντέλου που παρουσιάζεται στο Κεφάλαιο 6, το οποίο βελτιστοποιεί τη λειτουργία των ΦοΣΕ φορτίων σε δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας.

5.2. ΠΡΟΒΛΗΜΑ ΒΕΛΤΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗΣ – ΟΡΙΣΜΟΣ

Ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης ή αλλιώς ένα μαθηματικό πρόγραμμα είναι μία μαθηματική οντότητα που επιτρέπει τη μεγιστοποίηση ή την ελαχιστοποίηση μίας συγκεκριμένης αντικειμενικής συνάρτησης, υπό διάφορους περιορισμούς (ισοτικούς ή/και ανισοτικούς), όπως φαίνεται και στο Σχήμα 5.1. Η γενική μορφή ενός προβήματος βελτιστοποίησης είναι η ακόλουθη:

$$\min_{x} f(x) \tag{5.1α}$$

υπό τους περιορισμούς

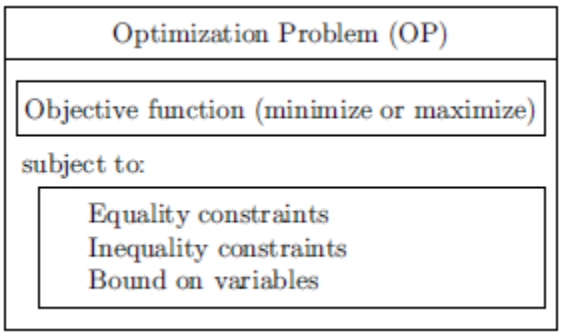
$$h(x) = 0 \tag{5.1β}$$

$$g(x) \le 0 \tag{5.1γ}$$

όπου $x \in \mathbb{R}^n$ το διάνυσμα προς βελτιστοποίηση, $f(x): \mathbb{R}^n \to \mathbb{R}$ η αντικειμενική συνάρτηση προς ελαχιστοποίηση, $h(x): \mathbb{R}^n \to \mathbb{R}^{m_E}$ οι συναρτήσεις που αντιπροσωπεύουν τους ισοτικούς περιορισμούς και $g(x): \mathbb{R}^n \to \mathbb{R}^{m_I}$ οι συναρτήσεις που αντιπροσωπεύουν τους ανισοτικούς περιορισμούς.

Σε ένα μαθηματικό πρόγραμμα ισχύουν τα ακόλουθα [54]:

- Οποιοδήποτε διάνυσμα $x \in \mathbb{R}^n$ που ικανοποιεί τις (5.1β) και (5.1γ) καλείται αποδεκτή λύση (feasible solution). Μία αποδεκτή λύση που ελαχιστοποιεί την (5.1α) καλείται βέλτιστη λύση (optimal solution) του προβλήματος. Αντικαθιστώντας τη βέλτιστη λύση στην αντικειμενική συνάρτηση προκύπτει η η βέλτιστη τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης.



Σχήμα 5.1: Γενική μορφή ενός προβλήματος βελτιστοποίησης [54]

- Το σύνολο όλων των $x \in \mathbb{R}^n$ που ικανοποιούν τις (5.1β) και (5.1γ) αποτελεί την περιοχή αποδεκτών λύσεων (feasible region).
- Η ελαχιστοποίηση της $f(x)$ ισοδυναμεί με τη μεγιστοποίηση της $-f(x)$.
- Υπάρχει ποικιλία αλγορίθμων, που είναι ικανοί να λύσουν αριθμητικά προβλήματα της μορφής (5.1α)–(5.1γ).

5.3. ΓΡΑΜΜΙΚΑ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΑ ΒΕΛΤΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗΣ

Μία πολύ συνηθισμένη κατηγορία προβλημάτων βελτιστοποίησης είναι τα γραμμικά προβλήματα ή προβλήματα γραμμικού προγραμματισμού (Linear Programming – LP). Η γενική τους μορφή είναι η ακόλουθη:

$$\min_x c^T x \tag{5.2α}$$

υπό τους περιορισμούς

$$Ax \geq b \tag{5.2β}$$

$$x \geq 0 \tag{5.2γ}$$

όπου $c \in \mathbb{R}^n, b \in \mathbb{R}^m, A \in \mathbb{R}^{m \times n}$ και το σύμβολο “ T ” δηλώνει τον ανάστροφο ενός πίνακα/διανύσματος. Το διάνυσμα προς βελτιστοποίηση είναι το $x \in \mathbb{R}^n$.

Μία εναλλακτική μορφή της $Ax \geq b$ θα μπορούσε να είναι η $Ax = b$ (χωρίς βλάβη της γενικότητας), θεωρώντας την ύπαρξη αντίστοιχων παραμέτρων και μεταβλητών προς βελτιστοποίηση που τελικά θα οδηγούσαν σε ισότητα αντί σε ανισότητα που υπάρχει στην (5.2β) [54].

5.4. ΣΥΝΘΗΚΕΣ KARUSH KUHN TUCKER

Οι συνθήκες Karush Kuhn Tucker (KKT Conditions) είναι συνθήκες που πρέπει να ικανοποιούν οι βέλτιστες λύσεις μίας μεγάλης γκάμας κατηγοριών προβλημάτων βελτιστοποίησης. Σε ορισμένα προβλήματα, οι συνθήκες KKT δεν μπορούν ουσιαστικά να σχηματιστούν και σαν αποτέλεσμα αδυνατούν να περιγράψουν τις βέλτιστες λύσεις.

Γενικά, οι συνθήκες KKT είναι αναγκαίες αλλά όχι ικανές συνθήκες, δηλαδή οι λύσεις που τις ικανοποιούν δεν είναι απαραίτητα οι βέλτιστες λύσεις του προβλήματος, αλλά οι βέλτιστες λύσεις του προβλήματος πρέπει να τις ικανοποιούν. Οι συνθήκες KKT είναι πρώτης τάξης, δηλαδή σχηματίζονται με χρήση πρώτης παραγώγου των διανυσμάτων.

Για το σχηματισμό των συνθηκών KKT ορίζεται αρχικά η Λαγκρατζιανή συνάρτηση του προβλήματος βελτιστοποίησης (5.1α)–(5.1γ):

$$L = f(x) + \lambda^T h(x) + \mu^T g(x) \tag{5.3}$$

όπου $f(x), g(x)$ και $h(x)$ είναι συνεχώς διαφορίσιμες στην περιοχή αποδεκτών λύσεων (feasible region) ($x \in \{x | h(x) = 0, g(x) \le 0\}$

Οι συνθήκες KKT του προβλήματος βελτιστοποίησης (5.1α)–(5.1γ) σχηματίζονται ως ακολούθως:

$$\nabla_x f(x) + \lambda^T \nabla_x h(x) + \mu^T \nabla_x g(x) = 0 \tag{5.4α}$$

$$h(x) = 0 \tag{5.4β}$$

$$g(x) \le 0 \tag{5.4γ}$$

$$\mu^T g(x) = 0 \tag{5.4δ}$$

$$\mu \ge 0 \tag{5.4ε}$$

όπου $\lambda \in \mathbb{R}^{m_E}$ και $\mu \in \mathbb{R}^{m_I}$ είναι οι πολλαπλασιαστές Lagrange που αντιστοιχούν στα διανύσματα των ισοτικών και ανισοτικών περιορισμών του αρχικού προβλήματος. Το σύμβολο "∇_x" δηλώνει την κλίση (gradient) ως προς τη μεταβλητή x.

Η (5.4α) δείχνει ότι η κλίση (ανάδελτα) ως προς x της Λαγκρατζιανής συνάρτησης του αρχικού προβλήματος σε μία βέλτιστη λύση x^* πρέπει να ισούται με το μηδέν. Ο περιορισμός (5.4β) είναι ο γνωστός ισοτικός περιορισμός. Όμοια, ο (5.4γ) είναι ο ανισοτικός περιορισμός του αρχικού προβλήματος. Στην (5.4δ) ισχύει ότι το εσωτερικό γινόμενο μεταξύ του ανάστροφου διανύσματος του πολλαπλασιαστή Lagrange μ και του διανύσματος των ανισοτικών περιορισμών $g(x)$ είναι μηδέν. Η (5.4ε) δηλώνει ότι ο πολλαπλασιαστής Lagrange μ είναι μη αρνητικός. Μία συντομογραφία που συχνά συναντάται στη βιβλιογραφία για τις συνθήκες (5.4γ)–(5.4ε) είναι η:

$$0 \le \mu \perp g(x) \le 0 \tag{5.5}$$

Σε ένα πρόβλημα της μορφής (5.1α)–(5.1γ) που πληροί τις συνθήκες κυρτότητας (convexity conditions), για να είναι ένα διάνυσμα x βέλτιστη λύση, θα πρέπει να ικανοποιεί τις συνθήκες KKT (5.4α)–(5.4ε). Η έννοια της κυρτότητας απεικονίζεται στο Σχήμα 5.2. Ο πολλαπλασιαστής Lagrange λ εκφράζει ταυτόχρονα και το διάνυσμα ευαισθησίας της βέλτιστης λυσης [54], [55].

5.4.1. ΚΡΙΤΗΡΙΑ ΑΝΑΓΚΑΙΟΤΗΤΑΣ ΣΥΝΘΗΚΩΝ ΚΚΤ

Οι συνθήκες ΚΚΤ είναι γενικά αναγκαίες, αλλά όχι ικανές σε ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης. Για να έχει νόημα η χρήση των συνθηκών ΚΚΤ, πρέπει οι περιορισμοί του αρχικού προβλήματος (5.1α)–(5.1γ) να ικανοποιούν ορισμένα κριτήρια πάνω στη βέλτιστη λύση. Με άλλα λόγια, οι λύσεις που προκύπτουν από τις συνθήκες ΚΚΤ ανταποκρίνονται στη βέλτιστη λύση του προβλήματος βελτιστοποίησης, όταν στο τελευταίο οι περιορισμοί ικανοποιούν τα κριτήρια αυτά. Έχει αποδειχθεί ότι μία μεγάλη ποικιλία προβλημάτων βελτιστοποίησης ικανοποιεί τα συγκεκριμένα κριτήρια, με αποτέλεσμα να εξασφαλίζεται η αναγκαιότητα των συνθηκών ΚΚΤ. Υπάρχει πληθώρα διαφορετικών κριτηρίων αναγκαιότητας, τα οποία πρέπει να ικανοποιούν οι περιορισμοί ενός προβλήματος. Τέτοια μπορεί να είναι τα κριτήρια της γραμμικής ανεξαρτησίας (Linear Independence Constraint Qualification – LICQ), σύμφωνα με τα οποία: αν οι κλήσεις των α) ισοτικών περιορισμών $h(x)=0$ και των β) ανισοτικών περιορισμών $g(x)\le 0$ είναι μεταξύ τους γραμμικά ανεξάρτητες σε ένα δεδομένο διάνυσμα αποδεκτής λύσης (feasible solution) x, τότε το διάνυσμα αυτό καλείται κανονικό (regular), και πληρείται το κριτήριο της γραμμικής ανεξαρτησίας [54].

5.4.2. ΚΡΙΤΗΡΙΑ ΙΚΑΝΟΤΗΤΑΣ ΣΥΝΘΗΚΩΝ ΚΚΤ

Παρακάτω δίνονται τα κριτήρια, με βάση τα οποία οι συνθήκες ΚΚΤ μπορούν να κριθούν αναγκαίες και ικανές για την επίλυση ενός προβλήματος βελτιστοποίησης. Μιά λύση x ενός προβλήματος βελτιστοποίησης της μορφής (5.1α)–(5.1γ), το οποίο πληρεί τα κριτήρια αναγκαιότητας των ΚΚΤ συνθηκών, και όπου η $f(x)$ είναι συνεχώς διαφορίσιμη και κυρτή συνάρτηση και οι περιορισμοί $h(x)=0$, $g(x)\le 0$ συνιστούν ένα κυρτό σύνολο (convex set), είναι βέλτιστη.

Επιπλέον, η κάτωθι συνθήκη εγγυάται ότι η x είναι βέλτιστη λύση:

$$\nabla_x^2 f(x)+\lambda^{\mathrm{T}}\nabla_x^2 h(x)+\mu^{\mathrm{T}}\nabla_x^2 g(x)>0 \tag{5.6}$$

στο υποδιάστημα $\left\{y:\nabla_x h(x)\,y=0;\nabla_x g_j(x)\,y=0,\forall j\in J\right\}, J=j:g_j(x)=0,\mu_j>0$

Σημειώνεται ότι $\left\{y:\nabla_x h(x)\,y=0;\nabla_x g_j(x)\,y=0,\forall j\in J\right\}, J=j:g_j(x)=0,\mu_j>0$ είναι το εφαπτόμενο υπερεπίπεδο στο x και ότι $\lambda^{\mathrm{T}}\nabla_x^2 h(x)=\sum_{i=1}^{m_E}\lambda_i^{\mathrm{T}}\nabla_x^2 h_i(x)$, δηλαδή η Hessian της Λαγκρατζιανής στο x πρέπει να είναι θετικά ορισμένη στο εφαπτόμενο υπερεπίπεδο στο x.

Παρατηρείται ότι τα κριτήρια ικανότητας των συνθηκών ΚΚΤ είναι δεύτερης τάξης, αφού βασίζονται στις δεύτερες παραγώγους (Hessians) [54].

Def. A set $C \subset \mathcal{R}^n$ is *convex* if $\lambda x + (1-\lambda)y \in C,\ \forall x, y \in C,\ \forall \lambda \in [0,1]$.

Convex set Nonconvex set

Def. Let C be a convex subset of $\mathcal{R}^n$. A function $f : C \mapsto \mathcal{R}$ is *convex* if $f(\lambda x + (1-\lambda)y) \leq \lambda f(x) + (1-\lambda)f(y),\ \forall x, y \in C,\ \forall \lambda \in [0,1]$.

Convex function Nonconvex function

Σχήμα 5.2: Ορισμοί του κυρτού συνόλου και της κυρτής συνάρτησης

5.5. ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΑ ΙΣΟΡΡΟΠΙΑΣ (EQUILIBRIUM PROBLEMS)

Ένα πρόβλημα ισορροπίας (Equilibrium Problem – EP) ορίζεται ως μία μαθηματική οντότητα που αποτελείται από τη συνδεδεμένη μελέτη πολλών συσχετισμένων προβλημάτων βελτιστοποίησης. Η γενικευμένη μορφή του είναι η ακόλουθη:

Έστω τα $i = 1, 2, \ldots, n$ προβλήματα

$$f^i\left(x^1, \ldots, x^n\right) \tag{5.7α}$$

υπό τους περιορισμούς

$$h^i\left(x^1, \ldots, x^n\right) = 0 \tag{5.7β}$$

$$g^i\left(x^1, \ldots, x^n\right) \leq 0 \tag{5.7γ}$$

Το διάνυσμα $x^i \in \mathbb{R}^{n^i}$ περιέχει το σύνολο των μεταβλητών προς βελτιστοποίηση του i-οστού προβλήματος. Θέτοντας $n_T = \sum_{i=1}^{n} n^i$, η αντικειμενική συνάρτηση και οι περιορισμοί του i-οστού προβλήματος ορίζονται ως: $f^i : \mathbb{R}^{n_T} \to \mathbb{R}$, $h^i : \mathbb{R}^{n_T} \to \mathbb{R}^{m_E^i}$ και $h^i : \mathbb{R}^{n_T} \to \mathbb{R}^{m_I^i}$. Παρόλο που οι μεταβλητές απόφασης του i-οστού προβλήματος είναι αυτές στο διάνυσμα x^i, τόσο η αντικειμενική συνάρτηση όσο και οι περιορισμοί του συγκεκριμένου προβλήματος εξαρτώνται από τις μεταβλητές

απόφασης όλων των $i = 1, 2, \ldots, n$ προβλημάτων. Το γεγονός αυτό καθιστά τα $i = 1, 2, \ldots, n$ προβλήματα συσχετιζόμενα μεταξύ τους, με αποτέλεσμα να σχηματίζεται ένα συνολικό πρόβλημα ισορροπίας (5.7α)–(5.7γ). Η συγκεκριμένη μορφή προβλήματος (5.7α)–(5.7γ) αποτελεί ένα παράδειγμα-περίπτωση του Γενικευμένου Προβλήματος Ισορροπίας Nash (Generalised Nash Equilibrium Problem – GNEP). Σε ένα GNEP, κάθε σύνολο περιορισμών του ενός παίκτη εξαρτάται από τις αποφάσεις των αντιπάλων παικτών, δηλαδή οι δράσεις των άλλων παικτών δεν θεωρούνται σταθερές και γνωστές κατά τη διαμόρφωση των αποφάσεων ενός παίκτη [56].

Το πρόβλημα ισορροπίας (5.7α)–(5.7γ) αναδιαμορφώνεται λύνοντας από κοινού τις συνθήκες KKT των n προβλημάτων, εφόσον πληρούνται τα κριτήρια αναγκαιότητας και ικανότητας που διατυπώθηκαν στην Ενότητα 5.4.1 και στην Ενότητα 5.4.2, αντίστοιχα:

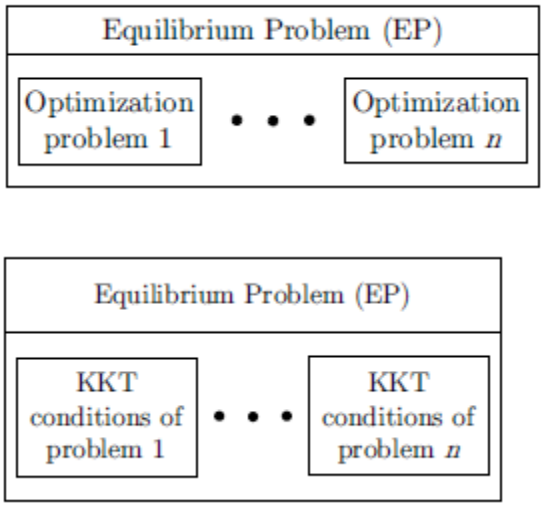
$$\nabla_{x^i} f^i\left(x^1, \ldots, x^n\right) + \lambda^{i^T} \nabla_{x^i} h^i\left(x^1, \ldots, x^n\right) + \mu^{i^T} \nabla_{x^i} g^i\left(x^1, \ldots, x^n\right) = 0 \quad i = 1, \ldots, n \tag{5.8α}$$

$$h^i\left(x^1, \ldots, x^n\right) = 0 \quad i = 1, \ldots, n \tag{5.8β}$$

$$0 \le \mu^i \perp -g\left(x^1, \ldots, x^n\right) \ge 0 \quad i = 1, \ldots, n \tag{5.8γ}$$

όπου $\lambda^i \in \mathbb{R}^{m_E^i}$ και $\mu^i \in \mathbb{R}^{m_I^i}$ είναι τα διανύσματα των πολλαπλασιαστών Lagrange που αφορούν τους ισοτικούς/ανισοτικούς περιορισμούς του i-οστού αρχικού προβλήματος, αντίστοιχα [54].

Στο Σχήμα 5.3 δίνεται η γενικευμένη μορφή ενός EP με την κλασσική μορφή των συσχετιζόμενων προβλημάτων και με τη μορφή των συσχετισμένων συνθηκών KKT των προβλημάτων.



Σχήμα 5.3: Γενική μορφή ενός EP και ισοδύναμη μορφή του μέσω συνθηκών KKT [54]

5.6. ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΑ ΔΥΟ ΕΠΙΠΕΔΩΝ

Τα προβλήματα βελτιστοποίησης που έχουν ως περιορισμούς άλλα προβλήματα βελτιστοποίησης (Otimization Problems Constained by Other Optimization Problems – OPcOP) συναντώνται πολύ συχνά, κυρίως σε μοντέλα που περιγράφουν τη συμπεριφορά των αγορών. Γενικά, ένας μετέχων σε μία αγορά καλείται να λάβει τις βέλτιστες αποφάσεις, λαμβάνοντας υπόψη την ισορροπία της αγοράς (equilibrium of the market). Πολλά προβλήματα λήψης βέλτιστων αποφάσεων (πχ μεγιστοποίηση του κέρδους) έχουν ως περιορισμούς κάποιο πρόβλημα ισορροπίας EP, το οποίο με τη σειρά του αποτελεί συστοιχία πολλών προβλημάτων βελτιστοποίησης. Η γενική μορφή ενός OPcOP είναι η ακόλουθη:

$$\min_{\{x\}\cup\{x^1,\dots,x^n\}\cup\{\lambda^1,\dots,\lambda^n,\mu^1,\dots,\mu^n\}} f\left(x, x^1,\dots,x^n,\lambda^1,\dots,\lambda^n,\mu^1,\dots,\mu^n\right) \tag{5.9α}$$

υπό τους περιορισμούς

$$h(x, x^1,\dots,x^n,\lambda^1,\dots,\lambda^n,\mu^1,\dots,\mu^n) = 0 \tag{5.9β}$$

$$g(x, x^1,\dots,x^n,\lambda^1,\dots,\lambda^n,\mu^1,\dots,\mu^n) \le 0 \tag{5.9γ}$$

$$\min_{x^1} f^1(x, x^1,\dots,x^n)$$

υπό τους περιορισμούς

$$\begin{aligned} h^1(x, x^1,\dots,x^n) &= 0 && \left(\lambda^1\right) \\ g^1(x, x^1,\dots,x^n) &\le 0 && \left(\mu^1\right) \end{aligned} \tag{5.9δ}$$

.
.
.

$$\min_{x^i} f^i(x, x^1,\dots,x^n)$$

υπό τους περιορισμούς

$$\begin{aligned} h^i(x, x^1,\dots,x^n) &= 0 && \left(\lambda^i\right) \\ g^i(x, x^1,\dots,x^n) &\le 0 && \left(\mu^i\right) \end{aligned} \tag{5.9ε}$$

.
.
.

$$\min_{x^n} f^n(x, x^1,\dots,x^n)$$

υπό τους περιορισμούς

$$\begin{aligned} h^n(x, x^1,\dots,x^n) &= 0 && \left(\lambda^n\right) \\ g^n(x, x^1,\dots,x^n) &\le 0 && \left(\mu^n\right) \end{aligned} \tag{5.9στ}$$

Το πρόβλημα που δίνεται από τις (5.9α)–(5.9γ) καλείται πρόβλημα άνω-επιπέδου (upper-level problem) και τα (5.9δ)–(5.9στ) καλούνται προβλήματα κάτω-επιπέδου (lower-level problems).

Το διάνυσμα $x \in \mathbb{R}^{n^0}$ αφορά τις μεταβλητές προς βελτιστοποίηση του προβλήματος άνω-επιπέδου, ενώ το $x^i \in \mathbb{R}^{n^i}$ περιλαμβάνει τις μεταβλητές του i-οστού προβλήματος κάτω-επιπέδου. Τα διανύσματα

$\lambda^i \in \mathbb{R}^{m_E^i}$ και $\mu^i \in \mathbb{R}^{m_I^i}$ ορίζονται ως τα διανύσματα των δυϊκών μεταβλητών του i-οστού προβλήματος κάτω-επιπέδου. Για τις δυϊκές μεταβλητές των προβλημάτων κάτω-επιπέδου ισχύει ότι μπορούν να επηρεάσουν το άνω-επίπεδο, αλλά δεν ισχύει το ανάποδο, δηλαδή οι δυϊκές μεταβλητές του άνω-επιπέδου να ασκούν επιρροή στο κάτω-επίπεδο. Ο αριθμός μεταβλητών, που είναι σχετικές με το πρόβλημα στο άνω-επίπεδο είναι n^0, ενώ το πλήθος των μεταβλητών του i-οστού προβλήματος κάτω-επιπέδου είναι n^i. Τα m_E και m_i είναι αντίστοιχα το πλήθος των ισοτικών και ανισοτικών περιορισμών του i-οστού προβλήματος κάτω-επιπέδου. Θέτοντας $n_G = \sum_{i=0}^{n} n^i$, $m_{GE} = \sum_{i=1}^{n} m_E^i$ και $m_{GI} = \sum_{i=1}^{n} m_I^i$, η αντικειμενική συνάρτηση, οι περιορισμοί του προβλήματος άνω-επιπέδου χαρακτηρίζονται ως εξής:

$$f\left(x, x^1, ..., x^n, \lambda^1, ..., \lambda^n, \mu^1, ..., \mu^n\right): \mathbb{R}^{n_G} \times \mathbb{R}^{m_{GE}} \times \mathbb{R}^{m_{GI}} \to \mathbb{R}$$
$$h\left(x, x^1, ..., x^n, \lambda^1, ..., \lambda^n, \mu^1, ..., \mu^n\right): \mathbb{R}^{n_G} \times \mathbb{R}^{m_{GE}} \times \mathbb{R}^{m_{GI}} \to \mathbb{R}^{m_E}$$
$$g\left(x, x^1, ..., x^n, \lambda^1, ..., \lambda^n, \mu^1, ..., \mu^n\right): \mathbb{R}^{n_G} \times \mathbb{R}^{m_{GE}} \times \mathbb{R}^{m_{GI}} \to \mathbb{R}^{m_I}$$

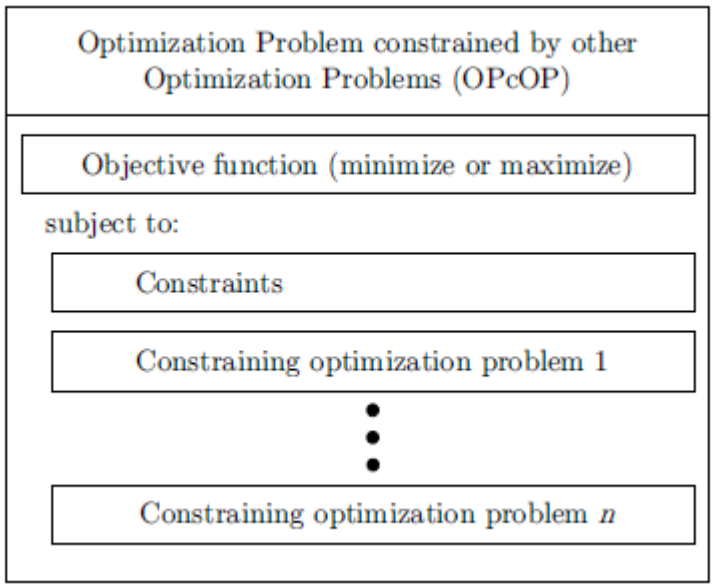
Ενώ η αντικειμενική συνάρτηση και οι περιορισμοί του i-οστού προβλήματος κάτω-επιπέδου ορίζονται ως εξής:

$$f^i\left(x, x^1, ..., x^n\right): \mathbb{R}^{n_G} \to \mathbb{R}$$
$$h^i\left(x, x^1, ..., x^n\right): \mathbb{R}^{n_G} \to \mathbb{R}^{m_E^i}$$
$$g^i\left(x, x^1, ..., x^n\right): \mathbb{R}^{n_G} \to \mathbb{R}^{m_I^i}$$

Εδώ αξίζει να σημειωθεί ότι παρόλο που οι μεταβλητές προς βελτιστοποίηση του i-οστού προβλήματος κάτω-επιπέδου είναι αυτές στο διάνυσμα x^i, η αντικειμενική συνάρτηση και οι περιορισμοί του εξαρτώνται από τις μεταβλητές βελτιστοποίησης του άνω-επιπέδου και όλων των προβλημάτων κάτω-επιπέδου x και x^i αντίστοιχα, $i = 1, ..., n$.

Όσον αφορά το πρόβλημα άνω-επιπέδου, αυτό εξαρτάται από τις μεταβλητές του x, αλλά και όλες τις μεταβλητές (κύριες και δυικές) των προβλημάτων κάτω-επιπέδου x^i, λ^i, μ^i, $i = 1, ..., n$. Έτσι όλα τα προβλήματα είναι συσχετιζόμενα μεταξύ τους [54].

Συνοπτικά, η μορφή ενός OPcOP απεικονίζεται στο Σχήμα 5.4.



Σχήμα 5.4: Γενική μορφή ενός OPcOP [54]

5.7. ΠΡΟΒΛΗΜΑ ΒΕΛΤΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗΣ ΜΕ ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΟΥΣ ΣΥΜΠΛΗΡΩΜΑΤΙΚΟΤΗΤΑΣ (MPCC)

Έστω το γενικευμένο πρόβλημα OPcOP της μορφής (5.9α)–(5.9στ). Σε περίπτωση που τα προβλήματα κάτω-επιπέδου είναι κυρτά (convex), τότε αυτά μπορούν να αντικατασταθούν από τις αντίστοιχες KKT συνθήκες τους. Το παραπάνω ισχύει διότι σύμφωνα με την Ενότητα 5.4.2, όταν ένα πρόβλημα ήδη ικανοποιεί τα κριτήρια αναγκαιότητας (Ενότητα 5.4.1) και είναι κυρτό, τότε οι συνθήκες KKT είναι αναγκαίες και ικανές για την εύρεση της βέλτιστης λύσης. Έτσι το OPcOP (5.9α)–(5.9στ) μετατρέπεται ως εξής:

$$\min_{\{x\}\cup\{x^1,\dots,x^n\}\cup\{\lambda^1,\dots,\lambda^n,\mu^1,\dots,\mu^n\}} f\left(x,x^1,\dots,x^n,\lambda^1,\dots,\lambda^n,\mu^1,\dots,\mu^n\right) \tag{5.10α}$$

υπό τους περιορισμούς

$$h(x,x^1,\dots,x^n,\lambda^1,\dots,\lambda^n,\mu^1,\dots,\mu^n)=0 \tag{5.10β}$$

$$g(x,x^1,\dots,x^n,\lambda^1,\dots,\lambda^n,\mu^1,\dots,\mu^n)\le 0 \tag{5.10γ}$$

$$\nabla_{x^i} f^i\left(x,x^1,\dots,x^n\right)+\lambda^{i^T}\nabla_{x^i}h^i\left(x,x^1,\dots,x^n\right)+\mu^{i^T}\nabla_{x^i}g^i\left(x,x^1,\dots,x^n\right)=0 \quad i=1,\dots,n \tag{5.10δ}$$

$$h^i(x,x^1,\dots,x^n)=0 \quad i=1,\dots,n \tag{5.10ε}$$

$$0\le\mu^i\perp -g^i(x,x^1,\dots,x^n)\ge 0 \quad i=1,\dots,n \tag{5.10στ}$$

Το παραπάνω καλείται Πρόβλημα Βελτιστοποίησης με Περιορισμούς Συμπληρωματικότητας (Mathematical Program with Complementarity Constraints – MPCC). Γενικά, η περιοχή σύγκλισης (feasible region) των (5.10δ)–(5.10στ) δεν είναι πάντα ένα κυρτό σύνολο. Επίσης, δεν είναι απαραίτητο ότι οι περιορισμοί (5.10στ) ικανοποιούν τα κριτήρια της Ενότητας 5.4.1, γεγονός που μπορεί να δυσκολέψει αρκετά την επίλυση του προβλήματος [54].

5.8. ΠΡΟΒΛΗΜΑ ΒΕΛΤΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗΣ ΜΕ ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΟΥΣ ΙΣΟΡΡΟΠΙΑΣ (MPEC)

Αν στο γενικευμένο OPcOP δύο-επιπέδων της μορφής (5.9α)–(5.9στ), τα προβλήματα βελτιστοποίησης του κάτω-επιπέδου (5.9δ)–(5.9στ) σχηματίζουν ένα ή περισσότερα προβλήματα ισορροπίας (Equilibrium Problems - EP), τότε το OPcOP καλείται Πρόβλημα Βελτιστοποίησης με Περιορισμούς Ισορροπίας (Mathematical Program with Equilibrium Constraints – MPEC). Για παράδειγμα, ένα EP που μπορεί να υπάρχει στο κάτω-επίπεδο είναι οι συνθήκες και οι περιορισμοί της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Παρακάτω δίνεται η μορφή ενός MPEC, όπου στο κάτω-επίπεδο υπάρχουν δύο προβλήματα βελτιστοποίησης, τα οποία συνιστούν ένα πρόβλημα EP:

$$\min_{\{x\}\cup\left\{x^1,x^2,\lambda^1,\lambda^2,\mu^1,\mu^2\right\}} f\left(x,x^1,x^2,\lambda^1,\lambda^2,\mu^1,\mu^2\right) \tag{5.11α}$$

υπό τους περιορισμούς

$$h(x,x^1,x^2,\lambda^1,\lambda^2,\mu^1,\mu^2)=0 \tag{5.11β}$$

$$\mathrm{g}(x,x^1,x^2,\lambda^1,\lambda^2,\mu^1,\mu^2)\le 0 \tag{5.11γ}$$

$$\min_{x^1} f^1(x,x^1,x^2)$$

υπό τους περιορισμούς

$$h^1(x,x^1,x^2)=0 \qquad \left(\lambda^1\right) \tag{5.11δ}$$

$$g^1(x,x^1,x^2)\le 0 \qquad \left(\mu^1\right)$$

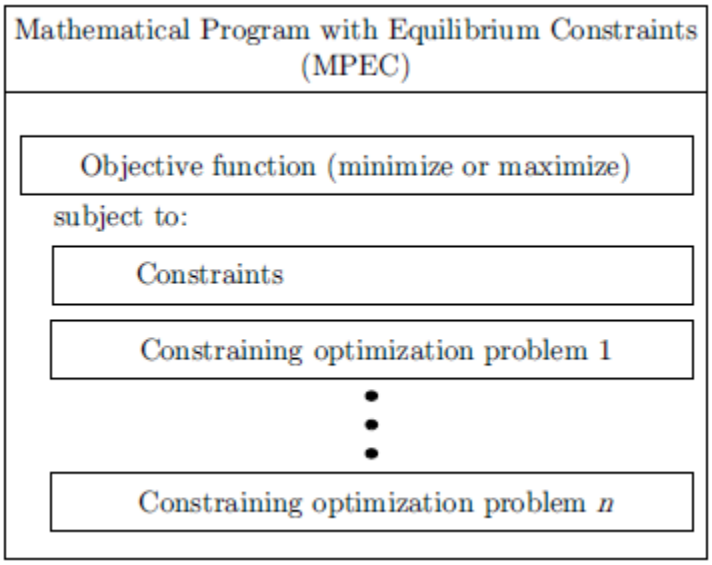
$$\min_{x^2} f^2(x,x^1,x^2)$$

υπό τους περιορισμούς

$$h^2(x,x^1,x^2)=0 \qquad \left(\lambda^2\right) \tag{5.11ε}$$

$$g^2(x,x^1,x^2)\le 0 \qquad \left(\mu^2\right)$$

Ισχύουν ακριβώς τα ίδια σύμφωνα με την Ενότητα 5.6. Το διάνυσμα $x\in\mathbb{R}^{n^0}$ αφορά τις μεταβλητές προς βελτιστοποίηση του προβλήματος άνω-επιπέδου, ενώ το $x^i\in\mathbb{R}^{n^i}$ περιλαμβάνει τις μεταβλητές του i-οστού προβλήματος κάτω-επιπέδου. Τα διανύσματα $\lambda^i\in\mathbb{R}^{m_E^i}$ και $\mu^i\in\mathbb{R}^{m_I^i}$ ορίζονται ως τα διανύσματα των δυϊκών μεταβλητών του i-οστού προβλήματος κάτω-επιπέδου. Αν στο συγκεκριμένο πρόβλημα (5.11α)-(5.11ε) τεθεί $n_g=\sum_{i=0}^{2}n^i$ και $n_G=n_g+\sum_{i=1}^{2}\left(m_E^i+m_I^i\right)$, τότε ορίζονται οι συναρτήσεις



Σχήμα 5.5: Γενική μορφή ενός MPEC [54]

του άνω-επιπέδου $f:\mathbb{R}^{n_G}\to\mathbb{R}$, $h:\mathbb{R}^{n_G}\to\mathbb{R}^{m_E}$, $g:\mathbb{R}^{n_G}\to\mathbb{R}^{m_I}$ και του κάτω-επιπέδου $f^i:\mathbb{R}^{n_g}\to\mathbb{R}$, $h^i:\mathbb{R}^{n_g}\to\mathbb{R}^{m_E^i}$, $g^i:\mathbb{R}^{n_g}\to\mathbb{R}^{m_I^i}$.

Εδώ αξίζει να σημειωθεί ότι παρόλο που οι μεταβλητές προς βελτιστοποίηση του i-οστού προβλήματος κάτω-επιπέδου είναι αυτές στο διάνυσμα x^i, η αντικειμενική συνάρτηση και οι περιορισμοί του εξαρτώνται από τις μεταβλητές βελτιστοποίησης του άνω-επιπέδου και όλων των προβλημάτων κάτω-επιπέδου. Όσον αφορά το πρόβλημα άνω-επιπέδου, αυτό εξαρτάται από τις μεταβλητές του x, αλλά και από όλες τις μεταβλητές (κύριες και δυϊκές) των προβλημάτων κάτω-επιπέδου x^i, λ^i, μ^i, για $i=1,2$. Έτσι, όλα τα προβλήματα είναι συσχετιζόμενα μεταξύ τους. Στο Σχήμα 5.5 παρουσιάζεται η γενική μορφή ενός MPEC με n προβλήματα κάτω-επιπέδου που παριστάνουν EP προβλήματα.

Στην περίπτωση που τα προβλήματα κάτω-επιπέδου είναι κυρτά (convex), τότε σύμφωνα με την Ενότητα 5.4.2 μπορούν να αντικατασταθούν από τις αντίστοιχες συνθήκες KKT. Έτσι, για παράδειγμα, το πρόβλημα MPEC (5.11α)–(5.11ε) μετασχηματίζεται ως εξής:

$$\min_{x,x^1,x^2,\lambda^1,\lambda^2,\mu^1,\mu^2} f\left(x,x^1,x^2,\lambda^1,\lambda^2,\mu^1,\mu^2\right) \tag{5.12α}$$

υπό τους περιορισμούς

$$h(x,x^1,x^2,\lambda^1,\lambda^2,\mu^1,\mu^2)=0 \tag{5.12β}$$

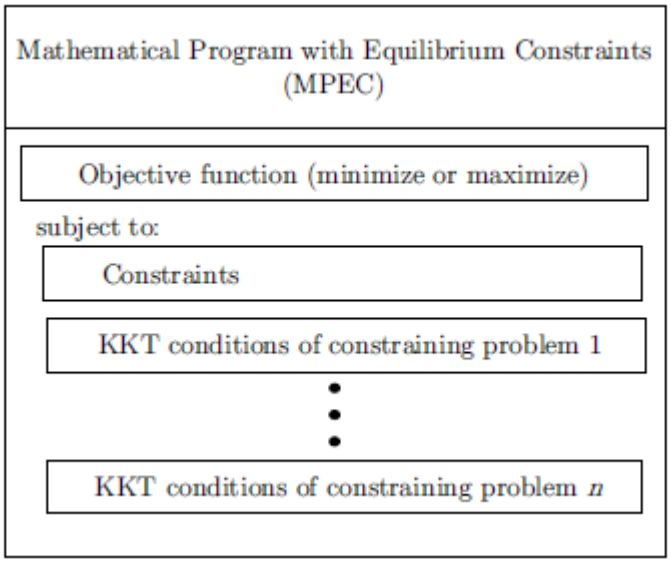
$$g(x,x^1,x^2,\lambda^1,\lambda^2,\mu^1,\mu^2)\le 0 \tag{5.12γ}$$

$$\nabla_{x^1} f^1\left(x,x^1,x^2\right)+\lambda^{1^T}\nabla_{x^1}h^1\left(x,x^1,x^2\right)+\mu^{1^T}\nabla_{x^1}g^1\left(x,x^1,x^2\right)=0 \tag{5.12δ}$$

$$\nabla_{x^2} f^2\left(x,x^1,x^2\right)+\lambda^{2^T}\nabla_{x^2}h^2\left(x,x^1,x^2\right)+\mu^{2^T}\nabla_{x^2}g^2\left(x,x^1,x^2\right)=0 \tag{5.12ε}$$

$$h^1(x,x^1,x^2)=0 \tag{5.12στ}$$

$$h^2(x,x^1,x^2)=0 \tag{5.12ζ}$$



Σχήμα 5.6: Ισοδύναμη μορφή του MPEC μέσω συνθηκών KKT [54].

$$0 \le \mu^1 \perp g^1(x, x^1, x^2) \le 0 \tag{5.12η}$$

$$0 \le \mu^2 \perp g^2(x, x^1, x^2) \le 0 \tag{5.12θ}$$

Σχηματίζεται λοιπόν ένα MPCC (Ενότητα 5.7). Γενικά, η περιοχή σύγκλισης των (5.12δ)–(5.12θ) δεν είναι πάντα ένα κυρτό σύνολο. Επίσης, δεν είναι απαραίτητο ότι οι περιορισμοί (5.12η)–(5.12θ) ικανοποιούν τα κριτήρια της Ενότητας 5.4.2, γεγονός που μπορεί να δυσκολέψει την επίλυση του προβλήματος [54]. Η παραπάνω διαδικασία απεικονίζεται και στο Σχήμα 5.6.

5.9. ΠΡΟΒΛΗΜΑ ΒΕΛΤΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗΣ ΜΕ ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΟΥΣ ΑΠΟ ΓΡΑΜΜΙΚΑ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΑ ΒΕΛΤΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗΣ (OPcLP)

Η γενική μορφή ενός προβλήματος βελτιστοποίησης με περιορισμούς από γραμμικά προβλήματα βελτιστοποίησης (Optimization Problem Constrained by Linear Problems – OPcLP) είναι η ακόλουθη:

$$\min_{\{x\}\cup\{x^1,\dots,x^n\}\cup\{\lambda^1,\dots,\lambda^n,\mu^1,\dots,\mu^n\}} f\left(x, x^1, \dots, x^n, \lambda^1, \dots, \lambda^n, \mu^1, \dots, \mu^n\right) \tag{5.13α}$$

υπό τους περιορισμούς

$$h(x, x^1, \dots, x^n, \lambda^1, \dots, \lambda^n, \mu^1, \dots, \mu^n) = 0 \tag{5.13β}$$

$$\mathrm{g}(x, x^1, \dots, x^n, \lambda^1, \dots, \lambda^n, \mu^1, \dots, \mu^n) \le 0 \tag{5.13γ}$$

$$\min_{x^1} c^1\left(z^1\right)^T x^1$$

υπό τους περιορισμούς

$$A^1\left(z^1\right)x^1 \ge b^1\left(z^1\right) \qquad \left(\mu^1\right) \tag{5.13δ}$$

$$x^1 \ge 0$$

.

$$\vdots$$

$$\min_{x^i} c^i\left(z^i\right)^T x^i$$

υπό τους περιορισμούς

$$A^i\left(z^i\right)x^i \geq b^i\left(z^i\right) \qquad \left(\mu^i\right) \tag{5.13ε}$$

$$x^i \geq 0$$

$$\vdots$$

$$\min_{x^n} c^n\left(z^n\right)^T x^n$$

υπό τους περιορισμούς

$$A^n\left(z^n\right)x^n \geq b^n\left(z^n\right) \qquad \left(\mu^n\right) \tag{5.13στ}$$

$$x^n \geq 0$$

όπου $z^i = \left[x^{\mathrm{T}} x^{1^{\mathrm{T}}} \ldots x^{i-1^T} x^{i+1^{\mathrm{T}}} \ldots x^{n^{\mathrm{T}}}\right]^{\mathrm{T}}$.

Οι συναρτήσεις $f\left(x, x^1, \ldots, x^n, \lambda^1, \ldots, \lambda^n, \mu^1, \ldots, \mu^n\right)$, $h\left(x, x^1, \ldots, x^n, \lambda^1, \ldots, \lambda^n, \mu^1, \ldots, \mu^n\right)$, $g\left(x, x^1, \ldots, x^n, \lambda^1, \ldots, \lambda^n, \mu^1, \ldots, \mu^n\right)$, καθώς και τα διανύσματα x, x^i και μ^i έχουν οριστεί σύμφωνα με το OPcOP (5.9α)–(5.9στ). Το διάνυσμα $c^i\left(z^i\right) \in \mathbb{R}^{n^i}$, ο πίνακας $A^i\left(z^i\right) \in \mathbb{R}^{m_I^i \times n^i}$ και το διάνυσμα $b^i\left(z^i\right) \in \mathbb{R}^{m_I^i}$ αναπαριστούν τους συντελεστές της αντικειμενικής συνάρτησης, τον πίνακα περιορισμών και τις σταθερές τιμές του δεξιού μέλους των εξισώσεων-ανισώσεων, αντίστοιχα. Ο λόγος που ένα γραμμικό πρόβλημα κάτω-επιπέδου έχει έρθει σε αυτή την κανονική μορφή είναι για διευκόλυνση στην αναπαράσταση του δυϊκού του προβλήματος, η οποία θα παρουσιαστεί στην Ενότητα 5.10 [54].

5.10. ΚΑΤΑΣΚΕΥΗ ΔΥΪΚΟΥ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ ΕΝΟΣ ΓΡΑΜΜΙΚΟΥ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ ΒΕΛΤΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗΣ

Έστω ένα γραμμικό πρόβλημα βελτιστοποίησης της μορφής (5.2α)–(5.2γ). Το δυϊκό πρόβλημα (dual problem) του αρχικού σχηματίζεται ως εξής:

$$L(x,u) = c^T x + u^T(b - Ax) \Leftrightarrow L(x,u) = u^T b + (c - A^T u)^T x \tag{5.14}$$

$$L^*(u) = \inf_{x \in \mathbb{R}^n} L\left(x,u\right) = \begin{cases} -\infty, \alpha\nu A^T u \neq c \\ u^T b, \alpha\nu A^T u = c \end{cases} \tag{5.15}$$

$$\begin{aligned} &\left(D\right) \max_{u \geq 0} L^*\left(u\right) = \max u^T b \\ &s.t. \\ &A^T u = c \\ &u \geq 0 \end{aligned} \tag{5.16}$$

Υπολογίζεται σε πρώτο στάδιο η Λαγκρατζιανή συνάρτηση (5.14) και έπειτα η αντικειμενική συνάρτηση του δυϊκού προβλήματος (5.15). Έτσι προκύπτει το ζητούμενο δυϊκό πρόβλημα, που δίνεται από την (5.16), όπως παρουσιάζεται στις εργασίες [57], [58].

5.11. ΠΡΟΒΛΗΜΑ ΒΕΛΤΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗΣ ΜΕ ΠΡΩΤΕΥΟΝΤΕΣ ΚΑΙ ΔΥΪΚΟΥΣ ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΟΥΣ

Έστω ένα πρόβλημα OPcOP της μορφής (5.9α)–(5.9στ) που έχει γραμμικά προβλήματα κάτω-επιπέδου. Με βάση την Ενότητα 5.9 μετασχηματίζεται στην κανονική μορφή OPcLP (5.13α)–(5.13στ). Αν τα προβλήματα κάτω-επιπέδου αντικατασταθούν από τους αρχικούς-πρωτεύοντες περιορισμούς τους, τους δυϊκούς περιορισμούς αυτών και το θεώρημα ισχυρής σύνδεσης πρωτεύοντος-δυϊκού προβλήματος (strong duality theorem), τότε προκύπτει η παρακάτω μορφή:

$$\min_{\{x\}\cup\{x^1,\dots,x^n\}\cup\{\lambda^1,\dots,\lambda^n,\mu^1,\dots,\mu^n\}} f\left(x,x^1,\dots,x^n,\lambda^1,\dots,\lambda^n,\mu^1,\dots,\mu^n\right) \tag{5.17α}$$

υπό τους περιορισμούς

$$h(x,x^1,\dots,x^n,\lambda^1,\dots,\lambda^n,\mu^1,\dots,\mu^n)=0 \qquad (\alpha) \tag{5.17β}$$

$$g(x,x^1,\dots,x^n,\lambda^1,\dots,\lambda^n,\mu^1,\dots,\mu^n)\le 0 \qquad (\beta) \tag{5.17γ}$$

$$\begin{aligned}
c^1\left(z^1\right)^T x^1 &= b^1\left(z^1\right)^T \mu^1 && \left(\delta^1\right)\\
A^1\left(z^1\right)x^1 &\ge b^1\left(z^1\right) && \left(\varphi^1\right)\\
x^1 &\ge 0 && \left(\gamma^1\right)\\
A^1\left(z^1\right)^T \mu^1 &\le c^1\left(z^1\right) && \left(\eta^1\right)\\
\mu^1 &\ge 0 && \left(\rho^1\right)\\
&\vdots\\
c^i\left(z^i\right)^T x^i &= b^i\left(z^i\right)^T \mu^i && \left(\delta^i\right)\\
A^i\left(z^i\right)x^i &\ge b^i\left(z^i\right) && \left(\varphi^i\right)\\
x^i &\ge 0 && \left(\gamma^i\right)\\
A^i\left(z^i\right)^T \mu^i &\le c^i\left(z^i\right) && \left(\eta^i\right)\\
\mu^i &\ge 0 && \left(\rho^i\right)\\
&\vdots\\
c^n\left(z^n\right)^T x^n &= b^n\left(z^n\right)^T \mu^n && \left(\delta^n\right)\\
A^n\left(z^n\right)x^n &\ge b^n\left(z^n\right) && \left(\varphi^n\right)
\end{aligned}$$

(5.17δ)

(5.17ε)

(5.17στ)

$$x^n \geq 0 \qquad \left(\gamma^n\right)$$

$$A^n\left(z^n\right)^T \mu^n \leq c^n\left(z^n\right) \qquad \left(\eta^n\right)$$

$$\mu^n \geq 0 \qquad \left(\rho^n\right)$$

όπου $z^i = \left[x^{\mathrm{T}} x^{1^{\mathrm{T}}} \ldots x^{i-1^T} x^{i+1^{\mathrm{T}}} \ldots x^{n^{\mathrm{T}}}\right]^{\mathrm{T}}$. Η παραπάνω μορφή ονομάζεται Πρόβλημα Βελτιστοποίησης με Πρωτεύοντες και Δυϊκούς Περιορισμούς (Mathematical Program with Primal and Dual Constraints – MPPDC). Τα αντίστοιχα διανύσματα που εκφράζουν τους νέους περιορισμούς του MPPDC προβλήματος συμβολίζονται με ελληνικούς χαρακτήρες, συνήθως μέσα σε παρένθεση. Όσον αφορά τις διαστάσεις τους, αυτές είναι: $\delta^i \in \mathbb{R}$, $\varphi^i \in \mathbb{R}^{m_I^i}$, $\gamma^i \in \mathbb{R}^{n^i}$, $\eta^i \in \mathbb{R}^{n^i}$ και $\rho^i \in \mathbb{R}^{m_I^i}$.

Στο πρόβλημα MPPDC (5.17α)-(5.17στ) παρατηρείται ότι οι πρωτεύοντες περιορισμοί είναι μόνο ανισώσεις της μορφής "$\geq$". Σε περίπτωση που υπάρχουν πρωτεύοντες περιορισμοί "$\leq$", αυτοί πρέπει να μετατραπούν σε "$\geq$" πρώτα προκειμένου το πρόβλημα να έρθει στη μορφή (5.17α)-(5.17στ).

Μία πολύ σημαντική παρατήρηση που αξίζει να σημειωθεί, είναι ότι σε πολλές περιπτώσεις οι συνθήκες KKT είναι δύσκολες αριθμητικά, με αποτέλεσμα η προσέγγιση ενός OPcOP προβλήματος μέσω MPCC να θεωρείται δύσκολη για την εύρεση της βέλτιστης λύσης. Η προσέγγιση όμως ενός προβλήματος OPcOP μέσω MPPDC οδηγεί γενικά πιο γρήγορα στη βέλτιστη λύση [54], [57], [58].

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6

ΜΑΘΗΜΑΤΙΚΟ ΜΟΝΤΕΛΟ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΦΟΣΕ ΦΟΡΤΙΩΝ ΣΕ ΑΓΟΡΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΑ ΔΙΚΤΥΑ ΔΙΑΝΟΜΗΣ

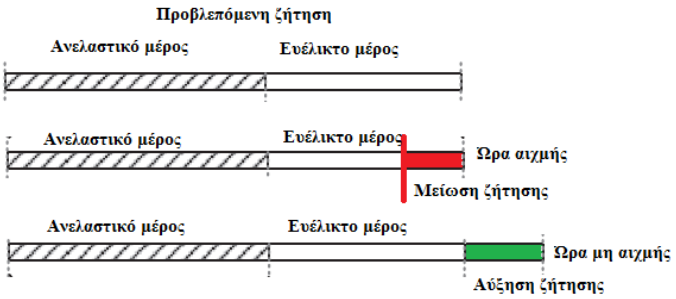
6.1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Σκοπός του παρόντος κεφαλαίου είναι η ανάπτυξη ενός μαθηματικού μοντέλου που περιγράφει ικανοποιητικά ένα περιβάλλον αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, στο οποίο υπάρχει συμμετοχή των ΦοΣΕ φορτίων παροχής υπηρεσιών απόκρισης ζήτησης. Η δομή του κεφαλαίου βασίζεται στην παρουσίαση των βασικών ρόλων και λειτουργιών που χαρακτηρίζουν τόσο τους ΦοΣΕ φορτίων, όσο και τις εταιρίες ηλεκτρικής ενέργειας στο συγκεκριμένο μοντέλο. Επίσης, πραγματοποιείται μαθηματική ανάλυση και αναδιαμόρφωση των εξισώσεων, προκειμένου το μαθηματικό μοντέλο βελτιστοποίησης να είναι επιλύσιμο από κατάλληλο λογισμικό.

6.2. ΜΟΝΤΕΛΟ ΑΠΟΚΡΙΣΗΣ ΖΗΤΗΣΗΣ

Αρχικά, δίνεται η συνολική ζήτηση σε επίπεδο επόμενης ημέρας (day ahead), η οποία προκύπτει από την πρόβλεψη των εικοσιτετράωρων καμπυλών φορτίου για όλους τους κόμβους του δικτύου διανομής. Κάθε καμπύλη χαρακτηρίζεται από το είδος του καταναλωτή (οικιακός, βιομηχανικός, εμπορικός). Στο μοντέλο που εξετάζεται, θεωρείται η ύπαρξη οικιακών και βιομηχανικών πελατών, τα βασικά χαρακτηριστικά των οποίων έχουν παρουσιαστεί την Ενότητα 1.2.

