



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

**ΠΟΛΥΠΕΡΙΟΔΙΚΗ ΒΕΛΤΙΣΤΗ ΡΟΗ ΙΣΧΥΟΣ
ΣΕ ΑΚΤΙΝΙΚΑ ΔΙΚΤΥΑ ΔΙΑΝΟΜΗΣ
ΜΕ ΔΙΑΝΕΜΗΜΕΝΟΥΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΥΣ ΠΟΡΟΥΣ**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Μενέλαος Α. Μητούλας

Επίβλεψη : Παύλος Σ. Γεωργιλάκης, Αναπληρωτής Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Βασίλειος Α. Ευαγγελόπουλος, Υποψήφιος Διδάκτορας Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Σεπτέμβριος 2020



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

**ΠΟΛΥΠΕΡΙΟΔΙΚΗ ΒΕΛΤΙΣΤΗ ΡΟΗ ΙΣΧΥΟΣ
ΣΕ ΑΚΤΙΝΙΚΑ ΔΙΚΤΥΑ ΔΙΑΝΟΜΗΣ
ΜΕ ΔΙΑΝΕΜΗΜΕΝΟΥΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΥΣ ΠΟΡΟΥΣ**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Μενέλαος Α. Μητούλας

Επίβλεψη : Παύλος Σ. Γεωργιλάκης, Αναπληρωτής Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Βασίλειος Α. Ευαγγελόπουλος, Υποψήφιος Διδάκτορας Ε.Μ.Π.

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την 22 Σεπτεμβρίου 2020

.....
Παύλος Γεωργιλάκης
Αν. Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....
Γεώργιος Κορρές
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....
Ιωάννης Γκόνος
Αν. Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Σεπτέμβριος 2020

.....
Μενέλαος Α. Μητούλας

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

Copyright © Μενέλαος Μητούλας, 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.

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Σκοπός της παρούσας διπλωματικής εργασίας είναι η διατύπωση και η επίλυση του προβλήματος της βέλτιστης ροής ισχύος ακτινικών δικτύων διανομής ηλεκτρικής ενέργειας. Στόχος του προβλήματος βελτιστοποίησης είναι 1) η ελαχιστοποίηση των απωλειών ενεργού ισχύος στις γραμμές διανομής, 2) η ελαχιστοποίηση της απόκλισης της τάσης από την ονομαστική της τιμή, και 3) η μεγιστοποίηση των κερδών από την πώληση της ηλεκτρικής ενέργειας στους τελικούς καταναλωτές.

Αρχικά αναλύεται το πρόβλημα της βέλτιστης AC ροής ισχύος για ακτινικά δίκτυα διανομής, πάνω στο οποίο βασίστηκε το μαθηματικό μοντέλο του προβλήματος. Στην συνέχεια μοντελοποιήθηκαν τα στοιχεία του δικτύου και εξετάστηκαν ένα-ένα τα σενάρια μελέτης του προβλήματος. Το πρόβλημα βελτιστοποίησης που προκύπτει μοντελοποιήθηκε ως πρόβλημα μη γραμμικού προγραμματισμού.

Στην παρούσα εργασία το προτεινόμενο μοντέλο υλοποιήθηκε σε περιβάλλον GAMS και εφαρμόστηκε σε τρία δίκτυα διανομής ηλεκτρικής ενέργειας: 33, 69 και 136 κόμβων. Γίνεται παρουσίαση και σύγκριση των αποτελεσμάτων με σκοπό την εύρεση του αποτελεσματικότερου σεναρίου για κάθε δίκτυο. Επιπλέον, γίνεται σύνοψη των αποτελεσμάτων και προτείνονται ορισμένες επεκτάσεις της εργασίας.

ΛΕΞΕΙΣ ΚΛΕΙΔΙΑ

Δίκτυα διανομής, Βέλτιστη ροή ισχύος, Διανεμημένοι ενεργειακοί πόροι

ABSTRACT

The purpose of this diploma thesis is to formulate and solve the optimal power flow problem of radial electric power distribution networks. The aim of the optimization problem is 1) the minimization of the active power losses in the distribution lines, 2) the minimization of the deviation of the voltage from its nominal value, and 3) the maximization of the profits from the sale of electricity to the final consumers.

First, the problem of the optimal AC power flow for radial distribution networks is analyzed, on which the mathematical model of the optimization problem is based. The network components are then modeled and the study scenarios of the problem are examined one by one. The resulting optimization problem is modeled as a nonlinear programming problem.

In the present work, the proposed model is implemented in GAMS environment and is applied to three power distribution networks of 33, 69 and 136 nodes. The results are presented and compared in order to find the most effective scenario for each network. Moreover, conclusions are drawn and some extensions of the work are proposed.