Το πρόγραμμα απόκρισης ζήτησης της παρούσας διπλωματικής εργασίας χρησιμοποιεί τη μέθοδο μετατόπισης φορτίου (load shifting) και αναπαριστάται στο Σχήμα 6.1. Η προβλεπόμενη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας κάθε τελικού καταναλωτή χωρίζεται σε δύο βασικά μέρη: Το σταθερό (inflexible part) και το ευέλικτο μέρος (flexible part). Το πρώτο είναι αμετάβλητο στη λειτουργία πραγματικού χρόνου και ίσο με την πρόβλεψη που έχει πραγματοποιηθεί από την προηγούμενη ημέρα. Το σταθερό μέρος εκφράζει μία βάση φορτίου που καταναλώνεται για ορισμένες βασικές ανάγκες του καταναλωτή μέσα στην ημέρα και για αυτό τον λόγο δεν μπορεί να μεταβληθεί ή να μετατοπιστεί σε άλλη χρονική στιγμή. Όσον αφορά το ευέλικτο μέρος της κατανάλωσης, αυτό εκφράζει μία μερίδα αναγκών του καταναλωτή, οι οποίες μπορούν είτε να αυξομειωθούν είτε να πραγματοποιηθούν σε άλλες χρονικές περιόδους. Γενικά, η ευελιξία των ηλεκτρικών φορτίων αποτελεί τον βασικό πυλώνα, πάνω στον οποίο στηρίζεται η απόκριση ζήτησης. Αξίζει να σημειωθεί πως το ευέλικτο μέρος της κατανάλωσης έχει ένα άνω όριο, το οποίο συμβολίζει τη μέγιστη δυνατή αύξηση της ζήτησης ενός καταναλωτή σε μία δεδομένη χρονική στιγμή. Το συγκεκριμένο όριο εξαρτάται από παράγοντες, όπως η χρονική περίοδος μέσα στην ημέρα ή το είδος του κάθε πελάτη. Τα ηλεκτρικά φορτία συνήθως παρουσιάζουν αυξημένο άνω όριο



Σχήμα 6.1: Μοντέλο απόκρισης ζήτησης

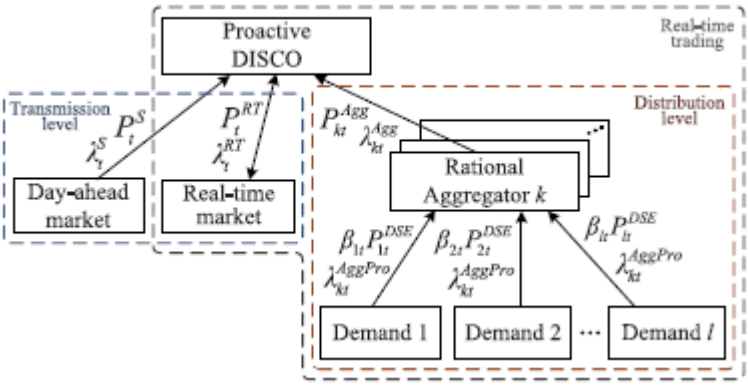
ευελιξίας κατά τη διάρκεια των περιόδων αιχμής, επειδή τότε οι καταναλωτές πραγματοποιούν πολλαπλές ανάγκες τους και είναι διαθέσιμοι για τυχόν μεταβολές σε κάποιες συνήθειές τους. Αντίθετα, τις ώρες χαμηλής ζήτησης οι καταναλωτές έχουν αρκετά περιορισμένη ευελιξία, αφού οι οικιακοί πελάτες μπορεί να κοιμούνται και οι βιομηχανίες να είναι εκτός ωραρίου λειτουργίας. Έτσι, δεν είναι διαθέσιμοι για να πραγματοποιήσουν περαιτέρω αλλαγές στις καταναλωτικές τους συνήθειες. Πιο συγκεκριμένα, τα οικιακά φορτία είναι αρκετά ευέλικτα τις ώρες του μεσημεριού και τις απογευματινές ώρες, ενώ τα βιομηχανικά φορτία τις εργάσιμες ώρες που υπάρχει έντονη βιομηχανική δραστηριότητα. Συνεπώς, ένα πρόγραμμα απόκρισης ζήτησης μετατόπισης φορτίου βασίζεται στην ευελιξία του καταναλωτή, έτσι ώστε ο τελευταίος να μειώσει τη ζήτησή του στις ώρες αιχμής και να τη μετατοπίσει αντίστοιχα σε άλλες χρονικές στιγμές, με την προϋπόθεση ότι του έχουν δοθεί τα αντίστοιχα οικονομικά κίνητρα [59].

6.3. ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΤΗΣ ΕΤΑΙΡΙΑΣ ΔΙΑΝΟΜΗΣ

Στη παρούσα διπλωματική εργασία γίνεται η θεώρηση ότι η εταιρία ηλεκτρικής ενέργειας βασίζεται στο μοντέλο ηλεκτρικής αγοράς των Η.Π.Α., το οποίο έχει περιγραφεί αναλυτικά στο Κεφάλαιο 2. Η συγκεκριμένη εταιρία ηλεκτρικής ενέργειας θα αναφέρεται στη συνέχεια ως εταιρία διανομής (Distribution Company – DisCo), βασικές αρμοδιότητες της οποίας στο εξεταζόμενο μοντέλο είναι:

- Η διανομή ηλεκτρικής ενέργειας στους τελικούς καταναλωτές
- Η λειτουργία και συντήρηση του δικτύου διανομής
- Η προμήθεια ηλεκτρικής ενέργειας από διάφορους σταθμούς παραγωγής

Όλες οι συναλλαγές της εταιρίας διανομής απεικονίζονται στο Σχήμα 6.2. Πιο αναλυτικά: Όσον αφορά τις χρηματικές εισροές της εταιρίας, περιλαμβάνεται το ποσό που οι καταναλωτές πληρώνουν σε αυτήν για την εξυπηρέτηση των ηλεκτρικών τους φορτίων, σύμφωνα με τα εκάστοτε τιμολόγια χρέωσης. Στις χρηματικές εκροές της εταιρίας περιλαμβάνονται η αγορά ενός σταθερού προβλεπόμενου ποσού ενέργειας από τους παραγωγούς στην αγορά της επόμενης ημέρας, η τυχόν αγορά επιπρόσθετου ποσού ενέργειας στην αγορά πραγματικού χρόνου με στόχο την κάλυψη πιθανών αποκλίσεων στη ζήτηση σε σχέση με την προβλεπόμενη, τυχόν ποινή που καλείται να πληρώσει η εταιρία διανομής σε περίπτωση αναγκαστικής διακοπής φορτίου λόγω κάποιου σφάλματος ή υπερφόρτωσης του δικτύου, καθώς και η καταβολή συγκεκριμένου χρηματικού ποσού στους ΦοΣΕ φορτίων, οι οποίοι της παρέχουν τις



Σχήμα 6.2: Συναλλαγές της εταιρίας διανομής στην αγορά της επόμενης ημέρας και στην αγορά πραγματικού χρόνου

ζητούμενες υπηρεσίες απόκρισης ζήτησης. Σε περίπτωση που υπάρχουν χρονικές στιγμές κατά τις οποίες η συνολική ζήτηση είναι μικρότερη από την προβλεπόμενη προαγορασμένη, τότε η εταιρία διανομής μπορεί να συμπεριφερθεί σαν παραγωγός ηλεκτρικής ενέργειας, με αποτέλεσμα να μπορεί να την μεταπωλήσει στο σύστημα μεταφοράς έναντι τιμής πραγματικού χρόνου [22], [59], [60].

6.4. ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΤΩΝ ΦΟΣΕ ΦΟΡΤΙΩΝ

Ο ΦοΣΕ φορτίων αποτελεί μία επιχειρησιακή οντότητα που μεσολαβεί μεταξύ της εταιρίας διανομής ηλεκτρικής ενέργειας και των καταναλωτών, δίχως να επεμβαίνει στο δίκτυο. Βασικός ρόλος του είναι η παροχή οικονομικών κινήτρων στους καταναλωτές που εκπροσωπεί, προκειμένου οι τελευταίοι να ανταποκριθούν επιτυχώς στο πρόγραμμα απόκρισης ζήτησης. Έτσι, ο ΦοΣΕ φορτίων μπορεί με τη σειρά του να ανταμειφθεί από την εταιρία διανομής για την παροχή των υπηρεσιών του. Στην παρούσα διπλωματική εργασία, οι ΦοΣΕ φορτίων εκπροσωπούν μία ομάδα καταναλωτών, όπου οι τελευταίοι καλούνται να συμμετέχουν στο πρόγραμμα μετατόπισης του ηλεκτρικού τους φορτίου. Πιο συγκεκριμένα [46], [59]:

- Η συναλλαγή μεταξύ ΦοΣΕ φορτίων και εταιρίας διανομής γίνεται κατόπιν οδηγίας της τελευταίας (Ενότητα 4.4.1). Δηλαδή, η εταιρία διανομής πραγματοποιεί ένα πλάνο πραγματικού χρόνου, σύμφωνα με το οποίο αναδιαμορφώνεται το αρχικό προφίλ της συνολικής ζήτησης, αξιοποιώντας την ευελιξία και άρα την ικανότητα μετατόπισης φορτίου των καταναλωτών. Το νέο αυτό πλάνο δίνεται στους ΦοΣΕ φορτίων, οι οποίοι είναι υπεύθυνοι για την εφαρμογή του στους καταναλωτές που εκπροσωπούν. Έτσι, οι ΦοΣΕ καλούνται να προβούν σε περικοπή ποσότητας φορτίου αιχμής έναντι αμοιβής που λαμβάνουν από την εταιρία για τη συγκεκριμένη λειτουργία τους. Το παραπάνω καθίσταται δυνατό μέσω της σύναψης διμερούς συμβολαίου (Ενότητα 4.4.1) μεταξύ των δύο πλευρών, σύμφωνα με το οποίο η εταιρία διανομής οφείλει να πληρώσει τον ΦοΣΕ για την περικοπή φορτίου τις ώρες αιχμής και ο ΦοΣΕ οφείλει να εκτελέσει το πλάνο απόκρισης ζήτησης που του δίνεται από την εταιρία. Όσον αφορά την αμοιβή του ΦοΣΕ φορτίων, αυτή γίνεται με βάση τις προσφορές που υποβάλει ο τελευταίος εκ των προτέρων στην εταιρία διανομής για τις υπηρεσίες του, οι οποίες στηρίζονται στα προφίλ καταναλωτών που εκπροσωπεί και στη δυναμική συμπεριφορά της τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας μέσα στην ημέρα.

- Η συναλλαγή μεταξύ ΦοΣΕ φορτίων και καταναλωτή γίνεται σύμφωνα με το πρότυπο ελέγχου φορτίου που βασίζεται στην τιμή (Ενότητα 4.4.2). Ο ΦοΣΕ φορτίων, προκειμένου να εκτελέσει το πλάνο που του παρέχεται από την εταιρία, καλείται να προβεί στη διαχείριση φορτίου των καταναλωτών που εκπροσωπεί. Έτσι, δίνει οδηγία στον κάθε καταναλωτή να αναδιαμορφώσει τη ζήτησή του, περικόπτοντας ένα ποσό ζήτησης αιχμής έναντι αμοιβής που θα του δοθεί. Η αμοιβή γίνεται στα πλαίσια της δυναμικής συμπεριφοράς της τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας και σε αρμονία με το προφίλ κατανάλωσης του πελάτη. Επειδή εφαρμόζεται πρόγραμμα μετατόπισης φορτίου, ο ΦοΣΕ έχοντας γνώση της ευελιξίας των καταναλωτών, δίνει εντολή κατάλληλης μείωσης ζήτησης της αιχμής τους, έτσι ώστε οι τελευταίοι να μπορούν να αντισταθμίσουν την παραπάνω περικοπή τις υπόλοιπες ώρες της ημέρας. Οι δύο πλευρές συνάπτουν διμερές συμβόλαιο (Ενότητα 4.4.2), σύμφωνα με το οποίο ο ΦοΣΕ φορτίων οφείλει να πληρώσει τον καταναλωτή για τη μείωση της ζήτησής του και ο τελευταίος οφείλει να ανταποκριθεί στις οδηγίες του πρώτου, με τελικό αποτέλεσμα τη μετατόπιση της αρχικής καμπύλης ζήτησής του.

6.5. ΠΡΟΤΕΙΝΟΜΕΝΟ ΜΑΘΗΜΑΤΙΚΟ ΜΟΝΤΕΛΟ ΔΥΟ-ΕΠΙΠΕΔΩΝ

6.5.1. ΠΑΡΑΔΟΧΕΣ

Αρχικά, δίνονται ορισμένες παραδοχές που χρησιμοποιήθηκαν για την ανάπτυξη του μαθηματικού μοντέλου που ακολουθεί [59]:

- Γίνεται συναλλαγή μόνο ενεργού, και όχι αέργου ισχύος
- Η εταιρία διανομής ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί να λειτουργήσει ως παραγωγός, όταν σε πραγματικό χρόνο η ζήτηση είναι μικρότερη της προβλεπόμενης, η οποία έχει προαγοραστεί στην αγορά επόμενης ημέρας. Άρα, είναι δυνατή η μεταπώλησή της σε άλλους παρόχους/εταιρίες διανομής
- Το ποσό της ηλεκτρικής ενέργειας που προαγοράζεται στην αγορά επόμενης ημέρας είναι σταθερό
- Το νέο πλάνο πραγματικού χρόνου κατασκευάζεται εκ των προτέρων από την εταιρία, λαμβάνοντας υπόψη την αρχική καμπύλη ζήτησης και τη δυνατότητα εφαρμογής του προγράμματος απόκρισης ζήτησης μέσω των ΦοΣΕ φορτίων. Κύρια ιδέα της εταιρίας διανομής είναι η περικοπή της ζήτησης αιχμής σε λειτουγία πραγματικού χρόνου, με απώτερο στόχο τη δημιουργία ποσού περίσσειας ενέργειας σε σχέση με αυτό που έχει προαγοραστεί, και τη μεταπώλησή της σε τιμές αγοράς πραγματικού χρόνου
- Το μαθηματικό μοντέλο έχει δύο επίπεδα. Το άνω επίπεδο περιλαμβάνει το πρόβλημα βελτιστοποίησης της εταιρίας διανομής, ενώ το κάτω επίπεδο περιλαμβάνει τα προβλήματα βελτιστοποίησης όλων των ΦοΣΕ φορτίων

6.5.2. ΠΡΟΒΛΗΜΑ ΒΕΛΤΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗΣ ΔΥΟ ΕΠΙΠΕΔΩΝ

- **ΟΝΟΜΑΤΟΛΟΓΙΑ ΣΥΜΒΟΛΩΝ**

Σύνολα

T	Σύνολο χρονικών στιγμών, με δείκτη t
A	Σύνολο ΦοΣΕ, με δείκτη α
N	Σύνολο κόμβων, με δείκτη i
N_i	Σύνολο κόμβων που συνδέονται με τον ζυγό i
Ω_α	Σύνολο κόμβων που εκπροσωπούνται από τον ΦοΣΕ α

Παράμετροι

G_{ij}, B_{ij}, b_{ij}	Πραγματικό, φανταστικό μέρος της αγωγιμότητας και χωρητική αγωγιμότητα της γραμμής $i-j$
$S_{ss}^{\max}$	Ισχύς υποσταθμού ΥΤ/ΜΤ
$S_{ij}^{\max}$	Μέγιστη επιτρεπόμενη ισχύς γραμμής $i-j$
$V^{\min/\max}$	Άνω και κάτω όριο τάσης
$P_{i,t}^{frc,I}$ / $P_{i,t}^{frc,\mathrm{F}}$	Σταθερό/Ευέλικτο μέρος της προβλεπόμενης ζήτησης ενεργού ισχύος στον κόμβο i τη χρονική στιγμή t
P_t^{DA} / Q_t^{DA}	Συνολική ενεργός/άεργος ισχύς που προαγοράζεται από την αγορά επόμενης ημέρας τη χρονική στιγμή t
$DSF_{i,t}^{up}$	Άνω όριο της ευελιξίας του καταναλωτή στον κόμβο i τη χρονική στιγμή t
$DSF_{i,t}^{dn}$	Κάτω όριο της ευελιξίας του καταναλωτή στον κόμβο i τη χρονική στιγμή t
$P_{\alpha,\mathrm{t}}^{\max}$ / $P_{\alpha,\mathrm{t}}^{\min}$	Μέγιστη/ελάχιστη ικανότητα περικοπής φορτίου από τον ΦοΣΕ α τη χρονική στιγμή t
ρ_t^{DA}	Τιμή αγοράς επόμενης ημέρας τη χρονική στιγμή t
ρ_t^{RT}	Τιμή αγοράς πραγματικού χρόνου τη χρονική στιγμή t
$\rho_{\alpha,t}^{Cust}$	Τιμή συμβολαίου ανάμεσα στον ΦοΣΕ α και στους καταναλωτές που εκπροσωπεί, τη χρονική στιγμή t
$\rho^{\mathrm{Re}tail}$	Τιμή λιανικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας
ρ_t^{LS}	Χρηματική ποινή για πιθανή αναγκαστική διακοπή φορτίου τη χρονική στιγμή t
k_α	Συντελεστής κέρδους του ΦοΣΕ α
$\zeta^{\min/\max}$	Κάτω/άνω όριο της ημερήσιας ευελιξίας συνολικής κατανάλωσης

Μεταβλητές

$\alpha_{i,t}$	Συντελεστής κατανάλωσης επί του ευέλικτου μέρους της ζήτησης στον κόμβο i τη χρονική στιγμή t
$\beta_{i,t}$	Συντελεστής μείωσης-περικοπής επί του ευέλικτου μέρους της ζήτησης στον κόμβο i τη χρονική στιγμή t
$\rho_{\alpha,t}^{DisCo}$	Τιμή αμοιβής του ΦοΣΕ α από την εταιρία διανομής τη χρονική στιγμή t
$\mathrm{P}_{\alpha,\mathrm{t}}^{Agg}$ / $Q_{\alpha,t}^{Agg}$	Συνολική ενεργός/άεργος ισχύς που περικόπτεται από τον ΦοΣΕ α τη χρονική στιγμή t

$\mathrm{P}_{i,t}^{D} / Q_{i,t}^{D}$	Κατανάλωση ενεργού/αέργου ισχύος στο πλάνο πραγματικού χρόνου στον κόμβο i τη χρονική στιγμή t
$\mathrm{P}_{\mathrm{t}}^{RT} / Q_{t}^{RT}$	Ενεργός και άεργος ισχύς που προμηθεύεται η εταιρία στην αγορά πραγματικού χρόνου
$P_{i,t}^{LS} / Q_{i,t}^{LS}$	Πιθανή διακοπή ενεργού/αέργου ισχύος στον κόμβο i τη χρονική στιγμή t
$P_{ij,t}^{Flow}$	Ροή ενεργού ισχύος στη γραμμή $i-j$ τη χρονική στιγμή t
$Q_{ij,t}^{Flow}$	Ροή αέργου ισχύος στη γραμμή $i-j$ τη χρονική στιγμή t
$V_{i,t}$	Τιμή μέτρου τάσης στον κόμβο i τη χρονική στιγμή t
$\theta_{ij,t}$	Διαφορά φάσης της τάσης μεταξύ των κόμβων i και j τη χρονική στιγμή t

Ακολουθεί η αναλυτική περιγραφή του διεπίπεδου προβλήματος, το οποίο βασίστηκε στην ιδέα της μοντελοποίησης που προτάθηκε στην [59] και τροποποιήθηκε στα πλαίσια αυτής της διπλωματικής εργασίας.

- **ΠΡΟΒΛΗΜΑ ΒΕΛΤΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗΣ ΑΝΩ ΕΠΙΠΕΔΟΥ**

Παρακάτω παρουσιάζεται το μαθηματικό πρόβλημα βελτιστοποίησης του άνω επιπέδου, το οποίο περιλαμβάνει την αντικειμενική συνάρτηση και τους περιορισμούς που αφορούν την εταιρία διανομής ηλεκτρικής ενέργειας.

$$\max \sum_{t=1}^{\mathrm{T}} \left(\rho^{retail} \sum_{i \in N} P_{i,t}^{D} - \rho_{t}^{RT} P_{t}^{RT} - \rho_{t}^{DA} P_{t}^{DA} - \sum_{\alpha \in A} \rho_{\alpha,t}^{Disco} P_{\alpha,t}^{Agg} - \rho_{t}^{LS} \sum_{i \in N} P_{i,t}^{LS} \right) \tag{6.1}$$

$$1 \le \alpha_{i,t} + \beta_{i,t} \le DSF_{i,t}^{up} \qquad \forall i,t \tag{6.2}$$

$$0 \le \alpha_{i,t} \le DSF_{i,t}^{up} \qquad \forall i,t \tag{6.3}$$

$$P_{i,t}^{D} = P_{i,t}^{frc-I} + \alpha_{i,t} P_{i,t}^{frc-F} \qquad \forall i,t \tag{6.4}$$

$$Q_{i,t}^{D} = Q_{factor} P_{i,t}^{frc-I} + Q_{factor} \alpha_{i,t} P_{i,t}^{frc-F} \qquad \forall i,t \tag{6.5}$$

$$P_{ij,t}^{Flow} = -V_{i,t}^{2} G_{ij} + V_{i,t} V_{j,t} \left(G_{ij} \cos\theta_{ij,\mathrm{t}} + B_{ij} \sin\theta_{ij,\mathrm{t}} \right) \qquad \forall i,j,t \tag{6.6}$$

$$Q_{ij,t}^{Flow} = V_{i,t}^{2} B_{ij} - 0.5 b_{ij} + V_{i,t} V_{j,t} \left(G_{ij} \sin\theta_{ij,\mathrm{t}} - B_{ij} \cos\theta_{ij,\mathrm{t}} \right) \qquad \forall i,j,t \tag{6.7}$$

$$P_{t}^{DA} + P_{t}^{RT} + P_{1,t}^{LS} - P_{1,t}^{D} = \sum_{j \in N_1} P_{1j,t}^{Flow} \qquad \forall t \tag{6.8}$$

$$Q_{t}^{DA} + Q_{t}^{RT} + Q_{1,t}^{LS} - Q_{1,t}^{D} = \sum_{j \in N_1} Q_{1j,t}^{Flow} \qquad \forall t \tag{6.9}$$

$$P_{i,t}^{LS} - P_{i,t}^{D} = \sum_{j \in N_i} P_{ij,t}^{Flow} \qquad \forall i \ne 1, t \tag{6.10}$$

$$Q_{i,t}^{LS} - Q_{i,t}^{D} = \sum_{j \in N_i} Q_{ij,t}^{Flow} \qquad \forall i \ne 1, t \tag{6.11}$$

$$\left(P_t^{DA}+P_t^{RT}\right)^2+\left(Q_t^{DA}+Q_t^{RT}\right)^2 \le \left(S_{ss}^{\max}\right)^2 \qquad \forall t \qquad (6.12)$$

$$\left(P_{ij,t}^{Flow}\right)^2+\left(Q_{ij,t}^{Flow}\right)^2 \le \left(S_{ij,t}^{Flow}\right)^2 \qquad \forall i,j,t \qquad (6.13)$$

$$0 \le P_{i,t}^{LS} \le P_{i,t}^{D} \qquad \forall i,t \qquad (6.14)$$

$$0 \le Q_{i,t}^{LS} \le Q_{i,t}^{D} \qquad \forall i,t \qquad (6.15)$$

$$\zeta^{\min}\sum_{t=1}^{T}\left(P_{i,t}^{frc,I}+P_{i,t}^{frc,F}\right) \le \sum_{t=1}^{T}(P_{i,t}^{D}-P_{i,t}^{LS}) \le \zeta^{\max}\sum_{t=1}^{T}\left(P_{i,t}^{frc,I}+P_{i,t}^{frc,F}\right) \qquad \forall i \qquad (6.16)$$

$$V^{\min} \le V_{i,t} \le V^{\max} \qquad \forall i,t \qquad (6.17)$$

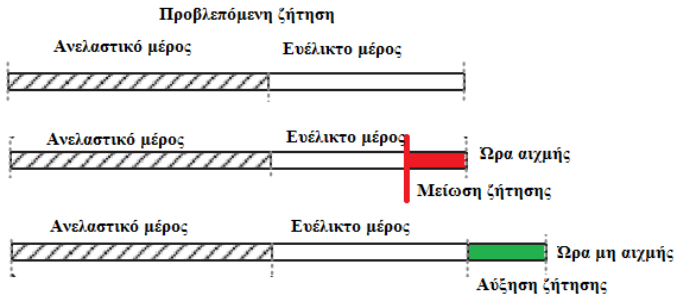
$$-\pi \le \theta_{i,t} \le \pi \qquad \forall i,t \qquad (6.18)$$

$$V_{1,t}=1 \qquad \forall t \qquad (6.19)$$

$$\theta_{1,t}=0 \qquad \forall t \qquad (6.20)$$

$$(1+k_a)\rho_{\alpha,t}^{Cust} \le \rho_{\alpha,t}^{Disco} \le \rho_t^{RT} \qquad \forall \alpha,t \qquad (6.21)$$

- Η (6.1) αναπαριστά την αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος βελτιστοποίησης άνω επιπέδου. Το κέρδος της εταιρίας διανομής ισούται με τη χρηματική εισροή που προκύπτει από την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας στους καταναλωτές ($\sum_t \rho^{retail}\sum_{i\in N}P_{i,t}^{D}$) μείον τις χρηματικές εκροές που προκύπτουν από το άθροισμα της προαγοράς ποσότητας ενέργειας στην αγορά επόμενης ημέρας ($\sum_t \rho_t^{DA}P_t^{DA}$), από την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας σε πραγματικό χρόνο ($\sum_t \rho_t^{RT}P_t^{RT}$), από την πιθανή ποινή αναγκαστικής διακοπής φορτίων ($\sum_t \rho_t^{LS}\sum_{i\in N}P_{i,t}^{LS}$) και από την αμοιβή που δίνεται στους ΦοΣΕ για την παροχή υπηρεσιών απόκρισης ζήτησης ($\sum_t\sum_{\alpha\in A}\rho_{\alpha,t}^{Disco}P_{\alpha,t}^{Agg}$).
- Οι εξισώσεις (6.2)–(6.5), καθώς και το Σχήμα 6.3 περιγράφουν το μοντέλο απόκρισης ζήτησης. Η προβλεπόμενη κατανάλωση σε ένα φορτίο χωρίζεται στο σταθερό και στο ευέλικτο μέρος. Με βάση την (6.4), η ζήτηση του κάθε καταναλωτή στο πλάνο πραγματικού χρόνου ισούται με το σταθερό μέρος της προβλεπόμενης κατανάλωσης $P_{i,t}^{frc,I}$ συν το προβλεπόμενο ευέλικτο μέρος $P_{i,t}^{frc,\mathrm{F}}$, πολλαπλασιαμένο με το συντελεστή κατανάλωσης $\alpha_{i,t}$. Στις χρονικές περιόδους όπου ο συντελεστής $\alpha_{i,t}$ είναι μεγαλύτερος της μονάδας, υπάρχει αυξημένη κατανάλωση σε σχέση με την προβλεπόμενη. Ταυτόχρονα θα ισχύει $\beta_{i,t}=0$ και $1 \le \alpha_{i,t} \le DSF_{i,t}^{up}$. Αντίθετα, όταν ο συντελεστής $\beta_{i,t}$ είναι μεγαλύτερος του μηδενός, σημαίνει ότι υπάρχει περικοπή στην αρχική προβλεπόμενη ζήτηση. Στις περιόδους αιχμής, οι ΦοΣΕ φορτίων ειδοποιούν τον καταναλωτή να μειώσει την



Σχήμα 6.3: Πρόγραμμα απόκρισης ζήτησης μετατόπισης φορτίου

κατανάλωσή του και ισχύει ότι $\beta_{i,t} > 0$ και $\alpha_{i,t} = 1 - \beta_{i,t}$. Τότε, το ευέλικτο μέρος της ζήτησης έχει μειωθεί κατά τον παράγοντα $\beta_{i,t} P_{i,t}^{frc,F}$. Η άεργος ισχύς υπολογίζεται πολλαπλασιάζοντας την αντίστοιχη ενεργό ισχύ με τον παράγοντα Q_{factor}, ο οποίος υπολογίζεται σύμφωνα με τον συντελεστή ισχύος του φορτίου.

- Οι εξισώσεις (6.6)–(6.7) περιγράφουν την AC ροή ισχύος ανάμεσα στους κόμβους $i - j$
- Οι (6.8)–(6.9) αποτελούν τα ισοζύγια ενεργού και αέργου ισχύος στον κόμβο αναφοράς, αντίστοιχα. Στο ισοζύγιο ενεργού ισχύος, το αλγεβρικό άθροισμα της ισχύος που προαγοράζεται από την αγορά επόμενης ημέρας συν την επιπρόσθετη ποσότητα ενέργειας που αγοράζεται στην αγορά πραγματικού χρόνου μείον την τελική κατανάλωση του κόμβου αναφοράς (αν υπάρχει), ισούται με το άθροισμα των ροών ενεργού ισχύος μεταξύ του κόμβου αναφοράς και των κόμβων που συνδέονται σε αυτόν. Η (6.9) ισχύει αντίστοιχα για την άεργο ισχύ.
- Στις (6.10)–(6.11) υπάρχουν τα ισοζύγια ενεργού και αέργου ισχύος για όλους τους υπόλοιπους κόμβους, αντίστοιχα. Το αλγεβρικό άθροισμα της πιθανής αναγκαστικής διακοπής φορτίου σε ένα κόμβο μείον την τελική κατανάλωσή του με βάση το πλάνο πραγματικού χρόνου, ισούται με το άθροισμα όλων των ροών ενεργού ισχύος μεταξύ του συγκεκριμένου κόμβου και όλων των υπολοίπων που συνδέονται σε αυτόν. Η (6.11) ισχύει αντίστοιχα για την άεργο ισχύ.
- Οι περιορισμοί (6.12)–(6.13) διασφαλίζουν πως οι ροές ισχύος δεν θα υπερβούν τα όρια του υποσταθμού και των επιμέρους γραμμών διανομής, αντίστοιχα
- Σύμφωνα με τις (6.14)–(6.15), μία πιθανή αναγκαστική διακοπή φορτίου δεν μπορεί να υπερβαίνει την τελική κατανάλωση στον συγκεκριμένο κόμβο
- Η εξίσωση (6.16) ρυθμίζει τη συνολική ενέργεια που καταναλώνει ένας πελάτης στη διάρκεια μίας ημέρας. Οι παράμετροι $\zeta^{\min}, \zeta^{\max}$ επηρεάζουν τη μετατόπιση φορτίου (load shifting), καθώς καθορίζουν τα επιτρεπόμενα όρια της συνολικής ημερήσιας κατανάλωσης ($\sum_{t=1}^{T} (P_{i,t}^{D} - P_{i,t}^{LS})$) σε σύγκριση με τις αρχικές προβλέψεις ($\sum_{t=1}^{T} \left(P_{i,t}^{frc,I} + P_{i,t}^{frc,F} \right)$)
- Τα όρια επιτρεπόμενης τάσης (μέτρο και γωνία) σε έναν κόμβο δίνονται στις (6.17)–(6.18). Επίσης, το μέτρο και η γωνία τάσης στον κόμβο αναφοράς ισούται με μονάδα και μηδέν, αντίστοιχα: (6.19)-(6.20)

- Η (6.21) σχετίζεται με την τιμή, που η εταιρία διανομής αμοίβει τους ΦοΣΕ φορτίων για τις υπηρεσίες απόκρισης ζήτησης που της παρέχουν. Οι ΦοΣΕ φορτίων εκ των προτέρων καλούνται να υποβάλλουν τις προσφορές τους στην εταιρία διανομής. Για να γίνουν αυτές αποδεκτές, πρέπει να μην υπερβαίνουν τις τιμές αγοράς πραγματικού χρόνου. Επιπλέον, κάθε ΦοΣΕ φορτίων πραγματοποιεί μία προσφορά, λαμβάνοντας υπόψη και έναν παράγοντα κέρδους (k_a) που επιθυμεί να επιτύχει έναντι των τιμών συμβολαίου που οφείλει να πληρώσει στους καταναλωτές για τη συμμετοχή τους στο πρόγραμμα. Για λόγους απλότητας, η τιμή συμβολαίου μεταξύ ενός ΦοΣΕ φορτίων και καταναλωτή είναι η ίδια για όλους τους εκπροσωπούμενους καταναλωτές.

- **ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΑ ΒΕΛΤΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗΣ ΚΑΤΩ ΕΠΙΠΕΔΟΥ**

Παρακάτω παρουσιάζεται το μαθηματικό πρόβλημα βελτιστοποίησης του κάτω επιπέδου, το οποίο περιλαμβάνει την αντικειμενική συνάρτηση και τους περιορισμούς που αφορούν κάθε ΦοΣΕ φορτίων ξεχωριστά.

$$\max \sum_{t=1}^{T} P_{\alpha,t}^{Agg} (\rho_{\alpha,t}^{Disco} - \rho_{\alpha,t}^{Cust}) \tag{6.22}$$

$$P_{\alpha,t}^{Agg} = \sum_{i \in \Omega_\alpha} \beta_{i,t} P_{i,t}^{frc,F} \qquad \forall a,t \tag{6.23}$$

$$Q_{\alpha,t}^{Agg} = Q_{factor} \sum_{i \in \Omega_\alpha} \beta_{i,t} P_{i,t}^{frc,F} \qquad \forall a,t \tag{6.24}$$

$$P_{\alpha,t}^{\min} \le P_{\alpha,t}^{Agg} \le P_{\alpha,t}^{\max} \qquad \forall a,t \tag{6.25}$$

$$Q_{\alpha,t}^{\min} \le Q_{\alpha,t}^{Agg} \le Q_{\alpha,t}^{\max} \qquad \forall a,t \tag{6.26}$$

$$0 \le \beta_{i,t} \le DSF_{i,t}^{dn} \qquad \forall i \in \Omega_\alpha, t \tag{6.27}$$

- Η (6.22) είναι η αντικειμενική συνάρτηση ενός ΦοΣΕ φορτίων α. Το κέρδος, που καλείται να μεγιστοποιήσει ένας ΦοΣΕ φορτίων ισούται με τη χρηματική εισροή, που προκύπτει από την αμοιβή που αυτός λαμβάνει από την εταιρία διανομής για την παροχή υπηρεσιών απόκρισης ζήτησης ($\sum_t P_{\alpha,t}^{Agg} \rho_{\alpha,t}^{Disco}$) μείον τη χρηματική εκροή, η οποία ισούται με το ποσό που ο ΦοΣΕ φορτίων αμοίβει τους πελάτες για τη συμμόρφωσή τους στο πρόγραμμα μετατόπισης φορτίου ($\sum_t P_{\alpha,t}^{Agg} \rho_{\alpha,t}^{Cust}$). Αξίζει να σημειωθεί ότι η τιμή $\rho_{\alpha,t}^{Disco}$, η οποία είναι η ωριαία τιμή που η εταιρία διανομής προμηθεύεται τις υπηρεσίες απόκρισης ζήτησης του ΦοΣΕ φορτίων, αποτελεί μεταβλητή του προβλήματος άνω επιπέδου και αναγνωρίζεται ως παράμετρος στο πρόβλημα κάτω επιπέδου. Μεταβλητές στο πρόβλημα βελτιστοποίησης του ΦοΣΕ φορτίων α αποτελούν οι ποσότητες $P_{\alpha,t}^{Agg}$ και $Q_{\alpha,t}^{Agg}$, όπως και ο συντελεστής $\beta_{i,t}$, που αφορά τη μείωση στο φορτίο του καταναλωτή μέσω του ΦοΣΕ.

- Στις εξισώσεις (6.23)–(6.24) ορίζεται η συνολική μείωση φορτίου που επιτυγχάνει ο ΦοΣΕ φορτίων α σε μία χρονική στιγμή t. Η ποσότητα αυτή ισούται με το άθροισμα των επιμέρους περικοπών που επιβάλλει ο ΦοΣΕ σε κάθε καταναλωτή που εκπροσωπεί. Στην (6.23) δίνεται η μείωση της ενεργού και στην (6.24), η μείωση της αέργου ισχύος, αντίστοιχα.
- Οι εξισώσεις (6.25)–(6.26) αναφέρονται στα όρια ελάχιστης και μέγιστης μείωσης φορτίου που κάθε ΦοΣΕ μπορεί να επιτύχει σε μία χρονική στιγμή t.
- Τέλος, η (6.27) θέτει τα όρια του συντελεστή $\beta_{i,t}$, με βάση τα οποία γίνεται το πλάνο μείωσης του ευέλικτου μέρους της κατανάλωσης κάθε πελάτη. Το άνω όριο τίθεται ίσο με τη μονάδα στην παρούσα διπλωματική εργασία, γεγονός που σημαίνει ότι όλο το ευέλικτο κομμάτι της ζήτησης ενός καταναλωτή είναι δυνατόν να περικοπεί σε κάποια χρονική περίοδο t.

6.6. ΕΠΙΛΥΣΗ ΤΟΥ ΜΟΝΤΕΛΟΥ

Στην παρούσα ενότητα δίνεται αναλυτικά η διαδικασία, σύμφωνα με την οποία το μαθηματικό πρόβλημα βελτιστοποίησης δύο επιπέδων της Ενότητας 6.5 μπορεί να μετασχηματιστεί σε πρόβλημα με μία αντικειμενική συνάρτηση. Το αρχικό πρόβλημα της εταιρίας διανομής με $\alpha \in A$ ΦοΣΕ φορτίων είναι της μορφής (5.9α)–(5.9στ) του Κεφαλαίου 5 και αποτελεί ένα πρόβλημα MPEC, όπου στο άνω επίπεδο ανήκει το πρόβλημα της εταιρίας διανομής και στο κάτω επίπεδο το πρόβλημα του κάθε ΦοΣΕ φορτίων ξεχωριστά. Επομένως, το άνω επίπεδο, εκτός των περιορισμών του, περιλαμβάνει και τα A υποπροβλήματα των ΦοΣΕ φορτίων.

$$\min_{\{x\}\cup\{x^1,\dots,x^A\}\cup\{\lambda^1,\dots,\lambda^A,\mu^1,\dots,\mu^A\}} f\left(x, x^1,\dots,x^A,\lambda^1,\dots,\lambda^A,\mu^1,\dots,\mu^A\right) \tag{6.28α}$$

υπό τους περιορισμούς

$$h(x, x^1,\dots,x^A,\lambda^1,\dots,\lambda^A,\mu^1,\dots,\mu^A) = 0 \tag{6.28β}$$

$$g(x, x^1,\dots,x^A,\lambda^1,\dots,\lambda^A,\mu^1,\dots,\mu^A) \le 0 \tag{6.28γ}$$

$$\min_{x^1} f^1(x, x^1,\dots,x^A)$$

υπό τους περιορισμούς

$$\begin{aligned} h^1(x, x^1,\dots,x^A) &= 0 && \left(\lambda^1\right) \\ g^1(x, x^1,\dots,x^A) &\le 0 && \left(\mu^1\right) \\ &\vdots \\ \min_{x^a} f^a(x, x^1,\dots,x^A) & \end{aligned} \tag{6.28δ}$$

υπό τους περιορισμούς

$$\begin{aligned} h^a(x, x^1,\dots,x^A) &= 0 && \left(\lambda^a\right) \\ g^a(x, x^1,\dots,x^A) &\le 0 && \left(\mu^a\right) \\ &\vdots \end{aligned} \tag{6.28ε}$$

$$\min_{x^A} f^A(x, x^1, ..., x^A)$$

υπό τους περιορισμούς

$$h^A(x, x^1, ..., x^A) = 0 \qquad (\lambda^A) \qquad (6.28\sigma\tau)$$

$$g^A(x, x^1, ..., x^A) \le 0 \qquad (\mu^A)$$

Το διάνυσμα x αφορά τις μεταβλητές του άνω επιπέδου και τα διανύσματα x^α τις μεταβλητές του προβλήματος του ΦοΣΕ φορτίων α. Ισχύει ότι:

$$x^T = \left[\alpha_{i,t} \quad \rho_{a,t}^{DisCo} \quad P_{i,t}^D \quad Q_{i,t}^D \quad P_t^{RT} \quad Q_t^{RT} \quad P_{i,t}^{LS} \quad Q_{i,t}^{LS} \quad P_{ij,t}^{Flow} \quad Q_{ij,t}^{Flow} \quad V_{i,t} \quad \theta_{i,t}\right],$$

$$x^\alpha = \begin{bmatrix} P_{a,t}^{LA} \\ Q_{a,t}^{LA} \\ \beta_{i,t} \end{bmatrix}$$

Οι συναρτήσεις f, h, g παριστάνουν την αντικειμενική συνάρτηση (6.1), τους ισοτικούς περιορισμούς (6.4)–(6.11) και τους ανισοτικούς περιορισμούς (6.2)–(6.3), (6.12)–(6.18), (6.21), αντίστοιχα. Οι συναρτήσεις f^a, h^a, g^a αντιπροσωπεύουν την αντικειμενική συνάρτηση (6.22), τους ισοτικούς περιορισμούς (6.23)–(6.24) και τους ανισοτικούς περιορισμούς (6.25)–(6.27), αντίστοιχα.

Παρατηρείται ότι το πρόβλημα της εταιρίας διανομής είναι μη γραμμικό, ενώ τα προβλήματα των ΦοΣΕ φορτίων είναι γραμμικά. Το γεγονός αυτό επιτρέπει τη χρήση δύο βασικών μεθόδων που παρουσιάστηκαν στο Κεφάλαιο 5, έτσι ώστε το συγκεκριμένο MPEC να μπορεί να μετατραπεί σε πρόβλημα ενός επιπέδου και στην συνέχεια να επιλυθεί [54].

6.6.1. ΑΝΑΔΙΑΜΟΡΦΩΣΗ ΤΟΥ MPEC ΣΕ MPCC

Επειδή όλα τα υποπροβλήματα των ΦοΣΕ φορτίων είναι γραμμικά και άρα κυρτά, πληρούνται οι συνθήκες αναγκαιότητας και ικανότητας των συνθηκών ΚΚΤ. Έτσι, όλα τα προβλήματα κάτω επιπέδου μπορούν να αντικατασταθούν από τις ΚΚΤ συνθήκες τους. Ως αποτέλεσμα, το πρόβλημα MPEC (6.1)–(6.27) μπορεί να μετασχηματιστεί σε πρόβλημα MPCC (5.10α)–(5.10στ), το οποίο στην περίπτωση μίας εταιρίας διανομής με A το πλήθος ΦοΣΕ θα έχει τη γενική μορφή (6.29α)–(6.29στ):

$$\min_{\{x\}\cup\{x^1,...,x^A\}\cup\{\lambda^1,...,\lambda^A,\mu^1,...,\mu^A\}} f\left(x, x^1, ..., x^A, \lambda^1, ..., \lambda^A, \mu^1, ..., \mu^A\right) \qquad (6.29\alpha)$$

υπό τους περιορισμούς

$$h(x, x^1, ..., x^A, \lambda^1, ..., \lambda^A, \mu^1, ..., \mu^A) = 0 \qquad (6.29\beta)$$

$$\mathrm{g}(x, x^1, ..., x^A, \lambda^1, ..., \lambda^A, \mu^1, ..., \mu^A) \le 0 \qquad (6.29\gamma)$$

$$\nabla_{x^a} f^a\left(x, x^1, ..., x^A\right) + \lambda^{a^T} \nabla_{x^a} h^a\left(x, x^1, ..., x^A\right) + \mu^{a^T} \nabla_{x^a} g^a\left(x, x^1, ..., x^A\right) = 0 \qquad (6.29\delta)$$

$$i = 1, ..., \mathrm{A}$$

$$h^a(x, x^1, ..., x^A) = 0 \quad i = 1, ..., \mathrm{A} \tag{6.29ε}$$

$$0 \le \mu^a \perp -g^a(x, x^1, ..., x^A) \ge 0 \quad i = 1, ..., \mathrm{A} \tag{6.29στ}$$

Πιο συγκεκριμένα, το MPCC δημιουργείται ως ακολούθως:

<u>Άνω επίπεδο:</u>

Έστω το άνω επίπεδο του προβλήματος με τις εξισώσεις (6.1)–(6.21). Το διάνυσμα x των μεταβλητών άνω επιπέδου είναι:

$$x^T = \left[\alpha_{i,t} \quad \rho_{a,t}^{DisCo} \quad P_{i,t}^{D} \quad Q_{i,t}^{D} \quad P_t^{RT} \quad Q_t^{RT} \quad P_{i,t}^{LS} \quad Q_{i,t}^{LS} \quad P_{ij,t}^{Flow} \quad Q_{ij,t}^{Flow} \quad V_{i,t} \quad \theta_{i,t} \right]$$

<u>Κάτω επίπεδο:</u>

Έστω το πρόβλημα κάτω επιπέδου με τις εξισώσεις (6.22)–(6.27).

Ισοδύναμα ισχύει ότι:

$$\min \sum_{t=1}^{T} P_{\alpha,t}^{Agg} (\rho_{\alpha,t}^{Cust} - \rho_{\alpha,t}^{Disco}) \tag{6.30}$$

$$P_{\alpha,t}^{Agg} - \sum_{i \in \Omega_\alpha} \beta_{i,t} P_{i,t}^{frc,F} = 0 \qquad (\lambda_{a,t}^1) \qquad \forall a,t \tag{6.31}$$

$$Q_{\alpha,t}^{Agg} - Q_{factor} \sum_{i \in \Omega_\alpha} \beta_{i,t} P_{i,t}^{frc,F} = 0 \qquad (\lambda_{a,t}^2) \qquad \forall a,t \tag{6.32}$$

$$P_{\alpha,t}^{Agg} - P_{\alpha,t}^{\max} \le 0 \qquad (\mu_{a,t}^1) \qquad \forall a,t \tag{6.33}$$

$$-P_{\alpha,t}^{Agg} + P_{\alpha,t}^{\min} \le 0 \qquad (\mu_{a,t}^2) \qquad \forall a,t \tag{6.34}$$

$$Q_{\alpha,t}^{Agg} - Q_{\alpha,t}^{\max} \le 0 \qquad (\mu_{a,t}^3) \qquad \forall a,t \tag{6.35}$$

$$-Q_{\alpha,t}^{Agg} + Q_{\alpha,t}^{\min} \le 0 \qquad (\mu_{a,t}^4) \qquad \forall a,t \tag{6.36}$$

$$\beta_{i,t} - DSF_{i,t}^{dn} \le 0 \qquad (\mu_{i,t}^5) \qquad \forall i \in \Omega_\alpha, t \tag{6.37}$$

$$-\beta_{i,t} \le 0 \qquad (\mu_{i,t}^6) \qquad \forall i \in \Omega_\alpha, t \tag{6.38}$$

Το πρόβλημα εξετάζεται σε κάθε χρονική στιγμή: το διάνυσμα x^α των μεταβλητών κάτω επιπέδου του ΦοΣΕ α είναι $x^\alpha = \begin{bmatrix} P_{a,t}^{Agg} \\ Q_{a,t}^{Agg} \\ \beta_{i,t} \end{bmatrix}$.

Υπολογίζονται οι συνθήκες KKT:

$$f^{a}(x,x^{a}) = P_{\alpha,t}^{Agg}(\rho_{\alpha,t}^{Cust} - \rho_{\alpha,t}^{Disco}) \tag{6.39α}$$

$$g(x,x^{a}) = \begin{bmatrix} P_{\alpha,t}^{Agg} - P_{\alpha,t}^{\max} \\ -P_{\alpha,t}^{Agg} + P_{\alpha,t}^{\min} \\ Q_{\alpha,t}^{Agg} - Q_{\alpha,t}^{\max} \\ -Q_{\alpha,t}^{Agg} + Q_{\alpha,t}^{\min} \\ \beta_{i,t} - DSF_{i,t}^{dn} \\ -\beta_{i,t} \end{bmatrix} \leq 0 \tag{6.39β}$$

$$h(x,x^{a}) = \begin{bmatrix} P_{\alpha,t}^{Agg} - \sum_{i\in\Omega_{\alpha}} \beta_{i,t} P_{i,t}^{frc,F} \\ Q_{\alpha,t}^{Agg} - Q_{factor} \sum_{i\in\Omega_{\alpha}} \beta_{i,t} P_{i,t}^{frc,F} \end{bmatrix} = 0 \tag{6.39γ}$$

$$\nabla_{x^a} f^a\left(x, x^1, ..., x^A\right) + \lambda^{a^T} \nabla_{x^a} h^a\left(x, x^1, ..., x^A\right) + \mu^{a^T} \nabla_{x^a} g^a\left(x, x^1, ..., x^A\right) = 0 \Leftrightarrow$$

$$\begin{bmatrix} \dfrac{\partial[P_{\alpha,t}^{Agg}(\rho_{\alpha,t}^{Cust} - \rho_{\alpha,t}^{Disco})]}{\partial P_{a,t}^{Agg}} \\ \dfrac{\partial[P_{\alpha,t}^{Agg}(\rho_{\alpha,t}^{Cust} - \rho_{\alpha,t}^{Disco})]}{\partial Q_{a,t}^{Agg}} \\ \dfrac{\partial[P_{\alpha,t}^{Agg}(\rho_{\alpha,t}^{Cust} - \rho_{\alpha,t}^{Disco})]}{\partial \beta_{i,t}} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \begin{bmatrix} \lambda_{a,t}^1 & \lambda_{a,t}^2 \end{bmatrix} \dfrac{\partial}{\partial P_{a,t}^{Agg}} \begin{bmatrix} P_{\alpha,t}^{Agg} - \sum_{i \in \Omega_\alpha} \beta_{i,t} P_{i,t}^{frc,F} \\ Q_{\alpha,t}^{Agg} - Q_{factor} \sum_{i \in \Omega_\alpha} \beta_{i,t} P_{i,t}^{frc,F} \end{bmatrix} \\ \begin{bmatrix} \lambda_{a,t}^1 & \lambda_{a,t}^2 \end{bmatrix} \dfrac{\partial}{\partial Q_{a,t}^{Agg}} \begin{bmatrix} P_{\alpha,t}^{Agg} - \sum_{i \in \Omega_\alpha} \beta_{i,t} P_{i,t}^{frc,F} \\ Q_{\alpha,t}^{Agg} - Q_{factor} \sum_{i \in \Omega_\alpha} \beta_{i,t} P_{i,t}^{frc,F} \end{bmatrix} \\ \begin{bmatrix} \lambda_{a,t}^1 & \lambda_{a,t}^2 \end{bmatrix} \dfrac{\partial}{\partial \beta_{i,t}} \begin{bmatrix} P_{\alpha,t}^{Agg} - \sum_{i \in \Omega_\alpha} \beta_{i,t} P_{i,t}^{frc,F} \\ Q_{\alpha,t}^{Agg} - Q_{factor} \sum_{i \in \Omega_\alpha} \beta_{i,t} P_{i,t}^{frc,F} \end{bmatrix} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \begin{bmatrix} \mu_{a,t}^1 & \mu_{a,t}^2 & \mu_{a,t}^3 & \mu_{a,t}^4 & \mu_{i,t}^5 & \mu_{i,t}^6 \end{bmatrix} \dfrac{\partial}{\partial P_{a,t}^{Agg}} \begin{bmatrix} P_{\alpha,t}^{Agg} - P_{\alpha,t}^{\max} \\ -P_{\alpha,t}^{Agg} + P_{\alpha,t}^{\min} \\ Q_{\alpha,t}^{Agg} - Q_{\alpha,t}^{\max} \\ -Q_{\alpha,t}^{Agg} + Q_{\alpha,t}^{\min} \\ \beta_{i,t} - DSF_{i,t}^{dn} \\ -\beta_{i,t} \end{bmatrix} \\ \begin{bmatrix} \mu_{a,t}^1 & \mu_{a,t}^2 & \mu_{a,t}^3 & \mu_{a,t}^4 & \mu_{i,t}^5 & \mu_{i,t}^6 \end{bmatrix} \dfrac{\partial}{\partial Q_{a,t}^{Agg}} \begin{bmatrix} 1P_{\alpha,t}^{Agg} - P_{\alpha,t}^{\max} \\ -P_{\alpha,t}^{Agg} + P_{\alpha,t}^{\min} \\ Q_{\alpha,t}^{Agg} - Q_{\alpha,t}^{\max} \\ -Q_{\alpha,t}^{Agg} + Q_{\alpha,t}^{\min} \\ \beta_{i,t} - DSF_{i,t}^{dn} \\ -\beta_{i,t} \end{bmatrix} \\ \begin{bmatrix} \mu_{a,t}^1 & \mu_{a,t}^2 & \mu_{a,t}^3 & \mu_{a,t}^4 & \mu_{i,t}^5 & \mu_{i,t}^6 \end{bmatrix} \dfrac{\partial}{\partial \beta_{i,t}} \begin{bmatrix} P_{\alpha,t}^{Agg} - P_{\alpha,t}^{\max} \\ -P_{\alpha,t}^{Agg} + P_{\alpha,t}^{\min} \\ Q_{\alpha,t}^{Agg} - Q_{\alpha,t}^{\max} \\ -Q_{\alpha,t}^{Agg} + Q_{\alpha,t}^{\min} \\ \beta_{i,t} - DSF_{i,t}^{dn} \\ -\beta_{i,t} \end{bmatrix} \end{bmatrix} = 0$$

$$\Leftrightarrow \begin{bmatrix} (\rho_{\alpha,t}^{Cust} - \rho_{\alpha,t}^{Disco}) \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \begin{bmatrix} \lambda_{a,t}^1 & \lambda_{a,t}^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \end{bmatrix} \\ \begin{bmatrix} \lambda_{a,t}^1 & \lambda_{a,t}^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \end{bmatrix} \\ \begin{bmatrix} \lambda_{a,t}^1 & \lambda_{a,t}^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} -\sum_{i \in \Omega_\alpha} P_{i,t}^{frc,F} \\ -Q_{factor} \sum_{i \in \Omega_\alpha} P_{i,t}^{frc,F} \end{bmatrix} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \begin{bmatrix} \mu_{a,t}^1 & \mu_{a,t}^2 & \mu_{a,t}^3 & \mu_{a,t}^4 & \mu_{\mathrm{i},t}^5 & \mu_{\mathrm{i},t}^6 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 \\ -1 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \\ \begin{bmatrix} \mu_{a,t}^1 & \mu_{a,t}^2 & \mu_{a,t}^3 & \mu_{a,t}^4 & \mu_{\mathrm{i},t}^5 & \mu_{\mathrm{i},t}^6 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 1 \\ -1 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \\ \begin{bmatrix} \mu_{a,t}^1 & \mu_{a,t}^2 & \mu_{a,t}^3 & \mu_{a,t}^4 & \mu_{\mathrm{i},t}^5 & \mu_{\mathrm{i},t}^6 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 1 \\ -1 \end{bmatrix} \end{bmatrix} = 0$$

$$\Leftrightarrow \begin{bmatrix} (\rho_{\alpha,t}^{Cust} - \rho_{\alpha,t}^{Disco}) + \lambda_{a,t}^1 + \mu_{a,t}^1 - \mu_{a,t}^2 \\ \lambda_{a,t}^2 + \mu_{a,t}^3 - \mu_{a,t}^4 \\ \lambda_{a,t}^1 (-\sum_{i \in \Omega_\alpha} P_{i,t}^{frc,F}) - \lambda_{a,t}^2 Q_{factor} \sum_{i \in \Omega_\alpha} P_{i,t}^{frc,F} + \mu_{\mathrm{i},t}^5 - \mu_{\mathrm{i},t}^6 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \tag{6.40}$$

Επίσης:

$$h^a(x, x^1, \ldots, x^A) = 0 \Leftrightarrow \begin{bmatrix} P_{\alpha,t}^{Agg} - \sum_{i \in \Omega_\alpha} \beta_{i,t} P_{i,t}^{frc,F} \\ Q_{\alpha,t}^{Agg} - Q_{factor} \sum_{i \in \Omega_\alpha} \beta_{i,t} P_{i,t}^{frc,F} \end{bmatrix} = 0 \tag{6.41}$$

$$0 \le \mu^a \perp g^a(x, x^1, ..., x^A) \le 0 \Leftrightarrow$$

$$g(x) \le 0, g^T(x)\mu = 0, \mu \ge 0 \Leftrightarrow$$

$$\begin{bmatrix} P_{\alpha,t}^{Agg} - P_{\alpha,t}^{\max} \\ -P_{\alpha,t}^{Agg} + P_{\alpha,t}^{\min} \\ Q_{\alpha,t}^{Agg} - Q_{\alpha,t}^{\max} \\ -Q_{\alpha,t}^{Agg} + Q_{\alpha,t}^{\min} \\ \beta_{i,t} - DSF_{i,t}^{dn} \\ -\beta_{i,t} \end{bmatrix} \le 0, \begin{bmatrix} P_{\alpha,t}^{Agg} - P_{\alpha,t}^{\max} \\ -P_{\alpha,t}^{Agg} + P_{\alpha,t}^{\min} \\ Q_{\alpha,t}^{Agg} - Q_{\alpha,t}^{\max} \\ -Q_{\alpha,t}^{Agg} + Q_{\alpha,t}^{\min} \\ \beta_{i,t} - DSF_{i,t}^{dn} \\ -\beta_{i,t} \end{bmatrix}^T \begin{bmatrix} \mu_{a,t}^1 \\ \mu_{a,t}^2 \\ \mu_{a,t}^3 \\ \mu_{a,t}^4 \\ \mu_{\mathrm{i},t}^5 \\ \mu_{\mathrm{i},t}^6 \end{bmatrix} = 0, \begin{bmatrix} \mu_{a,t}^1 \\ \mu_{a,t}^2 \\ \mu_{a,t}^3 \\ \mu_{a,t}^4 \\ \mu_{\mathrm{i},t}^5 \\ \mu_{\mathrm{i},t}^6 \end{bmatrix} \ge 0 \Leftrightarrow$$

$$\begin{bmatrix} P_{\alpha,t}^{Agg} - P_{\alpha,t}^{\max} \\ -P_{\alpha,t}^{Agg} + P_{\alpha,t}^{\min} \\ Q_{\alpha,t}^{Agg} - Q_{\alpha,t}^{\max} \\ -Q_{\alpha,t}^{Agg} + Q_{\alpha,t}^{\min} \\ \beta_{i,t} - DSF_{i,t}^{dn} \\ -\beta_{i,t} \end{bmatrix} \le \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} (6.42), \begin{bmatrix} \mu_{a,t}^1 \\ \mu_{a,t}^2 \\ \mu_{a,t}^3 \\ \mu_{a,t}^4 \\ \mu_{\mathrm{i},t}^5 \\ \mu_{\mathrm{i},t}^6 \end{bmatrix} \ge \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} (6.43) \kappa\alpha\iota$$

$$\left(P_{\alpha,t}^{Agg} - P_{\alpha,t}^{\max}\right)\mu_{a,t}^1 + \left(-P_{\alpha,t}^{Agg} + P_{\alpha,t}^{\min}\right)\mu_{a,t}^2 + \left(Q_{\alpha,t}^{Agg} - Q_{\alpha,t}^{\max}\right)\mu_{a,t}^3 + \left(-Q_{\alpha,t}^{Agg} + Q_{\alpha,t}^{\min}\right)\mu_{a,t}^4 + \left(\beta_{i,t} - DSF_{i,t}^{dn}\right)\mu_{\mathrm{i},t}^5$$

$$-\beta_{i,t}\mu_{\mathrm{i},t}^6 = 0 \quad (6.44)$$

Τελικά, το πρόβλημα κάτω επιπέδου κάθε ΦοΣΕ α διαμορφώνεται ως ακολούθως:

$$(\rho_{\alpha,t}^{Cust} - \rho_{\alpha,t}^{Disco}) + \lambda_{a,t}^1 + \mu_{a,t}^1 - \mu_{a,t}^2 = 0 \tag{6.45}$$

$$\lambda_{a,t}^2 + \mu_{a,t}^3 - \mu_{a,t}^4 = 0 \tag{6.46}$$

$$\lambda_{a,t}^1(-\sum_{i\in\Omega_\alpha} P_{i,t}^{frc,F}) - \lambda_{a,t}^2 Q_{factor} \sum_{i\in\Omega_\alpha} P_{i,t}^{frc,F} + \mu_{\mathrm{i},t}^5 - \mu_{\mathrm{i},t}^6 = 0 \tag{6.47}$$

$$P_{\alpha,t}^{Agg} - \sum_{i\in\Omega_\alpha} \beta_{i,t} P_{i,t}^{frc,F} = 0 \tag{6.48}$$

$$Q_{\alpha,t}^{Agg} - Q_{factor} \sum_{i\in\Omega_\alpha} \beta_{i,t} P_{i,t}^{frc,F} = 0 \tag{6.49}$$

$$P_{\alpha,t}^{Agg} - P_{\alpha,t}^{\max} \le 0 \tag{6.50}$$

$$-P_{\alpha,t}^{Agg} + P_{\alpha,t}^{\min} \le 0 \tag{6.51}$$

$$Q_{\alpha,t}^{Agg} - Q_{\alpha,t}^{\max} \le 0 \tag{6.52}$$

$$-Q_{\alpha,t}^{Agg} + Q_{\alpha,t}^{\min} \le 0 \tag{6.53}$$

$$\beta_{i,t} - DSF_{i,t}^{dn} \le 0 \tag{6.54}$$

$$-\beta_{i,t} \le 0 \tag{6.55}$$

$$\begin{aligned}&\left(P_{\alpha,t}^{Agg} - P_{\alpha,t}^{\max}\right)\mu_{a,t}^{1} + \left(-P_{\alpha,t}^{Agg} + P_{\alpha,t}^{\min}\right)\mu_{a,t}^{2} + \left(Q_{\alpha,t}^{Agg} - Q_{\alpha,t}^{\max}\right)\mu_{a,t}^{3} + \left(-Q_{\alpha,t}^{Agg} + Q_{\alpha,t}^{\min}\right)\mu_{a,t}^{4}\\&+\left(\beta_{i,t} - DSF_{i,t}^{dn}\right)\mu_{\mathrm{i},t}^{5} - \beta_{i,t}\mu_{\mathrm{i},t}^{6} = 0\end{aligned} \tag{6.56}$$

$$\mu_{a,t}^{1}, \mu_{a,t}^{2}, \mu_{a,t}^{3}, \mu_{a,t}^{4}, \mu_{\mathrm{i},t}^{5}, \mu_{\mathrm{i},t}^{6} \ge 0 \tag{6.57}$$

Το τελικό MPCC πρόβλημα έχει τη μορφή:

$$\max \sum_{t=1}^{\mathrm{T}} \left(\rho^{retail} \sum_{i \in N} P_{i,t}^{D} - \rho_t^{RT} P_t^{RT} - \rho_t^{DA} P_t^{DA} - \sum_{\alpha \in A} \rho_{\alpha,t}^{Disco} P_{\alpha,t}^{Agg} - \rho_t^{LS} \sum_{i \in N} P_{i,t}^{LS} \right) \tag{6.1}$$

$$1 \le \alpha_{i,t} + \beta_{i,t} \le DSF_{i,t}^{up} \qquad \forall i,t \tag{6.2}$$

$$0 \le \alpha_{i,t} \le DSF_{i,t}^{up} \qquad \forall i,t \tag{6.3}$$

$$P_{i,t}^{D} = P_{i,t}^{frc-I} + \alpha_{i,t} P_{i,t}^{frc-F} \qquad \forall i,t \tag{6.4}$$

$$Q_{i,t}^{D} = Q_{factor} P_{i,t}^{frc-I} + Q_{factor} \alpha_{i,t} P_{i,t}^{frc-F} \qquad \forall i,t \tag{6.5}$$

$$P_{ij,t}^{Flow} = -V_{i,t}^{2} G_{ij} + V_{i,t} V_{j,t} \left(G_{ij} \cos\theta_{ij,\mathrm{t}} + B_{ij} \sin\theta_{ij,\mathrm{t}} \right) \qquad \forall i,j,t \tag{6.6}$$

$$Q_{ij,t}^{Flow} = V_{i,t}^{2} B_{ij} - 0.5 b_{ij} + V_{i,t} V_{j,t} \left(G_{ij} \sin\theta_{ij,\mathrm{t}} - B_{ij} \cos\theta_{ij,\mathrm{t}} \right) \qquad \forall i,j,t \tag{6.7}$$

$$P_t^{DA} + P_t^{RT} + P_{1,t}^{LS} - P_{1,t}^{D} = \sum_{j \in N_1} P_{1j,t}^{Flow} \qquad \forall t \tag{6.8}$$

$$Q_t^{DA} + Q_t^{RT} + Q_{1,t}^{LS} - Q_{1,t}^{D} = \sum_{j \in N_1} Q_{1j,t}^{Flow} \qquad \forall t \tag{6.9}$$

$$P_{i,t}^{LS} - P_{i,t}^{D} = \sum_{j \in N_i} P_{ij,t}^{Flow} \qquad \forall i \ne 1, t \tag{6.10}$$

$$Q_{i,t}^{LS} - Q_{i,t}^{D} = \sum_{j \in N_i} Q_{ij,t}^{Flow} \qquad \forall i \ne 1, t \tag{6.11}$$

$$\left(P_t^{DA} + P_t^{RT}\right)^2 + \left(Q_t^{DA} + Q_t^{RT}\right)^2 \le \left(S_{ss}^{\max}\right)^2 \qquad \forall t \tag{6.12}$$

$$\left(P_{ij,t}^{Flow}\right)^2 + \left(Q_{ij,t}^{Flow}\right)^2 \le \left(S_{ij,t}^{Flow}\right)^2 \qquad \forall i,j,t \tag{6.13}$$

$$0 \le P_{i,t}^{LS} \le P_{i,t}^{D} \qquad \forall i,t \tag{6.14}$$

$$0 \le Q_{i,t}^{LS} \le Q_{i,t}^{D} \qquad \forall i,t \tag{6.15}$$

$$\zeta^{\min} \sum_{t=1}^{T} \left(P_{i,t}^{frc,I} + P_{i,t}^{frc,F} \right) \le \sum_{t=1}^{T} (P_{i,t}^{D} - P_{i,t}^{LS}) \le \zeta^{\max} \sum_{t=1}^{T} \left(P_{i,t}^{frc,I} + P_{i,t}^{frc,F} \right) \qquad \forall i \tag{6.16}$$

$$V^{\min} \le V_{i,t} \le V^{\max} \qquad \forall i,t \tag{6.17}$$

$$-\pi \le \theta_{i,t} \le \pi \qquad \forall i,t \qquad (6.18)$$

$$V_{1,t} = 1 \qquad \forall t \qquad (6.19)$$

$$\theta_{1,t} = 0 \qquad \forall t \qquad (6.20)$$

$$(1+k_a)\rho_{\alpha,t}^{Cust} \le \rho_{\alpha,t}^{Disco} \le \rho_t^{RT} \qquad \forall \alpha,t \qquad (6.21)$$

$$(\rho_{\alpha,t}^{Cust} - \rho_{\alpha,t}^{Disco}) + \lambda_{a,t}^1 + \mu_{a,t}^1 - \mu_{a,t}^2 = 0 \qquad (6.45)$$

$$\lambda_{a,t}^2 + \mu_{a,t}^3 - \mu_{a,t}^4 = 0 \qquad (6.46)$$

$$\lambda_{a,t}^1 (-\sum_{i\in\Omega_\alpha} P_{i,t}^{frc,F}) - \lambda_{a,t}^2 Q_{factor} \sum_{i\in\Omega_\alpha} P_{i,t}^{frc,F} + \mu_{\mathrm{i},t}^5 - \mu_{\mathrm{i},t}^6 = 0 \qquad (6.47)$$

$$P_{\alpha,t}^{Agg} - \sum_{i\in\Omega_\alpha} \beta_{i,t} P_{i,t}^{frc,F} = 0 \qquad (6.48)$$

$$Q_{\alpha,t}^{Agg} - Q_{factor} \sum_{i\in\Omega_\alpha} \beta_{i,t} P_{i,t}^{frc,F} = 0 \qquad (6.49)$$

$$P_{\alpha,t}^{Agg} - P_{\alpha,t}^{\max} \le 0 \qquad (6.50)$$

$$-P_{\alpha,t}^{Agg} + P_{\alpha,t}^{\min} \le 0 \qquad (6.51)$$

$$Q_{\alpha,t}^{Agg} - Q_{\alpha,t}^{\max} \le 0 \qquad (6.52)$$

$$-Q_{\alpha,t}^{Agg} + Q_{\alpha,t}^{\min} \le 0 \qquad (6.53)$$

$$\beta_{i,t} - DSF_{i,t}^{dn} \le 0 \qquad (6.54)$$

$$-\beta_{i,t} \le 0 \qquad (6.55)$$

$$\begin{aligned}&\left(P_{\alpha,t}^{Agg} - P_{\alpha,t}^{\max}\right)\mu_{a,t}^1 + \left(-P_{\alpha,t}^{Agg} + P_{\alpha,t}^{\min}\right)\mu_{a,t}^2 + \left(Q_{\alpha,t}^{Agg} - Q_{\alpha,t}^{\max}\right)\mu_{a,t}^3 + \left(-Q_{\alpha,t}^{Agg} + Q_{\alpha,t}^{\min}\right)\mu_{a,t}^4 \\ &+\left(\beta_{i,t} - DSF_{i,t}^{dn}\right)\mu_{\mathrm{i},t}^5 - \beta_{i,t}\mu_{\mathrm{i},t}^6 = 0\end{aligned} \qquad (6.56)$$

$$\mu_{a,t}^1, \mu_{a,t}^2, \mu_{a,t}^3, \mu_{a,t}^4, \mu_{\mathrm{i},t}^5, \mu_{\mathrm{i},t}^6 \ge 0 \qquad (6.57)$$

Αξίζει να σημειωθεί ότι σε πολλές περιπτώσεις οι συνθήκες που προκύπτουν από τη μέθοδο επίλυσης μέσω MPCC είναι πιο δύσκολες στην επίλυση. Το γεγονός ότι υπάρχει ένα μη γραμμικό πρόβλημα άνω επιπέδου, καθώς και ότι οι συνθήκες KKT γενικά εισάγουν μη γραμμικούς και πιθανόν μη κυρτούς περιορισμούς κάνει πιο περίπλοκη την διαδικασία εύρεσης της βέλτιστης λύσης. Παραπάνω παρατηρείται ότι η (6.56) είναι για παράδειγμα μία μη γραμμική σχέση που εισάγεται επιπλέον στο αναδιαμορφωμένο πρόβλημα.

6.6.2. ΑΝΑΔΙΑΜΟΡΦΩΣΗ ΤΟΥ MPEC ΣΕ MPPDC

Η δεύτερη μέθοδος, η οποία και εφαρμόζεται αργότερα στην προσομοίωση της παρούσας διπλωματικής εργασίας, είναι η μετατροπή του αρχικού προβλήματος (6.1)–(6.27) σε MPPDC. Το γεγονός ότι τα προβλήματα κάτω επιπέδου είναι γραμμικά, σημαίνει ότι καθίσταται εύκολα δυνατή η εύρεση των αντίστοιχων δυϊκών τους προβλημάτων και στη συνέχεια η διαμόρφωση του MPPDC με μία τελικά αντικειμενική συνάρτηση. Η μέθοδος αυτή προτιμάται γιατί οδηγεί γρηγορότερα στη βέλτιστη λύση και αποφεύγεται η προσθήκη νέων μη γραμμικών συνθηκών στο πρόβλημα. Η διαδικασία μετατροπής είναι η ακόλουθη:

<u>Άνω επίπεδο</u>

Έστω το πρόβλημα άνω επιπέδου με τις εξισώσεις (6.1)–(6.21). Το διάνυσμα x των μεταβλητών άνω επιπέδου είναι:

$$x^T = \left[\alpha_{i,t} \quad \rho_{a,t}^{DisCo} \quad P_{i,t}^{D} \quad Q_{i,t}^{D} \quad P_{t}^{RT} \quad Q_{t}^{RT} \quad P_{i,t}^{LS} \quad Q_{i,t}^{LS} \quad P_{ij,t}^{Flow} \quad Q_{ij,t}^{Flow} \quad V_{i,t} \quad \theta_{i,t} \right]$$

<u>Κάτω επίπεδο</u>

Έστω το πρόβλημα κάτω επιπέδου με τις εξισώσεις (6.22)–(6.27). Το κάθε πρόβλημα κάτω επιπέδου ενός ΦοΣΕ α είναι γραμμικό. Αρκικός στόχος είναι να μετασχηματιστεί στη μορφή (5.2α)–(5.2γ), δηλαδή να έρθει στην παρακάτω μορφή:

$$\underset{x}{minimize}\, c^T x \tag{6.58}$$

υπό τους περιορισμούς

$$Ax \geq b \tag{6.59}$$

$$x \geq 0 \tag{6.60}$$

Επομένως:

$$\min \sum_{t=1}^{T} P_{\alpha,t}^{Agg} (\rho_{\alpha,t}^{Cust} - \rho_{\alpha,t}^{Disco}) \tag{6.61}$$

$$\sum_{i \in \Omega_\alpha} \beta_{i,t} P_{i,t}^{frc,F} \leq P_{\alpha,t}^{Agg} \leq \sum_{i \in \Omega_\alpha} \beta_{i,t} P_{i,t}^{frc,F} \qquad (\eta_{a,t}^{+}, \eta_{a,t}^{-}) \qquad \forall a,t \tag{6.62}$$

$$Q_{factor} \sum_{i \in \Omega_\alpha} \beta_{i,t} P_{i,t}^{frc,F} \leq Q_{\alpha,t}^{Agg} \leq Q_{factor} \sum_{i \in \Omega_\alpha} \beta_{i,t} P_{i,t}^{frc,F} \qquad (\mu_{a,t}^{+}, \mu_{a,t}^{-}) \qquad \forall a,t \tag{6.63}$$

$$-P_{\alpha,t}^{Agg} + P_{\alpha,t}^{\max} \geq 0 \qquad (\rho_{a,t}^{+}) \qquad \forall a,t \tag{6.64}$$

$$P_{\alpha,t}^{Agg} - P_{\alpha,t}^{\min} \geq 0 \qquad (\rho_{a,t}^{-}) \qquad \forall a,t \tag{6.65}$$

$$-Q_{\alpha,t}^{Agg} + Q_{\alpha,t}^{\max} \geq 0 \qquad (\sigma_{a,t}^{+}) \qquad \forall a,t \tag{6.66}$$

$$Q_{\alpha,t}^{Agg} - Q_{\alpha,t}^{\min} \geq 0 \qquad (\sigma_{a,t}^{-}) \qquad \forall a,t \tag{6.67}$$

$$-\beta_{i,t} + DSF_{i,t}^{dn} \geq 0 \qquad (\varphi_{i,t}^{+}) \qquad \forall i \in \Omega_{\alpha}, t \qquad (6.68)$$

$$\beta_{i,t} \geq 0 \qquad (\varphi_{i,t}^{-}) \qquad \forall i \in \Omega_{\alpha}, t \qquad (6.69)$$

Ισοδύναμα ισχύει ότι:

$$\min \sum_{t=1}^{T} P_{\alpha,t}^{Agg} (\rho_{\alpha,t}^{Cust} - \rho_{\alpha,t}^{Disco}) \qquad (6.70)$$

$$-P_{\alpha,t}^{Agg} + \sum_{i \in \Omega_{\alpha}} \beta_{i,t} P_{i,t}^{frc,F} \geq 0 \qquad (\eta_{a,t}^{+}) \qquad \forall a, t \qquad (6.71)$$

$$P_{\alpha,t}^{Agg} - \sum_{i \in \Omega_{\alpha}} \beta_{i,t} P_{i,t}^{frc,F} \geq 0 \qquad (\eta_{a,t}^{-}) \qquad \forall a, t \qquad (6.72)$$

$$-Q_{\alpha,t}^{Agg} + Q_{factor} \sum_{i \in \Omega_{\alpha}} \beta_{i,t} P_{i,t}^{frc,F} \geq 0 \qquad (\mu_{a,t}^{+}) \qquad \forall a, t \qquad (6.73)$$

$$Q_{\alpha,t}^{Agg} - Q_{factor} \sum_{i \in \Omega_{\alpha}} \beta_{i,t} P_{i,t}^{frc,F} \geq 0 \qquad (\mu_{a,t}^{-}) \qquad \forall a, t \qquad (6.74)$$

$$-P_{\alpha,t}^{Agg} \geq -P_{\alpha,t}^{\max} \qquad (\rho_{a,t}^{+}) \qquad \forall a, t \qquad (6.75)$$

$$P_{\alpha,t}^{Agg} \geq P_{\alpha,t}^{\min} \qquad (\rho_{a,t}^{-}) \qquad \forall a, t \qquad (6.76)$$

$$-Q_{\alpha,t}^{Agg} \geq -Q_{\alpha,t}^{\max} \qquad (\sigma_{a,t}^{+}) \qquad \forall a, t \qquad (6.77)$$

$$Q_{\alpha,t}^{Agg} \geq Q_{\alpha,t}^{\min} \qquad (\sigma_{a,t}^{-}) \qquad \forall a, t \qquad (6.78)$$

$$-\beta_{i,t} \geq -DSF_{i,t}^{dn} \qquad (\varphi_{i,t}^{+}) \qquad \forall i \in \Omega_{\alpha}, t \qquad (6.79)$$

$$\beta_{i,t} \geq 0 \qquad (\varphi_{i,t}^{-}) \qquad \forall i \in \Omega_{\alpha}, t \qquad (6.80)$$

Το πρόβλημα εξετάζεται σε κάθε χρονική περίοδο: το διάνυσμα x^{α} των μεταβλητών κάτω επιπέδου του ΦοΣΕ α είναι: $x^{\alpha} = \begin{bmatrix} P_{a,t}^{Agg} \\ Q_{a,t}^{Agg} \\ \beta_{i,t} \end{bmatrix}$. Η αντικειμενική συνάρτηση για κάθε χρονική περίοδο είναι:

$$f^{a}(x, x^{a}) = P_{\alpha,t}^{Agg} (\rho_{\alpha,t}^{Cust} - \rho_{\alpha,t}^{Disco}) = \begin{bmatrix} (\rho_{\alpha,t}^{Cust} - \rho_{\alpha,t}^{Disco}) & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{\alpha,t}^{Agg} \\ Q_{\alpha,t}^{Agg} \\ \beta_{i,t} \end{bmatrix} \qquad (6.81\alpha)$$

$$c = \begin{bmatrix} (\rho_{\alpha,t}^{Cust} - \rho_{\alpha,t}^{Disco}) \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \qquad (6.81\beta)$$

Επίσης, οι (6.70)–(6.80) γράφονται ισοδύναμα σε μορφή πινάκων:

$$\begin{bmatrix} -1 & 0 & \sum_{i\in\Omega_\alpha} P_{i,t}^{frc,F} \\ 1 & 0 & -\sum_{i\in\Omega_\alpha} P_{i,t}^{frc,F} \\ 0 & -1 & Q_{factor}\sum_{i\in\Omega_\alpha} P_{i,t}^{frc,F} \\ 0 & 1 & -Q_{factor}\sum_{i\in\Omega_\alpha} P_{i,t}^{frc,F} \\ -1 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{a,t}^{Agg} \\ Q_{a,t}^{Agg} \\ \beta_{i,t} \end{bmatrix} \geq \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ -P_{a,t}^{\max} \\ P_{a,t}^{\min} \\ -Q_{a,t}^{\max} \\ Q_{a,t}^{\min} \\ -DSF_{i,t}^{dn} \\ 0 \end{bmatrix} \tag{6.82}$$

Ορίζεται το δυϊκό διάνυσμα:

$$\mu^\alpha = \begin{bmatrix} \eta^+ \\ \eta^- \\ \mu^+ \\ \mu^- \\ \rho^+ \\ \rho^- \\ \sigma^+ \\ \sigma^- \\ \varphi^+ \\ \varphi^- \end{bmatrix} \tag{6.83}$$

Επομένως, το κάθε πρόβλημα του ΦοΣΕ α έχει έρθει στη ζητούμενη μορφή (6.58)–(6.60) και τελικά μπορεί να προκύψει ένα OPcLP με τη γενική μορφή της Ενότητας 5.9, όπου για A το πλήθος ΦοΣΕ φορτίων είναι:

$$\min_{\{x\}\cup\{x^1,\ldots,x^A\}\cup\{\lambda^1,\ldots,\lambda^A,\mu^1,\ldots,\mu^A\}} f\left(x, x^1,\ldots,x^A,\lambda^1,\ldots,\lambda^A,\mu^1,\ldots,\mu^A\right) \tag{6.84α}$$

υπό τους περιορισμούς:

$$h(x, x^1,\ldots,x^A,\lambda^1,\ldots,\lambda^A,\mu^1,\ldots,\mu^A) = 0 \tag{6.84β}$$

$$\mathrm{g}(x, x^1, ..., x^A, \lambda^1, ..., \lambda^A, \mu^1, ..., \mu^A) \le 0 \tag{6.84γ}$$

$$\min_{x^1} c^1 \left(z^1\right)^T x^1$$

υπό τους περιορισμούς

$$\begin{aligned} A^1\left(z^1\right) x^1 &\ge b^1\left(z^1\right) && \left(\mu^1\right) \\ x^1 &\ge 0 \\ &\cdot \\ &\cdot \\ &\cdot \end{aligned} \tag{6.84δ}$$

$$\min_{x^a} c^a \left(z^a\right)^T x^a$$

υπό τους περιορισμούς

$$\begin{aligned} A^a\left(z^a\right) x^a &\ge b^a\left(z^a\right) && \left(\mu^a\right) \\ x^a &\ge 0 \\ &\cdot \\ &\cdot \\ &\cdot \end{aligned} \tag{6.84ε}$$

$$\min_{x^A} c^A \left(z^A\right)^T x^A$$

υπό τους περιορισμούς

$$\begin{aligned} A^A\left(z^A\right) x^A &\ge b^A\left(z^A\right) && \left(\mu^A\right) \\ x^A &\ge 0 \end{aligned} \tag{6.84στ}$$

Στη συνέχεια, το αρχικό MPEC μπορεί να μετατραπεί σε MPPDC λαμβάνοντας υπόψη τους δυϊκούς περιορισμούς κάθε προβλήματος κάτω επιπέδου:

$$\left[\mathrm{A}^{\alpha}\right]^{T}\mu^{\alpha} \le c \Leftrightarrow$$

$$\begin{bmatrix} -1 & 1 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 \\ \sum_{i\in\Omega_\alpha} P_{i,t}^{frc,F} & -\sum_{i\in\Omega_\alpha} P_{i,t}^{frc,F} & Q_{factor}\sum_{i\in\Omega_\alpha} P_{i,t}^{frc,F} & -Q_{factor}\sum_{i\in\Omega_\alpha} P_{i,t}^{frc,F} & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \eta^{+} \\ \eta^{-} \\ \mu^{+} \\ \mu^{-} \\ \rho^{+} \\ \rho^{-} \\ \sigma^{+} \\ \sigma^{-} \\ \varphi^{+} \\ \varphi^{-} \end{bmatrix} \le \begin{bmatrix} (\rho_{\alpha,t}^{Cust} - \rho_{\alpha,t}^{Disco}) \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \Leftrightarrow$$

$$\begin{bmatrix} -\eta^{+} + \eta^{-} - \rho^{+} + \rho^{-} \\ -\mu^{+} + \mu^{-} - \sigma^{+} + \sigma^{-} \\ \sum_{i\in\Omega_\alpha} P_{i,t}^{frc,F}\eta^{+} - \sum_{i\in\Omega_\alpha} P_{i,t}^{frc,F}\eta^{-} + Q_{factor}\sum_{i\in\Omega_\alpha} P_{i,t}^{frc,F}\mu^{+} - Q_{factor}\sum_{i\in\Omega_\alpha} P_{i,t}^{frc,F}\mu^{-} - \varphi^{+} + \varphi^{-} \end{bmatrix} \le \begin{bmatrix} (\rho_{\alpha,t}^{Cust} - \rho_{\alpha,t}^{Disco}) \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \tag{6.85}$$

Η αντικειμενική συνάρτηση του δυϊκού προβλήματος κάθε ΦοΣΕ α για τη χρονική στιγμή t ορίζεται ως:

$$\mu^{\alpha^T} b^a = \begin{bmatrix} \eta^+ & \eta^- & \mu^+ & \mu^- & \rho^+ & \rho^- & \sigma^+ & \sigma^- & \varphi^+ & \varphi^- \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ -P_{a,t}^{\max} \\ P_{a,t}^{\min} \\ -Q_{a,t}^{\max} \\ Q_{a,t}^{\min} \\ -DSF_{i,t}^{dn} \\ 0 \end{bmatrix} = \tag{6.86}$$

$$= \rho^+\left(-P_{a,t}^{\max}\right) + \rho^-\left(P_{a,t}^{\min}\right) + \sigma^+\left(-Q_{a,t}^{\max}\right) + \sigma^-\left(Q_{a,t}^{\min}\right) + \varphi^+\left(-DSF_{i,t}^{dn}\right)$$

Το αναδιαμορφωμένο πρόβλημα κάτω επιπέδου είναι το ακόλουθο:

$$\max \sum_{t=1}^{T} \rho^+\left(-P_{a,t}^{\max}\right) + \rho^-\left(P_{a,t}^{\min}\right) + \sigma^+\left(-Q_{a,t}^{\max}\right) + \sigma^-\left(Q_{a,t}^{\min}\right) + \varphi^+\left(-DSF_{i,t}^{dn}\right) \tag{6.87}$$

$$-P_{\alpha,t}^{Agg} + \sum_{i\in\Omega_\alpha} \beta_{i,t} P_{i,t}^{frc,F} \geq 0 \qquad \forall a,t \tag{6.88}$$

$$P_{\alpha,t}^{Agg} - \sum_{i\in\Omega_\alpha} \beta_{i,t} P_{i,t}^{frc,F} \geq 0 \qquad \forall a,t \tag{6.89}$$

$$-Q_{\alpha,t}^{Agg} + Q_{factor} \sum_{i\in\Omega_\alpha} \beta_{i,t} P_{i,t}^{frc,F} \geq 0 \qquad \forall a,t \tag{6.90}$$

$$Q_{\alpha,t}^{Agg} - Q_{factor} \sum_{i\in\Omega_\alpha} \beta_{i,t} P_{i,t}^{frc,F} \geq 0 \qquad \forall a,t \tag{6.91}$$

$$-P_{\alpha,t}^{Agg} \geq -P_{\alpha,t}^{\max} \qquad \forall a,t \tag{6.92}$$

$$P_{\alpha,t}^{Agg} \geq P_{\alpha,t}^{\min} \qquad \forall a,t \tag{6.93}$$

$$-Q_{\alpha,t}^{Agg} \geq -Q_{\alpha,t}^{\max} \qquad \forall a,t \tag{6.94}$$

$$Q_{\alpha,t}^{Agg} \geq Q_{\alpha,t}^{\min} \qquad \forall a,t \tag{6.95}$$

$$-\beta_{i,t} \geq -DSF_{i,t}^{dn} \qquad \forall i \in \Omega_\alpha, t \tag{6.96}$$

$$\beta_{i,t} \geq 0 \qquad \forall i \in \Omega_\alpha, t \tag{6.97}$$

$$-\eta^+ + \eta^- - \rho^+ + \rho^- \leq (\rho_{\alpha,t}^{Cust} - \rho_{\alpha,t}^{Disco}) \qquad \forall a,t \tag{6.98}$$

$$-\mu^{+}+\mu^{-}-\sigma^{+}+\sigma^{-}\le 0 \qquad \forall a,t \qquad (6.99)$$

$$\sum_{i\in\Omega_\alpha} P_{i,t}^{frc,F}\eta^{+}-\sum_{i\in\Omega_\alpha} P_{i,t}^{frc,F}\eta^{-}+Q_{factor}\sum_{i\in\Omega_\alpha} P_{i,t}^{frc,F}\mu^{+}-Q_{factor}\sum_{i\in\Omega_\alpha} P_{i,t}^{frc,F}\mu^{-} \qquad \forall i\in\Omega_\alpha$$

$$-\varphi^{+}+\varphi^{-}\le 0 \qquad \forall t \qquad (6.100)$$

$$\eta^{+},\eta^{-},\mu^{+},\mu^{-},\rho^{+},\rho^{-},\sigma^{+},\sigma^{-},\varphi^{+},\varphi^{-}\ge 0 \qquad (6.101)$$

Τελικά, προκύπτει το MPPDC της Ενότητας 5.17 του Κεφαλαίου 5 με την παρακάτω γενική μορφή για A το πλήθος ΦοΣΕ:

$$\min_{\{x\}\cup\{x^1,\dots,x^A\}\cup\{\lambda^1,\dots,\lambda^A,\mu^1,\dots,\mu^A\}} f\left(x,x^1,\dots,x^A,\lambda^1,\dots,\lambda^A,\mu^1,\dots,\mu^A\right) \qquad (6.102\alpha)$$

υπό τους περιορισμούς

$$h(x,x^1,\dots,x^n,\lambda^1,\dots,\lambda^n,\mu^1,\dots,\mu^n)=0 \qquad (\alpha) \qquad (6.102\beta)$$

$$g(x,x^1,\dots,x^n,\lambda^1,\dots,\lambda^n,\mu^1,\dots,\mu^n)\le 0 \qquad (\beta) \qquad (6.102\gamma)$$

$$\begin{aligned}
c^1\left(z^1\right)^T x^1 &= b^1\left(z^1\right)^T \mu^1 && \left(\delta^1\right)\\
A^1\left(z^1\right)x^1 &\ge b^1\left(z^1\right) && \left(\varphi^1\right)\\
x^1 &\ge 0 && \left(\gamma^1\right)\\
A^1\left(z^1\right)^T \mu^1 &\le c^1\left(z^1\right) && \left(\eta^1\right)\\
\mu^1 &\ge 0 && \left(\rho^1\right)\\
&\vdots\\
c^i\left(z^i\right)^T x^i &= b^i\left(z^i\right)^T \mu^i && \left(\delta^i\right)\\
A^i\left(z^i\right)x^i &\ge b^i\left(z^i\right) && \left(\varphi^i\right)\\
x^i &\ge 0 && \left(\gamma^i\right)\\
A^i\left(z^i\right)^T \mu^i &\le c^i\left(z^i\right) && \left(\eta^i\right)\\
\mu^i &\ge 0 && \left(\rho^i\right)\\
&\vdots\\
c^n\left(z^n\right)^T x^n &= b^n\left(z^n\right)^T \mu^n && \left(\delta^n\right)\\
A^n\left(z^n\right)x^n &\ge b^n\left(z^n\right) && \left(\varphi^n\right)\\
x^n &\ge 0 && \left(\gamma^n\right)
\end{aligned}$$

(6.102δ) (6.102ε) (6.102στ)

$$A^n\left(z^n\right)^T \mu^n \le c^n\left(z^n\right) \qquad \left(\eta^n\right)$$

$$\mu^n \ge 0 \qquad \left(\rho^n\right)$$

Πρέπει σε αυτό το σημείο να αναφερθεί ότι στο τελικό MPPDC εφαρμόζεται το θεώρημα ισχυρής δυϊκότητας (strong duality theorem), με βάση το οποίο εξισώνονται οι αντικειμενικές συναρτήσεις του αρχικού προβλήματος κάθε ΦοΣΕ φορτίων με τις αντικειμενικές συναρτήσεις των δυϊκών προβλημάτων. Παρόλο που προηγουμένως έχει γίνει η ανάλυση των προβλημάτων κάτω επιπέδου σε επίπεδο κάθε χρονικής περιόδου ξεχωριστά, η εξίσωση των αντικειμενικών συναρτήσεων γίνεται σε όλη τη διάρκεια του 24-ώρου. Τελικά, προκύπτει:

$$\max \sum_{t=1}^{\mathrm{T}}\left(\rho^{retail}\sum_{i\in N}P_{i,t}^{D}-\rho_t^{RT}P_t^{RT}-\rho_t^{DA}P_t^{DA}-\sum_{\alpha\in A}\rho_{\alpha,t}^{Disco}P_{\alpha,t}^{Agg}-\rho_t^{LS}\sum_{i\in N}P_{i,t}^{LS}\right) \tag{6.1}$$

$$1\le \alpha_{i,t}+\beta_{i,t}\le DSF_{i,t}^{up} \qquad \forall i,t \tag{6.2}$$

$$0\le \alpha_{i,t}\le DSF_{i,t}^{up} \qquad \forall i,t \tag{6.3}$$

$$P_{i,t}^{D}=P_{i,t}^{frc-I}+\alpha_{i,t}P_{i,t}^{frc-F} \qquad \forall i,t \tag{6.4}$$

$$Q_{i,t}^{D}=Q_{factor}P_{i,t}^{frc-I}+Q_{factor}\alpha_{i,t}P_{i,t}^{frc-F} \qquad \forall i,t \tag{6.5}$$

$$P_{ij,t}^{Flow}=-V_{i,t}^2G_{ij}+V_{i,t}V_{j,t}\left(G_{ij}\cos\theta_{ij,\mathrm{t}}+B_{ij}\sin\theta_{ij,\mathrm{t}}\right) \qquad \forall i,j,t \tag{6.6}$$

$$Q_{ij,t}^{Flow}=V_{i,t}^2B_{ij}-0.5b_{ij}+V_{i,t}V_{j,t}\left(G_{ij}\sin\theta_{ij,\mathrm{t}}-B_{ij}\cos\theta_{ij,\mathrm{t}}\right) \qquad \forall i,j,t \tag{6.7}$$

$$P_t^{DA}+P_t^{RT}+P_{1,t}^{LS}-P_{1,t}^{D}=\sum_{j\in N_1}P_{1j,t}^{Flow} \qquad \forall t \tag{6.8}$$

$$Q_t^{DA}+Q_t^{RT}+Q_{1,t}^{LS}-Q_{1,t}^{D}=\sum_{j\in N_1}Q_{1j,t}^{Flow} \qquad \forall t \tag{6.9}$$

$$P_{i,t}^{LS}-P_{i,t}^{D}=\sum_{j\in N_i}P_{ij,t}^{Flow} \qquad \forall i\ne 1,t \tag{6.10}$$

$$Q_{i,t}^{LS}-Q_{i,t}^{D}=\sum_{j\in N_i}Q_{ij,t}^{Flow} \qquad \forall i\ne 1,t \tag{6.11}$$

$$\left(P_t^{DA}+P_t^{RT}\right)^2+\left(Q_t^{DA}+Q_t^{RT}\right)^2\le\left(S_{ss}^{\max}\right)^2 \qquad \forall t \tag{6.12}$$

$$\left(P_{ij,t}^{Flow}\right)^2+\left(Q_{ij,t}^{Flow}\right)^2\le\left(S_{ij,t}^{Flow}\right)^2 \qquad \forall i,j,t \tag{6.13}$$

$$0\le P_{i,t}^{LS}\le P_{i,t}^{D} \qquad \forall i,t \tag{6.14}$$

$$0\le Q_{i,t}^{LS}\le Q_{i,t}^{D} \qquad \forall i,t \tag{6.15}$$

$$\zeta^{\min}\sum_{t=1}^{T}\left(P_{i,t}^{frc,I}+P_{i,t}^{frc,F}\right)\le\sum_{t=1}^{T}(P_{i,t}^{D}-P_{i,t}^{LS})\le\zeta^{\max}\sum_{t=1}^{T}\left(P_{i,t}^{frc,I}+P_{i,t}^{frc,F}\right) \qquad \forall i \tag{6.16}$$

$$V^{\min} \le V_{i,t} \le V^{\max} \qquad \forall i,t \qquad (6.17)$$

$$-\pi \le \theta_{i,t} \le \pi \qquad \forall i,t \qquad (6.18)$$

$$V_{1,t} = 1 \qquad \forall t \qquad (6.19)$$

$$\theta_{1,t} = 0 \qquad \forall t \qquad (6.20)$$

$$(1+k_a)\rho_{\alpha,t}^{Cust} \le \rho_{\alpha,t}^{Disco} \le \rho_t^{RT} \qquad \forall \alpha,t \qquad (6.21)$$

$$-P_{\alpha,t}^{Agg} + \sum_{i\in\Omega_\alpha} \beta_{i,t} P_{i,t}^{frc,F} \ge 0 \qquad \forall a,t \qquad (6.88)$$

$$P_{\alpha,t}^{Agg} - \sum_{i\in\Omega_\alpha} \beta_{i,t} P_{i,t}^{frc,F} \ge 0 \qquad \forall a,t \qquad (6.89)$$

$$-Q_{\alpha,t}^{Agg} + Q_{factor} \sum_{i\in\Omega_\alpha} \beta_{i,t} P_{i,t}^{frc,F} \ge 0 \qquad \forall a,t \qquad (6.90)$$

$$Q_{\alpha,t}^{Agg} - Q_{factor} \sum_{i\in\Omega_\alpha} \beta_{i,t} P_{i,t}^{frc,F} \ge 0 \qquad \forall a,t \qquad (6.91)$$

$$-P_{\alpha,t}^{Agg} \ge -P_{\alpha,t}^{\max} \qquad \forall a,t \qquad (6.92)$$

$$P_{\alpha,t}^{Agg} \ge P_{\alpha,t}^{\min} \qquad \forall a,t \qquad (6.93)$$

$$-Q_{\alpha,t}^{Agg} \ge -Q_{\alpha,t}^{\max} \qquad \forall a,t \qquad (6.94)$$

$$Q_{\alpha,t}^{Agg} \ge Q_{\alpha,t}^{\min} \qquad \forall a,t \qquad (6.95)$$

$$-\beta_{i,t} \ge -DSF_{i,t}^{dn} \qquad \forall i \in \Omega_\alpha, t \qquad (6.96)$$

$$\beta_{i,t} \ge 0 \qquad \forall i \in \Omega_\alpha, t \qquad (6.97)$$

$$-\eta^+ + \eta^- - \rho^+ + \rho^- \le (\rho_{\alpha,t}^{Cust} - \rho_{\alpha,t}^{Disco}) \qquad \forall a,t \qquad (6.98)$$

$$-\mu^+ + \mu^- - \sigma^+ + \sigma^- \le 0 \qquad \forall a,t \qquad (6.99)$$

$$\begin{aligned} &\sum_{i\in\Omega_\alpha} P_{i,t}^{frc,F} \eta^+ - \sum_{i\in\Omega_\alpha} P_{i,t}^{frc,F} \eta^- + Q_{factor} \sum_{i\in\Omega_\alpha} P_{i,t}^{frc,F} \mu^+ \\ &-Q_{factor} \sum_{i\in\Omega_\alpha} P_{i,t}^{frc,F} \mu^- - \varphi^+ + \varphi^- \le 0 \end{aligned} \qquad \forall i \in \Omega_\alpha, t \qquad (6.100)$$

$$\eta^+, \eta^-, \mu^+, \mu^-, \rho^+, \rho^-, \sigma^+, \sigma^-, \varphi^+, \varphi^- \ge 0 \qquad (6.101)$$

$$\sum_{t=1}^{T} P_{\alpha,t}^{Agg} (\rho_{\alpha,t}^{Cust} - \rho_{\alpha,t}^{Disco}) = \sum_{t=1}^{T} \begin{aligned} [&\rho^+ \left(-P_{a,t}^{\max}\right) + \rho^- \left(P_{a,t}^{\min}\right) + \sigma^+ \left(-Q_{a,t}^{\max}\right) \\ &+\sigma^- \left(Q_{a,t}^{\min}\right) + \varphi^+ \left(-DSF_{i,t}^{dn}\right)] \end{aligned} \qquad (6.103)$$

6.7. ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Στο κεφάλαιο αυτό παρουσιάστηκε το μαθηματικό μοντέλο δύο επιπέδων που περιγράφει ικανοποιητικά ένα περιβάλλον αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, στο οποίο συμμετέχουν ΦοΣΕ φορτίων. Δόθηκαν δύο πιθανές μέθοδοι αναδιαμόρφωσης του προβλήματος MPEC. Είτε με τη μετατροπή σε MPCC, είτε με τη μετατροπή σε MPPDC. Όπως παρατηρήθηκε, η δεύτερη μέθοδος (μετατροπή σε MPPDC) προτιμάται έναντι της πρώτης (μετατροπή σε MPCC), διότι η μετατροπή σε MPPDC δεν εισάγει νέους μη γραμμικούς περιορισμούς, με αποτέλεσμα το τελικό πρόβλημα βελτιστοποίησης MPPDC να είναι απλούστερο στην επίλυση.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7

ΑΝΑΠΤΥΞΗ ΛΟΓΙΣΜΙΚΟΥ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΦΟΣΕ ΦΟΡΤΙΩΝ ΣΕ ΑΓΟΡΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΑ ΔΙΚΤΥΑ ΔΙΑΝΟΜΗΣ

7.1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ

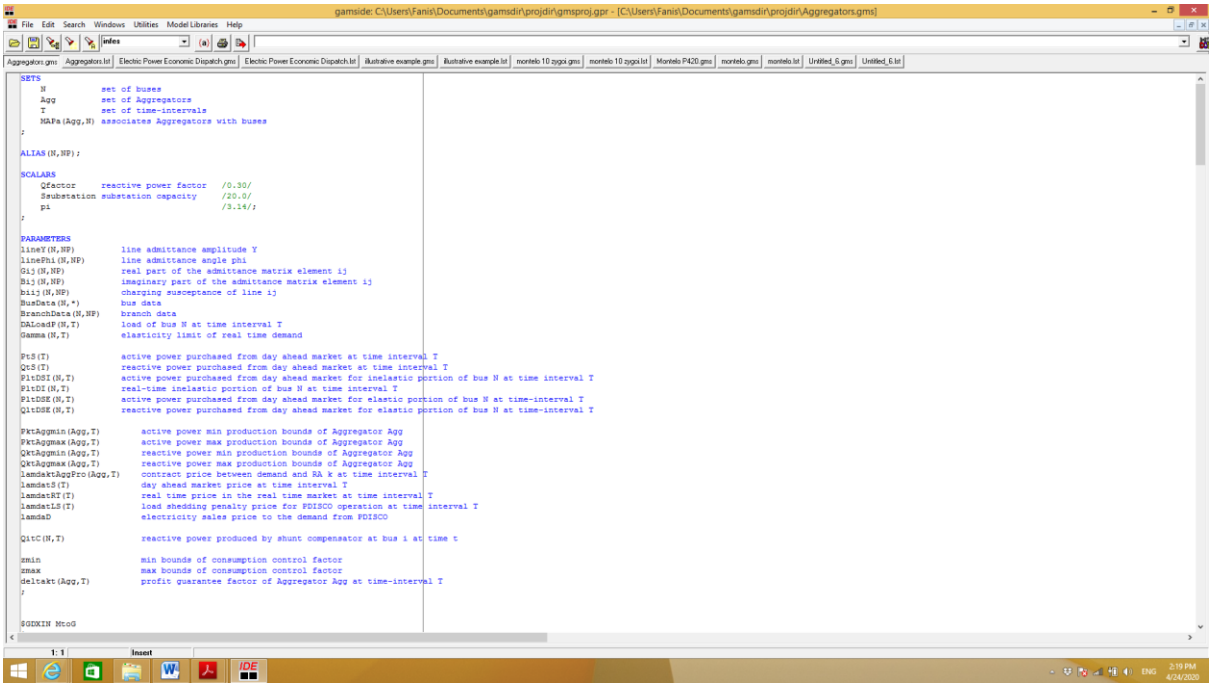
Η επίλυση του μοντέλου που περιγράφηκε αναλυτικά στο Κεφάλαιο 6, με την οποία ασχολείται η παρούσα διπλωματική εργασία, απαιτεί την ανάπτυξη κατάλληλου λογισμικού, ιδιαίτερα όταν εμπλέκονται εκατοντάδες ή ακόμα και χιλιάδες μεταβλητές και συναρτήσεις. Στο κεφάλαιο αυτό γίνεται περιγραφή του λογισμικού που αναπτύχθηκε με στόχο την εύρεση της βέλτιστης λύσης στο πρόβλημα της λειτουργίας ΦοΣΕ φορτίων σε αγορά ηλεκτρικής ενέργειας στα δίκτυα διανομής. Συγκεκριμένα, γίνεται μια σύντομη περιγραφή των προγραμμάτων που χρησιμοποιήθηκαν για την ανάπτυξη του λογισμικού (GAMS και MATLAB), καθώς επίσης και των βασικών τους λειτουργιών. Στη συνέχεια, αναφέρονται οι απαιτήσεις του συστήματος για τα συγκεκριμένα προγράμματα, και παρουσιάζεται η πλήρης διαδικασία που ακολουθήθηκε για την ανάπτυξη του λογισμικού και τις προσομοιώσεις, δηλαδή ο τρόπος εισαγωγής δεδομένων, η επεξεργασία τους και τα αποτελέσματα που εξάγονται. Τέλος, παρουσιάζεται η δομή του λογισμικού.

7.2. ΤΟ ΛΟΓΙΣΜΙΚΟ GAMS

7.2.1. ΓΕΝΙΚΑ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ

Στην παρούσα εργασία αναπτύχθηκε κώδικας στο λογισμικό General Algebraic Modeling System – GAMS, ένα υπολογιστικό περιβάλλον για τον προσδιορισμό, την ανάλυση και την επίλυση ποικίλων προβλημάτων βελτιστοποίησης. Το GAMS έχει τη δυνατότητα να λύσει αρκετά από τα προβλήματα μαθηματικού προγραμματισμού. Τα κυριότερα χαρακτηριστικά του προγράμματος είναι [61]:

- Η ικανότητά του να επιλύει μικρά (δεκάδων μεταβλητών και περιορισμών) αλλά και μεγάλα προβλήματα (χιλιάδων μεταβλητών και περιορισμών) με τη χρήση της ίδιας έκτασης κώδικα. Με άλλα λόγια, είναι δυνατός ο καθορισμός ενός πλήθους παρόμοιων περιορισμών, γράφοντας ουσιαστικά μόνο έναν, ο οποίος ισχύει για όλες τις τιμές μιας παραμέτρου, εκτός των εξαιρέσεων που θα καθορίσει ρητά.
- Διαχωρίζει τη διαδικασία μοντελοποίησης του προβλήματος από τη μέθοδο επίλυσης που χρησιμοποιείται. Ο χρήστης φροντίζει να ορίσει με συνέπεια το μαθηματικό πρόγραμμα με τη μορφή κώδικα, και στη συνέχεια ένας από τους πολλούς διαθέσιμους επιλυτές (αλγόριθμοι

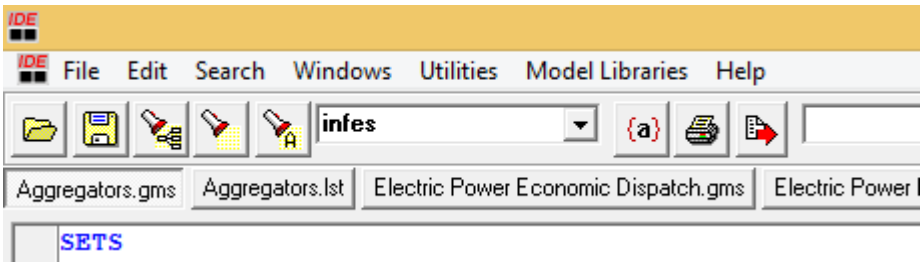


Σχήμα 7.1: Το περιβάλλον του GAMS

επίλυσης) αναλαμβάνει την επίλυσή του. Ως αποτέλεσμα, ο χρήστης επικεντρώνεται αποκλειστικά στη μαθηματική μοντελοποίηση του προβλήματος χωρίς να ασχολείται με τις λεπτομέρειες των αλγοριθμικών τεχνικών επίλυσης.

- Μιμείται σε μεγάλο βαθμό τη μαθηματική περιγραφή ενός προβλήματος, αποτελώντας έτσι οικείο περιβάλλον για τους γνώστες του μαθηματικού προγραμματισμού.
- Παρέχει μηχανισμούς για την επίλυση συλλογών από δομημένα προβλήματα βελτιστοποίησης, όπως αυτά που προκύπτουν από τεχνικές αποδόμησης.
- Διευκολύνει την ανάλυση ευαισθησίας ενός προβλήματος. Ο χρήστης εύκολα μπορεί να προγραμματίσει την επίλυση ενός μοντέλου για διαφορετικές τιμές παραμέτρων και να δημιουργήσει μια αναφορά με τα χαρακτηριστικά λύσης της κάθε περίπτωσης.

Στο Σχήμα 7.1 παρουσιάζεται το περιβάλλον εργασίας του λογισμικού GAMS. Στην λευκή επιφάνεια ο χρήστης μπορεί να εισάγει τον κώδικα που περιγράφει ένα μαθηματικό μοντέλο. Ένα βασικό πλεονέκτημα του GAMS είναι ότι ο τρόπος γραφής του κώδικα είναι αρκετά φιλικός προς τον χρήστη, με αποτέλεσμα να μην απαιτείται μακροχρόνια εμπειρία και γνώσεις γλωσσών προγραμματισμού υψηλής δυσκολίας. Αντίθετα, ο κώδικας μοιάζει αρκετά σε μορφή με το αρχικό μοντέλο που δίδεται προς βελτιστοποίηση. Εφόσον δοθούν ξεκάθαρα τα σύνολα, τα δεδομένα, οι παράμετροι, οι μεταβλητές και οι εξισώσεις του προβλήματος, το λογισμικό είναι ικανό να προβεί στη μεταγλώτισση του κώδικα και στη συνέχεια να τον εκτελέσει. Σημαντικό είναι το γεγονός ότι οι εξισώσεις που εισάγονται δεν χρειάζεται να αναδιαμορφωθούν για τις ανάγκες του GAMS, δηλαδή αναγνωρίζονται σύμφωνα με την αρχική τους μαθηματική μορφή. Επίσης, όλες οι εξισώσεις εκτελούνται ταυτόχρονα, πράγμα που σημαίνει πως δεν είναι απαραίτητο κάποιες μεταβλητές και εξισώσεις να ορίζονται με τη σειρά που αυτές μεταγλωτίζονται, όπως συμβαίνει συνήθως σε πολλές γλώσσες προγραμματισμού. Οι βιβλιοθήκες του GAMS μπορούν επιπρόσθετα να λύσουν μια AC ροή φορτίου, δίχως να απαιτείται ο χρήστης να πληκτρολογεί αναλυτικά



Σχήμα 7.2: Γραμμή εργαλείων στο GAMS

τον κώδικα για επαναληπτικές μεθόδους. Έπειτα από την σύνταξη του κώδικα ακολουθεί η μεταγλώτιση και μετά η εκτέλεση από τον αντίστοιχο επιλυτή που έχει οριστεί από τον χρήστη.