KEY WORDS

Distributed Energy Resources, Optimal power flow, 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 κ. Βασίλειο Ευαγγελόπουλο 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 για όλη την υποστήριξη που μου παρείχε όλα αυτά τα χρόνια.

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1: ΕΙΣΑΓΩΓΗ	1
1.1 Συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας	1
1.2 Αντικείμενο της εργασίας	2
1.3 Δομή της εργασίας	2
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2: ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	5
2.1 Συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας	5
2.2 Διανομή ηλεκτρικής ενέργειας	5
2.2.1 Δομικά στοιχεία δικτύων διανομής	6
2.2.2 Πτώση τάσης σε δίκτυα διανομής	7
2.2.3 Απώλειες ισχύος σε δίκτυα διανομής	8
2.2.4 Τεχνικές ελέγχου συστημάτων διανομής	9
2.3 Ζήτηση ηλεκτρικών φορτίων	10
2.3.1 Είδη ηλεκτρικών φορτίων	10
2.3.2 Καμπύλη ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας	12
2.3.3 Πρόβλεψη φορτίου	13
2.4 Μέθοδοι τιμολόγησης	13
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3: ΔΙΑΝΕΜΗΜΕΝΟΙ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΙ ΠΟΡΟΙ (ΔΕΠ)	15
3.1 Εισαγωγή	15
3.2 Τεχνολογίες και εφαρμογές ΔΕΠ	15
3.2.1 Πλεονεκτήματα ΔΕΠ	16
3.2.2 Μειονεκτήματα ΔΕΠ	17
3.3 Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ)	19
3.3.1 Εισαγωγή	19
3.3.2 Ανεμογεννήτριες	19
3.3.3 Φωτοβολταϊκά	20
3.3.4 Άλλες ΑΠΕ	21
3.4 Συστήματα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας	21
3.5 Μονάδες συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας (ΣΗΘ)	22
3.6 Ευέλικτα φορτία	23

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4:	ΜΑΘΗΜΑΤΙΚΗ ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ	25
4.1	Εισαγωγή	25
4.2	Το ανά μονάδα σύστημα	26
4.3	Βέλτιστη ροή ισχύος	26
4.3.1	AC ροή ισχύος	27
4.4	Μοντελοποίηση ηλεκτρικών στοιχείων στα δίκτυα διανομής	30
4.4.1	Μονάδες ΔΕΠ	30
4.4.1.1	Ανεμογεννήτριες	31
4.4.1.2	Φωτοβολταϊκά	32
4.4.1.3	Συστήματα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας	33
4.4.1.4	Μονάδες συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας	33
4.4.2	Εγκάρσιες αντισταθμίσεις	34
4.4.3	Τεχνική ολίσθησης ηλεκτρικών φορτίων	34
4.5	Αντικειμενικές Συναρτήσεις	35
4.5.1	Ελαχιστοποίηση απωλειών ενέργειας	36
4.5.2	Ελαχιστοποίηση διακύμανσης τάσης	36
4.5.3	Μεγιστοποίηση κερδών εταιρείας διανομής ενέργειας	36
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5:	ΤΟ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝ ΒΕΛΤΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗΣ GAMS	39
5.1	Εισαγωγή	39
5.2	Το περιβάλλον του GAMS	40
5.2.1	Κανόνες λειτουργίας	40
5.2.2	Βασικές εντολές GAMS	41
5.2.3	Είσοδος δεδομένων	42
5.2.4	Έξοδος δεδομένων	44
5.3	Παράδειγμα σε δίκτυο 5 κόμβων	45
5.4	Ο επιλυτής CONOPT	47
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6:	ΕΦΑΡΜΟΓΕΣ ΚΑΙ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ	49
6.1	Εισαγωγή	49
6.2	Εφαρμογή στο δίκτυο των 33 κόμβων	52
6.2.1	Δεδομένα εισόδου για το δίκτυο των 33 κόμβων	53
6.2.1.1	Δεδομένα ΑΠΕ	53
6.2.1.2	Δεδομένα ΣΑΗΕ	54
6.2.1.3	Δεδομένα εγκάρσιων πυκνωτών	54