Στο Σχήμα 7.1 πάνω αριστερά στο περιβάλλον εργασίας του GAMS βρίσκεται η γραμμή εργαλείων και διάφορα εικονίδια, όπως φαίνεται πιο ξεκάθαρα στο Σχήμα 7.2. Φαίνονται τα ονόματα των αρχείων που είναι ανοιγμένα και ο χρήστης μπορεί να τα επιλέξει και να πραγματοποιήσει διάφορες αλλαγές που επιθυμεί. Τα εικονίδια που υπάρχουν από αριστερά προς τα δεξιά είναι τα ακόλουθα: άνοιγμα αρχείου GAMS (σχήμα φακέλου), αποθήκευση αρχείου (σχήμα δίσκου), εύρεση σε πολλαπλά αρχεία, εύρεση σε ένα αρχείο, εύρεση επόμενου στοιχείου (σχήματα με τον φακό), πεδίο εισαγωγής της λέξης προς αναζήτηση, ταίριασμα παρενθέσεων (σχήμα με τα άγκυστρα), εκτύπωση αρχείου (εικονίδιο εκτυπωτή), εκτέλεση αρχείου (σχήμα με το κόκκινο βελάκι). Πιο πάνω υπάρχει και η γραμμή εργασιών με τις παρακάτω επιλογές [61]:

- File: Βασικές λειτουργίες όπως αποθήκευση, διαγραφή, μεταγλώττιση (compile), ανακατεύθυνση αρχείου.
- Edit: Υποστηρικτικές λειτουργίες επέμβασης επί του αρχείου
- Search: Γίνεται εναλλακτικά αναζήτηση και εύρεση λέξεων μέσα στον κώδικα
- Windows: Λειτουργίες επαναδιαμόρφωσης της επιφάνειας εργασίας
- Utilities: Δυνατότητα εγγραφής (recording) του αρχείου και επαναδιαμόρφωσης του editor
- Model Libraries: Επιλογή κατάλληλης βιβλιοθήκης και δυνατότητα προβολής απλών παραδειγμάτων με στόχο την εξοικείωση του χρήστη με το λογισμικό
- Help: Βοήθεια για εντολές, δυνατότητες του GAMS και γενικά για το λογισμικό

7.2.2. ΣΥΝΤΑΞΗ ΚΩΔΙΚΑ ΣΤΟ ΛΟΓΙΣΜΙΚΟ GAMS

Το πρόβλημα του Κεφαλαίου 6 μπορεί να μοντελοποιηθεί στο GAMS, ορίζοντας το σύνολο των απαραίτητων μεταβλητών και παραμέτρων, καθώς και συντάσσοντας τις εξισώσεις. Τα κυριότερα μέρη, στα οποία επιμερίζεται ο κώδικας είναι [61]:

- Sets: Εισάγονται τα σύνολα δεικτών του προβλήματος και παρατίθενται οι τιμές που μπορούν να πάρουν.
- Scalars: Εισάγονται οι σταθερές του προβλήματος.
- Parameters/Tables: Χρησιμοποιούνται για τον ορισμό μονοδιάστατων παραμέτρων ή πινάκων με τουλάχιστον δύο διαστάσεις.
- Variables: Εισάγονται οι μεταβλητές ελέγχου, κατά τη δήλωση των οποίων θα πρέπει να συμπεριλαμβάνονται οι διαστάσεις των μεταβλητών. Υπάρχουν επιπλέον προθέματα που μπορούν να

τοποθετηθούν στην εντολή για προσδιορισμό συγκεκριμένων τύπων μεταβλητών όπως Positive, Binary ή Integer που εισάγουν θετικές, δυαδικές και ακέραιες μεταβλητές, αντίστοιχα.

- Equations: Εισάγονται οι εξισώσεις και οι περιορισμοί του προβλήματος. Αρχικά δηλώνονται ονομαστικά όλες οι συνθήκες που ορίζουν το πρόβλημα και στη συνέχεια αντιστοιχείται από μία σχέση ισότητας ή ανισότητας σε κάθε όνομα.
- Model: Προσδιορίζονται οι εξισώσεις που θα συμπεριληφθούν στο προς επίλυση μοντέλο. Είναι δυνατόν ένα μοντέλο να μην περιέχει όλες τις δηλωμένες εξισώσεις της εντολής Equations.
- Option: Έχει τη δυνατότητα να αλλάζει προκαθορισμένες από το λογισμικό τιμές παραμέτρων επίλυσης των επιλυτών για τις ιδιαίτερες ανάγκες κάθε προβλήματος ή και να αναθέσει σε συγκεκριμένο επιλύτη την εκτέλεση διαφόρων ειδών προγραμματισμού.
- Solve: Εντολή επίλυσης του προβλήματος που έχει διατυπωθεί. Ακολουθείται από το είδος του προγραμματισμού που ο χρήστης επιθυμεί να εφαρμόσει και από τον προσδιορισμό του στόχου της επίλυσης, δηλαδή την ελαχιστοποίηση ή μεγιστοποίηση μιας μεταβλητής. Για τη μεταβλητή αυτή θα πρέπει να έχει συμπεριληφθεί στο μέρος Equations η σχέση που να την εξισώνει με την επιθυμητή αντικειμενική συνάρτηση.
- Display: Εμφανίζονται οι τελικές τιμές των επιθυμητών μεταβλητών στο περιβάλλον του λογισμικού.

7.2.3. Ο ΕΠΙΛΥΤΗΣ CONOPT

Υπάρχουν αρκετά και διαφορετικά είδη αλγορίθμων για την επίλυση των μη γραμμικών μοντέλων προγραμματισμού. Κάθε ένας από αυτούς έχει τα δικά του χαρακτηριστικά και πλεονεκτήματα που τον καθιστούν τον καταλληλότερο, τόσο από πλευράς ακρίβειας αποτελεσμάτων όσο και χρόνου εκτέλεσης, για την επίλυση του εκάστοτε προβλήματος. Το μαθηματικό μοντέλο που αναπτύχθηκε στο Κεφάλαιο 6 οδηγεί τελικά σε ένα πρόβλημα MPPDC, το οποίο είναι μη γραμμικό πρόβλημα βελτιστοποίησης (non linear programming – NLP). Για την επίλυσή του χρησιμοποιείται ο επιλυτής CONOPT, ο οποίος διαθέτει πέντε εκδόσεις (CONOPT, CONOPT1, CONOPT2, CONOPT3, CONOPT4).

Ο αλγόριθμος που συνίσταται στην περίπτωση του μοντέλου που αναπτύχθηκε στο Κεφάλαιο 6 είναι ο CONOPT3, διότι κρίνεται κατάλληλος για μη γραμμικά προβλήματα βελτιστοποίησης πολλών μεταβλητών και περιορισμών, όπου η διαδικασία εύρεσης της βέλτιστης λύσης διαρκεί κάποια λεπτά [62].

7.3. ΚΩΔΙΚΑΣ ΤΟΥ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ

Τα βήματα που ακολουθεί ο χρήστης για την επίλυση ενός προβλήματος βελτιστοποίησης είναι τα ακόλουθα:

- Καθορισμός του πλήρους μαθηματικού μοντέλου σε πρώτο χρόνο (δεδομένα, μεταβλητές, αντικειμενική συνάρτηση, περιορισμοί), και στη συνέχεια ανοίγεται το πρόγραμμα gamside.exe.
- Εισάγονται τα αριθμητικά δεδομένα σε μορφή παραμέτρων ή πινάκων, όπως φαίνεται στα Σχήματα 7.3 και 7.4. Τα δεδομένα που διαβάζει το λογισμικό GAMS είναι δυνατόν να περιέχονται σε μέρος του κώδικα ή να εισάγονται από εξωτερικές πηγές. Το GAMS έχει τη δυνατότητα να διαβάζει και να γράφει σε ένα συγκεκριμένο τύπο αρχείων, τα οποία ονομάζονται Gams Data eXchange files - GDX.

Χαρακτηριστικό παράδειγμα είναι η χρήση εντολών που διαβάζουν τα περιεχόμενα των κελιών αρχείων του Microsoft Excel και δημιουργούν GDX αρχεία για μετέπειτα χρήση από το GAMS.

```
SETS
    N           set of buses
    Agg         set of Aggregators
    T           set of time-intervals
    MAPa(Agg,N) associates Aggregators with buses
;

ALIAS(N,NP);

SCALARS
    Qfactor     reactive power factor   /0.30/
    Ssubstation substation capacity     /20.0/
    pi                                  /3.14/;
;

PARAMETERS
lineY(N,NP)          line admittance amplitude Y
linePhi(N,NP)        line admittance angle phi
Gij(N,NP)            real part of the admittance matrix element ij
Bij(N,NP)            imaginary part of the admittance matrix element ij
biij(N,NP)           charging susceptance of line ij
BusData(N,*)         bus data
```

Ορισμός συνόλων, σταθερών και μερικών από τις παραμέτρους του προβλήματος

Σχήμα 7.3: Εισαγωγή δεδομένων στο GAMS

```
TABLE TRANSACTIONS(T,*) transactions input data
      RT_PR     DA_PR     LS_PR
*    (E/kWh)   (E/kWh)   (E/kWh)
T1    0.23      0.1889    8
T2    0.22      0.1745    8
T3    0.17      0.1263    9
T4    0.15      0.1214    7
T5    0.16      0.1199    16
T6    0.25      0.1809    17
T7    0.35      0.2515    18
T8    0.43      0.3646    20
T9    0.51      0.4536    21
T10   0.68      0.5800    35
T11   0.74      0.6200    36
T12   0.75      0.6400    37
T13   0.69      0.5900    34
T14   0.50      0.4252    22
T15   0.51      0.4329    20
T16   0.49      0.4576    20
T17   0.49      0.4578    20
T18   0.60      0.5300    31
T19   0.65      0.5500    32
T20   0.67      0.5600    33
T21   0.70      0.6000    35
T22   0.35      0.2729    17
T23   0.29      0.2695    16
T24   0.23      0.1994    8    ;
```

Πίνακας δεδομένων τιμών αγοράς επόμενης ημέρας, αγοράς πραγματικού χρόνου και ποινές για τυχόν αναγκαστικές διακοπές φορτίου

```
$GDXIN MtoG
$LOAD N, T, Agg, MAPa, lineY, linePhi, biij,  BusData, BranchData, DALoadP, Gamma
$GDXIN
```

Δεδομένα από αρχείο GDX

Σχήμα 7.4: Εισαγωγή δεδομένων στο GAMS

Σύμφωνα με την Ενότητα 6.4.2, οι παράμετροι που εισάγονται στο GAMS είναι οι:

$$G_{ij}, B_{ij}, b_{ij}, S_{ss}^{\max}, S_{ij}^{\max}, V^{\min/\max}, P_{i,t}^{frc,I} / P_{i,t}^{frc,F}, P_t^{DA} / Q_t^{DA}, DSF_{i,t}^{up},$$

$$DSF_{i,t}^{dn}, P_{\alpha,t}^{\max} / P_{\alpha,t}^{\min}, \rho_t^{DA}, \rho_t^{RT}, \rho_{\alpha,t}^{Cust}, \rho^{Retail}, \rho_t^{LS}, k_\alpha, \zeta^{\min/\max}$$

- Καθορίζονται οι μεταβλητές και ορισμένες σταθερές τιμές αυτών (Σχήμα 7.5)

```
VARIABLES
z                    objective function variable
alpha(N,T)           consumption of elastic portion of demand l at time t
beta(N,T)            virtual generation of elastic portion of demand l at time t
PktAgg(Agg,T)        active power produced by RAk at time t
QktAgg(Agg,T)        reactive power produced by RAk at time t
lamdaktAgg(Agg,T)    marginal price for PDISCO purchasing production from RAk at time t

Vit.l(N,T)   = 1;
Vit.lo(N,T)  = BusData(N,'Vmin');
Vit.up(N,T)  = BusData(N,'Vmax');
Vit.fx(N,T)$(ord(N) eq 1) = 1;
```

Μερικές μεταβλητές του προβλήματος Παράδειγμα αρχικοποίησης τάσης, καθορισμός ορίων τάσης και τάσης ζυγού αναφοράς

Σχήμα 7.5: Ορισμός μεταβλητών στο GAMS

Οι μεταβλητές που ορίζονται σύμφωνα με την Ενότητα 6.4.2 είναι οι εξής:

$$\alpha_{i,t}, \beta_{i,t}, \rho_{\alpha,t}^{DisCo}, \mathrm{P}_{\mathrm{i,t}}^{D} / Q_{\mathrm{i},t}^{D}, \mathrm{P}_{\mathrm{t}}^{RT} / Q_{t}^{RT}, \mathrm{P}_{\alpha,\mathrm{t}}^{Agg} / Q_{\alpha,t}^{Agg}, P_{i,t}^{LS} / Q_{i,t}^{LS}, P_{ij,t}^{Flow}, Q_{ij,t}^{Flow}, V_{i,t}, \theta_{ij,t}$$

- Γράφονται οι εξισώσεις του προβλήματος (Σχήμα 7.6)

```
EQUATIONS
COST                                  objective function
BOUNDCEPGEP1(N,T)
BOUNDCEPGEP2(N,T)
INELASTICACTIVE(N,T)
INELASTICREACTIVE(N,T)
CONSUMEDACTIVEPOWER(N,T)
CONSUMEDREACTIVEPOWER(N,T)
PROFITGUARANTEE1(Agg,T)
PROFITGUARANTEE2(Agg,T)

COST..                          z =e= SUM(Agg, SUM(T, lamdaktAgg(Agg,T)*PktAgg(Agg,T))) + SUM(T, lamdatRT(
BOUNDCEPGEP1(N,T)..             alpha(N,T) + beta(N,T) =g= 1 ;
BOUNDCEPGEP2(N,T)..             alpha(N,T) + beta(N,T) =l= Gamma(N,T) ;
INELASTICACTIVE(N,T)..          PltDI(N,T) =e= PltDSI(N,T) ;
CONSUMER(N)..                   SUM(T,PltD(N,T)) =e= SUM(T,DALoadP(N,T)) ;
*CONSUMERUP(N)..                   SUM(T,PltD(N,T)) =l= zmax*SUM(T,DALoadP(N,T)) ;
INELASTICREACTIVE(N,T)..        QltDI(N,T) =e= PltDSI(N,T)*Qfactor ;
CONSUMEDACTIVEPOWER(N,T)..      PltD(N,T) =e= PltDI(N,T) + alpha(N,T)*PltDSE(N,T)   ;
CONSUMEDREACTIVEPOWER(N,T)..    QltD(N,T) =e= QltDI(N,T) + alpha(N,T)*PltDSE(N,T)*Qfactor ;
*AAA(Agg,T)..                    mi(Agg,T) =e= Qfactor*ni(Agg,T) ;
PROFITGUARANTEE1(Agg,T)..       lamdaktAgg(Agg,T) =g= deltakt(Agg,T)*lamdaktAggPro(Agg,T) ;
PROFITGUARANTEE2(Agg,T)..       lamdaktAgg(Agg,T) =l= lamdatRT(T) ;
```

Καθορισμός μερικών εξισώσεων του προβλήματος

Σύνταξη συγκεκριμένων εξισώσεων του μοντέλου στο GAMS

Σχήμα 7.6: Οι εξισώσεις στο GAMS

Οι εξισώσεις που ορίζονται είναι οι (6.1)–(6.27) του Κεφαλαίου 6.

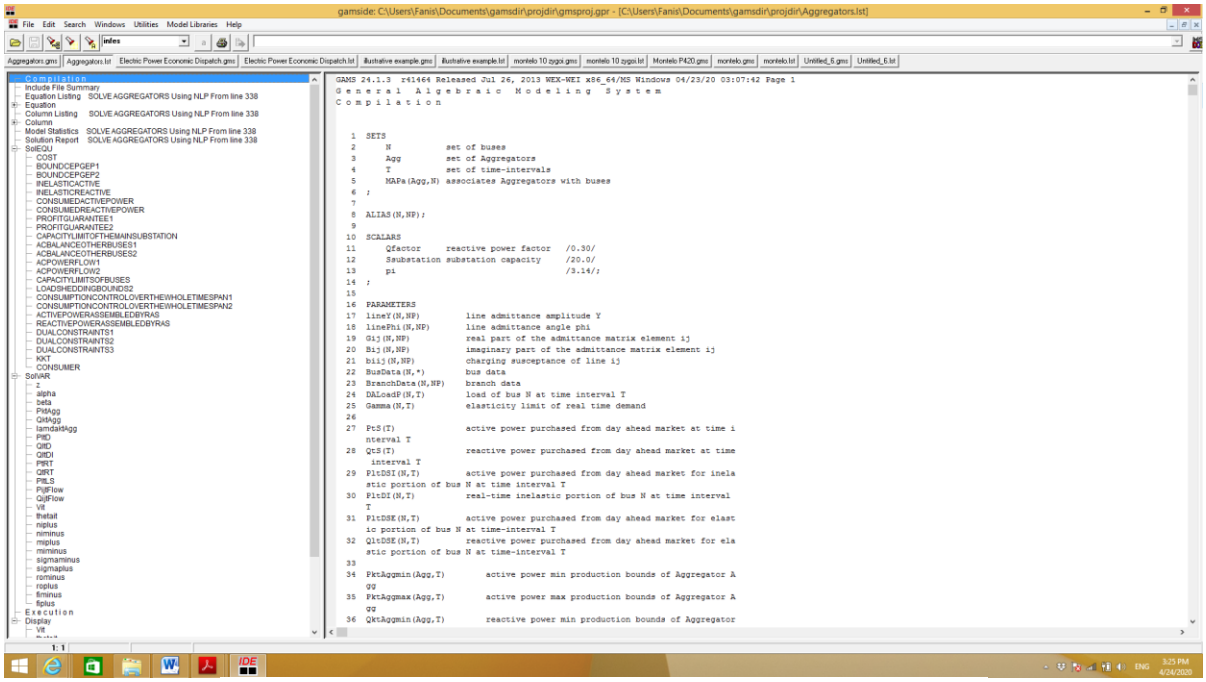
- Καθορίζονται οι επιλυτές που θα χρησιμοποιηθούν για την επίλυση του προβλήματος. Στο συγκεκριμένο αρχείο κώδικα χρησιμοποιήθηκε ο επιλυτής CONOPT3. Δίνει ενδεχομένως εντολή να διαβαστεί ένα option file, δηλαδή ένα ξεχωριστό αρχείο που περιέχει κάποιες ειδικές ρυθμίσεις. Καθορίζεται ποια είναι η αντικειμενική συνάρτηση και αν πρέπει να ελαχιστοποιηθεί ή να μεγιστοποιηθεί (Σχήμα 7.7)

```
MODEL AGGREGATORS /all/;
option nlp=CONOPT3
       resLim= 2000 ;
SOLVE AGGREGATORS using nlp minimizing z;

execute_unload 'GtoM', z, PktAgg, alpha, beta, PltD, PtRT, lamdaktAgg

Display Vit.l, thetait.l, PtS, PtRT.l, PltDSE, PktAgg.l, PktAggmin, PktAggmax, Gij, Bij , biij
```

Επιλογή ελαχιστοποίησης της αντικειμενικής με τον CONOPT3 και δημιουργία αρχείου GDX εξόδου

Σχήμα 7.7: Εντολές προς επίλυση του μοντέλου στο GAMS

- Το αρχείο κώδικα αποθηκεύεται ως filename.gms και μπορεί να εκτελεστεί μέσω του πλήκτρου Run GAMS
- Προκύπτουν τα παράθυρα, τα οποία περιέχουν την αναφορά εκτέλεσης του κώδικα και τα αποτελέσματα (τις τιμές όλων των μεταβλητών) στο αρχείο filename.lst (Σχήμα 7.8α). Οι τελείες υποδηλώνουν την τιμή μηδέν, ενώ το INF το άπειρο. Για κάθε μεταβλητή παρατηρούνται τέσσερις τιμές. Τα LOWER και UPPER δίνουν τα άνω και κάτω όριά της, το LEVEL τη βέλτιστη τιμή της και το MARGINAL δείχνει πόσο μια χαλάρωση των ορίων της μεταβλητής επηρεάζει την αντικειμενική συνάρτηση (Σχήμα 7.8β).



	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
---- VAR z	-INF	-5.418E+4	+INF	.

Σχήμα 7.8α:Το αρχείο .lst **β**:Παράδειγμα αποτελεσμάτων τελικής τιμής που παίρνει μία μεταβλητή

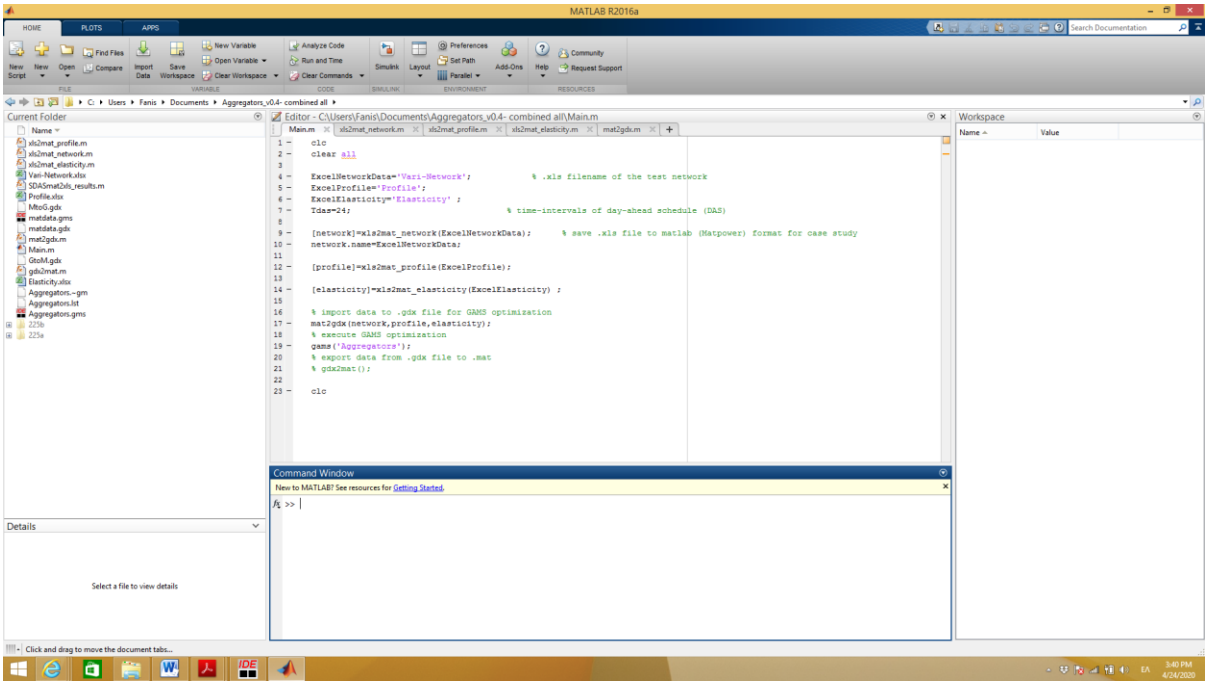
7.4. ΤΟ ΛΟΓΙΣΜΙΚΟ MATLAB

Το περιβάλλον της MATLAB (έκδοση R2016a) χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό των δεδομένων του δικτύου διανομής ηλεκτρικής ενέργειας της προσομοίωσης. Η MATLAB είναι μια γλώσσα τέταρτης γενιάς διαδραστικού περιβάλλοντος που επιτρέπει στον χρήστη να πραγματοποιεί τεχνικούς υπολογισμούς. Η κύρια χρήση της απαντάται στην επίλυση μαθηματικών προβλημάτων, από πολύ απλά έως πολύπλοκα, προσφέροντας επιπλέον μια τεράστια γκάμα εργαλείων, από οικονομικά έως και βιολογικά. Πέραν της απλής επίλυσης προβλημάτων, η MATLAB κατέχει σημαντικές δυνατότητες προγραμματισμού, εφάμιλλες (και κατά περίπτωση ανώτερες) των συμβατικών γλωσσών, όπως η C++ ή η Python, έχοντας όμως το μειονέκτημα της ταχύτητας λειτουργίας: όταν το πρόγραμμα είναι σημαντικής υπολογιστικής πολυπλοκότητας, η MATLAB είναι πιο αργή. Ένα ακόμα τεράστιο πλεονέκτημά της είναι η δυνατότητα διασύνδεσης με εξωτερικά λογισμικά, το οποίο επιτρέπει εξωτερικό προγραμματισμό και χρήση της MATLAB μόνο για υπολογισμούς χωρίς επιπλέον επιβάρυνση, αναλαμβάνει δηλαδή σημαντικότατο υποστηρικτικό ρόλο.

Οι βασικές εντολές της χωρίζονται σε δύο κατηγορίες, τις εντολές ελέγχου ροής (if) και τις εντολές επαναληπτικών διαδικασιών (for, while). Συνοπτικά η γλώσσα MATLAB έχει τις ακόλουθες δυνατότητες :

- Μαθηματικοί/αριθμητικοί υπολογισμοί
- Ανάπτυξη αλγορίθμων
- Μοντελοποίηση και αναπαράσταση
- Ανάλυση και γραφική παρουσίαση δεδομένων

Στο Σχήμα 7.9 παρουσιάζεται μια βασική επισκόπηση του λειτουργικού συστήματος της MATLAB. Τα βασικότερα μέρη του είναι:



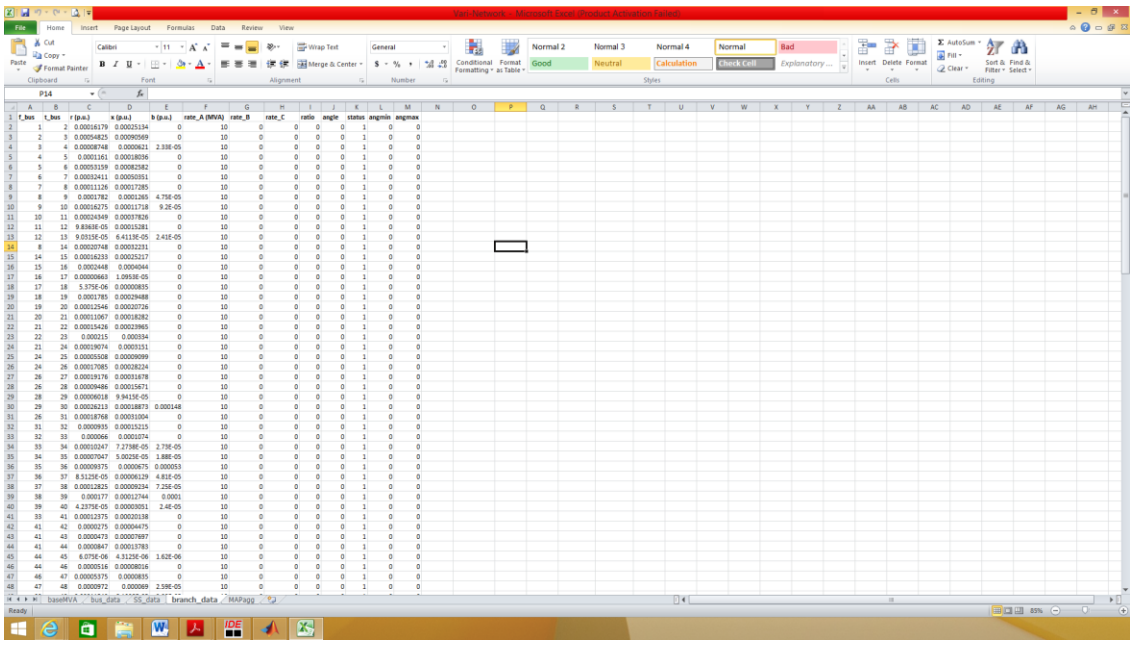
Σχήμα 7.9: Το περιβάλλον της MATLAB

- Editor (Συντάκτης): Στο συγκεκριμένο χώρο πληκτρολογείται ο κώδικας σε γλώσσα Matlab. Ο χρήστης μπορεί στη συνέχεια να εκτελέσει ολόκληρο ή τμήμα του κώδικα.
- Command window (παράθυρο εντολών): Μέσα στο παράθυρο αυτό γράφονται οι εντολές, δίνεται η εντολή εκτέλεσής τους και εμφανίζονται τα αποτελέσματα των πράξεων, δηλαδή γίνονται όλες οι αλληλεπιδράσεις του χρήστη με το πρόγραμμα
- Command history (ιστορικό εντολών): Σε αυτό το παράθυρο φαίνονται οι εντολές που εκτέλεσε ο χρήστης και αν θέλει μπορεί να τις αντιγράψει ή να τις σύρει (drag and drop) στο παράθυρο εντολών.
- Workspace (χώρος εργασίας): Ο χώρος διεκπεραίωσης των πράξεων είναι ο βασικός χώρος λειτουργίας του προγράμματος. Ο χώρος αυτός βρίσκεται στη μνήμη του υπολογιστή και μέσα σε αυτόν εκτελούνται οι πράξεις και ταυτόχρονα διατηρούνται όλα τα αποτελέσματά τους, με σκοπό να μπορούν να χρησιμοποιηθούν σε επόμενες πράξεις.
- Current directory (τρέχων κατάλογος): Είναι το σημείο αναφοράς των αρχείων του προγράμματος. Αν είναι επιθυμητό να κληθεί μια συνάρτηση ή ένα m-file πρέπει να βρίσκεται στον τρέχοντα κατάλογο.

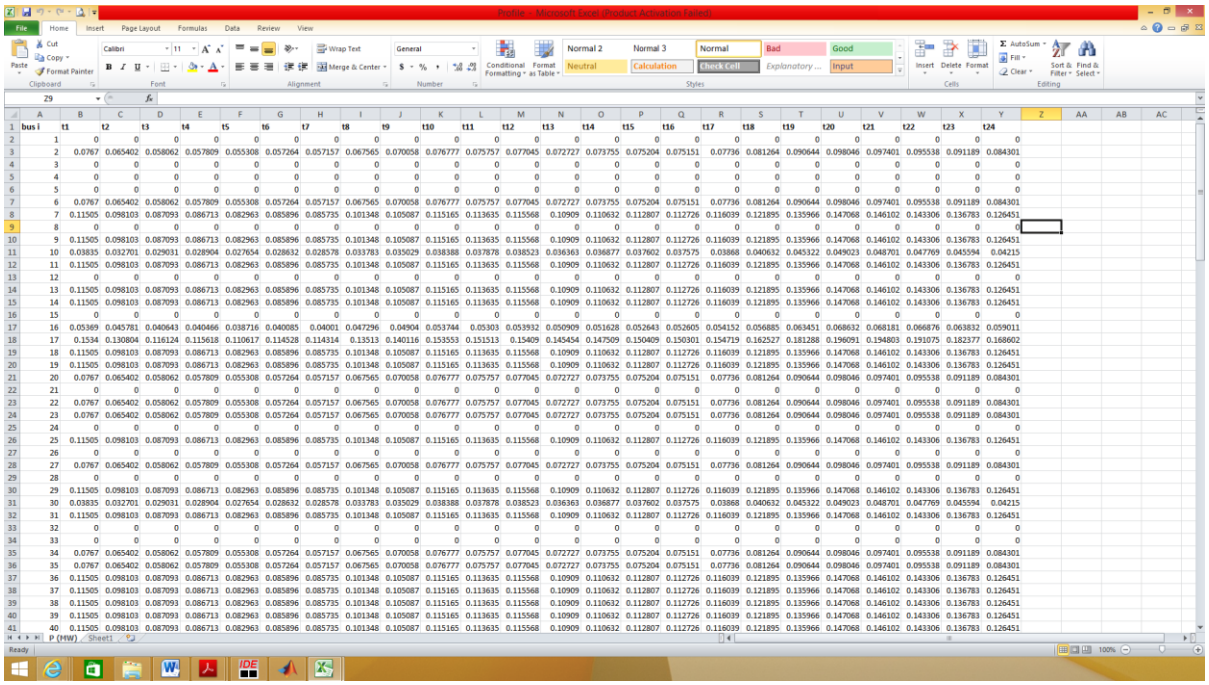
Να σημειωθεί για λόγους πληρότητας πως η αποθήκευση όλων των εντολών και του γενικότερου κώδικα όλων των προσομοιώσεων γίνονται σε ενιαία αρχεία που μπορούν να καλούνται άμεσα (ολόκληρα ή υπορουτίνες αυτών) από το παράθυρο εντολών. Τα αρχεία αυτά, τα επονομαζόμενα m-files, μπορεί να κατασκευάσει εύκολα ο χρήστης μέσω MATLAB [63], [64].

Στην προσομοίωση του μοντέλου δύο επιπέδων της παρούσας διπλωματικής εργασίας γίνεται χρήση του Matlab για την εισαγωγή και επεξεργασία των δεδομένων και των παραμέτρων του δικτύου διανομής ηλεκτρικής ενέργειας. Τα βήματα που ακολουθεί ο χρήστης είναι τα ακόλουθα:

- Αρχικά, μέσω Microsoft Excel, εισάγονται τα δεδομένα που αφορούν το δίκτυο διανομής, όπως πληροφορίες για την προβλεπόμενη κατανάλωση των ηλεκτρικών φορτίων, στοιχεία για τις γραμμές διανομής του δικτύου, τα προφίλ ευελιξίας του κάθε καταναλωτή και άλλες παραμέτρους του



Σχήμα 7.10: Εισαγωγή δεδομένων γραμμών διανομής από Microsoft Excel

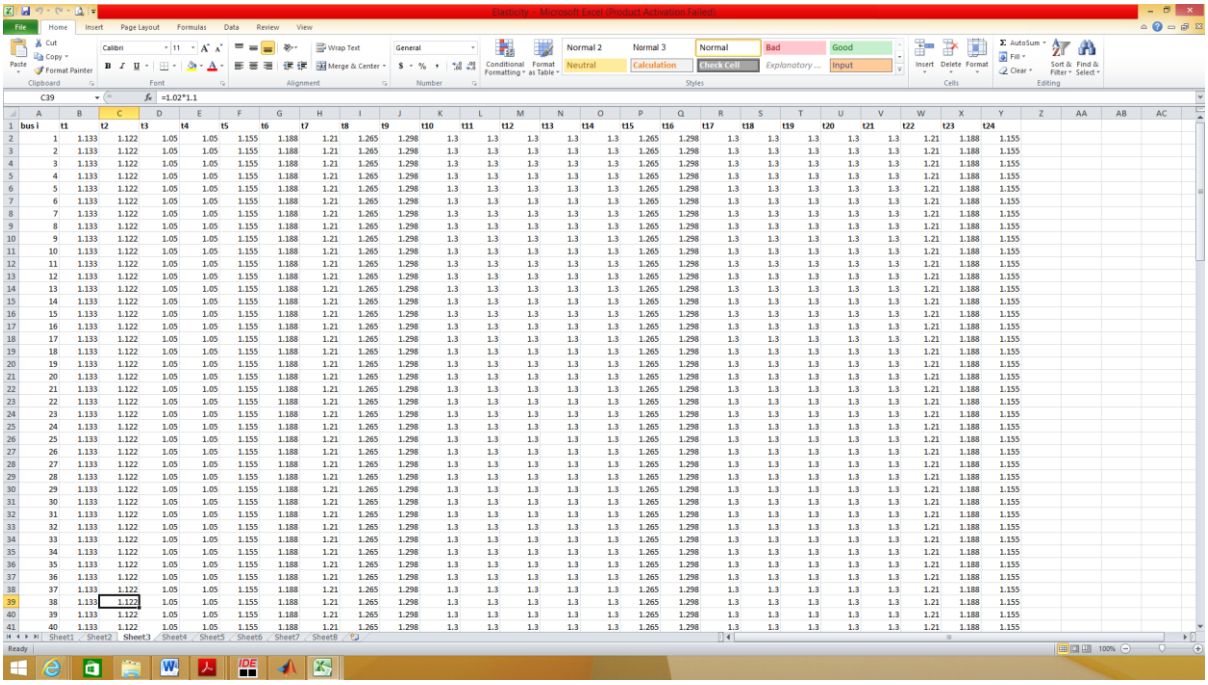


bus i	t1	t2	t3	t4	t5	t6	t7	t8	t9	t10	t11	t12	t13	t14	t15	t16	t17	t18	t19	t20	t21	t22	t23	t24
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0.0767	0.065402	0.058062	0.057809	0.055308	0.057264	0.057157	0.067565	0.070058	0.076777	0.075757	0.077045	0.072727	0.073755	0.075204	0.075151	0.07736	0.081264	0.090644	0.098046	0.097401	0.095538	0.091189	0.084301
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0.0767	0.065402	0.058062	0.057809	0.055308	0.057264	0.057157	0.067565	0.070058	0.076777	0.075757	0.077045	0.072727	0.073755	0.075204	0.075151	0.07736	0.081264	0.090644	0.098046	0.097401	0.095538	0.091189	0.084301
7	0.11505	0.098103	0.087093	0.086713	0.082963	0.085896	0.085735	0.101348	0.105087	0.115165	0.113635	0.115568	0.10909	0.110632	0.112807	0.112726	0.116039	0.121895	0.135966	0.147068	0.146102	0.143306	0.136783	0.126451
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0.11505	0.098103	0.087093	0.086713	0.082963	0.085896	0.085735	0.101348	0.105087	0.115165	0.113635	0.115568	0.10909	0.110632	0.112807	0.112726	0.116039	0.121895	0.135966	0.147068	0.146102	0.143306	0.136783	0.126451
10	0.03835	0.032701	0.029031	0.028904	0.027654	0.028632	0.028578	0.033783	0.035029	0.038388	0.037878	0.038523	0.036363	0.036877	0.037602	0.037575	0.03868	0.040632	0.045322	0.049023	0.048701	0.047769	0.045594	0.04215
11	0.11505	0.098103	0.087093	0.086713	0.082963	0.085896	0.085735	0.101348	0.105087	0.115165	0.113635	0.115568	0.10909	0.110632	0.112807	0.112726	0.116039	0.121895	0.135966	0.147068	0.146102	0.143306	0.136783	0.126451
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	0.11505	0.098103	0.087093	0.086713	0.082963	0.085896	0.085735	0.101348	0.105087	0.115165	0.113635	0.115568	0.10909	0.110632	0.112807	0.112726	0.116039	0.121895	0.135966	0.147068	0.146102	0.143306	0.136783	0.126451
14	0.11505	0.098103	0.087093	0.086713	0.082963	0.085896	0.085735	0.101348	0.105087	0.115165	0.113635	0.115568	0.10909	0.110632	0.112807	0.112726	0.116039	0.121895	0.135966	0.147068	0.146102	0.143306	0.136783	0.126451
15	0.11505	0.098103	0.087093	0.086713	0.082963	0.085896	0.085735	0.101348	0.105087	0.115165	0.113635	0.115568	0.10909	0.110632	0.112807	0.112726	0.116039	0.121895	0.135966	0.147068	0.146102	0.143306	0.136783	0.126451
16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	0.05369	0.045781	0.040643	0.040466	0.038716	0.040085	0.04001	0.047296	0.04904	0.053744	0.05303	0.053932	0.050909	0.051628	0.052643	0.052605	0.054152	0.056885	0.063451	0.068632	0.068181	0.066876	0.063832	0.059011
18	0.1534	0.130804	0.116124	0.115618	0.110617	0.114528	0.114314	0.13513	0.140116	0.153553	0.151513	0.15409	0.145454	0.147509	0.150409	0.150301	0.154719	0.162527	0.181288	0.196091	0.194803	0.191075	0.182377	0.168602
19	0.11505	0.098103	0.087093	0.086713	0.082963	0.085896	0.085735	0.101348	0.105087	0.115165	0.113635	0.115568	0.10909	0.110632	0.112807	0.112726	0.116039	0.121895	0.135966	0.147068	0.146102	0.143306	0.136783	0.126451
20	0.11505	0.098103	0.087093	0.086713	0.082963	0.085896	0.085735	0.101348	0.105087	0.115165	0.113635	0.115568	0.10909	0.110632	0.112807	0.112726	0.116039	0.121895	0.135966	0.147068	0.146102	0.143306	0.136783	0.126451
21	0.0767	0.065402	0.058062	0.057809	0.055308	0.057264	0.057157	0.067565	0.070058	0.076777	0.075757	0.077045	0.072727	0.073755	0.075204	0.075151	0.07736	0.081264	0.090644	0.098046	0.097401	0.095538	0.091189	0.084301
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0.0767	0.065402	0.058062	0.057809	0.055308	0.057264	0.057157	0.067565	0.070058	0.076777	0.075757	0.077045	0.072727	0.073755	0.075204	0.075151	0.07736	0.081264	0.090644	0.098046	0.097401	0.095538	0.091189	0.084301
24	0.0767	0.065402	0.058062	0.057809	0.055308	0.057264	0.057157	0.067565	0.070058	0.076777	0.075757	0.077045	0.072727	0.073755	0.075204	0.075151	0.07736	0.081264	0.090644	0.098046	0.097401	0.095538	0.091189	0.084301
25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	0.11505	0.098103	0.087093	0.086713	0.082963	0.085896	0.085735	0.101348	0.105087	0.115165	0.113635	0.115568	0.10909	0.110632	0.112807	0.112726	0.116039	0.121895	0.135966	0.147068	0.146102	0.143306	0.136783	0.126451
27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	0.0767	0.065402	0.058062	0.057809	0.055308	0.057264	0.057157	0.067565	0.070058	0.076777	0.075757	0.077045	0.072727	0.073755	0.075204	0.075151	0.07736	0.081264	0.090644	0.098046	0.097401	0.095538	0.091189	0.084301
29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	0.11505	0.098103	0.087093	0.086713	0.082963	0.085896	0.085735	0.101348	0.105087	0.115165	0.113635	0.115568	0.10909	0.110632	0.112807	0.112726	0.116039	0.121895	0.135966	0.147068	0.146102	0.143306	0.136783	0.126451
31	0.03835	0.032701	0.029031	0.028904	0.027654	0.028632	0.028578	0.033783	0.035029	0.038388	0.037878	0.038523	0.036363	0.036877	0.037602	0.037575	0.03868	0.040632	0.045322	0.049023	0.048701	0.047769	0.045594	0.04215
32	0.11505	0.098103	0.087093	0.086713	0.082963	0.085896	0.085735	0.101348	0.105087	0.115165	0.113635	0.115568	0.10909	0.110632	0.112807	0.112726	0.116039	0.121895	0.135966	0.147068	0.146102	0.143306	0.136783	0.126451
33	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	0.0767	0.065402	0.058062	0.057809	0.055308	0.057264	0.057157	0.067565	0.070058	0.076777	0.075757	0.077045	0.072727	0.073755	0.075204	0.075151	0.07736	0.081264	0.090644	0.098046	0.097401	0.095538	0.091189	0.084301
36	0.0767	0.065402	0.058062	0.057809	0.055308	0.057264	0.057157	0.067565	0.070058	0.076777	0.075757	0.077045	0.072727	0.073755	0.075204	0.075151	0.07736	0.081264	0.090644	0.098046	0.097401	0.095538	0.091189	0.084301
37	0.11505	0.098103	0.087093	0.086713	0.082963	0.085896	0.085735	0.101348	0.105087	0.115165	0.113635	0.115568	0.10909	0.110632	0.112807	0.112726	0.116039	0.121895	0.135966	0.147068	0.146102	0.143306	0.136783	0.126451
38	0.11505	0.098103	0.087093	0.086713	0.082963	0.085896	0.085735	0.101348	0.105087	0.115165	0.113635	0.115568	0.10909	0.110632	0.112807	0.112726	0.116039	0.121895	0.135966	0.147068	0.146102	0.143306	0.136783	0.126451
39	0.11505	0.098103	0.087093	0.086713	0.082963	0.085896	0.085735	0.101348	0.105087	0.115165	0.113635	0.115568	0.10909	0.110632	0.112807	0.112726	0.116039	0.121895	0.135966	0.147068	0.146102	0.143306	0.136783	0.126451
40	0.11505	0.098103	0.087093	0.086713	0.082963	0.085896	0.085735	0.101348	0.105087	0.115165	0.113635	0.115568	0.10909	0.110632	0.112807	0.112726	0.116039	0.121895	0.135966	0.147068	0.146102	0.143306	0.136783	0.126451

Σχήμα 7.11: Εισαγωγή δεδομένων καμπυλών προβλεπόμενης ζήτησης από Microsoft Excel

δικτύου.

- Δημιουργία του Main κώδικα στο περιβάλλον Matlab (Σχήμα 7.13), μέσω του οποίου καλούνται οι ρουτίνες που περιέχουν τα δεδομένα



bus i	t1	t2	t3	t4	t5	t6	t7	t8	t9	t10	t11	t12	t13	t14	t15	t16	t17	t18	t19	t20	t21	t22	t23	t24
1	1.133	1.122	1.05	1.05	1.155	1.188	1.21	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.21	1.188	1.155
2	1.133	1.122	1.05	1.05	1.155	1.188	1.21	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.21	1.188	1.155
3	1.133	1.122	1.05	1.05	1.155	1.188	1.21	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.21	1.188	1.155
4	1.133	1.122	1.05	1.05	1.155	1.188	1.21	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.21	1.188	1.155
5	1.133	1.122	1.05	1.05	1.155	1.188	1.21	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.21	1.188	1.155
6	1.133	1.122	1.05	1.05	1.155	1.188	1.21	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.21	1.188	1.155
7	1.133	1.122	1.05	1.05	1.155	1.188	1.21	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.21	1.188	1.155
8	1.133	1.122	1.05	1.05	1.155	1.188	1.21	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.21	1.188	1.155
9	1.133	1.122	1.05	1.05	1.155	1.188	1.21	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.21	1.188	1.155
10	1.133	1.122	1.05	1.05	1.155	1.188	1.21	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.21	1.188	1.155
11	1.133	1.122	1.05	1.05	1.155	1.188	1.21	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.21	1.188	1.155
12	1.133	1.122	1.05	1.05	1.155	1.188	1.21	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.21	1.188	1.155
13	1.133	1.122	1.05	1.05	1.155	1.188	1.21	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.21	1.188	1.155
14	1.133	1.122	1.05	1.05	1.155	1.188	1.21	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.21	1.188	1.155
15	1.133	1.122	1.05	1.05	1.155	1.188	1.21	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.21	1.188	1.155
16	1.133	1.122	1.05	1.05	1.155	1.188	1.21	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.21	1.188	1.155
17	1.133	1.122	1.05	1.05	1.155	1.188	1.21	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.21	1.188	1.155
18	1.133	1.122	1.05	1.05	1.155	1.188	1.21	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.21	1.188	1.155
19	1.133	1.122	1.05	1.05	1.155	1.188	1.21	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.21	1.188	1.155
20	1.133	1.122	1.05	1.05	1.155	1.188	1.21	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.21	1.188	1.155
21	1.133	1.122	1.05	1.05	1.155	1.188	1.21	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.21	1.188	1.155
22	1.133	1.122	1.05	1.05	1.155	1.188	1.21	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.21	1.188	1.155
23	1.133	1.122	1.05	1.05	1.155	1.188	1.21	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.21	1.188	1.155
24	1.133	1.122	1.05	1.05	1.155	1.188	1.21	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.21	1.188	1.155
25	1.133	1.122	1.05	1.05	1.155	1.188	1.21	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.21	1.188	1.155
26	1.133	1.122	1.05	1.05	1.155	1.188	1.21	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.21	1.188	1.155
27	1.133	1.122	1.05	1.05	1.155	1.188	1.21	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.21	1.188	1.155
28	1.133	1.122	1.05	1.05	1.155	1.188	1.21	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.21	1.188	1.155
29	1.133	1.122	1.05	1.05	1.155	1.188	1.21	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.21	1.188	1.155
30	1.133	1.122	1.05	1.05	1.155	1.188	1.21	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.21	1.188	1.155
31	1.133	1.122	1.05	1.05	1.155	1.188	1.21	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.21	1.188	1.155
32	1.133	1.122	1.05	1.05	1.155	1.188	1.21	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.21	1.188	1.155
33	1.133	1.122	1.05	1.05	1.155	1.188	1.21	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.21	1.188	1.155
34	1.133	1.122	1.05	1.05	1.155	1.188	1.21	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.21	1.188	1.155
35	1.133	1.122	1.05	1.05	1.155	1.188	1.21	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.21	1.188	1.155
36	1.133	1.122	1.05	1.05	1.155	1.188	1.21	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.21	1.188	1.155
37	1.133	1.122	1.05	1.05	1.155	1.188	1.21	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.21	1.188	1.155
38	1.133	1.122	1.05	1.05	1.155	1.188	1.21	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.21	1.188	1.155
39	1.133	1.122	1.05	1.05	1.155	1.188	1.21	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.21	1.188	1.155
40	1.133	1.122	1.05	1.05	1.155	1.188	1.21	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.265	1.298	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.21	1.188	1.155

Σχήμα 7.12: Εισαγωγή δεδομένων ευελιξίας από Microsoft Excel

```
clc
clear all

ExcelNetworkData='Vari-Network';            % .xls filename of the test network
ExcelProfile='Profile';
ExcelElasticity='Elasticity' ;
Tdas=24;                                 % time-intervals of day-ahead schedule (DAS)

[network]=xls2mat_network(ExcelNetworkData);      % save .xls file to matlab (Matpower) format for case study
network.name=ExcelNetworkData;

[profile]=xls2mat_profile(ExcelProfile);

[elasticity]=xls2mat_elasticity(ExcelElasticity) ;

% import data to .gdx file for GAMS optimization
mat2gdx(network,profile,elasticity);
% execute GAMS optimization
gams('Aggregators');
% export data from .gdx file to .mat
% gdx2mat();

clc
```

Σχήμα 7.13: Κώδικας της Main

- Με τη ρουτίνα xls2mat_network (Σχήμα 7.14) εισάγονται στο Matlab τα στοιχεία των παραμέτρων του δικτύου, όπως οι ονομαστικές τιμές των φορτίων των ζυγών, τα όρια ανοχής των γραμμών, η ονομαστική ισχύς του υποσταθμού, η βάση φαινόμενης ισχύος και όλες οι υπολογιζόμενες τιμές των εγκάρσιων, επαγωγικών και χωρητικών αντιστάσεων κάθε γραμμής, ανάλογα με τον τύπο του αγωγού και το μήκος του. Σε αυτή τη ρουτίνα υπολογίζεται και η μήτρα αγωγιμοτήτων του δικτύου διανομής σε πολική μορφή.
- Με την ρουτίνα xls2mat_profile (Σχήμα 7.15) εισάγεται το αρχείο που περιέχει αναλυτικά όλα τα προφίλ κατανάλωσης των πελατών σε όλους τους κόμβους. Προκύπτουν λοιπόν οι καμπύλες εικοσιτετράωρης ζήτησης κάθε καταναλωτή, όπως αυτές έχουν προβλεφθεί από την

```
function  [network]=xls2mat_network(xlsfile)
% ---------------------------------------------------------------------
%     Save the first 4 sheets of the xls file of the netwrork to matpower format
%
%     The excel file of the test network case shall have standard format as
%     the one of the attached indicative files along with the software package

%     xls file sheets must be:
%      sheet 1      : baseMVA
%      sheet 2      : bus data
%      sheet 3      : generation data
%      sheet 4      : branch data
% ---------------------------------------------------------------------

%% buses, branches, conventional generation and Y admittance matric calculation
network.baseMVA=xlsread(xlsfile,1);                    % system MVA base
network.bus=xlsread(xlsfile,2);                        % bus data
network.SS=xlsread(xlsfile,3);                         % generation data
network.branch=xlsread(xlsfile,4);                     % branch data
Ybus=makeYbus(network.baseMVA, network.bus, network.branch);  % Y admittance matrix
[i,j,s]=find(Ybus);
network.absY=[i,j,round(1000000*abs(s))/1000000];       % absolute value Ybus elements
network.argY=[i,j,round(1000000*angle(s))/1000000];     % argument value Ybus elements
%% Aggregators & mapping loads
network.Aggregators=xlsread(xlsfile,5);

end
```

Σχήμα 7.14: Κώδικας της ρουτίνας xls2mat_network

```
function [profile]=xls2mat_profile(excel_input1)

% ---------------------------------------------------------------------
% The excel file comprises the load profile (in MW) of the network's buses
% ---------------------------------------------------------------------

profile=xlsread(excel_input1,1);          % load profile actual

end
```

Σχήμα 7.15: Κώδικας της ρουτίνας xls2mat_profile

προηγούμενη ημέρα

- Μέσω της συνάρτησης xls2mat_elasticity (Σχήμα 7.16) εισάγεται το προφίλ ευελιξίας του ηλεκτρικού φορτίου κάθε καταναλωτή
- Τέλος, με τη ρουτίνα mat2gdx (Σχήμα 7.17) κατασκευάζεται μία δομή στο περιβάλλον Maltab, η οποία περιέχει όλα τα δεδομένα που εισήχθησαν από τις τρεις προηγούμενες συναρτήσεις. Επίσης όλα τα παραπάνω στοιχεία πρέπει να δοθούν σε κατάλληλο αρχείο, ώστε να μπορούν να αναγνωριστούν από το περιβάλλον GAMS. Δημιουργείται λοιπόν το αρχείο GDX, το οποίο καλείται αργότερα στο GAMS για να εκτελεστεί ο κώδικας και να επιλυθεί το πρόβλημα βελτιστοποίησης.

```
function [elasticity]=xls2mat_elasticity(excel_input1)

% ---------------------------------------------------------------------
% The excel file comprises the elasticity profile (in MW) of the network's buses
% ---------------------------------------------------------------------

elasticity=xlsread(excel_input1,3);          % elasticity profile actual

end
```

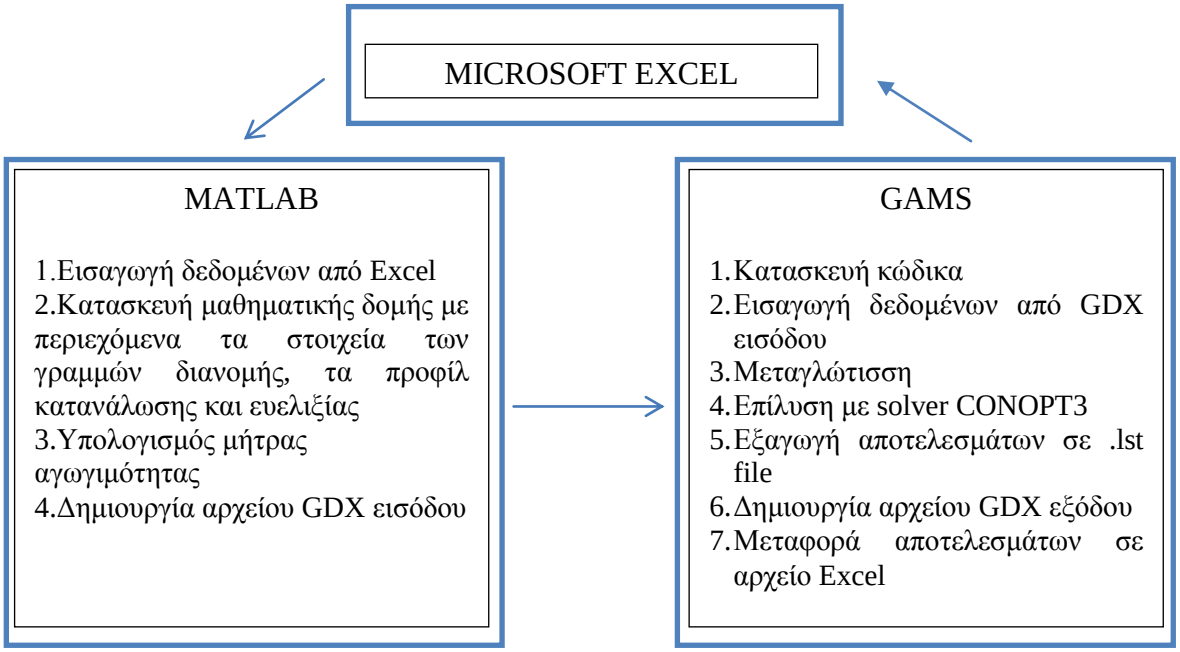
Σχήμα 7.16: Κώδικας της ρουτίνας xls2mat_elasticity

Editor - C:\Users\Fanis\Documents\Aggregators_v0.4- combined all\mat2gdx.m

Main.m | xls2mat_network.m | xls2mat_profile.m | xls2mat_elasticity.m | mat2gdx.m

```
function [ ]=mat2gdx(network,profile,elasticity)
% This function imports data from excel file to gdx file for use in GAMS
% gdxInfo MtoG.gdx;
% Info about .gdx file. This .gdx file is used as input file to GAMS

%% Sets
% buses, time, wind parks, BSS
N.name='N';
N.ts='buses of network';
for kk = 1 : length(network.bus(:,1))
    N.uels{kk}=strcat('N',num2str(network.bus(kk,1)));
end
clear kk

Agg.name='Agg';
Agg.ts='aggregators';
val = 1 : 2;
Agg.uels=cellstr(strcat('Agg',num2str(val)))';
clear val

T.name='T';
T.ts='time-intervals';
for kk = 1 : length(profile(1,:))-1
    T.uels{kk}=strcat('T',num2str(kk));
end
clear kk

MAPa.name='MAPa';
MAPa.val=network.Aggregators;
```

Σχήμα 7.17: Κώδικας της ρουτίνας mat2gdx



ΚΕΦΑΛΑΙΟ 8

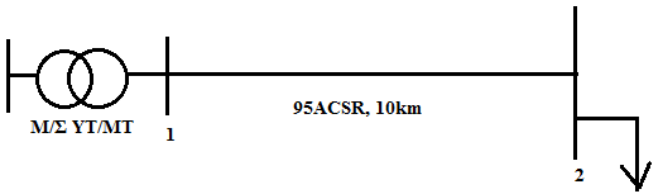
ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΣΕ ΔΙΚΤΥΟ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΔΥΟ ΚΟΜΒΩΝ – ΑΝΑΛΥΤΙΚΟ ΠΑΡΑΔΕΙΓΜΑ

8.1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Στο κεφάλαιο αυτό παρουσιάζονται τα αποτελέσματα του μοντέλου που αναπτύχθηκε στο Κεφάλαιο 6 σε ένα πολύ απλό δίκτυο δύο κόμβων και αναλύεται η βέλτιστη λύση που προκύπτει. Στόχος της πολύ απλής αυτής προσομοίωσης είναι η εξοικείωση του αναγνώστη με το μοντέλο Εταιρίας διανομής – ΦοΣΕ φορτίων και η ανάδειξη της αποτελεσματικότητάς του. Αρχικά δίνονται οι παράμετροι και τα δεδομένα του δικτύου αυτού και έπειτα αναλύονται όλα τα αποτελέσματα της βέλτιστης λύσης, ένα προς ένα.