6.2.1.4	Δεδομένα ΣΗΘ	54
6.2.1.5	Δεδομένα τεχνικής ολίσθησης φορτίου	55
6.2.2	Αποτελέσματα για το δίκτυο των 33 κόμβων	55
6.2.2.1	Ελαχιστοποίηση απωλειών ενέργειας	55
6.2.2.2	Ελαχιστοποίηση διακύμανσης τάσης	59
6.2.2.3	Μεγιστοποίηση κερδών εταιρείας διανομής ενέργειας	62
6.3	Εφαρμογή στο δίκτυο των 69 κόμβων	65
6.3.1	Δεδομένα εισόδου για το δίκτυο των 69 κόμβων	66
6.3.1.1	Δεδομένα ΑΠΕ	66
6.3.1.2	Δεδομένα ΣΑΗΕ	68
6.3.1.3	Δεδομένα εγκάρσιων πυκνωτών	68
6.3.1.4	Δεδομένα ΣΗΘ	69
6.3.1.5	Δεδομένα τεχνικής ολίσθησης φορτίου	69
6.3.2	Αποτελέσματα για το δίκτυο των 69 κόμβων	69
6.3.2.1	Ελαχιστοποίηση απωλειών ενέργειας	69
6.3.2.2	Ελαχιστοποίηση διακύμανσης τάσης	73
6.3.2.3	Μεγιστοποίηση κερδών εταιρείας διανομής ενέργειας	76
6.4	Εφαρμογή στο δίκτυο των 136 ζυγών	80
6.4.1	Δεδομένα εισόδου για το δίκτυο των 136 κόμβων	81
6.4.1.1	Δεδομένα ΑΠΕ	81
6.4.1.2	Δεδομένα ΣΑΗΕ	83
6.4.1.3	Δεδομένα εγκάρσιων πυκνωτών	83
6.4.1.4	Δεδομένα ΣΗΘ	84
6.4.1.5	Δεδομένα τεχνικής ολίσθησης φορτίου	84
6.4.2	Αποτελέσματα για το δίκτυο των 136 κόμβων	84
6.4.2.1	Ελαχιστοποίηση απωλειών ενέργειας	84
6.4.2.2	Ελαχιστοποίηση διακύμανσης τάσης	88
6.4.2.3	Μεγιστοποίηση κερδών εταιρείας διανομής ενέργειας	91
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7: ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ ΚΑΙ ΠΡΟΤΕΙΝΟΜΕΝΕΣ ΕΠΕΚΤΑΣΕΙΣ		95
7.1	Συμπεράσματα	95
7.1.1	Αντικειμενικές συναρτήσεις	95
7.1.2	Μονάδες ΑΠΕ	96
7.1.3	Συστήματα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας	96

7.1.4	Εγκάρσιοι πυκνωτες	96
7.1.5	Μονάδες συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας	97
7.1.6	Τεχνική ολίσθησης φορτίου	97
7.2	Προτεινόμενες επεκτάσεις της εργασίας	97
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 8: ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ		99

ΕΙΣΑΓΩΓΗ

1.1 ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας (ΣΗΕ) καλείται το σύνολο των εγκαταστάσεων και των μέσων που χρησιμοποιούνται για την παραγωγή, μεταφορά και διανομή ηλεκτρικής ενέργειας σε εξυπηρετούμενες περιοχές κατανάλωσης. Βασικές προϋποθέσεις καλής λειτουργίας ενός ΣΗΕ είναι να παρέχει ηλεκτρική ενέργεια οπουδήποτε υπάρχει ζήτηση με το ελάχιστο δυνατό κόστος και τις ελάχιστες οικολογικές επιπτώσεις, εξασφαλίζοντας σταθερή συχνότητα, σταθερή τάση και υψηλή αξιοπιστία τροφοδότησης [1].

Η εξυπηρέτηση των αναγκών σε ηλεκτρική ενέργεια ενός συνόλου καταναλωτών προϋποθέτει τις διακεκριμένες φάσεις της παραγωγής, της μεταφοράς και της διανομής. Η ηλεκτρική ενέργεια από την στιγμή που παράγεται πρέπει να καταναλώνεται καθώς τα συστήματα αποθήκευσης είναι ελάχιστα και ανέκανα να αποθηκεύσουν μεγάλες ποσότητες ισχύος.

Το σύστημα παραγωγής περιλαμβάνει τους σταθμούς παραγωγής του ηλεκτρικού ρεύματος και τους μετασχηματιστές ανύψωσης της τάσης για τη μεταφορά. Κύριοι σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας είναι οι θερμικοί και οι υδροηλεκτρικοί. Τα τελευταία χρόνια αναπτύσσονται οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας κυρίως με την αξιοποίηση του αιολικού και του ηλιακού δυναμικού.

Το σύστημα μεταφοράς συνδέει όλους τους μεγάλους σταθμούς παραγωγής καθώς και διαφορετικά συστήματα μεταξύ τους και μεταφέρει τις μεγάλες ποσότητες ισχύος προς τα κέντρα κατανάλωσης. Η μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας γίνεται με τις γραμμές υψηλής τάσης (ΥΤ) και υπερυψηλής τάσης (ΥΥΤ), οι οποίες μεταφέρουν την ηλεκτρική ενέργεια σε κεντρικά σημεία του δικτύου, τους υποσταθμούς, από όπου ξεκινούν τα δίκτυα διανομής μέσης τάσης (ΜΤ) που διανέμουν την ηλεκτρική ενέργεια στους καταναλωτές δια μέσου των υποσταθμών διανομής και των γραμμών χαμηλής τάσης (ΧΤ).