8.2. ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΚΑΙ ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΙ ΕΙΣΟΔΟΥ

Έστω το δίκτυο διανομής ΜΤ δύο κόμβων του Σχήματος 8.1.



Σχήμα 8.1: Δίκτυο διανομής δύο κόμβων

Έστω ότι μεταξύ υποσταθμού (κόμβος αναφοράς) και φορτίου (κόμβος 2) υπάρχει απόσταση 10 km. Επίσης γίνεται η παραδοχή ότι η γραμμή διανομής είναι εναέριο καλώδιο τύπου 95ACSR, του οποίου τα χαρακτηριστικά δίνονται στον Πίνακα 8.1.

Πίνακας 8.1: Στοιχεία καλωδίων του δικτύου

Διατομές αγωγών και καλωδίων		**R (Ω/km)**	**X (Ω/km)**
	Εναέριοι Αγωγοί		
95□ ή 95 ACSR	3 x 95 ACSR	0.215	0.334

Υπολογίζεται η αντίσταση και η αντίδραση της γραμμής:

$$R_{1-2}^{ACSR95} = 0.215\frac{Ohm}{km}\cdot 10km = 2.15 \quad Ohm \tag{8.1}$$

$$X_{1-2}^{ACSR95} = 0.334\frac{Ohm}{km}\cdot 10km = 3.34 \quad Ohm \tag{8.2}$$

Υπολογίζεται η τιμή αντίστασης βάσης για $S_{base} = 1 \quad MVA, V_B = 20 \quad kV$:

$$Z_{base} = \frac{V_B}{I_B}, \tilde{S}_B = V_B I_B^* \quad (p.u.) \tag{8.3}$$

$$\acute{A}\rho\alpha : Z_{base} = \frac{V_B}{(\frac{S_B}{V_B})} = \frac{V_B^{\ 2}}{S_B} = 400 \quad Ohm \tag{8.4}$$

Έτσι προκύπτουν οι ανά μονάδα τιμές των R, X :

$$R_{1-2,p.u.} = \frac{R_{1-2}^{ACSR95}}{Z_B} = \frac{2.15Ohm}{400Ohm} = 0.005375\, p.u. \tag{8.5}$$

$$X_{1-2,p.u.} = \frac{X_{1-2}^{ACSR95}}{Z_B} = \frac{3.34Ohm}{400Ohm} = 0.00835\, p.u \tag{8.6}$$

- Τα όρια του μέτρου της τάσης λαμβάνονται από 0.9 έως 1.1 p.u.
- Η ονομαστική ισχύς του υποσταθμού λαμβάνεται ίση με 10 MVA, όπως και το όριο ισχύος της γραμμής 1-2
- Έστω ένας ΦοΣΕ φορτίων, ο οποίος και εκπροσωπεί το μοναδικό ηλεκτρικό φορτίο του κόμβου 2
- Για λόγους απλότητας στο συγκεκριμένο παράδειγμα, γίνεται η παραδοχή πως εξετάζονται τρεις διακριτές χρονικές περίοδοι μέσα στην ημέρα. Η πρώτη αντιστοιχεί στο πρωί, η δεύτερη στο μεσημέρι και η τρίτη στο βράδυ. Στον Πίνακα 8.2 δίνεται η κατανάλωση που έχει προβλεφθεί για το φορτίο του ζυγου 2 από την προηγούμενη ημέρα σε MW (άρα και σε p.u.).

Πίνακας 8.2: Προβλεπόμενη κατανάλωση σε MW

Κόμβος i	**Χρονική περίοδος t1**	**Χρονική περίοδος t2**	**Χρονική περίοδος t3**
	MW	MW	MW
1	0	0	0
2	2.5	5	4

Η ζήτηση επιμερίζεται ισόποσα σε σταθερό και ευέλικτο μέρος. Άρα:

Πίνακας 8.3: Επιμερισμός της προβλεπόμενης ζήτησης και καθορισμός πλάνου πραγματικού χρόνου

Χρονική Περίοδος	**Προβλεπόμενο φορτίο**		**Φορτίο νέου πλάνου πραγματικού χρόνου**			
	Σταθερό Μέρος (p.u.)	**Ευέλικτο Μέρος (p.u.)**	**Σταθερό Μέρος (p.u.)**	**Ευέλικτο μέρος (p.u.)**		
				$\alpha_{i,t}$	$\beta_{i,t}$	$DSF_{i,t}^{up}$
T1	1.25	1.25	1.25	$\alpha_1 \times 1.25$	$\beta_1 \times 1.25$	1.3
T2	2.5	2.5	2.5	$\alpha_2 \times 2.5$	$\beta_2 \times 2.5$	1.3
T3	2	2	2	$\alpha_3 \times 2$	$\beta_3 \times 2$	1.3
Σύνολο	5.75	5.75	5.75	5.75		-

Το άνω όριο ευελιξίας $DSF_{i,t}^{up}$ ισούται με 1.3 για κάθε χρονική στιγμή. Αυτό σημαίνει ότι η μέγιστη δυνατή αύξηση της κατανάλωσης επί του ευέλικτου μέρους της ζήτησης είναι 30%.

Στον Πίνακα 8.4 δίνονται τα δεδομένα κοστολόγησης της ηλεκτρικής ενέργειας.

Πίνακας 8.4: Τιμολόγηση ηλεκτρικής ενέργειας σε αγορές επόμενης ημέρας και πραγματικού χρόνου

Χρονική περίοδος	**Τιμή επόμενης ημέρας (€/kWh)**	**Τιμή πραγματικού χρόνου (€/kWh)**
T1	0.1189	0.13
T2	0.1745	0.22
T3	0.1263	0.17

Μετατρέπεται ο Πίνακας 8.4 στον Πίνακα 8.5, σε τιμές κοστολόγησης (€/puh) ≡ (€/MWh).

Πίνακας 8.5: Αναγωγή της κοστολόγησης σε τιμές ανά μονάδα

Χρονική περίοδος	**Τιμή επόμενης ημέρας (€/puh)**	**Τιμή πραγματικού χρόνου (€/puh)**
T1	118.9	130
T2	174.5	220
T3	126.3	170

Τα δεδομένα που αφορούν τον ΦοΣΕ φορτίου φαίνονται στον Πίνακα 8.6.

Πίνακας 8.6: Όρια ελάχιστης, μέγιστης περικοπής της ζήτησης από ΦοΣΕ και τιμή αμοιβής του καταναλωτή

Χρονική περίοδος	$P_{\min}^{Agg}$ (kW)	$P_{\max}^{Agg}$ (kW)	**Τιμή συμβολαίου ΦοΣΕ-καταναλωτή (€/kWh)**
T1	0	250	0.025
T2	0	550	0.05
T3	0	500	0.035

Μετατρέπεται ο Πίνακας 8.6 στον Πίνακα 8.7, σε p.u. και σε τιμές κοστολόγησης (€/puh) ≡ (€/MWh).

Πίνακας 8.7: Μετατροπή του Πίνακα 8.6 σε ανά μονάδα τιμές

Χρονική περίοδος	$P_{\min}^{Agg}$ (p.u.)	$P_{\max}^{Agg}$ (p.u)	**Τιμή συμβολαίου ΦοΣΕ-καταναλωτή (€/puh)**
T1	0	0.250	25
T2	0	0.550	50
T3	0	0.500	35

Εφόσον έχουν υπολογιστεί τα r,x σε ανά μονάδα τιμές, ακολουθεί ο υπολογισμός της μήτρας αγωγιμοτήτων του συστήματος:

$$Y = \begin{bmatrix} \dfrac{1}{R_{12} + jX_{12}} & -\dfrac{1}{R_{12} + jX_{12}} \\ -\dfrac{1}{R_{12} + jX_{12}} & \dfrac{1}{R_{12} + jX_{12}} \end{bmatrix} \tag{8.7}$$

Αντικαθιστώντας στην (8.7) τις τιμές των R_{12}, X_{12} σε ανά μονάδα σύστημα, προκύπτει:

$$Y = [G] + j[B] =$$

$$= \begin{bmatrix} \dfrac{1}{0.005375 + j0.00835} & -\dfrac{1}{0.005375 + j0.00835} \\ -\dfrac{1}{0.005375 + j0.00835} & \dfrac{1}{0.005375 + j0.00835} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 54.51 & -54.51 \\ -54.51 & 54.51 \end{bmatrix} + j\begin{bmatrix} -84.67 & 84.67 \\ 84.67 & -84.67 \end{bmatrix} \tag{8.8}$$

Άρα τελικά είναι : $G = \begin{bmatrix} 54.51 & -54.51 \\ -54.51 & 54.51 \end{bmatrix}, B = \begin{bmatrix} -84.67 & 84.67 \\ 84.67 & -84.67 \end{bmatrix}$ (8.9)

Οι εξισώσεις ενεργού και αέργου ισχύος της ροής φορτίου για τον κόμβο αναφοράς είναι οι ακόλουθες:

$$P_{G1,t} - P_{D1,t} = V_{1,t}^2 G_{11} + V_{1,t} V_{2,t} \left(G_{12} \cos\theta_{1-2,t} + B_{12} \sin\theta_{1-2,t} \right) \tag{8.10}$$

$$Q_{G1,t} - Q_{D1,t} = -V_{1,t}^2 B_{11} + V_{1,t} V_{2,t} \left(G_{12} \sin\theta_{1-2,t} - B_{12} \cos\theta_{1-2,t} \right) \tag{8.11}$$

όπου

$$P_{G1,t} = P_t^{DA} + P_t^{RT} \tag{8.12}$$

$$P_{D1,t} = 0 \tag{8.13}$$

$$Q_{G1,t} = Q_t^{DA} + Q_t^{RT} \tag{8.14}$$

$$Q_{D1,t} = 0 \tag{8.15}$$

Αντίστοιχα, για τον κόμβο 2 είναι:

$$P_{2,t}^{LS} - P_{2,t}^{D} = V_{2,t}^2 G_{22} + V_{2,t} V_{1,t} \left(G_{21} \cos\theta_{2-1,\mathrm{t}} + B_{21} \sin\theta_{2-1,\mathrm{t}} \right) \tag{8.16}$$

$$Q_{2,t}^{LS} - Q_{2,t}^{D} = -V_{2,t}^2 B_{22} + V_{2,t} V_{1,t} \left(G_{21} \sin\theta_{2-1,\mathrm{t}} - B_{21} \cos\theta_{2-1,\mathrm{t}} \right) \tag{8.17}$$

όπου

$$P_{G2,t} = P_{2,t}^{LS} \tag{8.18}$$

$$P_{D2,t} = P_{2,t}^{D} \tag{8.19}$$

$$Q_{G2,t} = Q_{2,t}^{LS} \tag{8.20}$$

$$Q_{D2,t} = Q_{2,t}^{D} \tag{8.21}$$

- Τέλος οι παράμετροι ημερήσιας ευελιξίας του φορτίου $\zeta^{\min} / \zeta^{\max}$ λαμβάνονται ίσοι με την μονάδα, επομένως ο καταναλωτής εφαρμόζει μετατόπιση φορτίου (load shifting) με τελικό αποτέλεσμα η ημερήσια κατανάλωση να μη μεταβληθεί σε σχέση με τη συνολικά προβλέψιμη
- Ο ΦοΣΕ φορτίου υποβάλει προσφορά στην εταιρία διανομής ηλεκτρικής ενέργειας με συντελεστή κέρδους 10% επί της τιμής συμβολαίου που έχει συνάψει με τον καταναλωτή
- Επίσης, $\Sigma.\mathrm{I.} = 0.958$, άρα $Q_{factor} = 0.3$
- Εφόσον στον κόμβο $i = 1$ δεν υπάρχει φορτίο, ισχύει ότι:

$$\left\{ \alpha_{1,t} = 1, \beta_{1,t} = P_{1,\mathrm{t}}^{D} = Q_{1,t}^{D} = P_{1,t}^{LS} = Q_{1,t}^{LS} = 0, V_{1,t} = 1, \theta_{1,t} = 0 \right\}$$

- Το μαθηματικό μοντέλο του Κεφαλαίου 6 έχει τελικά την ακόλουθη μορφή με όλες τις παρακάτω εξισώσεις $\forall t$

Άνω επίπεδο:

$$\max \sum_{t=1}^{3} \left(\rho^{retail} \sum_{i=1}^{2} P_{i,t}^{D} - \rho_t^{RT} P_t^{RT} - \rho_t^{DA} P_t^{DA} - \rho_{1,t}^{Disco} P_{1,t}^{Agg} - \rho_t^{LS} \sum_{i=1}^{2} P_{i,t}^{LS} \right) \tag{8.22}$$

$$1 \le \alpha_{2,\mathrm{t}} + \beta_{2,\mathrm{t}} \le 1.3 \tag{8.23}$$

$$0 \le \alpha_{2,t} \le 1.3 \tag{8.24}$$

$$P_{2,\mathrm{t}}^{D} = P_{2,\mathrm{t}}^{frc-I} + \alpha_{2,\mathrm{t}} P_{2,\mathrm{t}}^{frc-F} \tag{8.25}$$

$$Q_{2,t}^{D} = 0.3 P_{2,t}^{frc-I} + 0.3 \alpha_{2,t} P_{2,t}^{frc-F} \tag{8.26}$$

$$P_t^{DA} + P_t^{RT} = 54.51 + V_{2,t} \left(-54.51 \cos(-\theta_{2,\mathrm{t}}) + 84.67 \sin(-\theta_{2,\mathrm{t}}) \right) \tag{8.27}$$

$$Q_t^{DA} + Q_t^{RT} = 84.67 + V_{2,t}\left(-54.51\sin(-\theta_{2,t}) - 84.67\cos(-\theta_{2,t})\right) \tag{8.28}$$

$$P_{2,t}^{LS} - P_{2,t}^{D} = 54.51V_{2,t}^2 + V_{2,t}\left(-54.51\cos\theta_{2,t} + 84.67\sin\theta_{2,t}\right) \tag{8.29}$$

$$Q_{2,t}^{LS} - Q_{2,t}^{D} = 84.67V_{2,t}^2 + V_{2,t}\left(-54.51\sin\theta_{2,t} - 84.67\cos\theta_{2,t}\right) \tag{8.30}$$

$$\left(P_t^{DA} + P_t^{RT}\right)^2 + \left(Q_t^{DA} + Q_t^{RT}\right)^2 \le 10^2 \tag{8.31}$$

$$\left(P_{12,t}^{Flow}\right)^2 + \left(Q_{12,t}^{Flow}\right)^2 \le 10^2 \tag{8.32}$$

$$\left(P_{21,t}^{Flow}\right)^2 + \left(Q_{21,t}^{Flow}\right)^2 \le 10^2 \tag{8.33}$$

$$0 \le P_{2,t}^{LS} \le P_{2,t}^{D} \tag{8.34}$$

$$0 \le Q_{2,t}^{LS} \le Q_{2,t}^{D} \tag{8.35}$$

$$\sum_{t=1}^{3}(P_{2,t}^{D} - P_{2,t}^{LS}) = \sum_{t=1}^{3} P_t^{DA} \tag{8.36}$$

$$0.9 \le V_{2,t} \le 1.1 \tag{8.37}$$

$$-\pi \le \theta_{2,t} \le \pi \tag{8.38}$$

$$1.1\rho_{1,t}^{Cust} \le \rho_{1,t}^{Disco} \le \rho_t^{RT} \tag{8.39}$$

Κάτω επίπεδο:

$$\max \sum_{t=1}^{3} P_t^{Agg}(\rho_{1,t}^{Disco} - \rho_{1,t}^{Cust}) \tag{8.40}$$

$$P_t^{Agg} = \beta_{2,t} P_{2,t}^{frc,F} \tag{8.41}$$

$$Q_t^{Agg} = 0.3P_t^{Agg} \tag{8.42}$$

$$P_t^{Agg} \le P_t^{\max} \tag{8.43}$$

$$P_{1,t}^{Agg} \ge 0 \tag{8.44}$$

$$Q_t^{Agg} \le Q_t^{\max} \tag{8.45}$$

$$Q_t^{Agg} \ge 0 \tag{8.46}$$

$$\beta_{2,t} \le 1 \tag{8.47}$$

$$\beta_{2,t} \geq 0 \tag{8.48}$$

$$-\eta^{+} + \eta^{-} - \rho^{+} + \rho^{-} \leq (\rho_{1,t}^{Cust} - \rho_{1,t}^{Disco}) \tag{8.49}$$

$$-\mu^{+} + \mu^{-} - \sigma^{+} + \sigma^{-} \leq 0 \tag{8.50}$$

$$P_{2,t}^{frc,F}\eta^{+} - P_{2,t}^{frc,F}\eta^{-} + Q_{factor}P_{2,t}^{frc,F}\mu^{+} - Q_{factor}P_{2,t}^{frc,F}\mu^{-} - \varphi^{+} + \varphi^{-} \leq 0 \tag{8.51}$$

$$\sum_{t=1}^{3} P_{1,t}^{Agg}(\rho_{1,t}^{Cust} - \rho_{1,t}^{Disco}) = \sum_{t=1}^{3}[\rho^{+}\left(-P_{1,t}^{\max}\right) + \rho^{-}\left(P_{1,t}^{\min}\right) + \sigma^{+}\left(-Q_{1,t}^{\max}\right) + \sigma^{-}\left(Q_{1,t}^{\min}\right) + \varphi^{+}] \tag{8.52}$$

$$\eta^{+}, \eta^{-}, \mu^{+}, \mu^{-}, \rho^{+}, \rho^{-}, \sigma^{+}, \sigma^{-}, \varphi^{+}, \varphi^{-} \geq 0 \tag{8.53}$$

Με τη βοήθεια του λογισμικού GAMS εισάγονται όλα τα παραπάνω δεδομένα και οι εξισώσεις. Επειδή έχουμε σύστημα με μόνο δύο κόμβους δεν απαιτείται χρήση του Matlab για επεξεργασία δεδομένων. Έτσι, επιλύοντας το παραπάνω πρόβλημα βελτιστοποίησης λαμβάνεται η βέλτιστη λύση του προβλήματος. Γίνεται εκτέλεση του κώδικα για δύο περιπτώσεις:

- Στην πρώτη περίπτωση δεν υπάρχει ο ΦοΣΕ φορτίου στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και δεν μπορεί να εφαρμοστεί κάποιο πρόγραμμα απόκρισης ζήτησης
- Στη δεύτερη περίπτωση ο ΦοΣΕ φορτίου συμμετέχει στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και ο καταναλωτής στον κόμβο 2 εφαρμόζει μετατόπιση ζήτησης (load shifting)

8.3. ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΧΩΡΙΣ ΦΟΣΕ ΦΟΡΤΙΟΥ

Στο ενδεχόμενο όπου δεν δραστηριοποιείται ο ΦοΣΕ φορτίου και δεν πραγματοποιείται συνεπώς το πρόγραμμα απόκρισης ζήτησης, επιλύεται μόνο το πρόβλημα άνω επιπέδου. Όπως αναμένεται, δεν υπάρχει καμία αλλαγή σε σχέση με το πλάνο της επόμενης μέρας (day ahead). Η εταιρία διανομής δεν έχει κάποιο κίνητρο να μεταβάλει το προφίλ της συνολικής προβλεπόμενης ζήτησης και σαν αποτέλεσμα, το πλάνο πραγματικού χρόνου ταυτίζεται με το αρχικό. Άρα, η ζήτηση στον κόμβο 2 φαίνεται στον Πίνακα 8.8.

Πίνακας 8.8: Πλάνο πραγματικού χρόνου στην περίπτωση χωρίς υπηρεσίες απόκρισης ζήτησης από ΦοΣΕ φορτίου

Ζήτηση σε νέο πλάνο πραγματικού χρόνου				
Χρονική περίοδος	**Σταθερό Μέρος (p.u.)**	**Ευέλικτο μέρος(p.u.)**		
		$\alpha_{2,t} \times P_{2,t}^{frc,F}$	$\beta_{2,t} \times P_{2,t}^{frc,F}$	$P_{2,t}^{D} = P_{2,t}^{frc,I} + a_{2,t}P_{2,t}^{frc,F}$
T1	1.25	1×1.25	0×1.25	2.5
T2	2.5	1×2.5	0×2.5	5
T3	2	1×2	0×2	4
Σύνολο	5.75	5.75		11.5

Στον Πίνακα 8.9 φαίνεται η άεργος ισχύς του φορτίου στον κόμβο 2.

Πίνακας 8.9: Άεργος ισχύς φορτίου σε πραγματικό χρόνο

Νέο πλάνο real-time φορτίο	
Χρονική περίοδος	$Q_{2,t}^{D} = Q_{factor} P_{2,t}^{D} (p.u.)$
T1	0.75
T2	1.5
T3	1.2
Σύνολο	3.45

Στον Πίνακα 8.10 φαίνεται το μέτρο και η γωνία της τάσης στον κόμβο 2.

Πίνακας 8.10: Αποτελέσματα μέτρου τάσης και γωνίας στο δίκτυο διανομής

Μέτρο και Γωνία Τάσης στον κόμβο 2		
Χρονική περίοδος	$V_{2,t}(p.u.)$	$\theta_{2,t}(rad)$
T1	0.980	-0.017
T2	0.958	-0.035
T3	0.967	-0.028

Στον Πίνακα 8.11 φαίνονται οι ροές ενεργού και αέργου ισχύος.

Πίνακας 8.11: Ροή ενεργού και αέργου ισχύος μεταξύ των κόμβων του δικτύου διανομής

Χρονική περίοδος	$P_{12,t}^{Flow}(p.u.)$	$Q_{12,t}^{Flow}(p.u.)$	$P_{21,t}^{Flow}(p.u.)$	$Q_{21,t}^{Flow}(p.u.)$
T1	2.538	0.809	-2.500	-0.750
T2	5.160	1.748	-5.000	-1.500
T3	4.100	1.356	-4.000	-1.200

Όσον αφορά το ποσό της ηλεκτρικής ενέργειας που η εταιρία καλείται να αγοράσει στο πλάνο πραγματικού χρόνου, ισχύει ότι επειδή δεν θα υπάρχει κάποια απόκλιση σε σχέση με το πλάνο επόμενης ημέρας συνεπάγεται ότι δεν απαιτείται η αγορά αξιοσημείωτου ποσού ενέργειας. Όμως, λαμβάνοντας υπόψη και τις απώλειες στη γραμμή 1–2, θα χρειαστεί τελικά η εταιρία να προμηθευτεί ποσό ενέργειας στην αγορά πραγματικού χρόνου ίσο με τις αντίστοιχες απώλειες ενεργού ισχύος. Επομένως:

$$P_{loss1-2,1} = P_{1-2,1}^{Flow} + P_{2-1,1}^{Flow} = 0.038\, p.u. \tag{8.54}$$

$$P_{loss1-2,2} = P_{1-2,2}^{Flow} + P_{2-1,2}^{Flow} = 0.160\, p.u. \tag{8.55}$$

$$P_{loss1-2,3} = P_{1-2,3}^{Flow} + P_{2-1,3}^{Flow} = 0.100\, p.u. \tag{8.56}$$

Επομένως, η εταιρία διανομής αγοράζει σε τιμή πραγματικού χρόνου τις παραπάνω ποσότητες, που φαίνονται και στον Πίνακα 8.12.

Πίνακας 8.12: Προμήθεια ενέργειας σε πραγματικό χρόνο

Χρονική περίοδος	$P_t^{RT}\,(p.u.)$
T1	0.038
T2	0.160
T3	0.100
Σύνολο	0.298

Τελικά, το ημερήσιο κέρδος της εταιρίας διανομής υπολογίζεται ως εξής:

$$\begin{aligned}\text{Profit}_{DisCo} &= \sum_{t=1}^{3}\left(\rho^{retail}\sum_{i=1}^{2}P_{i,t}^{D}-\rho_t^{RT}P_t^{RT}-\rho_t^{DA}P_t^{DA}-\rho_{1,t}^{Disco}P_{1,t}^{Agg}-\rho_t^{LS}\sum_{i=1}^{2}P_{i,t}^{LS}\right)= \\ &= \sum_{t=1}^{3}\left(0.6\cdot\left(P_{2,t}^{D}\right)-\rho_t^{RT}P_t^{RT}-\rho_t^{DA}P_t^{DA}\right)= \\ &= 5{,}167.96 \quad EUR\end{aligned} \tag{8.57}$$

8.4. ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΜΕ ΦΟΣΕ ΦΟΡΤΙΟΥ

Στο ενδεχόμενο όπου δραστηριοποιείται ο ΦοΣΕ φορτίου, μπορεί να πραγματοποιείται το πρόγραμμα απόκρισης ζήτησης με μετατόπιση φορτίου και επιλύεται το πλήρες πρόβλημα δύο επιπέδων σε μορφή MPPDC. Η εταιρία διανομής τώρα μεταβάλει το προφίλ της συνολικής προβλεπόμενης ζήτησης και σαν αποτέλεσμα, προκύπτει το βέλτιστο πλάνο πραγματικού χρόνου όσον αφορά την ζήτηση του καταναλωτή. Η βέλτιστη λύση παρουσιάζεται στον Πίνακα 8.13.

Πίνακας 8.13: Αποτελέσματα βέλτιστου πλάνου πραγματικού χρόνου με αξιοποίηση της λειουργίας του ΦοΣΕ φορτίου

Ζήτηση σε νέο πλάνου πραγματικού χρόνου				
Χρονική περίοδος	**Σταθερό Μέρος (p.u.)**	**Ευέλικτο μέρος(p.u.)**		
		$\alpha_{2,t}\times P_{2,t}^{frc,F}$	$\beta_{2,t}\times P_{2,t}^{frc,F}$	$P_{2,t}^{D}=P_{2,t}^{frc,I}+a_{2,t}P_{2,t}^{frc,F}$
T1	1.25	1.3×1.25	0×1.25	2.875
T2	2.5	0.85×2.5	0.15×2.5	4.625
T3	2	1×2	0×2	4
Σύνολο	5.75	5.75		11.5

Σύμφωνα με το βέλιστο πλάνο πραγματικού χρόνου, μέσω του ΦοΣΕ φορτίου μειώνεται η ζήτηση στην αιχμή (T2) κατά 0.375p.u. και προκειμένου ο καταναλωτής να μπορεί να ισοσταθμίσει τη συνολική ζήτηση που είχε αρχικά με την τελική, αυξάνεται η κατανάλωση την χρονική στιγμή T1 κατά 0.375p.u. Παρατηρείται ότι η εταιρία διανομής επιλέγει να ενεργοποιήσει τις υπηρεσίες των ΦοΣΕ φορτίου την ώρα αιχμής, όπου η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας είναι η πιο ακριβή, με στόχο η ζήτηση εκείνη τη στιγμή να μειωθεί και να προκύψει ένα ποσό (0.375MW) που περισσεύει σε σχέση με το προαγορασμένο (5MW). Σαν αποτέλεσμα, τη χρονική περίοδο T2 η εταιρία μπορεί να προβεί σε μεταπώληση ηλεκτρικής

ενέργειας έναντι τιμής πραγματικού χρόνου. Επίσης, στη βέλτιστη περίπτωση ο καταναλωτής αυξάνει τη ζήτησή του τη χρονική στιγμή T1, διότι τότε είναι η φθηνότερη τιμή για την εταιρία να προμηθευτεί ενέργεια από την αγορά πραγματικού χρόνου.

Στον Πίνακα 8.14 φαίνεται η άεργος ισχύς του φορτίου στον κόμβο 2.

Πίνακας 8.14: Άεργος ισχύς φορτίου σε πραγματικό χρόνο

Νέο πλάνο real-time φορτίο	
Χρονική περίοδος	$Q_{2,t}^{D} = Q_{factor} P_{2,t}^{D} (p.u.)$
T1	0.862
T2	1.388
T3	1.200
Σύνολο	3.45

Στον Πίνακα 8.15 φαίνεται το μέτρο και η γωνία της τάσης στον κόμβο 2.

Πίνακας 8.15: Αποτελέσματα μέτρου τάσης και γωνίας στο δίκτυο διανομής

Μέτρο και Γωνία Τάσης στον κόμβο 2		
Χρονική περίοδος	$V_{2,t}(p.u.)$	$\theta_{2,t}(rad)$
T1	0.977	-0.020
T2	0.962	-0.032
T3	0.967	-0.028

Το γεγονός ότι επιτυγχάνεται μείωση της ζήτησης στην περίοδο αιχμής T2 συντελεί ταυτόχρονα και στη μικρότερη πτώση τάσης στον κόμβο 2. Παρατηρείται πως στο αρχικό σενάριο η κατώτερη τιμή της τάσης είναι 0.958 p.u, ενώ τώρα είναι 0.962 p.u., αντίστοιχα. Το παραπάνω αποτελεί σημαντικό πλεονέκτημα καθώς μπορεί να επιτευχθεί μικρότερη πτώση στην τάση και συνεπώς να περιοριστεί το φαινόμενο μίας πιθανής αναγκαστικής διακοπής φορτίου.

Στον Πίνακα 8.16 φαίνονται οι ροές ενεργού και αέργου ισχύος.

Πίνακας 8.16: Ροή ενεργού και αέργου ισχύος μεταξύ των κόμβων του δικτύου διανομής

Χρονική περίοδος	$P_{12,t}^{Flow}(p.u.)$	$Q_{12,t}^{Flow}(p.u.)$	$P_{21,t}^{Flow}(p.u.)$	$Q_{21,t}^{Flow}(p.u.)$
T1	2.926	0.941	-2.875	-0.862
T2	4.761	1.598	-4.625	-1.388
T3	4.100	1.356	-4.000	-1.200

Σε αυτό το σενάριο η εταιρία διανομής καλείται να αγοράσει ποσότητα ενέργειας σε τιμή πραγματικού χρόνου προκειμένου να καλύψει την απόκλιση στη ζήτηση τη χρονική στιγμή T1, όπου συναντάται αυξημένη κατανάλωση σε σχέση με το αρχικό πλάνο. Όμως, τη χρονική στιγμή T2, λόγω της μειωμένης ζήτησης, η απόκλιση στην ενέργεια μπορεί να μεταπωληθεί από την εταιρία διανομής. Τότε η εταιρία συμπεριφέρεται σαν παραγωγός.

Επιπρόσθετα, συμπεριλαμβάνονται στις ποσότητες συναλλαγής σε αγορά πραγματικού χρόνου και οι απώλειες ενεργού ισχύος που υπολογίζονται παρακάτω:

$$P_{loss1-2,1} = P_{1-2,1}^{Flow} + P_{2-1,1}^{Flow} = 0.051 p.u. \tag{8.58}$$

$$P_{loss1-2,2} = P_{1-2,2}^{Flow} + P_{2-1,2}^{Flow} = 0.136 p.u. \tag{8.59}$$

$$P_{loss1-2,3} = P_{1-2,3}^{Flow} + P_{2-1,3}^{Flow} = 0.100 p.u. \tag{8.60}$$

Επομένως, η εταιρία διανομής αγοράζει, σε τιμή πραγματικού χρόνου, τις ποσότητες που φαίνονται στον Πίνακα 8.17.

Πίνακας 8.17: Προμήθεια ενέργειας σε πραγματικό χρόνο

Χρονική περίοδος	$P_t^{RT}(p.u.)$
T1	0.426
T2	-0.239
T3	0.100
Σύνολο	0.287

Όσον αφορά τον ΦοΣΕ φορτίου, εκτελεί τη ζητούμενη από την εταιρία μείωση ζήτησης την περίοδο αιχμής T2, επομένως η ποσότητα περικοπής κατανάλωσης από αυτόν φαίνεται στον Πίνακα 8.18.

Πίνακας 8.18: Μείωση της ζήτησης μέσω των ΦοΣΕ

Χρονική περίοδος	$P_{1,t}^{Agg}(p.u.)$	$Q_{1,t}^{Agg}(p.u.)$
T1	0	0
T2	0.375	0.112
T3	0	0
Σύνολο	0.375	0.112

Εφόσον ο ΦοΣΕ φορτίου πραγματοποιεί προσφορά στην εταιρία διανομής, λαμβάνοντας υπόψη παράγοντα κέρδους 10%, η εταιρία διανομής ανταμοίβει τον ΦοΣΕ για τις υπηρεσίες του σε τιμή $1.1\rho_{1,t}^{Cust} \le \rho_{1,t}^{Disco} \le \rho_t^{RT}$. Με στόχο την μεγιστοποίηση του κέρδους της, η εταιρία διανομής πληρώνει τον ΦοΣΕ έναντι τιμής που τείνει στο κάτω όριο της παραπάνω ανίσωσης.

Τελικά, το κέρδος της εταιρίας διανομής υπολογίζεται ως εξής:

$$\begin{aligned}\text{Profit}_{DisCo} &= \sum_{t=1}^{3}\left(\rho^{retail}\sum_{i=1}^{2}P_{i,t}^{D} - \rho_t^{RT}P_t^{RT} - \rho_t^{DA}P_t^{DA} - \rho_{1,t}^{Disco}P_{1,t}^{Agg} - \rho_t^{LS}\sum_{i=1}^{2}P_{i,t}^{LS}\right) = \\ &= \sum_{t=1}^{3}\left(0.6\cdot\left(P_{2,t}^{D}\right) - \rho_t^{RT}P_t^{RT} - \rho_t^{DA}P_t^{DA} - \rho_{1,t}^{Disco}P_{1,t}^{Agg}\right) = \\ &= 5{,}184.71 \quad EUR\end{aligned} \tag{8.61}$$

Το κέρδος του ΦοΣΕ είναι:

$$\begin{aligned}\text{Profit}_{Agg} &= \sum_{t=1}^{3} P_t^{Agg}\left(\rho_t^{Disco} - \rho_t^{Cust}\right) = \\ &= 0.375\left(0.1\rho_2^{Cust}\right) = \\ &= 18.75 \quad EUR\end{aligned} \tag{8.62}$$

8.5. ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Εξάγεται το συμπέρασμα ότι η εταιρία διανομής μπορεί να επιτύχει μεγαλύτερο κέρδος εφαρμόζοντας ένα πρόγραμμα απόκρισης ζήτησης με μετατόπιση φορτίου με συμμετοχή των ΦοΣΕ φορτίων, αλλά ταυτόχρονα βελτιώνεται και η αξιοπιστία όλου του δικτύου διανομής. Το γεγονός ότι η αύξηση του κέρδους είναι μόλις 17,00€ οφείλεται στο πολύ μικρό δίκτυο και στην θεώρηση μόνο τριών χρονικών περιόδων. Ο σκοπός του παρόντος κεφαλαίου ήταν μία πρώτη ανάδειξη των προτερημάτων της συμμετοχής των ΦοΣΕ φορτίων στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Στο Κεφάλαιο 9, το προτεινόμενο μοντέλο εφαρμόζεται σε τμήμα πραγματικού δικτύου διανομής και γίνονται πιο ξεκάθαρα τα ωφέλη του νέου πλαισίου συναλλαγών ηλεκτρικής ενέργειας που υποστηρίζει το προτεινόμενο μοντέλο.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 9

ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΣΕ ΠΡΑΓΜΑΤΙΚΟ ΔΙΚΤΥΟ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΚΑΙ ΑΝΑΛΥΣΗ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΩΝ

9.1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Στο παρόν κεφάλαιο παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της προσομοίωσης του μαθηματικού μοντέλου εταιρίας διανομής – ΦοΣΕ φορτίων του Κεφαλαίου 6 σε πραγματικό δίκτυο 143 κόμβων. Τα στοιχεία αντλήθηκαν από τη ΔΕΔΔΗΕ για ένα τμήμα δικτύου στη Βάρη Αττικής. Αρχικά, περιγράφεται η διαδικασία συλλογής των δεδομένων του προβλήματος και έπειτα δίνονται αναλυτικά τα αποτελέσματα της προσομοίωσης μέσω GAMS. Αφού παρουσιαστούν τα πλεονεκτήματα της διείσδυσης των ΦοΣΕ φορτίων σε ένα βασικό σενάριο μελέτης, ακολουθεί και η ανάλυση ευαισθησίας ορισμένων παραμέτρων, με στόχο την ανάδειξη της επίδρασής τους στο συγκεκριμένο πρόβλημα βελτιστοποίησης. Όλες οι εφαρμογές του μοντέλου που ακολουθούν έγιναν σε Η/Υ με τα ακόλουθα τεχνικά χαρακτηριστικά:

- Επεξεργαστής Intel Core i7 – 3600HQ @ 2.50-3.50GHz
- Μνήμη RAM 8GB
- Λειτουργικό σύστημα Windows 8.1 Professional

9.2. ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΔΙΚΤΥΟΥ ΔΙΑΝΟΜΗΣ

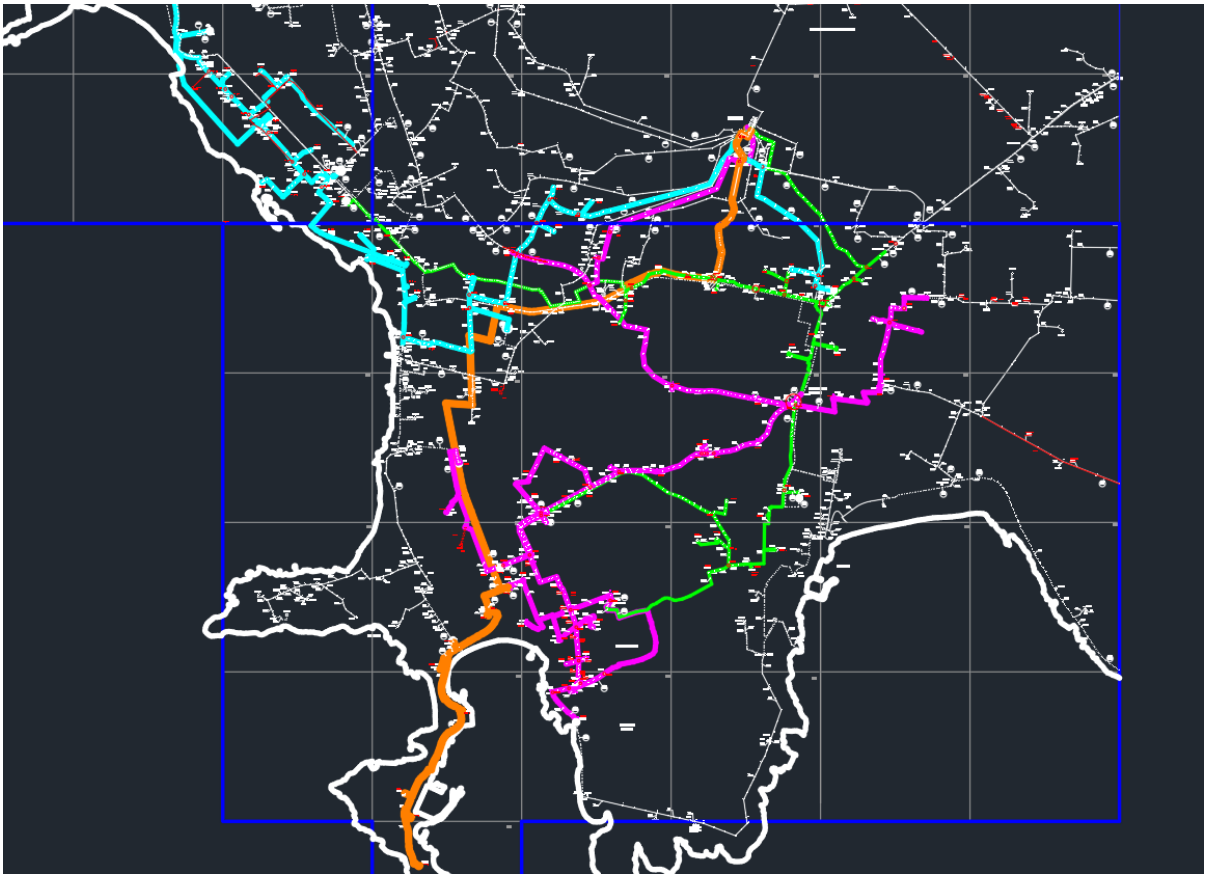
Μετά από επίσκεψη στα γραφεία της ΔΕΔΔΗΕ, στην οδό 3^{ης} Σεπτεμβρίου στην Αθήνα, δόθηκε αρχικά ένα αρχείο σε περιβάλλον AUTODESK AUTOCAD, όπου είναι σχεδιασμένες οι τέσσερις γραμμές διανομής του δικτύου ΜΤ του Μ/Σ 3 της Βάρης. Ο συγκεκριμένος Μ/Σ υποβιβάζει την τάση από Υψηλή 150 kV σε Μέση 20 kV και έχει ονομαστική ισχύ 50 MVA. Οι βασικές γραμμές διανομής ΜΤ του δικτύου με αφετηρία τον συγκεκριμένο υποσταθμό είναι:

- Γραμμή Ρ400: Η Ρ400 είναι γραμμή διανομής ΜΤ που έχει αφετηρία το κέντρο διανομής (ΚΔ) Βάρης και εκτείνεται κυρίως στην περιοχή της Βάρης. Έχει συνολικό μήκος 15.03 km και τροφοδοτεί 33 φορτία, τα οποία ως επί το πλείστον αντιπροσωπεύουν μετασχηματιστές ΜΤ/ΧΤ, που με τη σειρά τους διανέμουν σε οικιακά φορτία.
- Γραμμή Ρ410: Η Ρ410 είναι γραμμή διανομής ΜΤ που ξεκινά από το ΚΔ Βάρης, έχει μήκος 10.44 km και τροφοδοτεί περιοχές κυρίως κοντά στη Λεωφόρο Βουλιαγμένης και παραλιακά έως το ΚΔ Ελληνικού. Η πλειοψηφία των 29 φορτίων που περιλαμβάνονται είναι μετασχηματιστές ΜΤ/ΧΤ που αντιστοιχούν σε οικιακούς καταναλωτές.

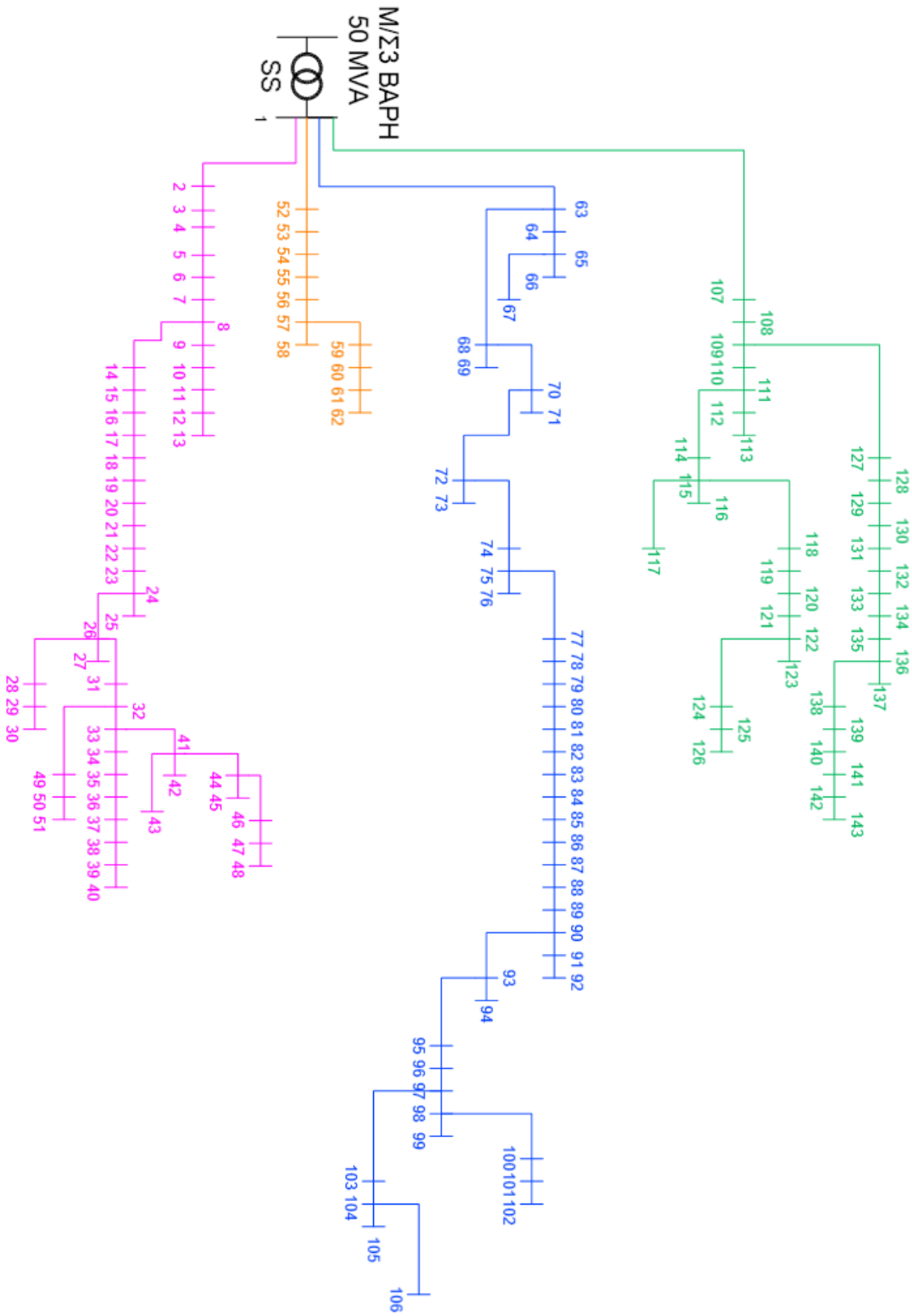
- Γραμμή P420: Η P420 είναι γραμμή διανομής ΜΤ μήκους 9.67 km που έχει αφετηρία το ΚΔ Βάρης και εκτείνεται έως τον λαιμό Βουλιαγμένης. Εμπεριέχει 12 φορτία, τα περισσότερα από τα οποία είναι πελάτες ΜΤ, όπως μερικές μικρές βιομηχανίες και ξενοδοχεία.
- Γραμμή P430: Η P430 είναι γραμμή διανομής ΜΤ 11.13 km με δύο κύριους κλάδους, οι οποίοι διανέμουν κυρίως στη Βάρη και στη Βάρκιζα, αντίστοιχα. Τα περισσότερα από τα 27 φορτία που τροφοδοτούνται είναι μετασχηματιστές ΜΤ/ΧΤ που μεταφέρουν την ηλεκτρική ενέργεια σε οικίες.

Για λόγους απλότητας στην παρούσα διπλωματική εργασία θεωρήθηκε ότι οι γραμμές P400, P410, και P430 τροφοδοτούν φορτία που ακολουθούν το οικιακό προφίλ, ενώ η γραμμή P420 μεταφέρει ενέργεια σε βιομηχανικούς καταναλωτές. Συνολικά λοιπόν εξετάζεται ένα δίκτυο διανομής ΜΤ 143 κόμβων με 101 ηλεκτρικά φορτία, 89 εκ των οποίων είναι οικιακά και 12 βιομηχανικά. Στο Σχήμα 9.1 απεικονίζεται η γεωγραφική περιοχή, την οποία καλύπτουν οι άνωθι γραμμές.

Τα ηλεκτρικά φορτία που τροφοδοτούται από τις παραπάνω γραμμές διανομής δίνονται στον Πίνακα 9.1 με τον κωδικό ονομασίας τους και τη συμφωνημένη ισχύ τους σε kVA. Στο Σχήμα 9.2 παρουσιάζεται το μονογραμμικό διάγραμμα του εξεταζόμενου δικτύου διανομής της Βάρης Αττικής.



Σχήμα 9.1: Χάρτης του δικτύου διανομής 143 κόμβων. Μωβ χρώμα: P400, Μπλέ χρώμα: P410 Πορτοκαλί χρώμα: P420, Πράσινο χρώμα: P430.



Σχήμα 9.2: Μονογραμμικό διάγραμμα του εξεταζόμενου δικτύου διανομής της Βάρης Αττικής

Πίνακας 9.1: Κωδική ονομασία των φορτίων και συμφωνημένη ισχύς

Ρ-400 ΒΑΡΗΣ	
ΟΝΟΜΑΣΙΑ	KVA
ΒΚΧ-1287/ΚΒ	350
ΒΚΧ-5192/ΚΒ	350
ΒΚΧ-5278/ΚΒ	800
ΚΒ-003	630
ΚΒ-017	630
ΚΒ-020	630
ΚΒ-021-/Τ-019	630
ΚΒ-022-/Τ-031	630
ΚΒ-023-/Τ-131	400
ΚΒ-025	400
ΚΒ-026	630
ΚΒ-028	630
ΚΒ-044-/Τ-107	630
ΚΒ-049	400
ΚΒ-050	630
ΚΒ-054	630
ΚΒ-055	630
ΚΒ-057-/Τ-032	250
ΚΒ-060-/Τ-052	630
ΚΒ-063	630
ΚΒ-064	630
ΚΒ-065	400
ΚΒ-069	630
ΚΒ-080	630
ΚΒ-081	200
ΚΒ-084	400
ΚΒ-086	400
ΚΒ-087	630
ΚΒ-088	400
ΚΒ-090	400
ΚΒ-101	630
ΚΒ-115	630
ΚΠ-032	400

Ρ-410 ΒΑΡΗΣ	
ΟΝΟΜΑΣΙΑ	KVA
ΒΚΧ-2217/ΚΠ	300
ΒΚΧ-2499/ΚΠ	500
ΒΚΧ-5314/ΚΠ	500
ΚΒ-042	630
ΚΠ-001	630
ΚΠ-005	400
ΚΠ-015	630
ΚΠ-017	400
ΚΠ-019	630
ΚΠ-028-/Τ-145	400
ΚΠ-037-/Τ-018	250
ΚΠ-037-/Τ-018	250
ΚΠ-038-/Τ-062	250
ΚΠ-040-/Τ-101	400
ΚΠ-044	630
ΚΠ-048	630
ΚΠ-050	630
ΚΠ-053	630
ΚΠ-056	630
ΚΠ-057	630
ΚΠ-061	630
ΚΠ-062	400
ΚΠ-063	400
ΚΠ-071	400
ΚΠ-078	630
ΚΠ-080	400
ΚΠ-083	400
ΚΠ-049	400
ΚΠ-054	TBC

Ρ-420 ΒΑΡΗΣ	
ΟΝΟΜΑΣΙΑ	KVA
ΒΚΧ-0869/ΚΒ	350
ΒΚΧ-1527/ΚΒ	250
ΒΚΧ-1654/ΚΒ	3600
ΒΚΧ-2306/ΚΒ	250
ΚΒ-013	630
ΚΒ-045-/Τ-020	630
ΚΒ-056	630
ΚΒ-077	630
ΚΒ-078	630
ΚΒ-078	630
ΚΒ-092	250
ΚΠ-099	1000

Ρ-430 ΒΑΡΗΣ	
ΟΝΟΜΑΣΙΑ	KVA
ΒΚΧ-1867/ΚΠ	250
ΒΚΧ-2929/ΚΠ	800
ΒΚΧ-5257/ΚΠ	350
ΒΚΧ-5290/ΚΒ	350
ΚΒ-008	250
ΚΒ-019	400
ΚΒ-033-/Τ-090	630
ΚΒ-036	630
ΚΒ-038	630
ΚΒ-041	1000
ΚΒ-058-/Τ-081	630
ΚΒ-059-/Τ-132	630
ΚΒ-062	630
ΚΒ-066	630
ΚΒ-068	630
ΚΒ-095	400
ΚΒ-103	400
ΚΒ-106	630
ΚΒ-107	630
ΚΠ-004	630
ΚΠ-010	250
ΚΠ-021	630
ΚΠ-027-/Τ-046	250
ΚΠ-027-/Τ-046	630
ΚΠ-068	630
ΚΠ-076	400
ΚΠ-086	630

Κάθε γραμμή διανομής περιέχει τόσο εναέρια όσο και υπόγεια τμήματα. Συγκεκριμένα, οι εναέριοι αγωγοί είναι τύπου ACSR (3×16, 3×35, 3×95, 3×50), Cu (3×16, 3×35, 3×95, 3×50) ή AAAC (3×35, 3×70, 3×185). Τα υπόγεια καλώδια είναι είτε 240XLPE (3 x 240 mm^2 Al + 25mm^2 - XLPE) είτε 240Al (3 x 240 mm^2 Al - NAEKBA). Επίσης, περιλαμβάνονται συνεστραμμένα καλώδια 50Al (3 x 50 mm^2 Al + 50mm^2 St) και 150Al (3 x 150 mm^2 Al + 50mm^2 St). Στον Πίνακα 9.2 φαίνονται τα χαρακτηριστικά όλων των προαναφερθέντων αγωγών. Έτσι, γίνεται γνωστή η ωμική και επαγωγική αντίσταση, αλλά και η χωρητικότητα ανά χιλιόμετρο απόστασης. Ο πίνακας αυτός θα αξιοποιηθεί στη συνέχεια για τον υπολογισμό των ανά μονάδα τιμών των αντιστάσεων και στην εύρεση της μήτρας αγωγιμότητας.

Πίνακας 9.2: Στοιχεία ηλεκτρικών αγωγών και καλωδίων

Διατομές αγωγών και καλωδίων		R (Ω/km)	X (Ω/km)	C (nF/km)
	Εναέριοι Αγωγοί			
16□ ή 16 ACSR	3 x 16 ACSR	1.268	0.422	__
35□ ή 35 ACSR	3 x 35 ACSR	0.576	0.397	__
95□ ή 95 ACSR	3 x 95 ACSR	0.215	0.334	__
50□ ή 50 ACSR	3 x 50 ACSR	0.404	0.386	__
16□ ή 16 Cu	3 x 16 Cu	1.274	0.417	__
35□ ή 35 Cu	3 x 35 Cu	0.596	0.393	__
95□ ή 95 Cu	3 x 95 Cu	0.22	0.358	__
50□ ή 50 Cu	3 x 50 Cu	0.426	0.377	__
35□ ή 35 AAAC	3 x 35 AAAC	1.071	0.393	__
70□ ή 70 AAAC	3 x 70 AAAC	0.562	0.37	__
185□ ή 185 AAAC	3 x 185 AAAC	0.204	0.337	__
	Καλώδια			
	Υπόγεια			
240 XLPE	3 x 240 mm^2 Al + 25mm^2 (XLPE)	0.162	0.115	270
240□ ή 240 Al	3 x 240 mm^2 Al (NAEKBA)	0.15	0.108	530
	Συνεστραμμένα			
50□ ή 50 Al (+σχέδιο)	3 x 50 mm^2 Al + 50mm^2 St	0.823	0.15	146
150□ ή 150 Al (+σχέδιο)	3 x 150 mm^2 Al + 50mm^2 St	0.266	0.125	217

Σύμφωνα με τις παραδοχές της Ενότητας 6.5.1, η εταιρία διανομής (DisCo) βασίζεται στα πρότυπα αγοράς των Η.Π.Α. Μία αρμοδιότητά της είναι η προαγορά ποσότητας ηλεκτρικής ενέργειας P_t^{DA} από την αγορά επόμενης ημέρας. Για τον υπολογισμό του ποσού αυτού χρειάζεται η συνολική πρόβλεψη κατανάλωσης της κάθε γραμμής του Μ/Σ 3. Τα στοιχεία που παρουσιάζονται στη συνέχεια δόθηκαν από την ΔΕΔΔΗΕ με χρήση του προγράμματος SCADA και αναφέρονται στη ζήτηση των γραμμών του Μ/Σ 3 της Βάρης την 28/11/2019. Οι συγκεκριμένες ποσότητες θα ταυτιστούν με την πρόβλεψη ζήτησης P_t^{DA}

του μοντέλου και θα συμβολίζουν την ενέργεια που αγοράζεται εκ των προτέρων από την εταιρία διανομής. Σε όλα τα φορτία θεωρείται Συντελεστής Ισχύος $\Sigma I = 0.958$ επαγωγικός

$$\cos\varphi = 0.958 \varepsilon\pi. \Rightarrow \varphi = 16.665^{\circ} \tag{9.1}$$

$$Q = S\sin\varphi = \frac{P}{\cos\varphi}\sin\varphi = P\tan\varphi = 0.3P \Rightarrow Q_{factor} = 0.3 \tag{9.2}$$

Για τις γραμμές P400 και P410, η συνολική ζήτηση στις 28/11/2019 δίνεται στον Πίνακα 9.3. Παρατηρείται ότι ακολουθείται η μορφή του οικιακού προφίλ, με βάση την οποία η κατανάλωση της γραμμής P400 παρουσιάζει μία μικρή κορυφή τις ώρες 10:00–12:00, έπειτα μειώνεται ελαφρώς τις μεσημβρινές ώρες και εμφανίζει τη δεύτερη και μεγαλύτερη κορυφή τις ώρες 20:00–22:00. Στη γραμμή P410, η αιχμή είναι στις 09:00–10:00 και στις 19:00–21:00. Τις βραδινές και πολύ πρωινές ώρες η ζήτηση μειώνεται αισθητά.

Πίνακας 9.3: Προβλεπόμενη ωριαία ζήτηση των γραμμών διανομής P400 και P410

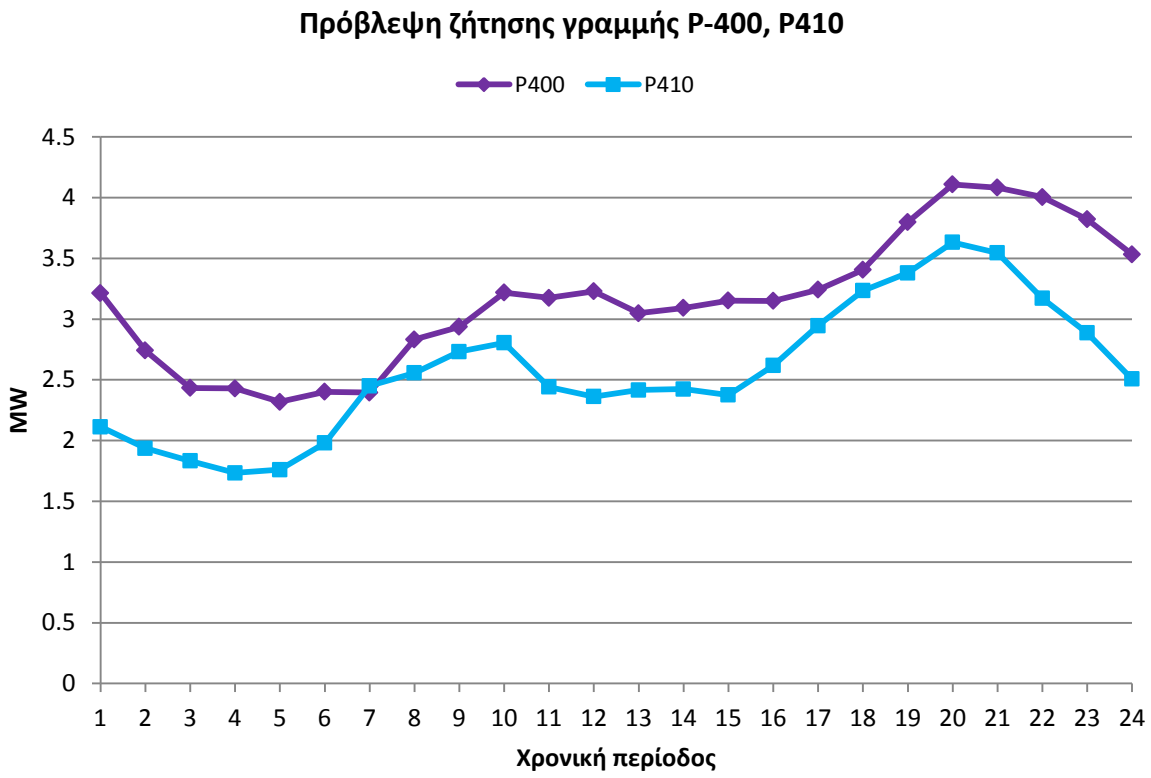
Ώρα	$P_t^{DA-P400}(MW)$	$Q_t^{DA-P400}(MVar)$	$P_t^{DA-P410}(MW)$	$Q_t^{DA-P410}(MVar)$
01:00	3.214	0.964	2.113	0.633
02:00	2.741	0.822	1.936	0.581
03:00	2.434	0.730	1.833	0.550
04:00	2.430	0.729	1.733	0.520
05:00	2.318	0.695	1.760	0.528
06:00	2.401	0.720	1.981	0.594
07:00	2.395	0.719	2.449	0.735
08:00	2.832	0.850	2.557	0.767
09:00	2.936	0.881	2.732	0.820
10:00	3.218	0.965	2.804	0.841
11:00	3.175	0.952	2.441	0.732
12:00	3.229	0.969	2.362	0.708
13:00	3.048	0.914	2.417	0.725
14:00	3.091	0.927	2.424	0.727
15:00	3.152	0.946	2.375	0.713
16:00	3.150	0.945	2.618	0.785
17:00	3.242	0.973	2.945	0.884
18:00	3.406	1.022	3.234	0.970
19:00	3.799	1.140	3.380	1.014
20:00	4.109	1.233	3.631	1.089
21:00	4.082	1.225	3.545	1.063
22:00	4.004	1.201	3.171	0.951
23:00	3.822	1.147	2.886	0.866
24:00	3.533	1.060	2.507	0.752
Σύνολο	**75.764**	**22.729**	**61.836**	**18.551**

Για τις γραμμές P420 και P430, η συνολική ζήτηση στις 28/11/2019 δίνεται στον Πίνακα 9.4. Στη γραμμή P420 φαίνεται ξεκάθαρα η μορφή του βιομηχανικού προφίλ, όπου η ζήτηση είναι ιδιαίτερα αυξημένη τις ώρες έντονης βιομηχανικής δραστηριότητας 08:00–17:00. Τις υπόλοιπες χρονικές περιόδους παρατηρείται πολύ χαμηλή κατανάλωση. Στη γραμμή P430 ακολουθείται το οικιακό προφίλ με μία αισθητή αιχμή φορτίου να παρατηρείται τις ώρες 19:00–21:00. Στη συγκεκριμένη γραμμή, η ζήτηση μεταξύ των πρωινών και των μεσημεριανών ωρών δεν παρουσιάζει μεγάλη απόκλιση.

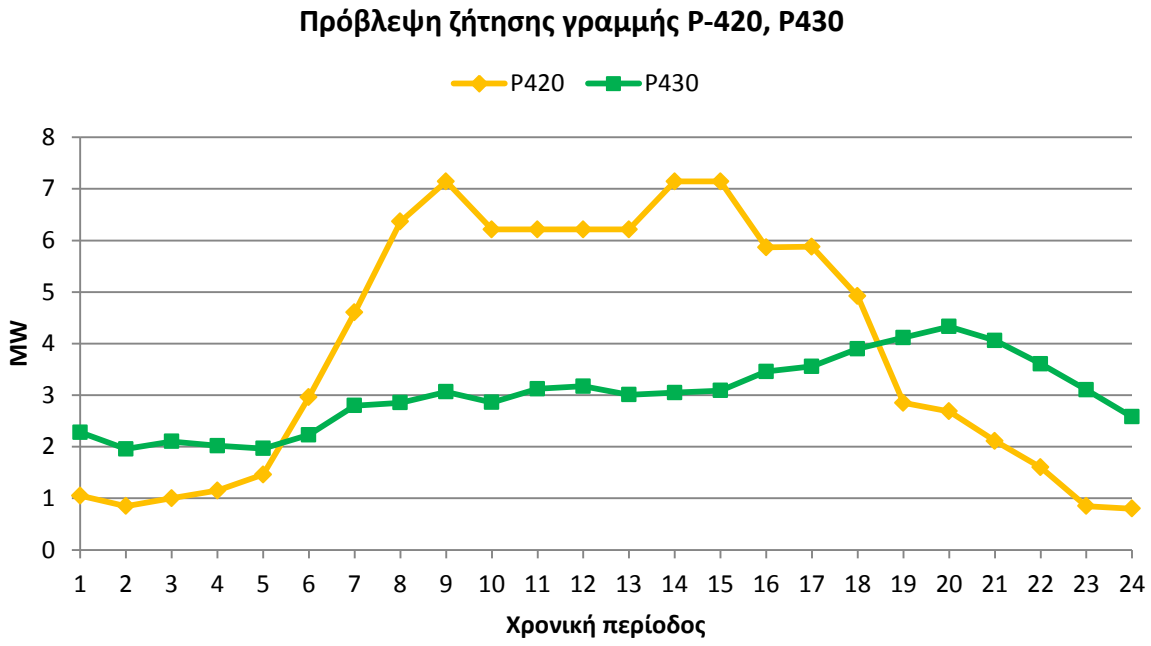
Πίνακας 9.4: Προβλεπόμενη ωριαία ζήτηση των γραμμών διανομής P420 και P430

Ώρα	$P_t^{DA-P420}(MW)$	$Q_t^{DA-P420}(MVar)$	$P_t^{DA-P430}(MW)$	$Q_t^{DA-P430}(MVar)$
01:00	1.050	0.315	2.280	0.684
02:00	0.850	0.255	1.957	0.587
03:00	1.000	0.300	2.103	0.631
04:00	1.150	0.345	2.017	0.605
05:00	1.460	0.438	1.967	0.590
06:00	2.961	0.888	2.228	0.668
07:00	4.604	1.381	2.797	0.839
08:00	6.365	1.909	2.854	0.856
09:00	7.145	2.144	3.063	0.919
10:00	6.213	1.864	2.859	0.858
11:00	6.213	1.864	3.122	0.937
12:00	6.213	1.864	3.172	0.952
13:00	6.213	1.864	3.009	0.903
14:00	7.145	2.144	3.048	0.914
15:00	7.145	2.144	3.088	0.926
16:00	5.865	1.760	3.458	1.038
17:00	5.879	1.764	3.556	1.067
18:00	4.920	1.476	3.900	1.170
19:00	2.850	0.855	4.116	1.235
20:00	2.684	0.805	4.330	1.299
21:00	2.110	0.633	4.060	1.218
22:00	1.600	0.480	3.608	1.083
23:00	0.850	0.255	3.104	0.931
24:00	0.800	0.240	2.581	0.774
Σύνολο	**93.287**	**27.986**	**72.281**	**21.684**

Η προβλεπόμενη ζήτηση για κάθε γραμμή διανομής απεικονίζεται γραφικά στα Σχήματα 9.3 και 9.4.



Σχήμα 9.3: Πρόβλεψη ζήτησης της γραμμής διανομής P400 και P410

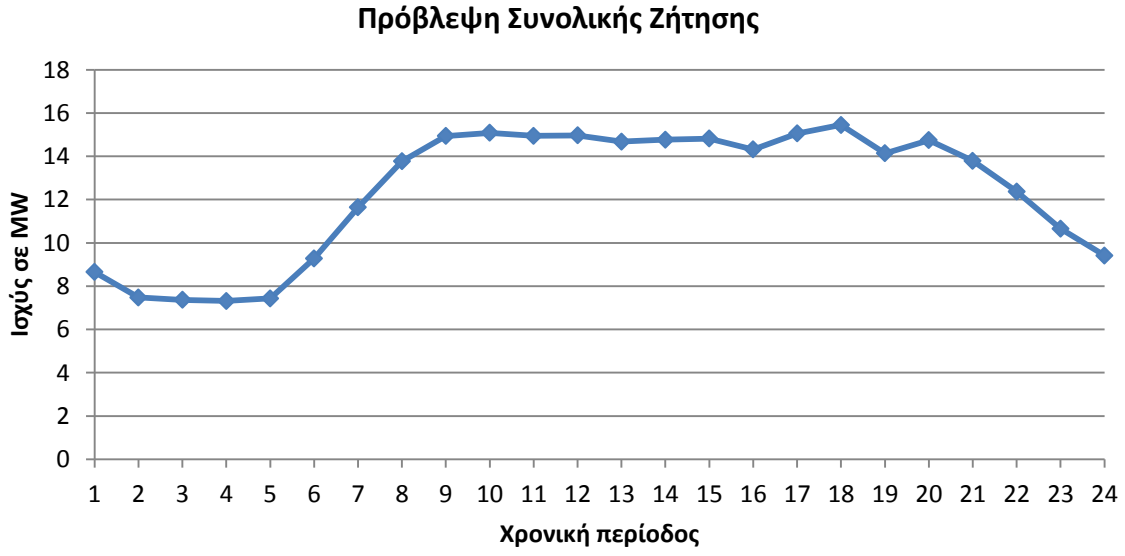


Σχήμα 9.4: Πρόβλεψη ζήτησης της γραμμής διανομής P420 και P430

Στον Πίνακα 9.5 δίνεται η συνολική ποσότητα P_t^{DA} που προαγοράζεται από την εταιρία διανομής στην αγορά επόμενης ημέρας, η οποία προκύπτει από το άθροισμα των τιμών των Πινάκων 9.3 και 9.4. Η γραφική της παράσταση παρουσιάζεται το Σχήμα 9.5.

Πίνακας 9.5: Πρόβλεψη συνολικής ζήτησης

Ώρα	$P_t^{DA}(MW)$	$Q_t^{DA}(MVar)$	**Ώρα**	$P_t^{DA}(MW)$	$Q_t^{DA}(MVar)$
01:00	8.651	2.595	13:00	14.679	4.404
02:00	7.480	2.244	14:00	14.769	4.431
03:00	7.364	2.209	15:00	14.821	4.446
04:00	7.318	2.195	16:00	14.317	4.295
05:00	7.430	2.229	17:00	15.055	4.517
06:00	9.283	2.785	18:00	15.450	4.635
07:00	11.639	3.492	19:00	14.136	4.241
08:00	13.771	4.131	20:00	14.744	4.423
09:00	14.938	4.481	21:00	13.788	4.136
10:00	15.088	4.526	22:00	12.375	3.712
11:00	14.944	4.483	23:00	10.654	3.196
12:00	14.968	4.490	24:00	9.414	2.824
Σύνολο	**297.078**	**89.123**			



Σχήμα 9.5: Συνολική προβλεπόμενη ζήτηση

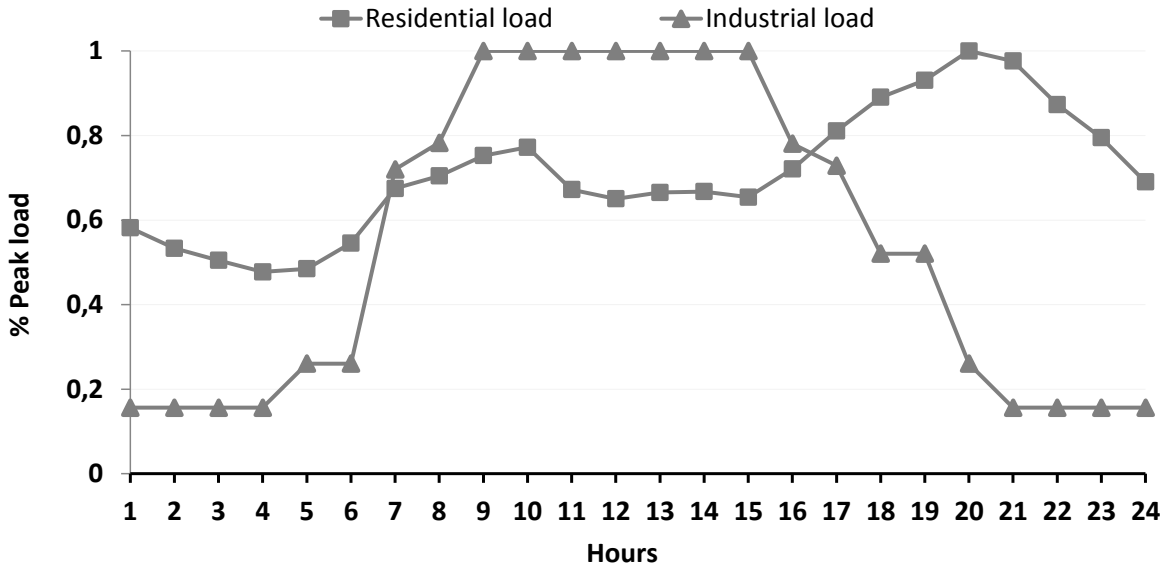
Εφόσον έχει δοθεί η συνολική ζήτηση, στη συνέχεια γίνεται ένας επιμερισμός του συνολικού φορτίου σε κάθε καταναλωτή ξεχωριστά. Η παραπάνω διαδικασία υπολογίζεται έτσι ώστε το τελικό άθροισμα όλων των φορτίων να ταυτίζεται με την ποσότητα P_t^{DA} που δόθηκε προηγουμένως. Όπως παρουσιάστηκε στον Πίνακα 9.1, οι καταναλωτές έχουν διαφορετική συμφωνημένη ισχύ. Για την επίλυση του προβλήματος, χρησιμοποιήθηκαν όλα τα προβλεπόμενα φορτία για κάθε οικιακό και

βιομηχανικό καταναλωτή. Στο Σχήμα 9.6 δίνεται ως παράδειγμα ένα κανονικοποιημένο προφίλ προβλεπόμενης κατανάλωσης του οικιακού φορτίου του κόμβου 86 και του βιομηχανικού φορτίου του κόμβου 61.

Οι Πίνακες 9.6–9.8 δίνουν πληροφορίες για όλες τις διασυνδέσεις μεταξύ των κόμβων για κάθε γραμμή διανομής. Συγκεκριμένα, γίνονται γνωστές οι αποστάσεις μεταξύ των κόμβων, καθώς και ο τύπος αγωγού κάθε τμήματος ξεχωριστά. Επιπρόσθετα, παρουσιάζονται και οι υπολογιζόμενες τιμές των ωμικών και επαγωγικών αντιστάσεων, καθώς και των χωρητικοτήτων στο ανά μονάδα σύστημα. Η βάση ισχύος υπολογίζεται ως εξής:

$$Z_{base} = \frac{V_B}{I_B}, \tilde{S}_B = V_B I_B^* \quad (p.u.) \tag{9.3}$$

$$\acute{A}\rho\alpha : Z_{base} = \frac{V_B}{(\frac{S_B}{V_B})} = \frac{V_B^{\ 2}}{S_B} = 400 \quad Ohm \tag{9.4}$$



Σχήμα 9.6: Κανονικοποιημένο προφίλ κατανάλωσης ενός οικιακού και ενός βιομηχανικού καταναλωτή του δικτύου

Πίνακας 9.6: Υπολογιζόμενες τιμές των R, X, b για όλα τα τμήματα της γραμμής διανομής P400

f_node	t_node	type	km	load code (Node t)	R (Ohm)	X (Ohm)	C (nF)	R (pu)	X (pu)	b (pu)
1	2	95 ACSR	0.301	ΚΠ-032	0.064715	0.100534	0	0.000162	0.000251	0
2	3	185 AAAC	1.075		0.2193	0.362275	0	0.000548	0.000906	0
3	4	240 XLPE	0.216		0.034992	0.02484	58.32	8.75E-05	6.21E-05	0.007325
4	5	95 ACSR	0.216		0.04644	0.072144	0	0.000116	0.00018	0
5	6	95 ACSR	0.989	ΚΒ-084	0.212635	0.330326	0	0.000532	0.000826	0
6	7	95 ACSR	0.603	ΚΒ-017	0.129645	0.201402	0	0.000324	0.000504	0
7	8	95 ACSR	0.207		0.044505	0.069138	0	0.000111	0.000173	0
8	9	240 XLPE	0.440	ΚΒ-064	0.07128	0.0506	118.8	0.000178	0.000127	0.014921
9	10	240 AL	0.434	ΚΒ-057-/Τ-032	0.0651	0.046872	230.02	0.000163	0.000117	0.028891
10	11	95 ACSR	0.453	ΚΒ-069	0.097395	0.151302	0	0.000243	0.000378	0
11	12	95 ACSR	0.183		0.039345	0.061122	0	9.84E-05	0.000153	0
12	13	240 XLPE	0.223	ΚΒ-026	0.036126	0.025645	60.21	9.03E-05	6.41E-05	0.007562
8	14	95 ACSR	0.386	ΚΒ-115	0.08299	0.128924	0	0.000207	0.000322	0
14	15	95 ACSR	0.302		0.06493	0.100868	0	0.000162	0.000252	0
15	16	185 AAAC	0.480	ΒΚΧ-1287/ΚΒ	0.09792	0.16176	0	0.000245	0.000404	0
16	17	185 AAAC	0.013	ΒΚΧ-5278/ΚΒ	0.002652	0.004381	0	6.63E-06	1.1E-05	0
17	18	95 ACSR	0.010	ΚΒ-003	0.00215	0.00334	0	5.38E-06	8.35E-06	0
18	19	185 AAAC	0.350	ΚΒ-087	0.0714	0.11795	0	0.000179	0.000295	0
19	20	185 AAAC	0.246	ΚΒ-090	0.050184	0.082902	0	0.000125	0.000207	0
20	21	185 AAAC	0.217		0.044268	0.073129	0	0.000111	0.000183	0
21	22	95 ACSR	0.287	ΚΒ-025	0.061705	0.095858	0	0.000154	0.00024	0
22	23	95 ACSR	0.400	ΚΒ-088	0.086	0.1336	0	0.000215	0.000334	0
21	24	185 AAAC	0.374		0.076296	0.126038	0	0.000191	0.000315	0
24	25	185 AAAC	0.108	ΚΒ-044-/Τ-107	0.022032	0.036396	0	5.51E-05	9.1E-05	0
24	26	185 AAAC	0.335		0.06834	0.112895	0	0.000171	0.000282	0
26	27	185 AAAC	0.376	ΚΒ-065	0.076704	0.126712	0	0.000192	0.000317	0
26	28	185 AAAC	0.186		0.037944	0.062682	0	9.49E-05	0.000157	0
28	29	185 AAAC	0.118	ΚΒ-050	0.024072	0.039766	0	6.02E-05	9.94E-05	0
29	30	240 AL	0.699	ΚΒ-081	0.10485	0.075492	370.47	0.000262	0.000189	0.046531
26	31	185 AAAC	0.368	ΚΒ-020	0.075072	0.124016	0	0.000188	0.00031	0
31	32	95 Cu	0.170		0.0374	0.06086	0	9.35E-05	0.000152	0
32	33	95 Cu	0.120		0.0264	0.04296	0	0.000066	0.000107	0
33	34	240 XLPE	0.253	ΚΒ-086	0.040986	0.029095	68.31	0.000102	7.27E-05	0.00858
34	35	240 XLPE	0.174	ΚΒ-023-/Τ-131	0.028188	0.02001	46.98	7.05E-05	5E-05	0.005901
35	36	240 AL	0.250	ΚΒ-021-/Τ-019	0.0375	0.027	132.5	9.38E-05	6.75E-05	0.016642
36	37	240 AL	0.227	ΚΒ-063	0.03405	0.024516	120.31	8.51E-05	6.13E-05	0.015111
37	38	240 AL	0.342	ΚΒ-055	0.0513	0.036936	181.26	0.000128	9.23E-05	0.022766
38	39	240 AL	0.472	ΚΒ-060-/Τ-052	0.0708	0.050976	250.16	0.000177	0.000127	0.03142
39	40	240 AL	0.113	ΚΒ-101	0.01695	0.012204	59.89	4.24E-05	3.05E-05	0.007522
33	41	95 Cu	0.225		0.0495	0.08055	0	0.000124	0.000201	0
41	42	95 Cu	0.050	ΚΒ-028	0.011	0.0179	0	2.75E-05	4.48E-05	0
41	43	95 Cu	0.086	ΚΒ-049	0.01892	0.030788	0	4.73E-05	7.7E-05	0
41	44	95 Cu	0.154		0.03388	0.055132	0	8.47E-05	0.000138	0
44	45	240 XLPE	0.015	ΚΒ-022-/Τ-031	0.00243	0.001725	4.05	6.08E-06	4.31E-06	0.000509
44	46	95 ACSR	0.096	ΒΚΧ-5192/ΚΒ	0.02064	0.032064	0	5.16E-05	8.02E-05	0
46	47	95 ACSR	0.100		0.0215	0.0334	0	5.38E-05	8.35E-05	0
47	48	240 XLPE	0.240	ΚΒ-080	0.03888	0.0276	64.8	9.72E-05	0.000069	0.008139
32	49	240 XLPE	0.285	ΚΒ-054	0.04617	0.032775	76.95	0.000115	8.19E-05	0.009665
49	50	95 ACSR	0.032		0.00688	0.010688	0	1.72E-05	2.67E-05	0
50	51	240 XLPE	1.029		0.166698	0.118335	277.83	0.000417	0.000296	0.034895

Πίνακας 9.7: Υπολογιζόμενες τιμές των R, X, b για όλα τα τμήματα της γραμμής διανομής P410

f_node	t_node	type	km	load code (Node t)	R (Ohm)	X (Ohm)	C (nF)	R (pu)	X (pu)	b (pu)
1	63	240 XLPE	0.128		0.020736	0.01472	34.56	5.18E-05	3.68E-05	0.004341
63	64	240 XLPE	0.128		0.020736	0.01472	34.56	5.18E-05	3.68E-05	0.004341
64	65	95 ACSR	0.400		0.086	0.1336	0	0.000215	0.000334	0
65	66	95 ACSR	0.179	5314	0.038485	0.059786	0	9.62E-05	0.000149	0
65	67	95 ACSR	0.076		0.01634	0.025384	0	4.09E-05	6.35E-05	0
63	68	185 AAAC	1.247		0.254388	0.420239	0	0.000636	0.001051	0
68	69	240 XLPE	0.133	ΚΠ-080	0.021546	0.015295	35.91	5.39E-05	3.82E-05	0.00451
68	70	185 AAAC	0.222		0.045288	0.074814	0	0.000113	0.000187	0
70	71	95 ACSR	0.088	ΚΠ-044	0.01892	0.029392	0	4.73E-05	7.35E-05	0
70	72	185 AAAC	0.177		0.036108	0.059649	0	9.03E-05	0.000149	0
72	73	95 ACSR	0.129	ΚΠ-017	0.027735	0.043086	0	6.93E-05	0.000108	0
72	74	185 AAAC	0.595	ΚΠ-028	0.12138	0.200515	0	0.000303	0.000501	0
74	75	185 AAAC	0.240		0.04896	0.08088	0	0.000122	0.000202	0
75	76	35 ACSR	0.156	ΚΠ-048	0.089856	0.061932	0	0.000225	0.000155	0
75	77	185 AAAC	0.087	ΚΠ-049	0.017748	0.029319	0	4.44E-05	7.33E-05	0
77	78	185 AAAC	0.589	ΚΒ-042	0.120156	0.198493	0	0.0003	0.000496	0
78	79	95 ACSR	0.173		0.037195	0.057782	0	9.3E-05	0.000144	0
79	80	240 AL	0.300	ΚΠ-053	0.045	0.0324	159	0.000113	0.000081	0.01997
80	81	240 AL	0.170	2217	0.0255	0.01836	90.1	6.38E-05	4.59E-05	0.011317
81	82	240 AL	0.382	ΚΠ-057	0.0573	0.041256	202.46	0.000143	0.000103	0.025429
82	83	240 AL	0.216	ΚΠ-001	0.0324	0.023328	114.48	0.000081	5.83E-05	0.014379
83	84	240 AL	0.110	2499	0.0165	0.01188	58.3	4.13E-05	2.97E-05	0.007322
84	85	240 AL	0.410	ΚΠ-063	0.0615	0.04428	217.3	0.000154	0.000111	0.027293
85	86	240 AL	0.495	ΚΠ-061	0.07425	0.05346	262.35	0.000186	0.000134	0.032951
86	87	240 AL	0.436	ΚΠ-005	0.0654	0.047088	231.08	0.000164	0.000118	0.029024
87	88	95 ACSR	0.129		0.027735	0.043086	0	6.93E-05	0.000108	0
88	89	240 XLPE	0.134	ΚΠ-062	0.021708	0.01541	36.18	5.43E-05	3.85E-05	0.004544
89	90	95 ACSR	0.206		0.04429	0.068804	0	0.000111	0.000172	0
90	91	95 ACSR	0.168	ΚΠ-040	0.03612	0.056112	0	9.03E-05	0.00014	0
91	92	240 XLPE	0.237	ΚΠ-071	0.038394	0.027255	63.99	9.6E-05	6.81E-05	0.008037
90	93	95 ACSR	0.113		0.024295	0.037742	0	6.07E-05	9.44E-05	0
93	94	95 ACSR	0.150	ΚΠ-037	0.03225	0.0501	0	8.06E-05	0.000125	0
93	95	185 AAAC	0.240		0.04896	0.08088	0	0.000122	0.000202	0
95	96	240 XLPE	0.180	ΚΠ-015	0.02916	0.0207	48.6	7.29E-05	5.18E-05	0.006104
96	97	185 AAAC	0.190		0.03876	0.06403	0	9.69E-05	0.00016	0
97	98	95 ACSR	0.260		0.0559	0.08684	0	0.00014	0.000217	0
98	99	95 ACSR	0.150	ΚΠ-056	0.03225	0.0501	0	8.06E-05	0.000125	0
98	100	95 ACSR	0.060	ΚΠ-038	0.0129	0.02004	0	3.23E-05	5.01E-05	0
100	101	95 ACSR	0.260	ΚΠ-050	0.0559	0.08684	0	0.00014	0.000217	0
101	102	95 ACSR	0.160	ΚΠ-078	0.0344	0.05344	0	0.000086	0.000134	0
97	103	185 AAAC	0.130	ΚΠ-019	0.02652	0.04381	0	6.63E-05	0.00011	0
103	104	185 AAAC	0.070		0.01428	0.02359	0	3.57E-05	5.9E-05	0
104	105	240 AL	0.120	ΚΠ-083	0.018	0.01296	63.6	0.000045	3.24E-05	0.007988
104	106	185 AAAC	0.220	ΚΠ-054	0.04488	0.07414	0	0.000112	0.000185	0

Πίνακας 9.8: Υπολογιζόμενες τιμές των R, X, b για τα τμήματα των γραμμών διανομής P420, P430

f_node	t_node	type	km	load code (Node t)	R (Ohm)	X (Ohm)	C (nF)	R (pu)	X (pu)	b (pu)
1	52	240 AL	2.645	ΚΠ-099	0.39675	0.28566	1401.85	0.000992	0.000714	0.176072
52	53	240 AL	2.2	ΚΒ-078	0.33	0.2376	1166	0.000825	0.000594	0.14645
53	54	240 AL	0.200	ΚΒ-056	0.03	0.0216	106	0.000075	0.000054	0.013314
54	55	240 AL	0.303	ΚΒ-013	0.04545	0.032724	160.59	0.000114	8.18E-05	0.02017
55	56	240 AL	0.036	2306	0.0054	0.003888	19.08	1.35E-05	9.72E-06	0.002396
56	57	240 AL	1.840	0869	0.276	0.19872	975.2	0.00069	0.000497	0.122485
57	58	240 AL	0.519	ΚΒ-092	0.07785	0.056052	275.07	0.000195	0.00014	0.034549
57	59	240 AL	0.221	1654	0.03315	0.023868	117.13	8.29E-05	5.97E-05	0.014712
59	60	240 AL	0.785	1527	0.11775	0.08478	416.05	0.000294	0.000212	0.052256
60	61	240 AL	0.573	ΚΒ-077	0.08595	0.061884	303.69	0.000215	0.000155	0.038143
61	62	240 AL	0.350	ΚΒ-045	0.0525	0.0378	185.5	0.000131	9.45E-05	0.023299
1	107	185 AAAC	1.329		0.271116	0.447873	0	0.000678	0.00112	0
107	108	95 ACSR	0.114	ΚΒ-103	0.02451	0.038076	0	6.13E-05	9.52E-05	0
108	109	95 ACSR	0.262	5290	0.05633	0.087508	0	0.000141	0.000219	0
109	110	95 ACSR	0.177	ΚΠ-004	0.038055	0.059118	0	9.51E-05	0.000148	0
110	111	185 AAAC	0.115		0.02346	0.038755	0	5.87E-05	9.69E-05	0
111	112	185 AAAC	0.091	ΚΠ-010	0.018564	0.030667	0	4.64E-05	7.67E-05	0
112	113	185 AAAC	0.163	1867	0.033252	0.054931	0	8.31E-05	0.000137	0
111	114	185 AAAC	0.196	ΚΠ-068	0.039984	0.066052	0	1E-04	0.000165	0
114	115	185 AAAC	0.278		0.056712	0.093686	0	0.000142	0.000234	0
115	116	95 ACSR	0.074	2929	0.01591	0.024716	0	3.98E-05	6.18E-05	0
115	117	95 ACSR	0.024	5257	0.00516	0.008016	0	1.29E-05	2E-05	0
115	118	95 ACSR	0.014	ΚΠ-021	0.00301	0.004676	0	7.53E-06	1.17E-05	0
118	119	95 ACSR	0.166		0.03569	0.055444	0	8.92E-05	0.000139	0
119	120	240 XLPE	0.170	ΚΠ-027	0.02754	0.01955	45.9	6.89E-05	4.89E-05	0.005765
120	121	95 ACSR	0.224		0.04816	0.074816	0	0.00012	0.000187	0
121	122	240 XLPE	0.090		0.01458	0.01035	24.3	3.65E-05	2.59E-05	0.003052
122	123	185 AAAC	0.131	ΚΒ-008	0.026724	0.044147	0	6.68E-05	0.00011	0
122	124	185 AAAC	0.040	ΚΒ-066	0.00816	0.01348	0	2.04E-05	3.37E-05	0
124	125	240 XLPE	2.045	ΚΠ-076	0.33129	0.235175	552.15	0.000828	0.000588	0.06935
125	126	240 XLPE	0.444	ΚΠ-086	0.071928	0.05106	119.88	0.00018	0.000128	0.015057
109	127	240 XLPE	0.268	ΚΒ-033	0.043416	0.03082	72.36	0.000109	7.71E-05	0.009088
127	128	240 XLPE	0.200	ΚΒ-106	0.0324	0.023	54	0.000081	5.75E-05	0.006782
128	129	240 XLPE	0.420	ΚΒ-107	0.06804	0.0483	113.4	0.00017	0.000121	0.014243
129	130	240 XLPE	0.520		0.08424	0.0598	140.4	0.000211	0.00015	0.017634
130	131	185 AAAC	0.560		0.11424	0.18872	0	0.000286	0.000472	0
131	132	185 AAAC	0.100	ΚΒ-041	0.0204	0.0337	0	0.000051	8.43E-05	0
132	133	240 AL	0.230	ΚΒ-059	0.0345	0.02484	121.9	8.63E-05	6.21E-05	0.015311
133	134	240 AL	0.330	ΚΒ-068	0.0495	0.03564	174.9	0.000124	8.91E-05	0.021967
134	135	240 AL	0.270	ΚΒ-058	0.0405	0.02916	143.1	0.000101	7.29E-05	0.017973
135	136	185 AAAC	0.158		0.032232	0.053246	0	8.06E-05	0.000133	0
136	137	95 ACSR	0.143	ΚΒ-062	0.030745	0.047762	0	7.69E-05	0.000119	0
136	138	185 AAAC	0.114		0.023256	0.038418	0	5.81E-05	9.6E-05	0
138	139	185 AAAC	0.103	ΚΒ-019	0.021012	0.034711	0	5.25E-05	8.68E-05	0
139	140	240 XLPE	0.182	ΚΒ-095	0.029484	0.02093	49.14	7.37E-05	5.23E-05	0.006172
140	141	185 AAAC	0.260		0.05304	0.08762	0	0.000133	0.000219	0
141	142	185 AAAC	0.182	ΚΒ-036	0.037128	0.061334	0	9.28E-05	0.000153	0
142	143	185 AAAC	0.938	ΚΒ-038	0.191352	0.316106	0	0.000478	0.00079	0

Πίνακας 9.9: Τιμολόγηση ηλεκτρικής ενέργειας

Χρονική περίοδος T [Ώρες]	**Τιμή αγοράς πραγματικού χρόνου [€/kWh]**	**Τιμή αγοράς επόμενης ημέρας [€/kWh]**	**Ποινή αναγκαστικής διακοπής [€/kWh]**	**Τιμή αγοράς πραγματικού χρόνου [€/puh]**	**Τιμή αγοράς επόμενης ημέρας [€/puh]**	**Ποινή αναγκαστικής διακοπής [€/puh]**
T1	0.23	0.1889	8	230	188.9	8000
T2	0.22	0.1745	8	220	174.5	8000
T3	0.17	0.1263	9	170	126.3	9000
T4	0.15	0.1214	7	150	121.4	7000
T5	0.16	0.1199	16	160	119.9	16000
T6	0.25	0.1809	17	250	180.9	17000
T7	0.35	0.2515	18	350	251.5	18000
T8	0.43	0.3646	20	430	364.6	20000
T9	0.51	0.4536	21	510	453.6	21000
T10	0.68	0.58	35	680	580	35000
T11	0.74	0.62	36	740	620	36000
T12	0.75	0.64	37	750	640	37000
T13	0.69	0.59	34	690	590	34000
T14	0.5	0.4252	22	500	425.2	22000
T15	0.51	0.4329	20	510	432.9	20000
T16	0.49	0.4576	20	490	457.6	20000
T17	0.49	0.4578	20	490	457.8	20000
T18	0.6	0.53	31	600	530	31000
T19	0.65	0.55	32	650	550	32000
T20	0.67	0.56	33	670	560	33000
T21	0.7	0.6	35	700	600	35000
T22	0.35	0.2729	17	350	272.9	17000
T23	0.29	0.2695	16	290	269.5	16000
T24	0.23	0.1994	8	230	199.4	8000

Τέλος, δίνονται και τα στοιχεία κοστολόγησης της ηλεκτρικής ενέργειας στην αγορά της επόμενης ημέρας, στην αγορά πραγματικού χρόνου και η ποινή που καλείται να πληρώσει η εταιρία διανομής σε περίπτωση αναγκαστικής διακοπής φορτίου (Πίνακας 9.9). Οι τιμές αντλήθηκαν από την ιστοσελίδα Nordpool για την 28/11/2019 [65].

Μία ακόμη παραδοχή στη συγκεκριμένη προσομοίωση είναι η θεώρηση πως η προβλεπόμενη κατανάλωση σε ένα ηλεκτρικό φορτίο ισομοιράζεται σε σταθερό και σε ευέλικτο μέρος. Άλλες τιμές παραμέτρων που αξίζει να αναφερθούν είναι:

- Η τιμή λιανικής που τιμολογείται ο κάθε καταναλωτής ισούται με 0.6 €/kWh
- Το όριο ισχύος κάθε τμήματος γραμμής διανομής είναι 10 MVA

9.3. ΠΕΡΙΠΤΩΣΗ ΧΩΡΙΣ ΦΟΣΕ ΦΟΡΤΙΩΝ

Σαν αρχικό σενάριο, εξετάζεται το μοντέλο χωρίς τη συμμετοχή των ΦοΣΕ φορτίων στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας (Business as usual). Σε αυτήν την περίπτωση, όπως αναμένεται, δεν υπάρχει κάποια αλλαγή στο πλάνο πραγματικού χρόνου της εταιρίας διανομής και σαν συνέπεια, εκτελείται το πλάνο κατανάλωσης σύμφωνα με τις προβλέψεις σε επίπεδο επόμενης ημέρας. Επομένως, τα προφίλ κατανάλωσης σε πραγματικό χρόνο θα ταυτίζονται με τις αρχικές δοθείσες καμπύλες ζήτησης. Οι γραφικές παραστάσεις των καταναλώσεων των γραμμών διανομής και της συνολικής κατανάλωσης είναι

αυτές που φαίνονται στα Σχήματα 9.3–9.5. Όλα τα αποτελέσματα προέκυψαν με χρήση του λογισμικού GAMS.

Πίνακας 9.10: Χρόνος GAMS

GAMS	**Χωρίς ΦοΣΕ**
Χρόνος εκτέλεσης	944 sec

Όσον αφορά το ποσό της ενέργειας που η εταιρία προμηθεύεται σε αγορά πραγματικού χρόνου, αυτό προκύπτει υπολογίζοντας τις απώλειες των γραμμών διανομής. Εφόσον τελικά η ζήτηση σε πραγματικό χρόνο είναι ίση με την προβλεπόμενη-προαγορασμένη, η ενέργεια που πρέπει να φθάσει στον υποσταθμό σε κάθε t ισούται με αυτήν στον Πίνακα 9.5 συν τις απώλειες ενεργού ισχύος των τμημάτων κάθε γραμμής από τον Μ/Σ 3 Βάρης έως τα τελικά φορτία στους αντίστοιχους κόμβους που αυτά είναι τοποθετημένα. Όπως έχει ήδη αναφερθεί, η ηλεκτρική ενέργεια P_t^{DA} έχει ήδη προαγοραστεί σε τιμή αγοράς επόμενης ημέρας (Πίνακας 9.9), άρα σε τιμή πραγματικού χρόνου (Πίνακας 9.9) αγοράζεται ποσότητα ίση με τις απώλειες σε κάθε χρονική στιγμή.

Ο υπολογισμός των απωλειών ενεργού ισχύος στη γραμμή που ενώνει τους ζυγούς i kai j γίνεται από τη σχέση:

$$P_{i-j,t}^{loss} = P_{ij,t}^{Flow} + P_{ji,t}^{Flow} \tag{9.5}$$

Στον Πίνακα 9.11 και στο Σχήμα 9.7 δίνεται η ενέργεια που η εταιρία θα προμηθευτεί σε πραγματικό χρόνο.

Πίνακας 9.11: Αγορά ηλεκτρικής ενέργειας σε τιμή πραγματικού χρόνου

Χρονική περίοδος	$P_t^{RT}(p.u.)$	**Χρονική περίοδος**	$P_t^{RT}(p.u.)$
T1	0.046	T13	0.121
T2	0.034	T14	0.122
T3	0.030	T15	0.123
T4	0.029	T16	0.104
T5	0.029	T17	0.114
T6	0.043	T18	0.116
T7	0.067	T19	0.099
T8	0.102	T20	0.109
T9	0.122	T21	0.100
T10	0.126	T22	0.085
T11	0.124	T23	0.070
T12	0.125	T24	0.056

Σχήμα 9.7: Συνολικές απώλειες ενεργού ισχύος ανά ώρα

Όπως είναι λογικό, οι απώλειες ενεργού ισχύος λαμβάνουν μεγαλύτερη τιμή τις ώρες αιχμής καθώς η ροή ενεργού ισχύος σε κάθε γραμμή είναι μεγαλύτερη σε σύγκριση με τις περιόδους χαμηλής ζήτησης.

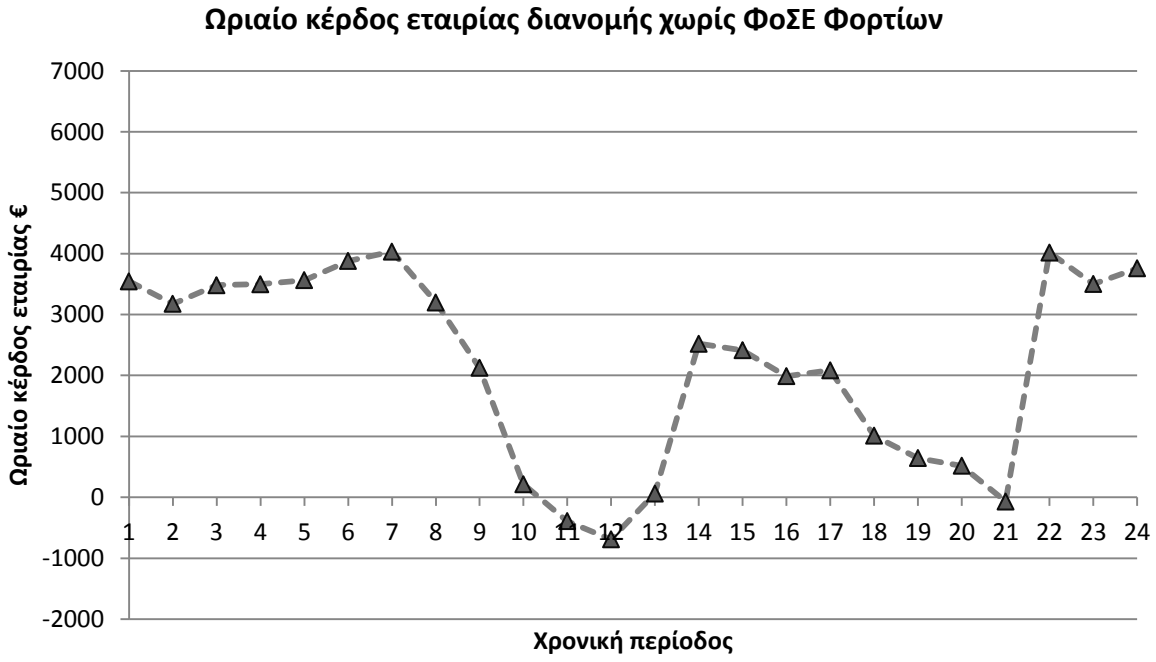
Επίσης το μέτρο της τάσης λαμβάνει ελάχιστη τιμή 0.983 pu. Επομένως το δίκτυο δεν αντιμετωπίζει κάποιο πρόβλημα σύμφωνα με τα όρια λειτουργίας της τάσης, γεγονός που συνεπάγεται την αποφυγή πιθανής αναγκαστικής διακοπής φορτίου ($P_{i,t}^{LS} = 0$).

Το συνολικό ημερήσιο κέρδος της εταιρίας διανομής δίνεται από την αντικειμενική συνάρτηση (6.1) και ισούται με 52,082.70 €. Στο Σχήμα 9.8 και στον Πίνακα 9.12 δίνεται το κέρδος της εταιρίας για κάθε χρονική περίοδο ξεχωριστά. Το ωριαίο κέρδος εύκολα προκύπτει από την εξίσωση (6.1), αν αυτή μελετηθεί σε κάθε t ξεχωριστά. Δηλαδή:

$$\text{Hourly_Profit}_{DisCo} = \rho^{retail} \sum_i P_{i,t}^{D} - \rho_t^{RT} P_t^{RT} - \rho_t^{DA} P_t^{DA} - \rho_{1,t}^{Disco} P_{1,t}^{Agg} - \rho_t^{LS} \sum_i P_{i,t}^{LS} \tag{9.6}$$

Πίνακας 9.12: Ωριαίο κέρδος εταιρίας διανομής

Χρονική περίοδος	Ωριαίο κέρδος (€)	Χρονική περίοδος	Ωριαίο κέρδος (€)	Χρονική περίοδος	Ωριαίο κέρδος (€)	Χρονική περίοδος	Ωριαίο κέρδος (€)
T1	3546.08	T7	4032.91	T13	63.55	T19	642.66
T2	3175.12	T8	3198.03	T14	2520.74	T20	516.52
T3	3483.35	T9	2124.51	T15	2413.97	T21	-69.73
T4	3497.87	T10	215.75	T16	1987.74	T22	4017.88
T5	3562.69	T11	-390.62	T17	2084.82	T23	3500.76
T6	3879.87	T12	-692.19	T18	1011.95	T24	3758.45



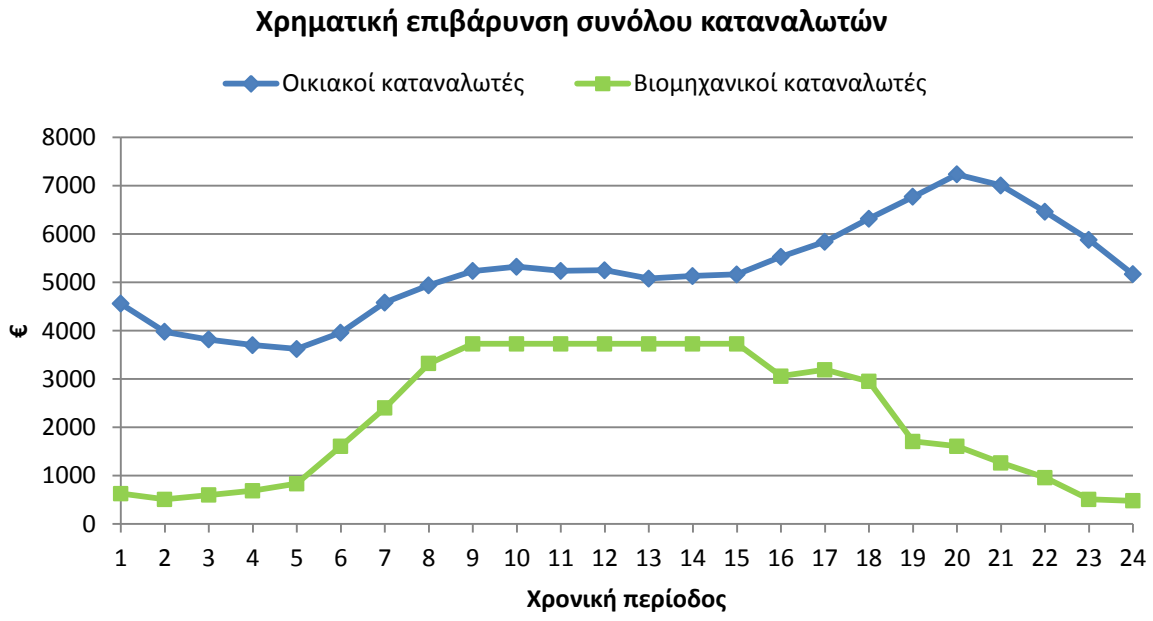
Σχήμα 9.8: Ωριαίο κέρδος εταιρίας διανομής

Παρατηρείται ότι το ωριαίο κέρδος της εταιρίας διανομής λαμβάνει τις μέγιστες τιμές του κατά τη διάρκεια των ωρών χαμηλής ζήτησης (22:00–07:00). Αυτό συμβαίνει διότι τις συγκεκριμένες χρονικές περιόδους η τιμή χονδρικής της ηλεκτρικής ενέργειας (Πίνακας 9.9) είναι πολύ μικρότερη της λιανικής (0.6 €/kWh). Έτσι, παρά τη μικρή ζήτηση εκείνες τις ώρες, η εταιρία παρουσιάζει μεγάλο κέρδος, αφού αγοράζει την ηλεκτρική ενέργεια σε πολύ χαμηλότερη τιμή σε σύγκριση με την αμοιβή που λαμβάνει από τους πελάτες. Κατά τη διάρκεια των περιόδων αιχμής (10:00–13:00, και 19:00–21:00) το ωριαίο κέρδος μειώνεται αισθητά και μπορεί να λάβει και αρνητικές τιμές. Το παραπάνω φαινόμενο εξηγείται αν λάβει κανείς υπόψη πως η τιμή αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας που πληρώνει η εταιρία (Πίνακας 9.9) είναι παρόμοια ή ακόμα και υπερβαίνει την τιμή πώλησης στους καταναλωτές (0.6 €/kWh).

Τέλος, γίνεται και αναφορά στο ημερήσιο κόστος, το οποίο επιβαρύνει τους οικιακούς και τους βιομηχανικούς καταναλωτές. Συγκεκριμένα, οι οικιακοί πελάτες δαπανούν περισσότερα χρήματα τις ώρες αιχμής, όπου παρουσιάζουν αυξημένη ζήτηση, και λιγότερα χρήματα τις ώρες χαμηλής κατανάλωσης. Αντίστοιχα, μία βιομηχανία επιβαρύνεται με ένα κόστος χρήσης ηλεκτρικής ενέργειας, το οποίο και σε αυτήν την περίπτωση συμφωνεί με το προφίλ κατανάλωσης. Τις ώρες έντονης βιομηχανικής δραστηριότητας υπάρχει αυξημένη ανάγκη για ηλεκτρική ενέργεια, σε αντίθεση με τις ώρες μη λειτουργίας. Τα παραπάνω επιβεβαιώνεται στο Σχήμα 9.9. Επίσης, το συνολικό ημερήσιο χρηματικό ποσό με το οποίο επιβαρύνεται το σύνολο κάθε κατηγορίας καταναλωτή φαίνεται στον Πίνακα 9.13.