Τα ΣΗΕ διαφέρουν μεταξύ τους ανάλογα με το μέγεθος, το είδος της ζήτησης και την χωροταξική τους κατανομή, ωστόσο τα βασικά κοινά τους χαρακτηριστικά είναι τα ακόλουθα:

- Τα συστήματα που χρησιμοποιούνται είναι τριφασικά εναλλασσόμενου ρεύματος, συχνότητας 50 Hz ή 60 Hz.
- Η τάση λειτουργίας πρέπει να παραμένει όσο το δυνατόν σταθερή και πολύ κοντά στην ονομαστική της τιμή.

- Οι γραμμές μεταφοράς ΥΤ και οι γραμμές διανομής ΜΤ έχουν τρεις αγωγούς φάσεων, ενώ οι γραμμές διανομής ΧΤ διαθέτουν επίσης και τον ουδέτερο αγωγό. Γραμμές διανομής ΧΤ υπάρχουν και μονοφασικές, με δύο αγωγούς.

Ανάλογα με την κατηγορία και το μέγεθός τους, οι πελάτες ηλεκτρικής ενέργειας συνδέονται στο κατάλληλο επίπεδο τάσης. Οι βιομηχανικοί πελάτες συνδέονται κυρίως είτε στην ΥΤ, είτε στη ΜΤ, ενώ οι οικιακοί και μέρος των εμπορικών καταναλωτών συνδέονται στη ΧΤ.

1.2 ΑΝΤΙΚΕΙΜΕΝΟ ΤΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ

Σκοπός της παρούσας διπλωματικής εργασίας είναι η διατύπωση και η επίλυση του προβλήματος της βέλτιστης ροής ισχύος σε ενεργά ακτινικά δίκτυα διανομής για χρονικό ορίζοντα μίας ημέρας, με στόχο την βελτιστοποίηση των παρακάτω αντικειμενικών συναρτήσεων:

- Ελαχιστοποίηση των απωλειών ενεργού ισχύος των γραμμών διανομής.
- Ελαχιστοποίηση της διακύμανσης της τάσης των κόμβων του δικτύου διανομής (διακύμανση από την ονομαστική της τιμή της τάσης του δικτύου διανομής).
- Μεγιστοποίηση του κέρδους από την πώληση της ηλεκτρικής ενέργειας στους τελικούς καταναλωτές.

1.3 ΔΟΜΗ ΤΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ

Η παρούσα εργασία οργανώνεται σε οκτώ κεφάλαια:

- ✓ Στο **Κεφάλαιο 2** παρουσιάζονται τα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας.
- ✓ Στο **Κεφάλαιο 3** δίνεται ο ορισμός των διανεμημένων ενεργειακών πόρων και παρουσιάζονται τα πλεονεκτήματα και τα μειονεκτήματα που προκύπτουν από την διείδυσή τους στα δίκτυα διανομής.
- ✓ Στο **Κεφάλαιο 4** παρουσιάζεται το μαθηματικό μοντέλο του προβλήματος βασισμένο στην βέλτιστη ροή ισχύος, προσομοιώνονται όλα τα στοιχεία που χρησιμοποιούνται στο δίκτυο και γίνεται η κατηγοριοποίηση των σεναρίων μελέτης.
- ✓ Στο **Κεφάλαιο 5** αναλύεται ο αλγόριθμος επίλυσης του προβλήματος της βέλτιστης επαναδιαμόρφωσης και περιγράφεται το λογισμικό GAMS που χρησιμοποιήθηκε για την ανάπτυξη του σχετικού κώδικα επίλυσης του μοντέλου.
- ✓ Στο **Κεφάλαιο 6** παρουσιάζονται και σχολιάζονται τα αποτελέσματα εφαρμογής του μοντέλου σε δίκτυα 33, 69, και 136 κόμβων.
- ✓ Στο **Κεφάλαιο 7** γίνεται μια σύνοψη της εργασίας και προτείνονται τρόποι επέκτασής της.

- ✓ Στο **Κεφάλαιο 8** παρουσιάζεται η βιβλιογραφία που χρησιμοποιήθηκε στη διπλωματική εργασία.

ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

2.1 ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Η ηλεκτρική ενέργεια είναι η ενέργεια που μεταφέρει το ηλεκτρικό ρεύμα μέσω της κινητικής ενέργειας των ηλεκτρονίων η οποία επιτυγχάνεται μέσω της διαφοράς δυναμικού στα άκρα ενός αγωγού. Αναμφίβολα αποτελεί τον πυλώνα του σύγχρονου κόσμου αφού τα πάντα πλέον λειτουργούν με ηλεκτρικό ρεύμα. Η διαδικασία μέσω της οποίας το ηλεκτρικό ρεύμα φτάνει στους τελικούς καταναλωτές μέσης και χαμηλής τάσης ονομάζεται διανομή της ηλεκτρικής ενέργειας.

Ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας αποτελείται από τους σταθμούς παραγωγής, τα δίκτυα μεταφοράς και τα δίκτυα διανομής ηλεκτρικής ενέργειας [2].

2.2 ΔΙΑΝΟΜΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Προτού η ηλεκτρική ενέργεια διανεμηθεί στους τελικούς καταναλωτές προηγούνται τα στάδια της παραγωγής και της μεταφοράς. Στους σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας γίνεται μετατροπή μίας συγκεκριμένης μορφής ενέργειας σε ηλεκτρική. Η μορφή της ενέργειας αυτής καθορίζει το είδος του σταθμού παραγωγής: έτσι, για παράδειγμα, υπάρχουν θερμικοί, υδροηλεκτρικοί, αιολικοί, και ηλιακοί σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

Τα συστήματα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας μεταφέρουν την ενέργεια από τους σταθμούς παραγωγής μέσω των γραμμών υψηλής (ΥΤ) και υπερυψηλής (ΥΥΤ) προς τους υποσταθμούς υποβιβασμού στη μέση τάση (ΜΤ). Με τη μεταφορά σε ΥΤ ή ΥΥΤ επιτυγχάνεται η καλύτερη δυνατή μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας, με σκοπό τη μείωση των απωλειών σε μεγάλες αποστάσεις. Οι γραμμές μεταφοράς χωρίζονται σε εναέριες, υπόγειες και υποβρύχιες. Οι αγωγοί που χρησιμοποιούνται είναι από αλουμίνιο.

Η διανομή ηλεκτρικής ενέργειας περιλαμβάνει όλα τα απαραίτητα συστήματα και τον εξοπλισμό ώστε η ηλεκτρική ενέργεια να φτάσει στους τελικούς καταναλωτές. Τα δίκτυα διανομής χωρίζονται στα δίκτυα ΜΤ και στα δίκτυα διανομής χαμηλής τάσης (ΧΤ). Τα δίκτυα διανομής αρχικά τροφοδοτούνται από τους υποσταθμούς υποβιβασμού ΥΤ/ΜΤ, είναι τριφασικά, το μήκος των γραμμών τους είναι πολλαπλάσιο αυτού του συστήματος μεταφοράς και περιλαμβάνουν τους υποσταθμούς διανομής (υποσταθμούς υποβιβασμού ΜΤ/ΧΤ) και τις γραμμές διανομής, μέσω των οποίων η ηλεκτρική ενέργεια φτάνει στους τελικούς καταναλωτές.

Ανάλογα με τον τύπο κατασκευής τους, τα δίκτυα διανομής μπορούν να κατηγοριοποιηθούν σε:

- Εναέρια δίκτυα διανομής
- Υπόγεια δίκτυα διανομής

Ανάλογα με την τοπολογία τους, τα δίκτυα διανομής μπορούν να κατηγοριοποιηθούν σε:

- Ακτινικά δίκτυα διανομής
- Βροχοειδή δίκτυα διανομής

2.2.1 ΔΟΜΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΔΙΚΤΥΩΝ ΔΙΑΝΟΜΗΣ

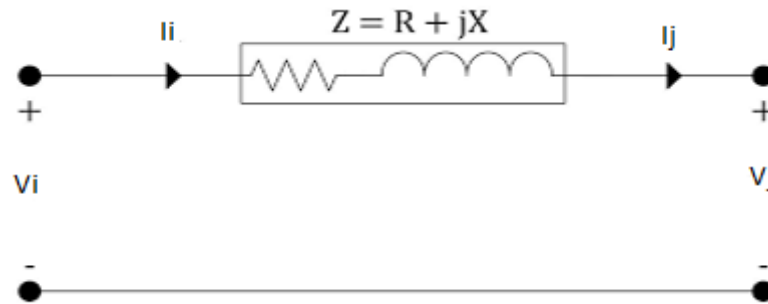
Αν και το κάθε δίκτυο διανομής είναι διαφορετικό, υπάρχουν κάποια βασικά κοινά στοιχεία.