Πίνακας 9.13: Ημερήσια χρέωση συνόλου καταναλωτών

Κατηγορία καταναλωτών	**Ημερήσια πληρωμή (€)**
Οικιακοί καταναλωτές	120,646.60
Βιομηχανικοί καταναλωτές	52,431.37



Σχήμα 9.9: Ωριαία χρηματική επιβάρυνση συνόλου καταναλωτών ανά κατηγορία

9.4. ΣΥΜΜΕΤΟΧΗ ΤΩΝ ΦΟΣΕ ΦΟΡΤΙΩΝ

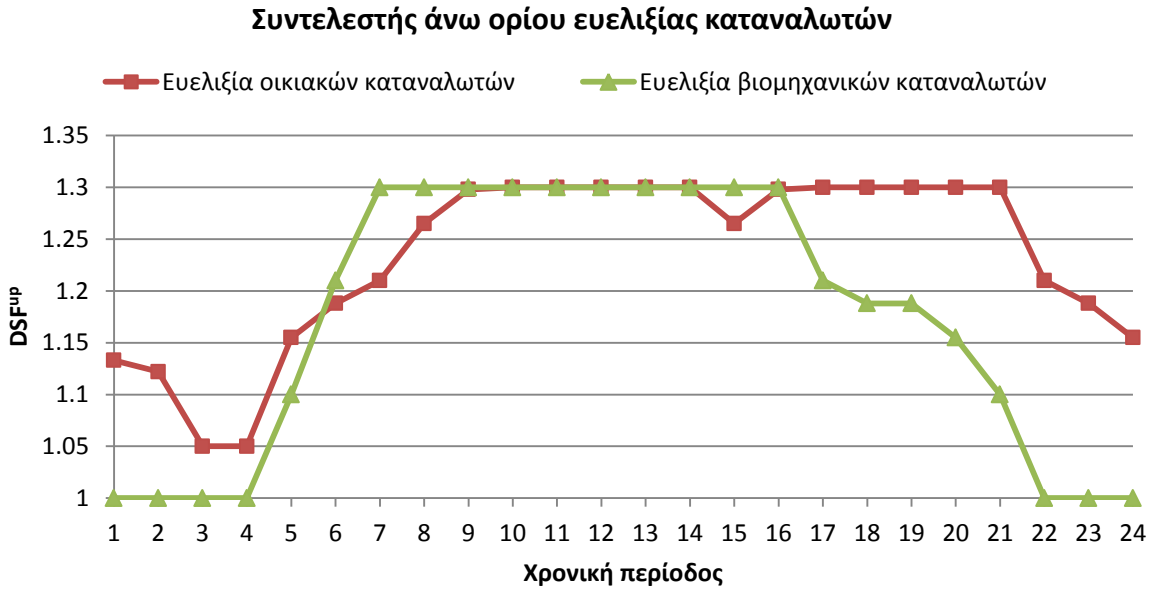
Σε αυτό το σημείο εξατάζεται το σενάριο στο οποίο οι ΦοΣΕ φορτίων συμμετέχουν στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας ως μεσάζοντες μεταξύ της εταιρίας διανομής και των καταναλωτών. Έστω δύο ΦοΣΕ, όπου ο ένας εκπροσωπεί όλα τα οικιακά φορτία (κόμβοι 1–51, 63–106, και 107–143), και ο άλλος εκπροσωπεί όλα τα βιομηχανικά φορτία (κόμβοι 52–62). Έτσι, όλα τα ηλεκτρικά φορτία των γραμμών διανομής P400, P410, και P430 εκπροσωπούνται από τον οικιακό ΦοΣΕ. Τα υπόλοιπα (γραμμή P420) εκπροσωπούνται από τον βιομηχανικό ΦοΣΕ.

Η παροχή υπηρεσιών απόκρισης ζήτησης βασίζεται στην ευελιξία των ηλεκτρικών φορτίων. Η κατανάλωση χωρίζεται ισόποσα σε σταθερό και σε ευέλικτο μέρος. Το δεύτερο έχει την ικανότητα να παρουσιάζει αυξομειώσεις σε μία χρονική περίοδο t. Το μοντέλο απόκρισης ζήτησης παρουσιάζεται αναλυτικά στην Ενότητα 6.2. Το κάτω όριο ευελιξίας $DSF_{i,t}^{dn}$ ορίζεται ίσο με τη μονάδα, γεγονός που επιτρέπει τη μείωση όλου του ευέλικτου μέρους της κατανάλωσης σε ένα χρονικό διάστημα. Σημαντικό ενδιαφέρον παρουσιάζει το άνω όριο ευελιξίας $DSF_{i,t}^{up}$, το οποίο εκφράζει τη μέγιστη δυνατή ωριαία προσαύξηση του ευέλικτου μέρους της ζήτησης. Ισχύει ότι το συγκεκριμένο όριο διαφοροποιείται μέσα στην ημέρα. Ένας οικιακός καταναλωτής είναι περισσότερο ευέλικτος τις ώρες αιχμής, αφού πραγματοποιεί πληθώρα δραστηριοτήτων. Αντίθετα, αργά το βράδυ δεν θα είναι πρόθυμος να αυξήσει τη

ζήτησή στον ίδιο βαθμό, καθώς τότε δεν παρουσιάζει ανάγκες για κατανάλωση αρκετής ηλεκτρικής ενέργειας. Σαν αποτέλεσμα, το άνω όριο ευελιξίας ακολουθεί περίπου το οικιακό προφίλ κατανάλωσης. Αντίστοιχα, ένας βιομηχανικός πελάτης είναι αρκετά ευέλικτος τις ώρες έντονης βιομηχανικής δραστηριότητας και είναι πρόθυμος να μεταβάλλει χρονικά κάποιες ανάγκες του, εφόσον αυτές γίνουν εντός του ωραρίου λειτουργίας. Εκτός αυτού, η ευελιξία προς τα άνω είναι αμελητέα. Συνεπώς, ο συντελεστής $DSF_{i,t}^{up}$ στη βιομηχανική ζώνη συμφωνεί με το προφίλ ζήτησης.

Στο σενάριο που εξετάζεται σε αυτήν την ενότητα η μέγιστη τιμή του άνω ορίου ευελιξίας λαμβάνει τιμή 1.3 και μεταβάλλεται σε κάθε χρονική περίοδο. Τόσο για τους οικιακούς καταναλωτές, όσο και για τους βιομηχανικούς, ο $DSF_{i,t}^{up}$ παρουσιάζεται στο Σχήμα 9.10.

Όσον αφορά την τιμή των συμβολαίων που συνάπτουν οι ΦοΣΕ φορτίων με τους καταναλωτές που εκπροσωπούν, ισχύει ότι η αμοιβή που δίνεται στους βιομηχανικούς καταναλωτές είναι μεγαλύτερη σε σύγκριση με αυτή των οικιακών καταναλωτών σε κάθε χρονική στιγμή. Το παραπάνω είναι λογικό, καθώς οι βιομηχανικοί πελάτες καταναλώνουν γενικά μεγάλα ποσά ενέργειας και μία πιθανή εντολή για μείωση της ζήτησης τις ώρες αιχμής πρέπει να συνοδεύεται από την κατάλληλη αμοιβή. Επίσης, ο περιορισμός της πολύ έντονης βιομηχανικής δραστηριότητας σε συγκεκριμένα χρονικά διαστήματα, όπως είναι λογικό, απαιτεί την απόδοση μεγαλύτερου οικονομικού κινήτρου σε σύγκριση με έναν οικιακό καταναλωτή (Πίνακας 9.14). Οι τιμές ανταμοιβής είναι ίδιες σε μία χρονική περίοδο για όλους τους εκπροσωπούμενους οικιακούς και βιομηχανικούς καταναλωτές, αντίστοιχα. Τέλος, το συμβόλαιο μεταξύ ΦοΣΕ φορτίων και καταναλωτή χαρακτηρίζεται ως διμερές, δηλαδή ο τελευταίος υποχρεούται να ανταποκριθεί στις εντολές μείωσης ζήτησης τις κρίσιμες ώρες, και ο πρώτος οφείλει να τηρήσει την οικονομική συμφωνία που έχει υποσχεθεί.



Σχήμα 9.10: Προφίλ ημερήσιας ευελιξίας οικιακών και βιομηχανικών καταναλωτών

Πίνακας 9.14: Τιμή συμβολαίου μεταξύ ΦοΣΕ και καταναλωτών

Χρονική περίοδος	**Τιμή συμβολαίου Οικιακού ΦοΣΕ-καταναλωτή (€/kWh)**	**Τιμή συμβολαίου Βιομηχανικού ΦοΣΕ-καταναλωτή (€/kWh)**	**Τιμή συμβολαίου Οικιακού ΦοΣΕ-καταναλωτή (€/puh)**	**Τιμή συμβολαίου Βιομηχανικού ΦοΣΕ-καταναλωτή (€/puh)**
T1	0.05	0.075	50	75
T2	0.05	0.075	50	75
T3	0.05	0.08	50	80
T4	0.04	0.05	40	50
T5	0.04	0.05	40	50
T6	0.06	0.085	60	85
T7	0.1	0.14	100	140
T8	0.1	0.175	100	175
T9	0.13	0.2	130	200
T10	0.14	0.225	140	225
T11	0.15	0.225	150	225
T12	0.15	0.225	150	225
T13	0.145	0.225	145	225
T14	0.135	0.2	135	200
T15	0.125	0.195	125	195
T16	0.1	0.19	100	190
T17	0.105	0.175	105	175
T18	0.135	0.14	135	140
T19	0.14	0.14	140	140
T20	0.14	0.145	140	145
T21	0.14	0.14	140	140
T22	0.105	0.125	105	125
T23	0.07	0.075	70	75
T24	0.05	0.075	50	75

Επιπλέον κάθε ΦοΣΕ φορτίων χαρακτηρίζεται από τα άνω και τα κάτω όρια επιτρεπόμενης μείωσης της συνολικής ζήτησης. Τα ελάχιστα όρια μείωσης της κατανάλωσης από έναν ΦοΣΕ σε κάθε χρονική περίοδο είναι μηδεν. Τα μέγιστα όρια δίνονται αναλυτικά στον Πίνακα 9.15. Παρατηρείται ότι τις περιόδους αιχμής, κάθε ΦοΣΕ φορτίων έχει τη δυνατότητα πιο έντονης περικοπής της ζήτησης, ενώ τις ώρες μικρότερης κατανάλωσης ,οι δυνατότητες περικοπών είναι περιορισμένες. Ο βιομηχανικός ΦοΣΕ φορτίων έχει την ικανότητα να μειώνει περισσότερο την κατανάλωση τις ώρες αιχμής σε σύγκριση με τον οικιακό.

Πίνακας 9.15: Μέγιστη δυνατή μείωση της ζήτησης από τους ΦοΣΕ

Χρονική περίοδος	**Μέγιστη ικανότητα περικοπής φορτίου Οικιακού ΦοΣΕ (kWh)**	**Μέγιστη ικανότητα περικοπής φορτίου Βιομηχανικού ΦοΣΕ (kWh)**	**Μέγιστη ικανότητα περικοπής φορτίου Οικιακού ΦοΣΕ (puh)**	**Μέγιστη ικανότητα περικοπής φορτίου Βιομηχανικού ΦοΣΕ (puh)**
T1	210	600	0.210	0.600
T2	210	600	0.210	0.600
T3	245	750	0.245	0.750
T4	210	800	0.210	0.800
T5	560	1800	0.560	1.800
T6	560	1800	0.560	1.800
T7	630	1900	0.630	1.900
T8	700	2000	0.700	2.000
T9	700	2000	0.700	2.000
T10	1190	2700	1.190	2.700
T11	1260	2800	1.260	2.800
T12	1260	2800	1.260	2.800
T13	1190	2700	1.190	2.700
T14	700	2000	0.700	2.000
T15	700	2000	0.700	2.000
T16	700	2000	0.700	2.000
T17	700	160	0.700	0.160
T18	1050	150	1.050	0.150
T19	1120	160	1.120	0.160
T20	1190	170	1.190	0.170
T21	1225	175	1.225	0.175
T22	560	100	0.560	0.100
T23	350	100	0.350	0.100
T24	280	100	0.280	0.100

Οι προσφορές που πραγματοποιούν οι ΦοΣΕ φορτίων στην εταιρία διανομής για τις υπηρεσίες απόκρισης ζήτησης σχετίζονται άμεσα με την τιμή του παράγοντα επιπρόσθετου κέρδους $k_{a,t}$. Στο σενάριο που εξετάζεται σε αυτήν την ενότητα, και οι δύο ΦοΣΕ απαιτούν να έχουν ένα 10% ($k_{a,t} = 0.1$) επιπρόσθετο κέρδος σε σχέση με την τιμή που αμοίβουν τους καταναλωτές τους. Έτσι, η εταιρία διανομής οφείλει να ανταμείψει τους ΦοΣΕ φορτίων με τιμή τουλάχιστον 1,1 φορές μεγαλύτερη από αυτήν στο συμβόλαιο των τελευταίων με τους καταναλωτές που εκπροσωπούν. Εταιρία και ΦοΣΕ φορτίων επισυνάπτουν διμερές συμβόλαιο. Δηλαδή οι τελευταίοι εξασφαλίζουν την αντίστοιχη χρηματική εισροή εφόσον υποβάλουν αποδεκτές προσφορές στην πρώτη, ενώ είναι υποχρεωμένοι να ανταποκριθούν στο βέλτιστο πλάνο απόκρισης ζήτησης που καλούνται να διεκπεραιώσουν. Μία προσφορά γίνεται αποδεκτή από την εταιρία διανομής, εφόσον ο παράγοντας κέρδους $k_{a,t}$ που απαιτείται δεν υπερβαίνει το κατώφλι της τιμολόγησης πραγματικού χρόνου. Σε περίπτωση που

$(1+k_{a,t})\rho_{\alpha,t}^{Cust} > P_t^{RT}$, η λειτουργία των ΦοΣΕ φορτίων δεν κρίνεται κερδοφόρα από πλευράς της εταιρίας, καθώς προτιμάται η μη εκτέλεση του πλάνου μετατόπισης φορτίου λόγω αυξημένης τιμής. Στόχος του πλάνου πραγματικού χρόνου είναι η μετατόπιση της καμπύλης ζήτησης έτσι ώστε η εταιρία να μπορεί να μεταπωλήσει πίσω σε τιμή πραγματικού χρόνου την περίσσεια ενέργειας που έχει ήδη προαγοράσει. Αν οι ΦοΣΕ φορτίων τιμολογήσουν πιο ακριβά την περικοπή ζήτησης, τότε δεν θα έχει νόημα το παραπάνω σχέδιο.

Μία ακόμη σημαντική παράμετρος είναι ο συντελστής ημερήσιας ευελιξίας ζ . Αυτός επιδρά στην ικανότητα μετατόπισης του φορτίου σε έναν καταναλωτή. Όταν ισχύει $\zeta = 1$, η συνολική ημερήσια κατανάλωση του πελάτη σύμφωνα με το νέο πλάνο πραγματικού χρόνου πρέπει να ισούται με την αρχική του συνολική ημερήσια προβλεπόμενη ζήτηση. Έτσι, η μετατόπιση φορτίου σχεδιάζεται κατάλληλα, ώστε να ισχύει η παραπάνω συνθήκη. Στην περίπτωση που το άνω ή το κάτω όριο της ημερήσιας ευελιξίας είναι διάφορο της μονάδας, σημαίνει ότι ο συγκεκριμένος καταναλωτής είναι δυνατόν να εκτελέσει μία μετατόπιση φορτίου, αλλά τελικά η συνολική του κατανάλωση να είναι μικρότερη ή μεγαλύτερη από την προβλεπόμενη, καθώς ο ίδιος θα καταναλώσει την διαφορά αυτή στη ζήτηση σε επόμενο εικοσιτεράωρο. Στο σενάριο αυτής της ενότητας λαμβάνεται $\zeta^{\min} = \zeta^{\max} = 1$.

9.4.1. ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗΣ ΜΕ ΦΟΣΕ ΦΟΡΤΙΩΝ

Με τη βοήθεια του λογισμικού GAMS προκύπτει η βέλτιστη λύση στο πρόβλημα βελτιστοποίησης, όπου συμμετέχουν οι δύο ΦοΣΕ φορτίων. Ο χρόνος εκτέλεσης φαίνεται στον Πίνακα 9.16.

Πίνακας 9.16: Χρόνος εύρεσης της βέλτιστης λύσης από το GAMS

GAMS	Με ΦοΣΕ
Χρόνος εκτέλεσης	>2000 sec

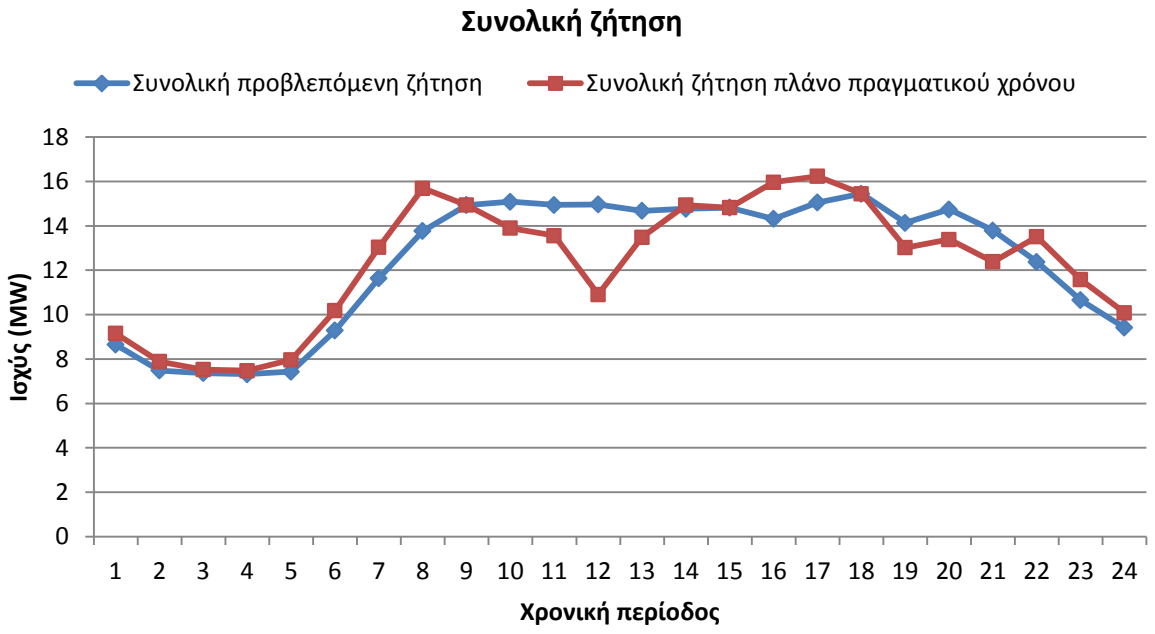
Στο αποτέλεσμα που προκύπτει, η εταιρία διανομής έχει αναδιαμορφώσει τα προφίλ κατανάλωσης με στόχο το μέγιστο δυνατό κέρδος της, χρησιμοποιώντας τις υπηρεσίες μείωσης φορτίου που προσφέρουν οι ΦοΣΕ φορτίων. Στον Πίνακα 9.17 δίνεται η ποσότητα της ενεργού ισχύος, που οι τελευταίοι μειώνουν κάθε χρονική περίοδο. Και οι δύο ΦοΣΕ ενεργοποιούνται τις ώρες αιχμής, όπου η ηλεκτρική ενέργεια τιμολογείται πιο ακριβά. Η εταιρία, μέσω της μείωσης της ζήτησης εκείνες τις ώρες επτυγχάνει πρώτον την αποφυγή αγοράς ενέργειας σε αγορά πραγματικού χρόνου και δεύτερον τη δημιουργία περίσσειας ενέργειας σε σχέση με την προαγορασμένη ποσότητα, την οποία και τελικά μεταπωλεί σε αγορά πραγματικού χρόνου και μάλιστα στη μεγαλύτερη δυνατή τιμή. Ο οικιακός ΦοΣΕ, όντας φθηνότερος στις προσφορές του, ενεργοποιείται περισσότερο μέσα στην ημέρα. Παρατηρείται ότι ο συγκεκριμένος μειώνει συνολικά 4.9 MWh ισχύος τις ώρες πρώτης αιχμής 10:00–13:00, καθώς και άλλα 3.535 MW στην δεύτερη αιχμή 19:00–21:00. Ο βιομηχανικός ΦοΣΕ περικόπτει 2.925 MW τις ώρες 11:00–12:00, όπου και συναντάται η μέγιστη βιομηχανική δραστηριότητα ταυτόχρονα με την υψηλή τιμή ενέργειας στη χονδρική αγορά. Επίσης, πραγματοποιείται και μία πολύ μικρή μείωση της τάξης των 0.345 MW στις 20:00–21:00. Αυτό συμβαίνει διότι παρόλο που δεν υπάρχει έντονη κατανάλωση βιομηχανικού φορτίου τότε, η ηλεκτρική ενέργεια τιμολογείται ακριβά σε επίπεδο χονδρικής και σαν αποτέλεσμα συμφέρει οικονομικά την εταιρία να προβεί ακόμα και σε αυτή την πολύ μικρή αλλαγή στο φορτίο τη δεδομένη χρονική περίοδο.

Πίνακας 9.17: Μείωση ζήτησης από ΦοΣΕ

Χρονική περίοδος	**Μείωση ζήτησης Οικιακού ΦοΣΕ (MWh)**	**Μείωση ζήτησης Βιομηχανικού ΦοΣΕ (MWh)**	**Χρονική περίοδος**	**Μείωση ζήτησης Οικιακού ΦοΣΕ (MWh)**	**Μείωση ζήτησης Βιομηχανικού ΦοΣΕ (MWh)**
T1	0	0	T13	1.19	0
T2	0	0	T14	0	0
T3	0	0	T15	0	0
T4	0	0	T16	0	0
T5	0	0	T17	0	0
T6	0	0	T18	0	0
T7	0	0	T19	1.12	0
T8	0	0	T20	1.19	0.17
T9	0	0	T21	1.225	0.175
T10	1.19	0	T22	0	0
T11	1.26	0.125011	T23	0	0
T12	1.26	2.8	T24	0	0
			Σύνολο	8.435	3.27

Τα προφίλ κατανάλωσης όλων των καταναλωτών που συμμετέχουν στο πρόγραμμα των ΦοΣΕ φορτίων μετατοπίζονται μέσα στην ημέρα με βάση το μοντέλο απόκρισης ζήτησης που παρουσιάστηκε στην Ενότητα 6.2. Ο ΦοΣΕ φορτίων, έχοντας την επαρκή και αναλυτική γνώση των καταναλωτικών συνηθειών των πελατών του, τις προωθεί στην εταιρία διανομής, η οποία με τη σειρά της προβαίνει στη βέλτιστη αναδιαμόρφωση της ζήτησης, την οποία έπειτα γνωστοποιεί στον κάθε ΦοΣΕ για να την εκτελέσει. Έτσι, προκύπτουν τα προφίλ, στο πλάνο πραγματικού χρόνου, για κάθε οικιακό και βιομηχανικό καταναλωτή.

Στα Σχήματα 9.11 έως 9.15 και στους Πίνακες 9.18 και 9.19 δίνονται για κάθε γραμμή ξεχωριστά, καθώς και για το συνολικό δίκτυο, η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας στο πλάνο πραγματικού χρόνου σε σύγκριση με την αρχική πρόβλεψη. Γίνεται ευδιάκριτη η μετατόπιση του συνολικού ηλεκτρικού φορτίου, σύμφωνα με την οποία παρουσιάζεται αυξημένη κατανάλωση τις ώρες μη αιχμής (22:00–08:00) και το αντίστροφο τις ώρες αυξημένης προβλεπόμενης ζήτησης (10:00–13:00, και 19:00–21:00). Γίνεται ξεκάθαρο δηλαδή πως η μειωμένη κατανάλωση στις δύο περιόδους αιχμής αντισταθμίζεται μέσα στην υπόλοιπη ημέρα λόγω της ευελιξίας των καταναλωτών (Πίνακας 9.18 και Σχήμα 9.11). Το ίδιο παρατηρείται και στα γραφήματα των επιμέρους γραμμών, όπου στις γραμμές P400, P410, και P430 υπάρχει μείωση ζήτησης τις ώρες ενεργοποίησης του οικιακού ΦοΣΕ φορτίων και στη γραμμή P420 υπάρχει αντίστοιχα μείωση κατά την ενεργοποίηση του βιομηχανικού ΦοΣΕ φορτίων (Πίνακας 9.19 και Σχήματα 9.12 έως 9.15).



Σχήμα 9.11: Διαφοροποίηση μεταξύ πλάνου πραγματικού χρόνου και προβλεπόμενης ζήτησης για το συνολικό σύστημα

Πίνακας 9.18: Συνολική ζήτηση ανά ώρα στο πλάνο πραγματικού χρόνου

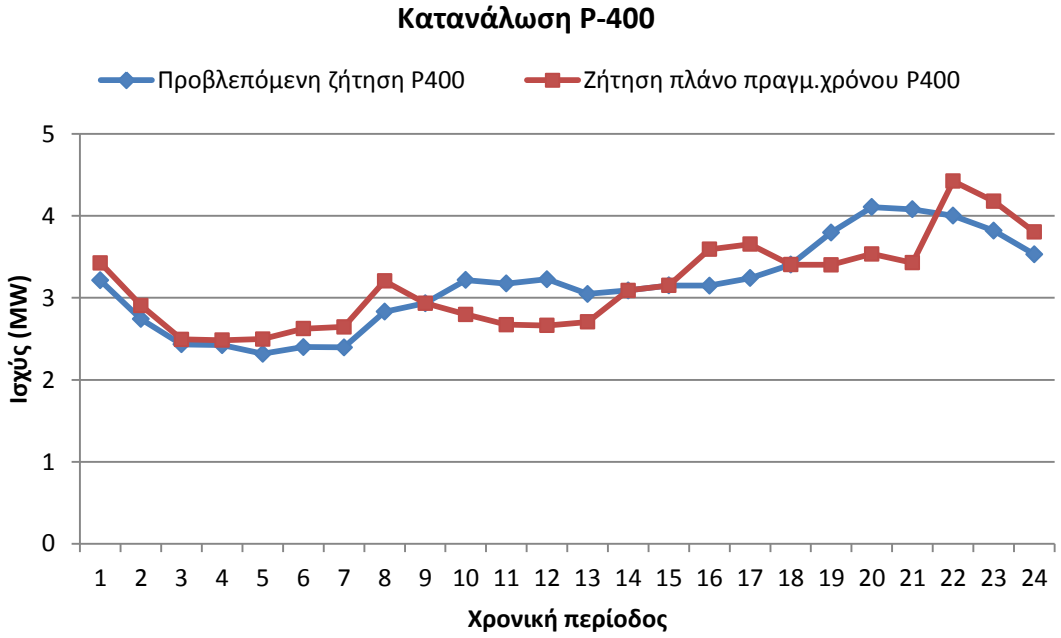
Χρονική περίοδος	**T1**	**T2**	**T3**	**T4**	**T5**	**T6**	**T7**	**T8**
Προβλεπόμενη ζήτηση (MW)	8.65	7.48	7.36	7.32	7.43	9.28	11.64	13.77
Ζήτηση πραγματικού χρόνου (MW)	9.16	7.88	7.52	7.47	7.97	10.19	13.04	15.69
Χρονική περίοδος	**T9**	**T10**	**T11**	**T12**	**T13**	**T14**	**T15**	**T16**
Προβλεπόμενη ζήτηση (MW)	14.94	15.09	14.94	14.97	14.68	14.77	14.82	14.32
Ζήτηση πραγματικού χρόνου (MW)	14.94	13.89	13.56	10.91	13.49	14.93	14.82	15.97
Χρονική περίοδος	**T17**	**T18**	**T19**	**T20**	**T21**	**T22**	**T23**	**T24**
Προβλεπόμενη ζήτηση (MW)	15.06	15.45	14.14	14.74	13.79	12.37	10.65	9.41
Ζήτηση πραγματικού χρόνου (MW)	16.24	15.45	13.02	13.38	12.39	13.51	11.58	10.08

Πίνακας 9.19: Ζήτηση κάθε γραμμής διανομής ανά ώρα στο πλάνο πραγματικού χρόνου

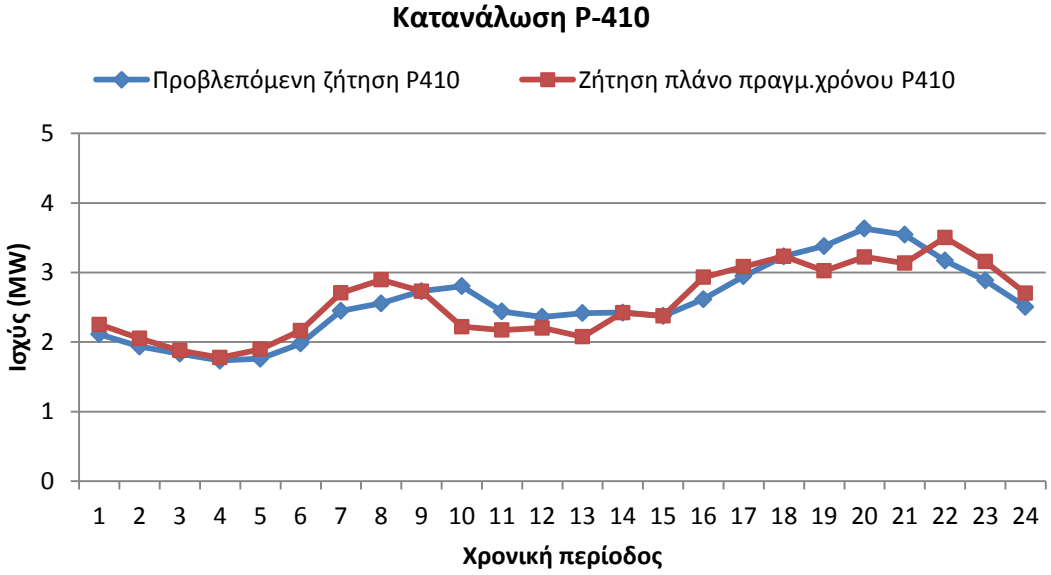
Χρονική περίοδος	**T1**	**T2**	**T3**	**T4**	**T5**	**T6**	**T7**	**T8**
Ζήτηση για P400 (MW)	3.427	2.908	2.494	2.483	2.497	2.625	2.646	3.206
Ζήτηση για P410 (MW)	2.253	2.054	1.878	1.776	1.897	2.166	2.707	2.896
Ζήτηση για P420 (MW)	1.050	0.850	1.000	1.150	1.460	2.961	4.604	6.365
Ζήτηση για P430 (MW)	2.427	2.072	2.151	2.063	2.115	2.432	3.085	3.226
Χρονική περίοδος	**T9**	**T10**	**T11**	**T12**	**T13**	**T14**	**T15**	**T16**
Ζήτηση για P400 (MW)	2.935	2.798	2.672	2.664	2.706	3.090	3.151	3.593
Ζήτηση για P410 (MW)	2.732	2.221	2.174	2.204	2.076	2.423	2.375	2.932
Ζήτηση για P420 (MW)	6.2134	6.214	6.088	3.413	6.213	6.378	6.213	5.865
Ζήτηση για P430 (MW)	3.057	2.666	2.625	2.627	2.494	3.042	3.081	3.578

Πίνακας 9.19 (συνέχεια): Ζήτηση κάθε γραμμής διανομής ανά ώρα στο πλάνο πραγματικού χρόνου

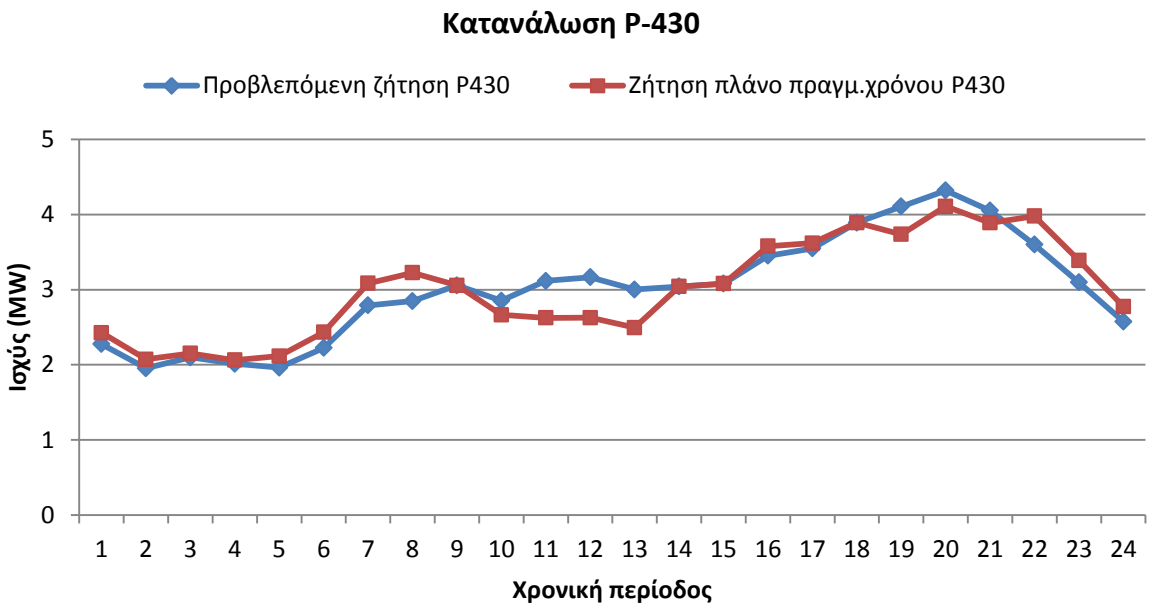
Χρονική περίοδος	**T17**	**T18**	**T19**	**T20**	**T21**	**T22**	**T23**	**T24**
Ζήτηση για P400 (MW)	3.655	3.405	3.404	3.537	3.428	4.423	4.180	3.806
Ζήτηση για P410 (MW)	3.084	3.233	3.025	3.224	3.135	3.503	3.157	2.701
Ζήτηση για P420 (MW)	5.879	4.920	2.850	2.514	1.935	1.600	0.850	0.800
Ζήτηση για P430 (MW)	3.619	3.892	3.738	4.109	3.890	3.979	3.389	2.775



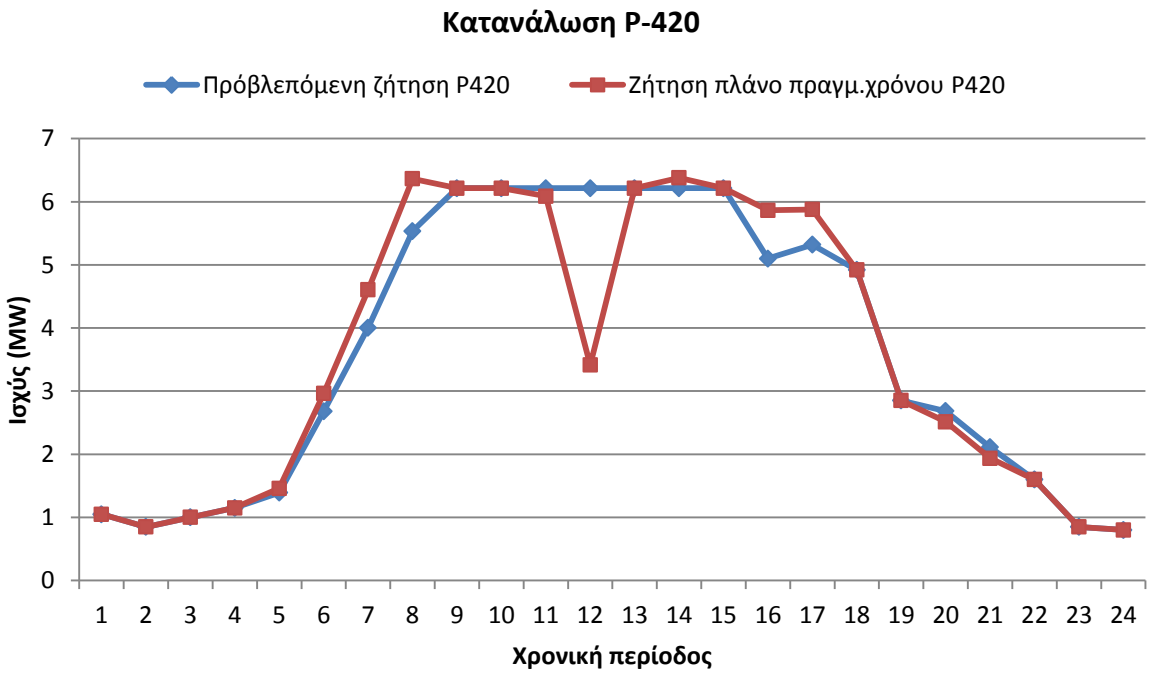
Σχήμα 9.12: Διαφοροποίηση μεταξύ πλάνου πραγματικού χρόνου και προβλεπόμενης ζήτησης για τη γραμμή P400



Σχήμα 9.13: Διαφοροποίηση μεταξύ πλάνου πραγματικού χρόνου και προβλεπόμενης ζήτησης για τη γραμμή P410



Σχήμα 9.14: Διαφοροποίηση μεταξύ πλάνου πραγματικού χρόνου και προβλεπόμενης ζήτησης για τη γραμμή P430



Σχήμα 9.15: Διαφοροποίηση μεταξύ πλάνου πραγματικού χρόνου και προβλεπόμενης ζήτησης για τη γραμμή P420

Πίνακας 9.20: Τιμή προμήθειας υπηρεσιών απόκρισης ζήτησησης από ΦοΣΕ

Χρονική περίοδος	**Τιμή αμοιβής οικιακού ΦοΣΕ (€/MWh)**	**Τιμή αμοιβής βιομηχανικού ΦοΣΕ (€/MWh)**	**Χρονική περίοδος**	**Τιμή αμοιβής οικιακού ΦοΣΕ (€/MWh)**	**Τιμή αμοιβής βιομηχανικού ΦοΣΕ (€/MWh)**
T1	55	82.5	T13	159.5	247.5
T2	55	82.5	T14	148.5	220
T3	55	88	T15	137.5	214.5
T4	44	55	T16	110	209
T5	44	55	T17	115.5	192.5
T6	66	93.5	T18	148.5	154
T7	110	154	T19	154	154
T8	110	192.5	T20	154	159.5
T9	143	220	T21	154	154
T10	154	247.5	T22	115.5	137.5
T11	165	247.5	T23	77	82.5
T12	165	247.5	T24	55	82.5

Πίνακας 9.21: Αγορά ηλεκτρικής ενέργειας σε τιμή πραγματικού χρόνου

Χρονική περίοδος	$P_t^{RT}(p.u.)$	**Χρονική περίοδος**	$P_t^{RT}(p.u.)$	**Χρονική περίοδος**	$P_t^{RT}(p.u.)$	**Χρονική περίοδος**	$P_t^{RT}(p.u.)$
T1	0.557459	T7	1.487295	T13	-1.07878	T19	-1.03938
T2	0.442726	T8	2.05462	T14	0.288884	T20	-1.27495
T3	0.1907	T9	0.1223	T15	0.122692	T21	-1.3255
T4	0.18503	T10	-1.07584	T16	1.784989	T22	1.234624
T5	0.571278	T11	-1.27814	T17	1.319389	T23	1.005653
T6	0.953439	T12	-4.00101	T18	0.115942	T24	0.7331

Η εταιρία διανομής οφείλει να ανταμείψει χρηματικά τους ΦοΣΕ φορτίων για την παροχή υπηρεσιών απόκρισης ζήτησης. Ο παράγοντας κέρδους $k_{a,t}$ κάθε ΦοΣΕ ισούται με 10%. Οι τιμές, με τις οποίες η εταιρία επιβαρύνεται για την ενεργοποίηση των ΦοΣΕ φορτίων τις προαναφερθείσες χρονικές περιόδους παρουσιάζονται στον Πίνακα 9.20.

Λόγω της εφαρμογής της μετατόπισης φορτίου στα ηλεκτρικά φορτία, υπάρχει αυξημένη ζήτηση εκτός των περιόδων αιχμής σε σύγκριση με το αρχικό πλάνο της επόμενης ημέρας. Αυτό σημαίνει ότι η εταιρία διανομής καλείται να προβεί σε αγορά επιπρόσθετου ποσού ηλεκτρικής ενέργειας τις ώρες αυτές σε τιμή πραγματικού χρόνου. Αξιοποιείται όσο το δυνατόν καλύτερα η ευελιξία του κάθε καταναλωτή, έτσι ώστε ο τελευταίος να αυξήσει τη ζήτησή του στις ώρες μη αιχμής, όπου η εταιρία να μπορεί να προμηθεύεται τη φθηνότερη δυνατή ενέργεια σε αγορά πραγματικού χρόνου. Στις περιόδους όπου οι πελάτες υφίστανται μείωση στη ζήτησή τους (peak periods), η εταιρία δημιουργεί περίσσεια ενέργειας και πωλεί πίσω στο σύστημα μεταφοράς σε τιμές πραγματικού χρόνου, δημιουργώντας έτσι αξιοσημείωτες χρηματικές εισροές (Πίνακας 9.21 και Σχήμα 9.16). Για παράδειγμα, στις 12:00, όπου ο οικιακός και ο βιομηχανικός ΦοΣΕ φορτίων είναι ενεργοποιημένοι στο μέγιστο δυνατό, η εταιρία μπορεί

Σχήμα 9.16: Προμήθεια ηλεκτρικής ενέργειας από αγορά πραγματικού χρόνου

να μεταπωλήσει 4.001 MW ηλεκτρικής ενέργειας σε τιμή $P_{T12}^{RT} = 750$ €/MWh και άρα να παρουσιάσει μία εισροή 3000.75€.

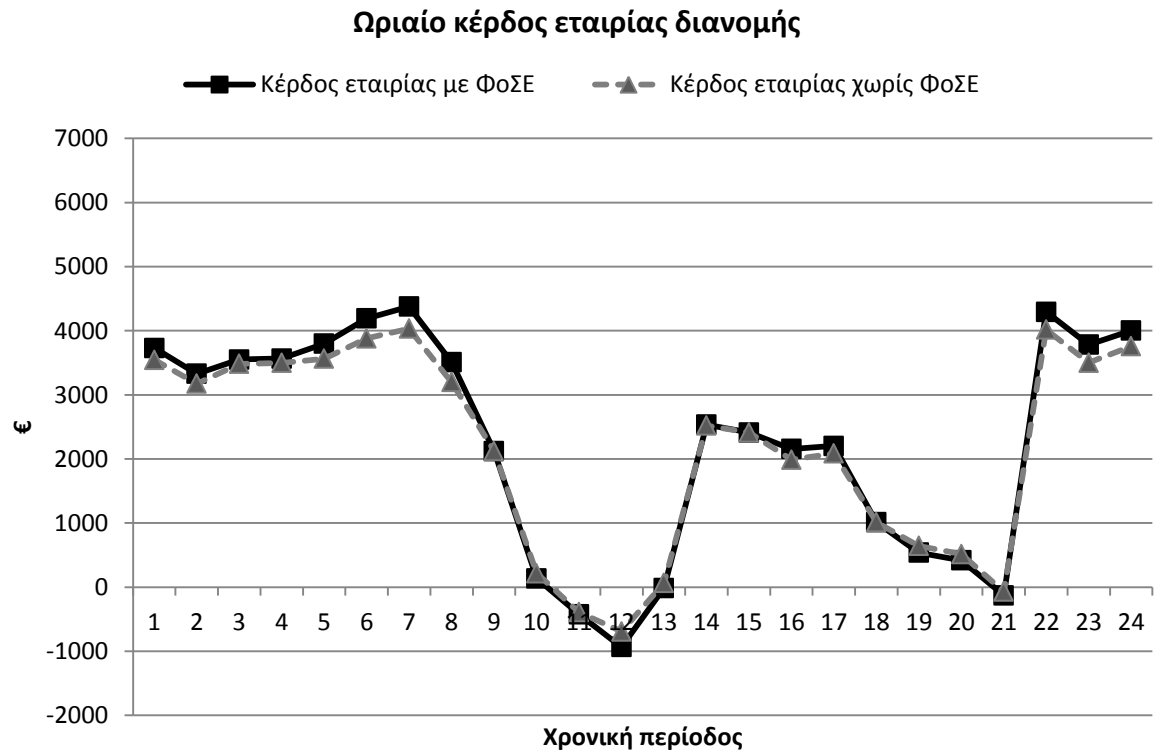
Επίσης, το μέτρο της τάσης λαμβάνει ελάχιστη τιμή 0.982. Επομένως, το δίκτυο δεν αντιμετωπίζει κάποιο πρόβλημα σύμφωνα με τα όρια λειτουργίας της τάσης, γεγονός που συνεπάγεται την αποφυγή πιθανής αναγκαστικής διακοπής φορτίου. Η συμμετοχή των ΦοΣΕ φορτίων για την εφαρμογή του προγράμματος απόκρισης ζήτησης συντελεί στη μείωση της πτώσης τάσης.

Στον Πίνακα 9.22 και στο Σχήμα 9.17 δίνεται το κέρδος της εταιρίας για κάθε χρονική περίοδο ξεχωριστά. Το ωριαίο κέρδος εύκολα προκύπτει από την εξίσωση (6.1), αν αυτή υπολογιστεί για κάθε περίοδο T ξεχωριστά. Στο κόστος της εταιρίας συμπεριλαμβάνονται η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας από την αγορά επόμενης ημέρας, η αντίστοιχη απαιτούμενη αγορά σε τιμές πραγματικού χρόνου και η αμοιβή του κάθε ΦοΣΕ φορτίων αν αυτός είναι ενεργοποιημένος. Στα έσοδα ανήκουν η πληρωμή από τους καταναλωτές σε τιμή λιανικής και η μεταπώληση ποσού ενέργειας σε αγορά πραγματικού χρόνου όταν η συνολική ζήτηση στο νέο real-time πλάνο είναι μικρότερη της αρχικής αντίστοιχης πρόβλεψης. Δηλαδή:

$$\text{Hourly_Profit}_{DisCo} = \rho^{retail} \sum_i P_{i,t}^{D} - \rho_t^{RT} P_t^{RT} - \rho_t^{DA} P_t^{DA} - \rho_{\alpha,t}^{Disco} P_{\alpha,t}^{Agg} - \rho_t^{LS} \sum_i P_{i,t}^{LS} \tag{9.7}$$

Πίνακας 9.22: Ωριαίο κέρδος εταιρίας διανομής

Χρονική περίοδος	**Ωριαίο κέρδος εταιρίας (€)**	**Χρονική περίοδος**	**Ωριαίο κέρδος εταιρίας (€)**	**Χρονική περίοδος**	**Ωριαίο κέρδος εταιρίας (€)**	**Χρονική περίοδος**	**Ωριαίο κέρδος εταιρίας (€)**
T1	3731.717	T7	4377.182	T13	-12.6537	T19	537.9047
T2	3327.88	T8	3511.188	T14	2536.061	T20	417.612
T3	3551.525	T9	2124.507	T15	2413.972	T21	-127.748
T4	3567.05	T10	136.0672	T16	2154.8	T22	4294.382
T5	3798.521	T11	-422.896	T17	2203.438	T23	3782.46
T6	4193.403	T12	-934.867	T18	1011.95	T24	4003.395



Σχήμα 9.17: Ωριαίο κέρδος εταιρίας διανομής

Συγκρίνοντας το ωριαίο κέρδος της εταιρίας διανομής με την περίπτωση χωρίς ΦοΣΕ φορτίων, παρατηρείται πως στις ώρες χαμηλής και μεσαίας ζήτησης (22:00–08:00 και 15:00–17:00), λόγω της αυξημένης κατανάλωσης στο πλάνο πραγματικού χρόνου υπάρχει και μεγαλύτερο κέρδος από τις αυξημένες εισπράξεις από τους πελάτες. Στις ώρες 10:00–13:00 και 19:00–21:00, όπου μειώνεται η ζήτηση λόγω των ΦοΣΕ φορτίων, στο αρχικό σενάριο παρατηρείται ελαφρώς μεγαλύτερο ωριαίο κέρδος. Παρά τη μειωμένη κατανάλωση σε σχέση με την πρόβλεψη της επόμενης ημέρας, το ωριαίο κέρδος της εταιρίας δεν σημειώνει μεγάλη πτώση, εξαιτίας της μεταπώλησης ποσού ενέργειας στην αγορά πραγματικού χρόνου.

Το συνολικό ημερήσιο κέρδος της εταιρίας διανομής δίνεται από την αντικειμενική συνάρτηση (6.1) και ισούται με 54,176.85 €. Παρουσιάζεται δηλαδή αύξηση της τάξης του 4% σε σχέση με το αρχικό σενάριο της Ενότητας 9.3.

Ο οικακός ΦοΣΕ φορτίων παρουσιάζει με τη σειρά του κέρδος τις χρονικές περιόδους 10:00–13:00 και 19:00–21:00 (αιχμές οικιακού φορτίου), όπου και ενεργοποιείται (Πίνακας 9.23). Το ωριαίο κέρδος του οικιακού ΦοΣΕ φορτίων σε μία δεδομένη χρονική στιγμή t προκύπτει από τη συνολική ενέργεια που περικόπτει από τους οικιακούς καταναλωτές επί την αντίστοιχη αμοιβή από την εταιρία διανομής μείον την απόδοση των οικονομικών κινήτρων των καταναλωτών και αναπαριστάται γραφικά στο Σχήμα 9.18.

Ο βιομηχανικός ΦοΣΕ φορτίων έχει κέρδος κυρίως τις χρονικές περιόδους 11:00–12:00 (αιχμή βιομηχανικού φορτίου) και ελάχιστα στις 20:00–21:00, όπου και ενεργοποιείται (Πίνακας 9.23). Το ωριαίο του κέρδος σε μία ώρα t προκύπτει από τη συνολική ενέργεια που περικόπτει από τους βιομηχανικούς καταναλωτές επί την αντίστοιχη αμοιβή από την εταιρία διανομής μείον την πληρωμή χρηματικού ποσού στους πελάτες και αναπαριστάται γραφικά στο Σχήμα 9.18.

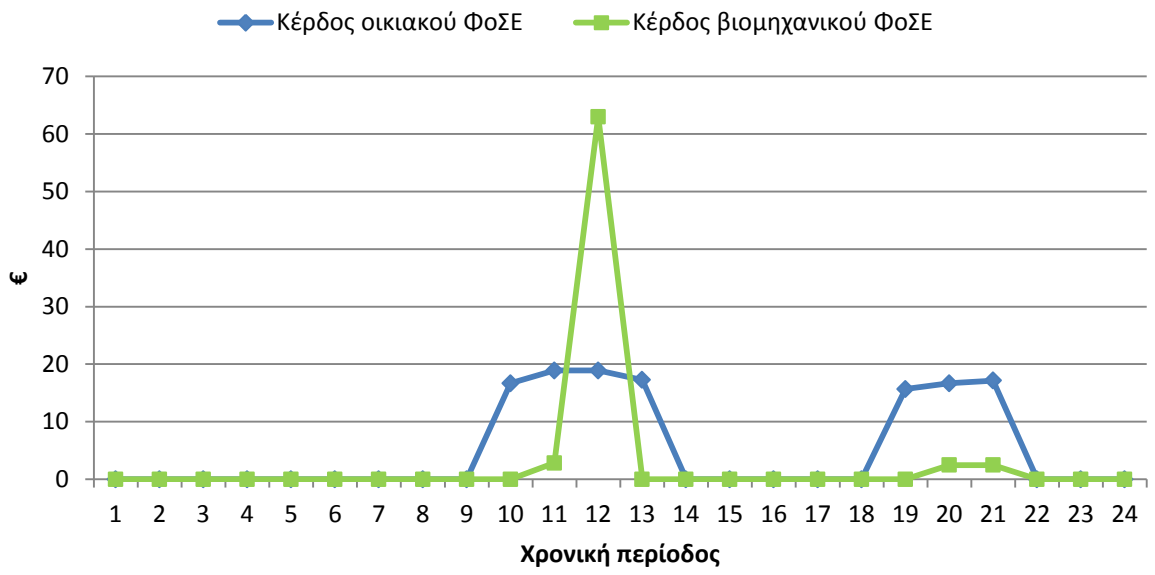
$$\text{Hourly_Profit}_{Aggregator_a} = P_{a,t}^{Agg}\left(\rho_{a,t}^{DisCo} - \rho_{a,t}^{Cust}\right) \tag{9.8}$$

Πίνακας 9.23: Ωριαίο κέρδος των ΦοΣΕ

Χρονική περίοδος	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9	T10	T11	T12
Κέρδος οικιακού ΦοΣΕ (€)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16.66	18.9	18.9
Κέρδος βιομηχανικού ΦοΣΕ (€)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.813	63
Χρονική περίοδος	T13	T14	T15	T16	T17	T18	T19	T20	T21	T22	T23	T24
Κέρδος οικιακού ΦοΣΕ (€)	17.255	0	0	0	0	0	15.68	16.66	17.15	0	0	0
Κέρδος βιομηχανικού ΦοΣΕ (€)	0	0	0	0	0	0	0	2.465	2.45	0	0	0

Πίνακας 9.24: Ημερήσιο κέρδος ΦοΣΕ

Συνολικό ημερήσιο κέρδος ΦοΣΕ (€)	
Οικιακός ΦοΣΕ	**Βιομηχανικός ΦοΣΕ**
121.21	70.73



Σχήμα 9.18: Ωριαίο κέρδος ΦοΣΕ

Τέλος, γίνεται και αναφορά στο ημερήσιο κόστος, το οποίο επιβαρύνει τους οικιακούς και τους βιομηχανικούς πελάτες. Ο καταναλωτής πληρώνει το ίδιο ποσό εφόσον κοστολογείται με τιμή 0.6 €/kWh και η συνολική ζήτησή του ημερησίως δεν μεταβάλλεται. Όμως υπάρχει ένα κέρδος λόγω της συμμόρφωσης στο πρόγραμα μετατόπισης φορτίου τις ώρες αιχμής, με αποτέλεσμα να δίνεται η αντίστοιχη αμοιβή που έχει υπογραφεί στο συμβόλαιο μεταξύ ΦοΣΕ και καταναλωτή. Η ημερήσια συνολική επιβάρυνση των καταναλωτών μειώνεται λοιπόν κατά 1.36% σε σχέση με το σενάριο της Ενότητας 9.3 (Πίνακας 9.25).