Οι υποσταθμοί μεταφοράς ΥΤ/ΜΤ αποτελούν την αφετηρία του δικτύου διανομής. Εκεί γίνεται ο υποβιβασμός από την ΥΤ στην ΜΤ. Αποτελούν ουσιαστικά τους κόμβους του δικτύου διανομής, από τους οποίους ξεκινούν οι γραμμές που καταλήγουν στους τελικούς καταναλωτές. Οι υποσταθμοί μεταφοράς περιλαμβάνουν πληθώρα στοιχείων, όπως μετασχηματιστές μέσω των οποίων γίνεται ο υποβιβασμός της τάσης, και διακόπτες οι οποίοι χρησιμοποιούνται για την απομόνωση τμημάτων του δικτύου για λόγους ασφάλειας, συντήρησης και αξιοπιστίας. Για λόγους προστασίας υπάρχουν οι ασφάλειες, οι οποίες θέτουν εκτός λειτουργίας το κύκλωμα σε περίπτωση υπερέντασης, οι μονωτήρες, οι οποίοι προστατεύουν από υπερτάσεις και οι γειώσεις, οι οποίες παρέχουν μονοπάτι στο ρεύμα προς τη γη.

Οι γραμμές ΜΤ αποτελούν βασικό τμήμα του δικτύου διανομής. Χωρίζονται στις κύριες γραμμές διανομής και στις διακλαδώσεις, οι οποίες καταλήγουν στους καταναλωτές ΜΤ και στους υποσταθμούς διανομής. Η ονομαστική τιμή της τάσης τους διαφέρει ανάλογα με το φορτίο το οποίο τροφοδοτούν, το είδος του υποσταθμού από τον οποίο τροφοδοτούνται καθώς και από το κόστος κατασκευής τους. Οι γραμμές ΜΤ στηρίζονται πάνω σε στύλους, οι οποίοι είναι κατασκευασμένοι συνήθως από ξύλο ή τσιμέντο. Περιέχουν πολλά διακοπτικά στοιχεία, τα οποία θέτουν εκτός λειτουργίας τμήμα του δικτύου σε περίπτωση βλάβης και συντήρησης.

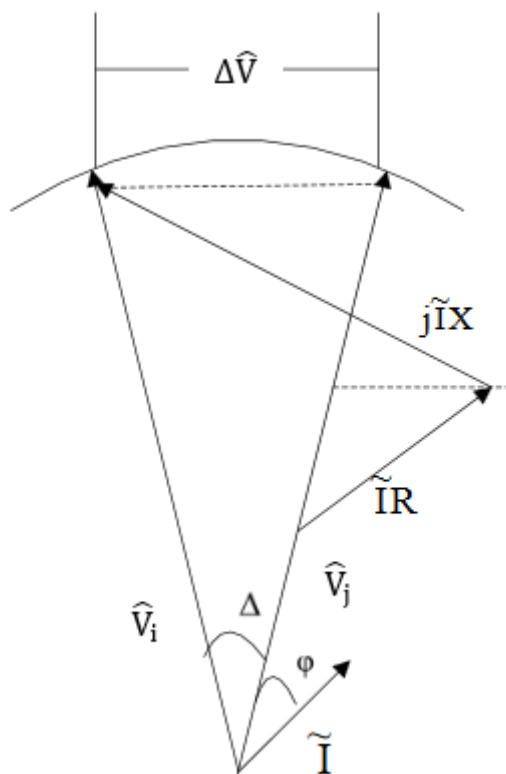
Οι γραμμές ΧΤ αποτελούν το τελικό στάδιο του δικτύου διανομής το οποίο καταλήγει στους καταναλωτές ΧΤ. Τροφοδοτούνται από τους υποσταθμούς διανομής και έχουν συνήθως ακτινική δομή. Είναι σχεδιασμένες έτσι ώστε το φορτίο το οποίο τροφοδοτούν να κατανέμεται ομοιόμορφα, έτσι ώστε να μην υπάρχουν προβλήματα βραχυκυκλωμάτων και ρύθμισης τάσεως. Η ονομαστική τους τιμή είναι 230 V (φασική) / 400V (πολική) στην Ελλάδα, ενώ σε άλλες χώρες μπορεί να φτάσει έως και τα 1000 V (πολική τάση).

2.2.2 ΠΤΩΣΗ ΤΑΣΗΣ ΣΕ ΔΙΚΤΥΑ ΔΙΑΝΟΜΗΣ



Σχήμα 2.1 : Μονογραμμικό κύκλωμα γραμμής διανομής

Η πτώση τάσης είναι ένα από τα πιο συχνά προβλήματα που παρατηρούνται στα δίκτυα διανομής ηλεκτρικής ενέργειας. Μπορεί να οφείλεται σε πολλούς παράγοντες όπως σε γήρανση των γραμμών, σε κατακρήμνισή τους και σε μεγάλη αύξηση του φορτίου. Η πτώση της τάσης μπορεί να έχει καταστροφικές συνέπειες για τους καταναλωτές και ιδιαίτερα για τις ηλεκτρικές συσκευές. Οι κατασκευαστές δεν μπορούν να εγγυηθούν τη σωστή λειτουργία του ηλεκτρικού εξοπλισμού σε συνθήκες που η τάση απέχει πολύ από τα ονομαστικά μεγέθη. Για τον υπολογισμό της πτώσης τάσης χρησιμοποιείται το μονογραμμικό κύκλωμα μιας γραμμής διανομής (Σχήμα 2.1). Στην εξίσωση (2.1) φαίνεται η σχέση υπολογισμού της εκατοστιαίας πτώσης τάσης και στο Σχήμα 2.2 παρουσιάζονται τα αντίστοιχα διανύσματα των τάσεων. Η τάση στην αρχή της γραμμής είναι η V_i και στο τέλος της γραμμής είναι η V_j . Η R είναι η ωμική αντίσταση και η X είναι η επαγωγική αντίδραση της γραμμής διανομής.



Σχήμα 2.2 : Διανύσματα τάσεων.

$$\varepsilon = \frac{\Delta \hat{V}}{|\hat{V}_i|} = \frac{\hat{V}_i - \hat{V}_j}{\hat{V}_j} \quad (2.1)$$

Η πτώση τάσης στους κόμβους του δικτύου διανομής θα πρέπει να βρίσκεται εντός κάποιων αποδεκτών ορίων. Τα όρια αυτά καθορίζονται από τον διαχειριστή του δικτύου διανομής ή/και από τα πρότυπα λειτουργίας των δικτύων διανομής.

Στα δίκτυα διανομής στα οποία συνδέονται μονάδες διανεμημένης παραγωγής (ΑΠΕ, μικρής κλίμακας υδροηλεκτρικοί σταθμοί), μπορεί να παρατηρηθεί το φαινόμενο της ανύψωσης τάσης, ιδιαίτερα σε περιπτώσεις χαμηλού φορτίου και διανεμημένης παραγωγής μεγαλύτερης από το ηλεκτρικό φορτίο του κόμβου.

2.2.3 ΑΠΩΛΕΙΕΣ ΙΣΧΥΟΣ ΣΕ ΔΙΚΤΥΑ ΔΙΑΝΟΜΗΣ

Η ηλεκτρική ενέργεια διανέμεται στους καταναλωτές μέσω των γραμμών διανομής. Οι γραμμές αυτές έχουν σημαντική ωμική αντίσταση, με αποτέλεσμα να καταναλώνεται ενέργεια με τη μορφή απωλειών (μη ωφέλιμη ενέργεια). Αυτή η κατανάλωση ενέργειας αποτελεί τις απώλειες στις γραμμές διανομής. Οι απώλειες ενεργού ισχύος της γραμμής διανομής υπολογίζονται από τη σχέση (2.2):

$$P_{loss} = I_{ij}^2 \cdot R_{ij} \quad (2.2)$$

όπου I_{ij} και R_{ij} είναι το ρεύμα και η ωμική αντίσταση στη γραμμή διανομής $i-j$.

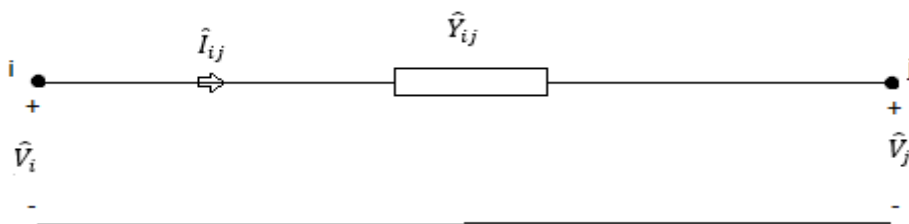
Μερικοί άλλοι παράγοντες που επηρεάζουν τις απώλειες ενεργού ισχύος των γραμμών διανομής είναι οι ακόλουθοι:

- Η ηλεκτρική απόσταση μεταξύ των μονάδων διανεμημένης παραγωγής και των φορτίων.
- Οι διακυμάνσεις στην τιμή της τάσης.
- Ο σχεδιασμός των γραμμών διανομής.
- Το ρεύμα της γραμμής, καθώς, όπως φαίνεται από τη σχέση (2.2), οι απώλειες είναι ανάλογες του τετραγώνου του ρεύματος.