Πίνακας 9.25: Ημερήσια πληρωμή συνόλου καταναλωτών

Κατηγορία καταλωτών	Ημερήσια επιβάρυνση (€)
Οικιακοί καταναλωτές	119,033.90
Βιομηχανικοί καταναλωτές	51,724.10

9.5. ΑΝΑΛΥΣΗ ΕΥΑΙΣΘΗΣΙΑΣ ΠΑΡΑΜΕΤΡΩΝ

- **ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΣ** $DSF_{i,t}^{up}$

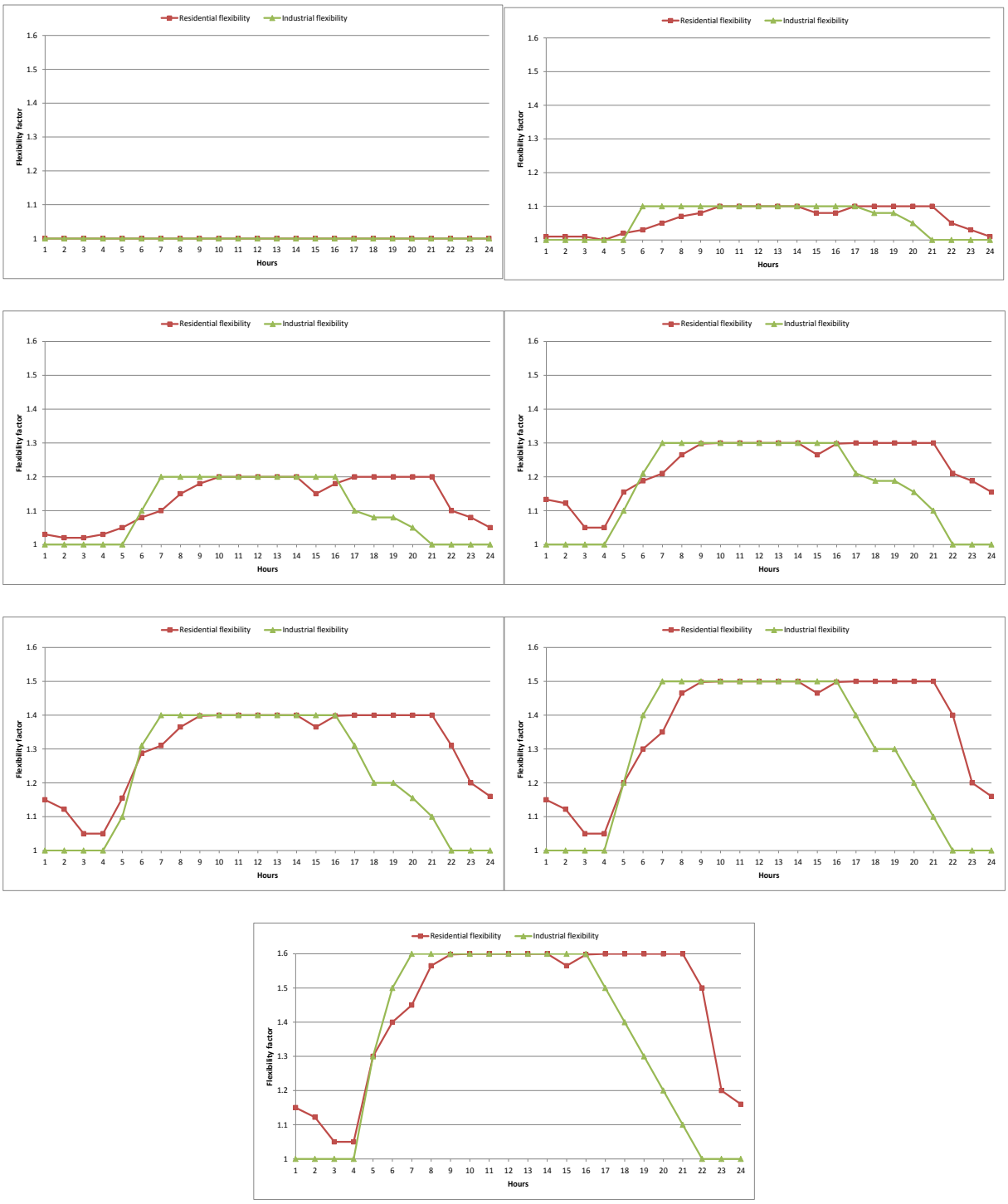
Ιδιαίτερα σημαντικός παράγοντας, πάνω στον οποίο στηρίζεται το μοντέλο εταιρίας διανομής – ΦοΣΕ φορτίων, είναι ο συντελεστής άνω ορίου ευελιξίας $DSF_{i,t}^{up}$. Σε αυτήν την ενότητα, όλες οι παράμετροι λαμβάνουν τιμές ίδιες με αυτές της Ενότητας 9.4 και μεταβάλλεται μόνο η παράμετρος $DSF_{i,t}^{up}$. Η προσομοίωση εκτελείται για έξι διαφορετικά σενάρια, στα οποία το προφίλ άνω ορίου ευελιξίας που δίνεται ως είσοδος φαίνεται στο Σχήμα 9.19. Με κόκκινο χρώμα δίνεται η καμπύλη για τους οικιακούς καταναλωτές και με πράσινο χρώμα για τους βιομηχανικούς καταναλωτές. Όπως

φαίνεται, σε κάθε περίπτωση η μέγιστη τιμή του $DSF_{i,t}^{up}$ υφίσταται αύξηση κατά 0.1 σε κάθε σενάριο, ενώ γενικά όλη η καμπύλη του ορίου αυτού σε συνάρτηση με τον χρόνο παρουσιάζει μια ελαφριά αύξηση σε κάθε βήμα. Αυτό σημαίνει ότι τόσο ο οικιακός όσο και ο βιομηχανικός καταναλωτής παρουσιάζει μεγαλύτερη ευελιξία, και άρα προθυμία να μεταβάλλει τις καταναλωτικές του συνήθειες. Αυτό δίνει μεγαλύτερη ελευθερία στους ΦοΣΕ να προβούν σε υψηλότερες και συχνότερες μειώσεις φορτίου, εφόσον οι εκπροσωπούμενοι καταναλωτές τους είναι αρκετά ευέλικτοι και μπορούν να αντισταθμίζουν περισσότερη κατανάλωση τις ώρες μη αιχμής. Στον Πίνακα 9.26 και στο Σχήμα 9.21 δίνεται το συνολικό ημερήσιο κέρδος της εταιρίας διανομής και του κάθε ΦοΣΕ. Το πλάνο πραγματικού χρόνου για τη συνολική ζήτηση του δικτύου παραουσιάζεται στο Σχήμα 9.20 για κάθε σενάριο.

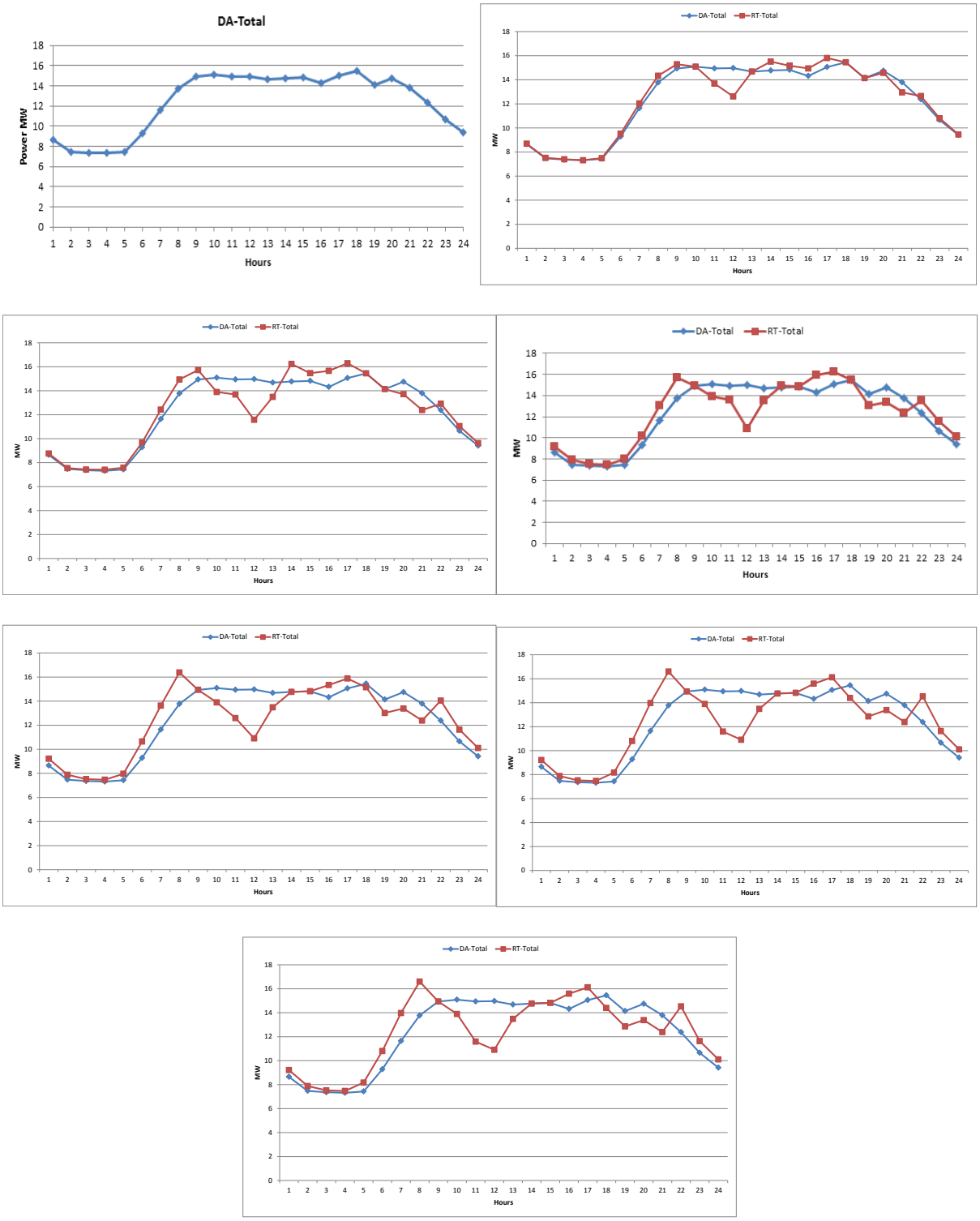
Όσον αφορά το κέρδος της εταιρίας διανομής, παρατηρείται ότι σε κάθε σενάριο αυτή επωφελείται από την λειτουργία των ΦοΣΕ φορτίων. Έως το σημείο όπου ο συντελεστής $DSF_{i,t}^{up}$ ανήκει στο διάστημα [1.0-1.2] το κέρδος αυξάνεται με έναν ικανοποιητικό ρυθμό περίπου 500 € ανά σενάριο. Έπειτα, η ευελιξία με $DSF_{i,t}^{up} \in [1.0-1.3]$ δίνει μία μέγιστη αύξηση της τάξης των 1000 € σε σύγκριση με την παραπάνω περίπτωση. Όμως, όταν $DSF_{i,t}^{up} \in [1.0-1.4]$ και άνω δεν συναντάται μεγάλη διαφορά στην άνοδο του κέρδους της εταιρίας. Υπάρχει δηλαδή ένα γόνατο κορεσμού, μετά το οποίο ο ρυθμός αύξησης του ημερήσιου κέρδους πέφτει στα 200 € ανά σενάριο.

Παρόμοια συμπεριφορά παρουσιάζει και το ημερήσιο κέρδος του οικιακού ΦοΣΕ φορτίων, το οποίο αρχικά αυξάνεται 50€ ανά σενάριο και για $DSF_{i,t}^{up} \in [1.0-1.3]$ λαμβάνει τιμή ίση με 121.21 €. Έπειτα παρουσιάζεται κορεσμός με αποτέλεσμα σε κάθε σενάριο αύξησης ευελιξίας να παρουσιάζεται άνοδος 5€ και μόλις 1 € στο τέλος. Το φαινόμενο αυτό εξηγείται αν μελετηθεί προσεκτικά το Σχήμα 9.20 όπου γίνεται ξεκάθαρο πως ο οικιακός ΦοΣΕ φορτίων δεν μπορεί να μειώσει περισσότερο τη συνολική οικιακή ζήτηση σε ώρες αιχμής, και η τελευταία να μπορεί αντισταθμιστεί μέσα στην υπόλοιπη ημέρα.

Διαφοροποιημένη συμπεριφορά υπάρχει στο ημερήσιο κέρδος του βιομηχανικού ΦοΣΕ φορτίων, το οποίο διατηρεί ένα σταθερό ρυθμό αύξησης περίπου στα 20 € ανά σενάριο μέχρι $DSF_{i,t}^{up} \in [1.0-1.5]$ και έπειτα συναντάται κορεσμός. Αυτό εξηγείται, λόγω του ότι ο βιομηχανικός ΦοΣΕ πραγματοποιεί πιο ακριβές προσφορές στην εταιρία και έως το σενάριο $DSF_{i,t}^{up} \in [1.0-1.3]$ δεν λειτουργεί όλες τις ώρες έντονης βιομηχανικής δραστηριότητας. Έπειτα, επειδή ο οικιακός ΦοΣΕ φορτίων δεν μπορεί να συνεισφέρει περαιτέρω στην απόκριση ζήτησης, προτιμάται από την εταιρία η εντονότερη ενεργοποίηση της λειτουργίας του βιομηχανικού ΦοΣΕ φορτίων. Για αυτό και το ημερήσιο κέρδος του τελευταίου αργεί να παρουσιάσει κορεσμό.



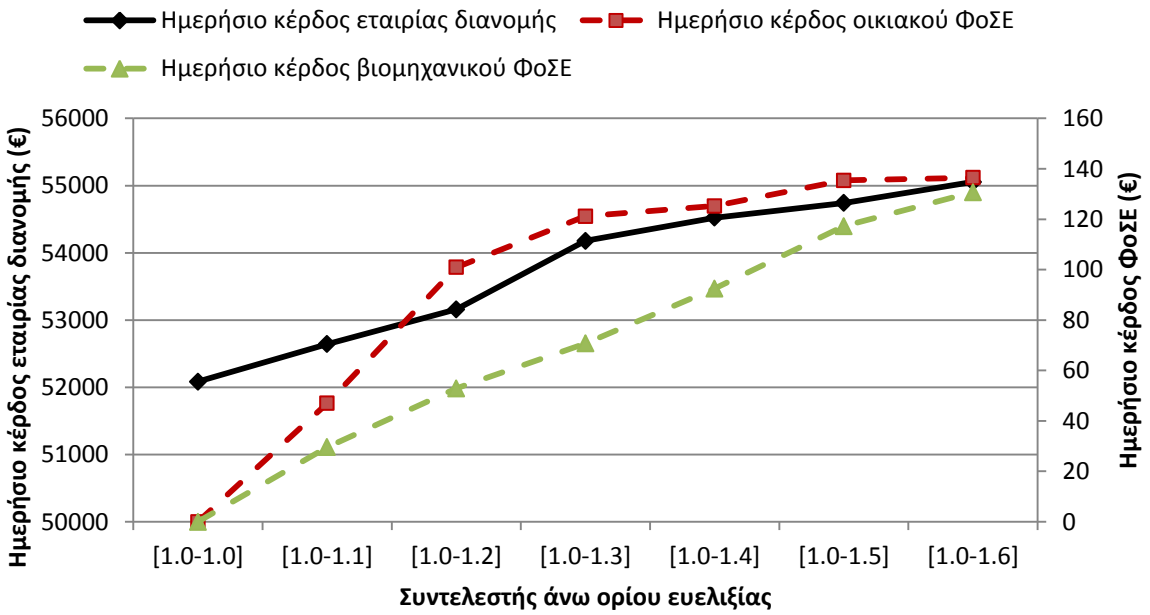
Σχήμα 9.19: Προφίλ άνω ορίου ευελιξίας σε κάθε σενάριο μελέτης
Κόκκινο χρώμα: Άνω όριο ευελιξίας οικιακών καταναλωτών
Πράσινο χρώμα: Άνω όριο ευελιξίας βιομηχανικών καταναλωτών



Σχήμα 9.20: Πλάνο πραγματικού χρόνου και μετατόπιση ζήτησης για κάθε σενάριο
Μπλε χρώμα: Αρχική συνολική προβλεπόμενη ζήτηση
Κόκκινο χρώμα: Συνολική ζήτηση στο πλάνο πραγματικού χρόνου

Πίνακας 9.26: Αποτελέσματα για κάθε περίπτωση αλλαγής στην ευελιξία

Συντελεστής άνω ορίου ευελιξίας $DSF_{i,t}^{up}$	**Ημερήσιο κέρδος εταιρίας (€)**	**Ημερήσιο κέρδος οικιακού ΦοΣΕ (€)**	**Ημερήσιο κέρδος βιομηχανικού ΦοΣΕ (€)**
[1.0-1.0]	52082.7	0	0
[1.0-1.1]	52643.14	47.00655	29.61036
[1.0-1.2]	53158.55	100.9302	52.92586
[1.0-1.3]	54176.85	121.205	70.72774
[1.0-1.4]	54523.7	125.2304	92.48753
[1.0-1.5]	54740.94	135.38	117.2591
[1.0-1.6]	55054.53	136.4875	130.6903



Σχήμα 9.21: Ημερήσιο κέρδος εταιρίας και ΦοΣΕ ανά σενάριο μελέτης

- **ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΣ** $k_{a,t}$

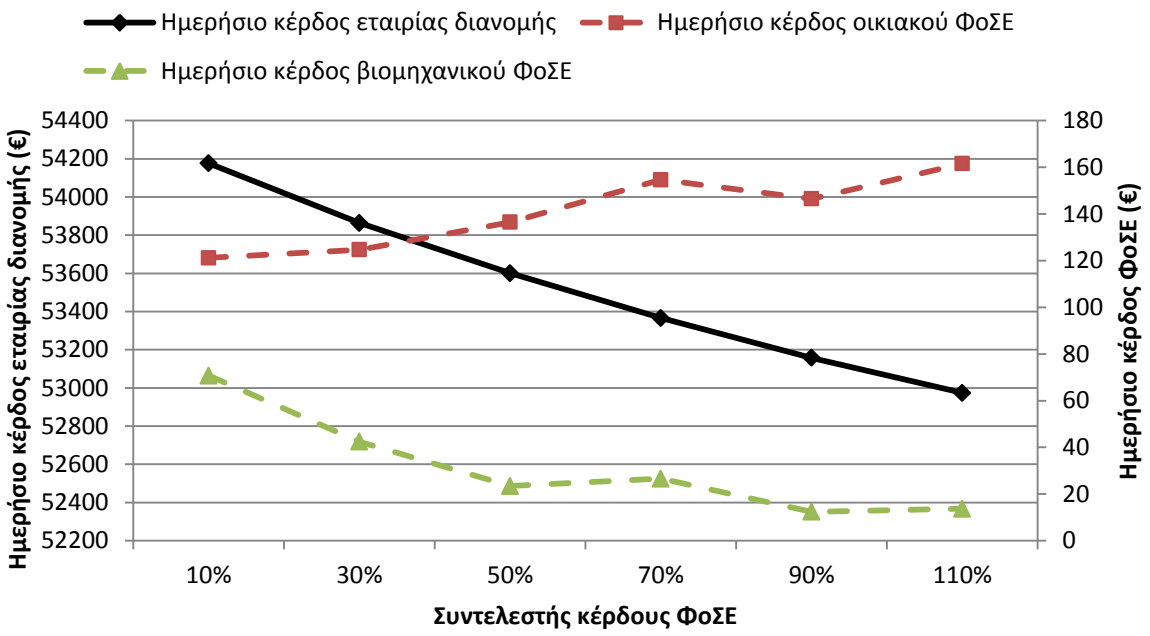
Ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζει η παράμετρος του συντελεστή επιπρόσθετου κέρδους κάθε ΦοΣΕ φορτίων $k_{a,t}$. Η τιμή του $k_{a,t}$ καθορίζει την προσφορά που υποβάλλει ο κάθε ΦοΣΕ στην εταιρία διανομής. Σε αυτή την ενότητα όλες οι υπόλοιπες τιμές των παράμετρων του προβλήματος λαμβάνονται ίσες με αυτές της Ενότητας 9.4 . Επίσης, ο συντελεστής $DSF_{i,t}^{up}$ ακολουθεί το προφίλ της Ενότητας 9.4.1 με μέγιστη τιμή 1.3. Τα σενάρια τα οποία εξετάζονται εκκινούν με $k_{a,t} = 10\%$ και σε κάθε βήμα αυξάνονται κατά 20% με τελική μελέτη στο $k_{a,t} = 110\%$. Ο Πίνακας 9.27 και το Σχήμα 9.22 παρουσιάζουν αναλυτικά τη μεταβολή του ημερήσιου κέρδους της εταιρίας και των ΦοΣΕ φορτίων σε κάθε εξεταζόμενο σενάριο.

Όσον αφορά το ημερήσιο κέρδος της εταιρίας διανομής, παρατηρείται, σύμφωνα με τον Πίνακα 9.27, σε κάθε σενάριο σταθερή πτώση περίπου 200 €. Η απόφαση για ενεργοποίηση των ΦοΣΕ φορτίων με στόχο την περικοπή μίας βέλτιστης ποσότητας ηλεκτρικής ενέργειας πραγματοποιείται σε μικρότερα επίπεδα σε κάθε σενάριο. Επειδή η αμοιβή των ΦοΣΕ φορτίων είναι ακριβότερη σε κάθε περίπτωση αύξησης του $k_{a,t}$, είναι αναμενόμενο η εταιρία να παρουσιάσει ένα μικρότερο ημερήσιο κέρδος.

Αξιοσημείωτη είναι η παρατήρηση της συμπεριφοράς του κέρδους του οικιακού και του βιομηχανικού ΦοΣΕ φορτίων. Ο πρώτος επωφελείται από την ταυτόχρονη αύξηση του συντελεστή επιπρόσθετου κέρδους $k_{a,t}$ των δύο ΦοΣΕ. Σε κάθε σενάριο το ημερήσιο κέρδος του αυξάνεται, γεγονός που συνεπάγεται την συχνή και έντονη ενεργοποίησή του από την εταιρία. Η εταιρία λοιπόν προτιμά τη συνεργασία με τον οικιακό ΦοΣΕ φορτίων, εξαιτίας του πιο φθηνού τιμολογίου του και συνεπώς των πιο φθηνών προσφορών του. Σε αντίθεση, ο βιομηχανικός ΦοΣΕ φορτίων παρουσιάζει όλο και μικρότερο ημερήσιο κέρδος ανά σενάριο εξέτασης, καθώς υποβάλει όλο και πιο ακριβές προσφορές στην εταιρία διανομής. Έτσι, αποφεύγεται η πολύ συχνή χρήση των υπηρεσιών του, καθώς κρίνεται κοστοβόρα η λειτουργία του. Συγκεκριμένα στο σενάριο με $k_{a,t} = 110\%$, ο οικιακός ΦοΣΕ παρουσιάζει αυξημένο κέρδος κατά 40.39 € σε σχέση με την αρχική περίπτωση. Αντίθετα, ο βιομηχανικός έχει μείωση ημερήσιου κέρδους 57.07 €, με αποτέλεσμα να παρουσιάζει αμελητέο κέρδος. Το συμπέρασμα που εξάγεται είναι πως η ταυτόχρονη αύξηση της τιμής των υποβαλλόμενων προσφορών των ΦοΣΕ φορτίων στην εταιρία διανομής οδηγεί σε μία συμπεριφορά μονοπωλίου μεταξύ της εταιρίας και του οικιακού ΦοΣΕ φορτίων.

Πίνακας 9.27: Αποτελέσματα για διάφορες τιμές του συντελεστή κέρδους

Συντελεστής κέρδους ΦοΣΕ $k_{a,t}$	**Ημερήσιο κέρδος εταιρίας (€)**	**Ημερήσιο κέρδος οικιακού ΦοΣΕ (€)**	**Ημερήσιο κέρδος βιομηχανικού ΦοΣΕ (€)**
10%	54176.85	121.205	70.72774
30%	53863.98	124.7114	42.40211
50%	53600.58	136.4655	23.45447
70%	53366.04	154.6609	26.58173
90%	53157.95	146.4649	12.35864
110%	52974.33	161.6048	13.65955



Σχήμα 9.22: Ημερήσιο κέρδος εταιρίας και ΦοΣΕ ανά εξεταζόμενο σενάριο

- **ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΣ** $\zeta^{\min}, \zeta^{\max}$

Ο συντελεστής ημερήσιας ευελιξίας επηρεάζει σημαντικά την λύση του προβλήματος εταιρίας διανομής – ΦοΣΕ φορτίων. Όλες οι υπόλοιπες παράμετροι λαμβάνουν ίδιες τιμές με την Ενότητα 9.4 και μεταβάλλεται μόνο το άνω και κάτω όριο της ημερήσιας ευελιξίας $\zeta^{\min}, \zeta^{\max}$. Όπως έχει ήδη αναφερθεί, ο συγκεκριμένος συντελεστής επιδρά στην ικανότητα μετατόπισης φορτίου των καταναλωτών. Τα σενάρια που μελετώνται είναι τα ακόλουθα:

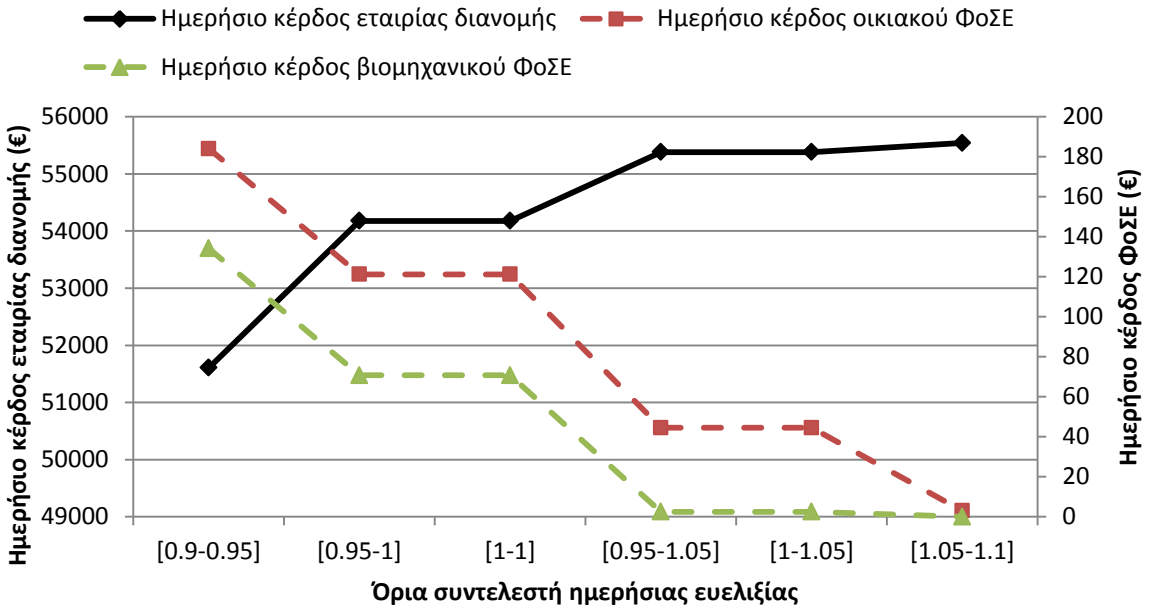
- $\zeta \in [0.9 - 0.95]$: Σε αυτή την περίπτωση κάθε καταναλωτής έχει ως περιορισμό στο πλάνο πραγματικού χρόνου να καταναλώσει έως το 95% της προβλεπόμενης ζήτησής του. Μπορεί δηλαδή πιθανόν να αντισταθμίσει τη διαφορά αυτή στη συνολική του κατανάλωση μία άλλη ημέρα. Σε αυτό το σενάριο η εταιρία διανομής καλείται να προβεί στη βέλτιστη αναδιαμόρφωση των καταναλωτικών προφίλ υπό αυτό τον περιορισμό. Επειδή, όπως είναι λογικό, θα πρέπει να περικοπούν αρκετά μεγάλα ποσά ζήτησης, η πολύ τακτική ενεργοποίηση των ΦοΣΕ φορτίων αποτελεί την οικονομικά βέλτιστη λύση. Όπως φαίνεται στον Πίνακα 9.28 και στο Σχήμα 9.23, το ημερήσιο κέρδος παρουσιάζει χαμηλότερη τιμή συγκριτικά με το σενάριο $\zeta^{\min} = \zeta^{\max} = 1$, πράγμα αναμενόμενο λόγω της μειωμένης συνολικής κατανάλωσης. Ιδιαίτερα αυξημένα είναι τα κέρδη των δύο ΦοΣΕ φορτίων, οι οποίοι παρουσιάζουν διπλάσιο ημερήσιο κέρδος σε σχέση με την περίπτωση $\zeta^{\min} = \zeta^{\max} = 1$
- $\zeta \in [0.95 - 1]$: Στο συγκεκριμένο σενάριο, η ημερήσια ευελιξία μπορεί να λάβει τιμές από 95% έως και το 100% της συνολικής προβλεπόμενης κατανάλωσης. Στη βέλτιστη λύση που προκύπτει, όπως είναι λογικό, η συνολική ζήτηση στο πλάνο πραγματικού χρόνου θα ταυτιστεί με την αρχική-

προβλεπόμενη, όπως στο σενάριο της Ενότητας 9.4.1. Αυτό συμβαίνει με στόχο να αποφευχθεί η μειωμένη ζήτηση σε real-time, και συνεπώς οι μειωμένες απολαβές της εταιρίας διανομής.

- $\zeta \in [0.95-1.05], \zeta \in [1.0-1.05], \zeta \in [1.05-1.1]$: Η επιτρεπόμενη αύξηση στη ζήτηση στο πλάνο πραγματικού χρόνου συνεπάγεται μεγαλύτερα έσοδα για την εταιρία διανομής. Εφόσον οι καταναλωτές επιλέγουν να παρουσιάσουν μεγαλύτερη ημερήσια ζήτηση από την προβλεπόμενη, μειώνεται η ανάγκη έντονης περικοπής στη ζήτηση τις ώρες αιχμής, με βάση το μοντέλο απόκρισης ζήτησης. Το ημερήσιο κέρδος της εταιρίας σημειώνει άνοδο περίπου 1,500 € σε σχέση με το αρχικό σενάριο $\zeta^{\min} = \zeta^{\max} = 1$, αλλά οι ΦοΣΕ φορτίων παρουσιάζουν πάρα πολύ μικρό κέρδος λόγω της σπάνιας ενεργοποίησής τους.

Πίνακας 9.28: Αποτελέσματα ανά σενάριο ημερίσιας ευελιξίας

Συντελεστής ημερίσιας ευελιξίας ζ (€)	**Ημερήσιο κέρδος εταιρίας (€)**	**Ημερήσιο κέρδος οικιακού ΦοΣΕ (€)**	**Ημερήσιο κέρδος βιομηχανικού ΦοΣΕ (€)**
[0.9-0.95]	51606.97	184.03	134.1875
[0.95-1]	54176.93	121.205	70.70099
[1-1]	54176.85	121.205	70.72774
[0.95-1.05]	55380.87	44.49906	2.45
[1-1.05]	55380.87	44.49906	2.45
[1.05-1.1]	55542.78	2.935062	0



Σχήμα 9.23: Ημερήσιο κέρδος εταιρίας και ΦοΣΕ ανά σενάριο

9.6. ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Στο κεφάλαιο αυτό παρουσιάστηκαν τα αποτελέσματα της προσομοίωσης του μοντέλου εταιρίας διανομής – ΦοΣΕ φορτίων και έγινε σύγκριση με το σενάριο που ισχύει στα σημερινά δεδομένα δίχως την ύπαρξη των τελευταίων. Παρατηρείται ότι η διείσδυση των ΦοΣΕ φορτίων έχει θετική επίδραση στην εταιρία διανομής αρχικά, αφού το ημερήσιο κέρδος της στο δίκτυο που εξετάστηκε μπορεί να αυξηθεί μέχρι και 4%. Επιπλέον, οι ΦοΣΕ φορτίων χαρακτηρίζονται από ένα ικανοποιητικό ημερήσιο κέρδος της τάξεως των 135 € για τον οικιακό και 70 € για τον βιομηχανικό ΦοΣΕ, αντίστοιχα. Οι καταναλωτές, μέσω των αμοιβών που λαμβάνουν για τη συμμόρφωσή τους στο πρόγραμμα απόκρισης ζήτησης επωφελούνται και αυτοί με τη σειρά τους, με αποτέλεσμα να υπάρχει κίνητρο για τη συμμετοχή τους. Μέσω της ανάλυσης ευαισθησίας γίνεται ξεκάθαρη η συμπεριφορά του προτεινόμενου μοντέλου όταν μεταβάλλονται οι τιμές ορισμένων παράμετρων του.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 10

ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ ΚΑΙ ΜΕΛΛΟΝΤΙΚΕΣ ΕΠΕΚΤΑΣΕΙΣ

10.1. ΑΝΑΣΚΟΠΗΣΗ ΤΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ

Στην παρούσα διπλωματική εργασία εξετάστηκαν τα ωφέλη που προκύπτουν από τη συμμετοχή των ΦοΣΕ φορτίων στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Σε πρώτο στάδιο πραγματοποιήθηκε μία διάκριση του τρόπου λειτουργίας της αγοράς στην ΕΕ και στις Η.Π.Α. Έπειτα ακολούθησε μία ενδελεχής παρουσίαση των σημερινών υφιστάμενων προγραμμάτων απόκρισης ζήτησης, τα οποία εφαρμόζονται μέσω των εταιριών διανομής ή των προμηθευτών ηλεκτρικής ενέργειας, κυρίως σε μεγάλους πελάτες, όπως οι βιομηχανίες. Μέσω της εφαρμογής ενός προγράμματος απόκρισης ζήτησης αποδείχθηκε πως υπάρχουν τόσο βραχυπρόθεσμα όσο και μακροπρόθεσμα πλεονεκτήματα, όπως η αύξηση του κέρδους για τις εταιρίες/προμηθευτές, τα οικονομικά κίνητρα των πελατών, η βελτίωση της ευστάθειας του συστήματος και η μείωση της τιμής της ενέργειας σε βάθος χρόνου. Ωστόσο, η αδυναμία της αναλυτικής γνώσης των καταναλωτικών συνηθειών πολλών οικιακών κυρίως πελατών, λόγω της έλλειψης εξοπλισμού μέτρησης των προφίλ ζήτησης, αποτελεί εμπόδιο στην ευρεία ανάπτυξη και εφαρμογή των ήδη υπάρχοντων προγραμμάτων απόκρισης ζήτησης.

Οι ΦοΣΕ φορτίων που παρέχουν υπηρεσίες απόκρισης ζήτησης αποτελούν μεσάζοντα ανάμεσα στις εταιρίες διανομής και στους καταναλωτές και αρμοδιότητά τους είναι η αναλυτική χαρτογράφηση των καταναλωτικών συμπεριφορών, αλλά και η εγκατάσταση του απαιτούμενου εξοπλισμού. Έτσι, καθίσταται δυνατή η εφαρμογή ενός προγράμματος απόκρισης ζήτησης κατόπιν οδηγίας από την εταιρία διανομής/προμηθευτή σε ένα ευρύ σύνολο καταναλωτών. Τα οικονομικά κίνητρα που μπορεί να προσφέρει ένας ΦοΣΕ φορτίων είναι ικανά ώστε να οδηγήσουν σε μεγάλη απήχηση του εκάστοτε προγράμματος. Σαν αποτέλεσμα, προκύπτουν μεγαλύτερα οικονομικά ωφέλη λόγω της ευρείας συμμετοχής πολλών καταναλωτών.

Στη συνέχεια, αναπτύχθηκε ένα διεπίπεδο μοντέλο MPEC, το οποίο περιγράφει ικανοποιητικά ένα περιβάλλον αγοράς, όπου συμμετέχουν οι ΦοΣΕ φορτίων. Στην παρούσα διπλωματική εργασία χρησιμοποιήθηκαν τα αμερικανικά πρότυπα αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Μέσω της αναδιαμόρφωσης του προβλήματος βελτιστοποίησης δύο επιπέδων σε πρόβλημα βελτιστοποίησης ενός επιπέδου, καθίσταται ευκολότερη η επίλυσή του μέσω κατάλληλου λογισμικού.

Τα αποτελέσματα της διείσδυσης των ΦοΣΕ φορτίων στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας παρουσιάστηκαν μέσω προσομοίωσης σε πραγματικό δίκτυο διανομής 143 κόμβων της Βάρης Αττικής. Ρόλος των ΦοΣΕ φορτίων είναι η εκτέλεση του πλάνου απόκρισης ζήτησης, μειώνοντας την κατανάλωση αιχμής και μετατοπίζοντάς την σε άλλες χρονικές στιγμές μέσα στην ημέρα, αξιοποιώντας την ευελιξία των πελατών τους. Εξάχθηκε το συμπέρασμα πως στο σενάριο όπου εφαρμόζεται ένα πρόγραμμα απόκρισης ζήτησης μετατόπισης φορτίου μέσω των ΦοΣΕ σε οικιακούς και βιομηχανικούς καταναλωτές, παρουσιάζεται έως και 4% μεγαλύτερο ημερήσιο κέρδος για την εταιρία διανομής σε σύγκριση με το

σενάριο δίχως την εφαρμογή του συγκεκριμένου προγράμματος. Ο οικιακός και ο βιομηχανικός ΦοΣΕ φορτίων παρουσιάζουν ένα ικανοποιητικό κέρδος, το οποίο οδηγεί σε ετήσιο κέρδος της τάξης των 43,000 € και 25,000 €, για εκπροσώπηση των οικιακών και των βιομηχανικών φορτίων, αντίστοιχα. Τα παραπάνω κέρδη μπορούν να πολλαπλασιαστούν ανάλογα με τη δυναμική της εκπροσώπησης των καταναλωτών του κάθε ΦοΣΕ φορτίων. Τέλος, όλοι οι καταναλωτές επωφελούνται από τη μετατόπιση της ζήτησής τους λαμβάνοντας τα αντίστοιχα οικονομικά κίνητρα από τους ΦοΣΕ.

10.2. ΜΕΛΛΟΝΤΙΚΕΣ ΕΠΕΚΤΑΣΕΙΣ ΤΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ

- Στην παρούσα διπλωματική εργασία εξετάστηκαν μόνο οικιακά και βιομηχανικά φορτία, τα οποία εκπροσωπούνται από τους αντίστοιχους ΦοΣΕ. Θα μπορούσε να γίνει και η προσθήκη εμπορικών καταναλωτών, οι οποίοι με τη σειρά τους θα συμμετέχουν σε πρόγραμμα απόκρισης ζήτησης ενός τρίτου ΦοΣΕ. Έτσι, θα είχε ενδιαφέρον η μελέτη των στρατηγικών απόκρισης ζήτησης της εταιρίας διανομής σε περιβάλλον αγοράς με τρεις ΦοΣΕ φορτίων διαφορετικών ειδών.
- Επιπρόσθετα, η διείσδυση ΑΠΕ στα δίκτυα διανομής αποτελεί ένα όλο και πιο έντονο φαινόμενο στις μέρες μας. Έτσι, στο υπό μελέτη δίκτυο θα μπορούσε να γίνει η προσθήκη ΑΠΕ, τα οποία με την σειρά τους θα αντιπροσωπεύονται από τον δικό τους ΦοΣΕ και με την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας που πραγματοποιούν θα μπορούσαν να ανταγωνιστούν οικονομικά τους παραπάνω ΦοΣΕ φορτίων απόκρισης ζήτησης. Επίσης, η δυνατότητα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας από τους καταναλωτές μπορεί να συντονίζεται και να ελέγχεται από έναν ΦοΣΕ συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας, ο οποίος με τη σειρά του θα είναι υπεύθυνος για τη βέλτιστη διαχείριση των μέσων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας των καταναλωτών και θα συμβάλλει με τη σειρά του στο δίκτυο διανομής.
- Τέλος, ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζει η αναδιαμόρφωση του μοντέλου της παρούσας διπλωματικής εργασίας, έτσι ώστε αυτό να ανταποκρίνεται και στην Ευρωπαϊκή αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Στην προσομοίωση του Κεφαλαίου 9, όπως περιγράφηκε αναλυτικά, εφαρμόστηκαν οι αρχές της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας των Η.Π.Α. Πρωταρχικός στόχος ήταν η ανάδειξη της αποτελεσματικότητας της δραστηριοποίησης των ΦοΣΕ φορτίων σε ένα οικονομικό πλαίσιο συναλλαγών ηλεκτρικής ενέργειας. Σε επόμενο στάδιο, θα μπορούσε να γίνει η αντιστοίχιση με τις αρχές και τους κανονισμούς που διέπουν την Ευρωπαϊκή αγορά, και ως αποτέλεσμα να προσαρμοστεί το μαθηματικό μοντέλο στα Ευρωπαϊκά πρότυπα.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 11

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

[1] Π. Α. Καραφώτης, "Βέλτιστη Επαναδιαμόρφωση Ακτινικών Δικτύων Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας για Αποκατάσταση Λειτουργίας," Διπλωματική Εργασία, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Αθήνα, 2016.

[2] K. Prakash, A. Lallu, F. R. Islam, and K. A. Mamun, "Review of Power System Distribution Network Architecture," in *2016 3rd Asia-Pacific World Congress on Computer Science and Engineering (APWC on CSE)*, Nadi, Fiji, Dec. 2016, pp. 124–130, doi: 10.1109/APWC-on-CSE.2016.030.

[3] Π. Σ. Γεωργιλάκης, *Σύγχρονα Συστήματα Μεταφοράς και Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας*. Ελληνικά Ακαδημαϊκά Ηλεκτρονικά Συγγράματα και Βοηθήματα, www.kalippos.gr, 2015.

[4] J. A. Jardini, C. M. V. Tahan, M. R. Gouvea, S. U. Ahn, and F. M. Figueiredo, "Daily load profiles for residential, commercial and industrial low voltage consumers," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 15, no. 1, pp. 375–380, Jan. 2000, doi: 10.1109/61.847276.

[5] T. Adefarati and R. C. Bansal, "Integration of renewable distributed generators into the distribution system: a review," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 10, no. 7, pp. 873–884, Aug. 2016, doi: 10.1049/iet-rpg.2015.0378.

[6] A. Mikulec and V. Mikuličić, "Influence of Renewable Energy Sources on Distribution Network Availability," *International Journal of Electrical and Computer Engineering Systems*, vol. 2, no. 1, p. 12, 2011.

[7] A. Ehsan and Q. Yang, "Optimal integration and planning of renewable distributed generation in the power distribution networks: A review of analytical techniques," *Appl. Energy*, vol. 210, pp. 44–59, Jan. 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.10.106.

[8] "Εισαγωγή στη Διεσπαρμένη Παραγωγή," University of Cyprus, Department of Electrical and Computer Engineering, [Online]. Available: http://www.eng.ucy.ac.cy/elias/Courses/ECE445/presentations/Lectures2010/Distributed%20Generation1.pdf.

[9] A. Verrier, "The economic potential of Demand Response in liberalised electricity markets – A quantitative assessment for the French power system," Uninersite Paris-Dauphine, PSL Research University, 2018.

[10] G. Erbach, "Understanding electricity markets in the EU," European Parliamentary Research Service, Nov. 2016.

[11] R. Smith, "Regulation (EC) No 764/2008 of the European Parliament and of the Council," in *Core EU Legislation*, London: Macmillan Education UK, 2015, pp. 15–35.

[12] W. A. Braff, J. M. Mueller, and J. E. Trancik, “Value of storage technologies for wind and solar energy,” *Nat. Clim. Change*, vol. 6, no. 10, pp. 964–969, Oct. 2016, doi: 10.1038/nclimate3045.

[13] M. Keay, “The EU ‘Target Model’ for electricity markets: fit for purpose?,” University of Oxford, May 2013.

[14] State of the Energy Union, “Communiacation from the Comission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee, the Committee of the Regions and the European Investment Bank,” European Commission, Brussels, Nov. 2015.

[15] State of the Energy Union, “Guidance to Member States on national energy and climate plans as part of the Energy Union Governance to the Communiacation from the Comission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee, the Committee of the Regions and the European Investment Bank,” European Commission, Brussels, Nov. 2015.

[16] State of the Energy Union, “Updated roadmap for the Energy Union to the Communiacation from the Comission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee, the Committee of the Regions and the European Investment Bank,” European Commission, Brussels, Nov. 2015.

[17] “Η οργάνωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στη χώρα μας,” *Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας*, 2020. http://www.rae.gr/site/categories_new/consumers/know_about/electricity/market.csp (accessed Jan. 03, 2020).

[18] Χ. Παρασκευόπουλος-Κόλιας, “Η δομή της Ελληνικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας,” Yiannatsis-Psarakis Law Firm, Jun. 2016. [Online]. Available: www.yiannatsis.gr.

[19] “Electricity explained - How electricity is delivered to consumers,” *U.S. Energy Information Administration*, Oct. 11, 2019. https://www.eia.gov/energyexplained/electricity/delivery-to-consumers.php (accessed Jan. 03, 2020).

[20] “U.S. Electricity Grid & Markets,” *United States Environmental Protection Agency*, 2016. https://www.epa.gov/greenpower/us-electricity-grid-markets (accessed Jan. 03, 2020).

[21] “U.S. electric system is made up of interconnections and balancing authorities,” *U.S. Energy Information Administration*, Jul. 20, 2016. https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=27152 (accessed Jan. 03, 2020).

[22] Office of Electricity Delivery and Energy Reliability, P. Hoffman, and D. Streit, “United States Electricity Industry Primer,” U.S. Department of Energy, DOE/OE-0017, Jul. 2015.

[23] Η. Σκοτεινός, “Το Target Model και η Ελληνική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας,” *energypress*, Sep. 24, 2018. https://energypress.gr/news/skoteinos-admie-target-model-kai-i-elliniki-agora-ilektrikis-energeias (accessed Jan. 03, 2020).

[24] “Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for achieving them,” U.S. Department of Energy, Feb. 2006.

[25] “Μελέτη_της_Ζήτησης_Ηλεκτρικής_Ενέργειας_ενός_Οικιακού_καταναλωτή.pdf.” .

[26] Ι. Παναπακίδης and Ν. Τσιαντούλας, “Διαχείριση της ηλεκτρικής ζήτησης: Προκλήσεις και πλεονεκτήματα,” Τεχνικό Επιμελητήριο Ελλάδος, Τμήμα Κεντρικής Μακεδονίας, Θεσσαλονίκη, Jun. 2012.

[27] Δ. Κουπριτζιώτη and Δ. Μουσενίκας, “Μοντελοποίηση ομάδων καταναλωτών στην πλατφόρμα Cassandra,” Αριστοτέλειο Πανεπιστήμιο Θεσσαλονίκης, 2015.

[28] M. H. Albadi and E. F. El-Saadany, “A summary of demand response in electricity markets,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 78, no. 11, pp. 1989–1996, Nov. 2008, doi: 10.1016/j.epsr.2008.04.002.

[29] M. H. Albadi and E. F. El-Saadany, “Demand Response in Electricity Markets: An Overview,” in *2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Tampa, FL, USA, Jun. 2007, pp. 1–5, doi: 10.1109/PES.2007.385728.

[30] K. Herter, P. McAuliffe, and A. Rosenfeld, “An exploratory analysis of California residential customer response to critical peak pricing of electricity,” *Energy*, vol. 32, no. 1, pp. 25–34, Jan. 2007, doi: 10.1016/j.energy.2006.01.014.

[31] M. A. Piette, O. Sezgen, D. S. Watson, N. Motegi, C. Shockman, and L. ten Hope, “Development and evaluation of fully automated demand response in large facilities,” California Energy Commission, LBNL--55085, 840331, Mar. 2004. doi: 10.2172/840331.

[32] S. Valero, M. Ortiz, C. Senabre, C. Alvarez, F. J. G. Franco, and A. Gabaldon, “Methods for customer and demand response policies selection in new electricity markets,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 1, no. 1, p. 104, 2007, doi: 10.1049/iet-gtd:20060183.

[33] O. Sezgen, C. A. Goldman, and P. Krishnarao, “Option value of electricity demand response,” *Energy*, vol. 32, no. 2, pp. 108–119, Feb. 2007, doi: 10.1016/j.energy.2006.03.024.

[34] B. Shen, G. Ghatikar, C. C. Ni, J. Dudley, P. Martin, and G. Wikler, “Addressing Energy Demand through Demand Response. International Experiences and Practices,” LBNL--5580E, 1212423, Jun. 2012. doi: 10.2172/1212423.

[35] C. Goldman, M. Reid, R. Levy, and A. Silverstein, “Coordination of Energy Efficiency and Demand Response,” Ernest Orlando Lawrence, Berkeley National Laboratory, LBNL-3044E, 981732, Jan. 2010. doi: 10.2172/981732.

[36] K. Ponds, A. Arefi, A. Sayigh, and G. Ledwich, “Aggregator of Demand Response for Renewable Integration and Customer Engagement: Strengths, Weaknesses, Opportunities, and Threats,” *Energies*, vol. 11, no. 9, p. 2391, Sep. 2018, doi: 10.3390/en11092391.

[37] S. Annala, “Households’ willingness to engage in demand response in the Finnish retail electricity market: an empirical study,” Acta Universitatis, 2015.

[38] K. Kuhi, K. Korbe, O. Koppel, and I. Palu, “Calculating power distribution system reliability indexes from Smart Meter data,” in *2016 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON)*, Leuven, Belgium, Apr. 2016, pp. 1–5, doi: 10.1109/ENERGYCON.2016.7513905.

[39] R. Rashed Mohassel, A. Fung, F. Mohammadi, and K. Raahemifar, “A survey on Advanced Metering Infrastructure,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 63, pp. 473–484, Dec. 2014, doi: 10.1016/j.ijepes.2014.06.025.

[40] "Consumer FAQ on DR Providers (also known as Aggregators)," *California Public Utilities Commission*. https://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=6306 (accessed Jan. 03, 2020).

[41] S. Burger, J. P. Chaves-Ávila, C. Batlle, and I. J. Pérez-Arriaga, "The Value of Aggregators in Electricity Systems," Massachusetts Institute of Technology, p. 29, Jan. 2016.

[42] N. Pourghaderi, M. Fotuhi-Firuzabad, M. Moeini-Aghtaie, and M. Kabirifar, "Commercial Demand Response Programs in Bidding of a Technical Virtual Power Plant," *IEEE Trans. Ind. Inform.*, vol. 14, no. 11, pp. 5100–5111, Nov. 2018, doi: 10.1109/TII.2018.2828039.

[43] A. Bagchi, L. Goel, and P. Wang, "Adequacy Assessment of Generating Systems Incorporating Storage Integrated Virtual Power Plants," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 10, no. 3, pp. 3440–3451, May 2019, doi: 10.1109/TSG.2018.2827107.

[44] M. Houwing, R. R. Negenborn, and B. De Schutter, "Demand Response With Micro-CHP Systems," *Proc. IEEE*, vol. 99, no. 1, pp. 200–213, Jan. 2011, doi: 10.1109/JPROC.2010.2053831.

[45] C. Shao, Y. Ding, P. Siano, and Z. Lin, "A Framework for Incorporating Demand Response of Smart Buildings Into the Integrated Heat and Electricity Energy System," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 66, no. 2, pp. 1465–1475, Feb. 2019, doi: 10.1109/TIE.2017.2784393.

[46] M. Babar, T. A. Taj, T. P. I. Ahamed, and E. A. Al-Ammar, "The conception of the aggregator in demand side management for domestic consumers," *Int. J. Smart Grid Clean Energy*, pp. 371–375, 2013, doi: 10.12720/sgce.2.3.371-375.

[47] P. Cappers, C. Goldman, and D. Kathan, "Demand response in U.S. electricity markets: Empirical evidence," *Energy*, vol. 35, no. 4, pp. 1526–1535, Jun. 2009, doi: 10.1016/j.energy.2009.06.029.

[48] G. Bedi, G. K. Venayagamoorthy, R. Singh, R. R. Brooks, and K.-C. Wang, "Review of Internet of Things (IoT) in Electric Power and Energy Systems," *IEEE Internet Things J.*, vol. 5, no. 2, pp. 847–870, Apr. 2018, doi: 10.1109/JIOT.2018.2802704.

[49] OECD (2012-01-10), "ICT Applications for the Smart Grid: Opportunities and Policy Implications," OECD Publishing, Paris, OECD Digital Economy Papers 190, Jan. 2012. doi: 10.1787/5k9h2q8v9bln-en.

[50] R. H. Jacobsen, D. Gabioud, G. Basso, P.-J. Alet, A. G. Azar, and E. S. M. Ebeid, "SEMIAH: An Aggregator Framework for European Demand Response Programs," in *2015 Euromicro Conference on Digital System Design*, Madeira, Portugal, Aug. 2015, pp. 470–477, doi: 10.1109/DSD.2015.96.

[51] "EnerNOC, global leader in smart energy management," *Enel X*. https://www.enelx.com/en/stories/2017/08/enernoc-global-leader-in-smart-energy-management (accessed Jan. 03, 2020).

[52] H. Pezeshki, A. Arefi, G. Ledwich, and P. Wolfs, “Probabilistic Voltage Management Using OLTC and dSTATCOM in Distribution Networks,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 33, no. 2, pp. 570–580, Apr. 2018, doi: 10.1109/TPWRD.2017.2718511.

[53] M. Zanetti, E. Jamhour, M. Pellenz, M. Penna, V. Zambenedetti, and I. Chueiri, “A Tunable Fraud Detection System for Advanced Metering Infrastructure Using Short-Lived Patterns,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 10, no. 1, pp. 830–840, Jan. 2019, doi: 10.1109/TSG.2017.2753738.

[54] S. A. Gabriel, A. J. Conejo, J. D. Fuller, B. F. Hobbs, and C. Ruiz, *Complementarity Modeling in Energy Markets*, vol. 180. New York, NY: Springer New York, 2013.

[55] D. G. Luenberger and Y. Ye, *Linear and nonlinear programming*, 3rd ed. New York, NY: Springer, 2008.

[56] J. F. Nash, Jr., “Equilibrium Points in N-Person Games,” *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America*, vol. 36, pp. 48–49, 1950.

[57] R. M. Freund, “Duality Theory of Constrained Optimization,” Massachusetts Institute of Technology, 2004, p. 47.

[58] S. P. Boyd and L. Vandenberghe, *Convex optimization*. Cambridge, UK ; New York: Cambridge University Press, 2004.

[59] C. Zhang, Q. Wang, J. Wang, P. Pinson, J. M. Morales, and J. Ostergaard, “Real-Time Procurement Strategies of a Proactive Distribution Company With Aggregator-Based Demand Response,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 9, no. 2, pp. 766–776, Mar. 2018, doi: 10.1109/TSG.2016.2565383.

[60] M. Daneshvar, B. Mohammadi-ivatloo, and A. Anvari-Moghaddam, “Optimal Energy Trading Strategy for Proactive DISCO considering Demand Response Programs in the distribution networks,” Aalborg, 2019, pp. 130–140, [Online]. Available: https://vbn.aau.dk/en/publications/66f3be1b-17c9-4286-b9a1-aea1b0442c15.

[61] E. Castillo, A. J. Conejo, P. Pedregal, R. García, and N. Alguacil, *Building and solving mathematical programming models in engineering and science*. New York: Wiley, 2001.

[62] “CONOPT,” *GAMS*. https://www.gams.com/latest/docs/S_CONOPT.html (accessed Jan. 03, 2020).

[63] Γ. Θεοδώρου and Ν. Θεοδώρου, *Πρακτικός Οδηγός στο MATLAB®*. Αριστοτέλειο Πανεπιστήμιο Θεσσαλονίκης, 2007.

[64] A. Knight, *Basics of MATLAB and beyond*. Boca Raton, FL: Chapman & Hall/CRC, 1999.

[65] “Market Data,” *Nordpool*. https://www.nordpoolgroup.com/ (accessed Nov. 29, 2019).

«Υλοποιήθηκε στο πλαίσιο της Δράσης ΕΡΕΥΝΩ – ΔΗΜΙΟΥΡΓΩ - ΚΑΙΝΟΤΟΜΩ και συγχρηματοδοτήθηκε από την Ευρωπαϊκή Ένωση και εθνικούς πόρους μέσω του Ε.Π. Ανταγωνιστικότητα, Επιχειρηματικότητα & Καινοτομία (ΕΠΑνΕΚ) (κωδικός έργου: Τ1ΕΔΚ-00450)»

Ευρωπαϊκή Ένωση
Ευρωπαϊκό Ταμείο Περιφερειακής Ανάπτυξης

ΕΠΑνΕΚ 2014–2020
ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΙΑΚΟ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ
ΑΝΤΑΓΩΝΙΣΤΙΚΟΤΗΤΑ
ΕΠΙΧΕΙΡΗΜΑΤΙΚΟΤΗΤΑ
ΚΑΙΝΟΤΟΜΙΑ

ΕΣΠΑ 2014-2020
ανάπτυξη - εργασία - αλληλεγγύη

Με τη συγχρηματοδότηση της Ελλάδας και της Ευρωπαϊκής Ένωσης