Έστω λοιπόν η γραμμή διανομής του Σχήματος 2.3 που συνδέει τους κόμβους i και j . Το ρεύμα που διαρρέει τη γραμμή διανομής από τον κόμβο i στον κόμβο j υπολογίζεται από τη σχέση (2.3):

$$\hat{I}_{ij} = \hat{Y}_{ij}(\hat{V}_i - \hat{V}_j) \quad (2.3)$$

όπου \hat{Y}_{ij} η αγωγιμότητα της γραμμής $i-j$.



Σχήμα 2.3 : Γραμμή διανομής που συνδέει τους κόμβους $i-j$.

Εφόσον είναι γνωστή η τάση του κάθε κόμβου και το ρεύμα της γραμμής διανομής, η μιγαδική ισχύς από τον κόμβο i προς τον κόμβο j της γραμμής διανομής υπολογίζεται από τη σχέση:

$$S_{ij} = \hat{V}_i \cdot \hat{I}_{ij}^* \quad (2.4)$$

Οι μιγαδικές απώλειες της γραμμής διανομής $i-j$ υπολογίζονται από τη σχέση (2.5):

$$\hat{S}_{loss} = \hat{S}_{ij} + \hat{S}_{ji} \quad (2.5)$$

Οι απώλειες ενεργού ισχύος της γραμμής διανομής $i-j$ υπολογίζονται από τη σχέση (2.6):

$$P_{loss} = P_{ij} + P_{ji} \quad (2.6)$$

2.2.4 ΤΕΧΝΙΚΕΣ ΕΛΕΓΧΟΥ ΣΤΑ ΔΙΚΤΥΑ ΔΙΑΝΟΜΗΣ

Το δίκτυο διανομής έχει τα μεγαλύτερα έξοδα λειτουργίας και συντήρησης σε σχέση με τα υπόλοιπα τμήματα του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας. Παρόλα τα έξοδά του, σε αρκετές περιπτώσεις πολλά δίκτυα διανομής λειτουργούν με ελάχιστα συστήματα ελέγχου, όπως με τοπικό και χειροκίνητο έλεγχο πυκνωτών και με ρυθμιστές τάσης χωρίς επαρκή υπολογιστική υποστήριξη για τους διαχειριστές των δικτύων διανομής. Ωστόσο υπάρχει μια αυξανόμενη τάση για αυτοματοποίηση των συστημάτων διανομής και για βελτίωση της απόδοσης και της αποτελεσματικότητάς τους [3].

Ο έλεγχος των συστημάτων διανομής εστιάζει κυρίως στον έλεγχο της τάσης και στην ελαχιστοποίηση των απωλειών ισχύος στις γραμμές διανομής. Υπάρχουν διάφορες τεχνικές που μπορούν να επιτύχουν το επιθυμητό αποτέλεσμα. Άλλες είναι λιγότερο και άλλες περισσότερο αποτελεσματικές.

Όσον αφορά την τάση, τα όρια διακύμανσης από την ονομαστική της τιμή διαφέρουν ανάλογα με το εκάστοτε δίκτυο. Η διατήρηση της τάσης μέσα σε επιτρεπτά όρια είναι απαραίτητη προϋπόθεση για την ευστάθεια και την καλή λειτουργία του συστήματος. Ορισμένες από τις τεχνικές ελέγχου της τάσης είναι [4]:

- Χρήση μετασχηματιστών με σύστημα αλλαγής τάσης υπό φορτίο (ΣΑΤΥΦ), οι οποίοι μπορούν να ρυθμίσουν το μέτρο της τάσης στο δευτερεύον τύλιγμα του μετασχηματιστή με ρύθμιση του μέτρου της τάσης στο πρωτεύον. Αποτελεί την πιο συνηθισμένη μέθοδο ελέγχου της τάσης στα δίκτυα διανομής.
- Μέσω ελέγχου του συντελεστή ισχύος των μονάδων διανεμημένης παραγωγής, μεταβάλλοντας την παραγωγή της αέργου ισχύος ρυθμίζοντας έτσι την τάση του κόμβου στον οποίο είναι διασυνδεδεμένη.
- Όταν υπερφορτίζονται οι γραμμές διανομής από μονάδες διανεμημένης παραγωγής είναι απαραίτητη η μείωση της ισχύος την οποία εγχέουν στο δίκτυο οι μονάδες διανεμημένης παραγωγής.

- Χρήση στατικών σύγχρονων αντισταθμιστών (πρόκειται για μετατροπείς τάσης από DC σε AC) προκειμένου να αντισταθμιστεί η άεργος ισχύς του συστήματος.
- Με εγκατάσταση εγκάρσιων πυκνωτών, οι οποίοι παράγουν άεργο ισχύ.

Όσον αφορά τις απώλειες ενεργού ισχύος, το ιδανικό θα ήταν να κυμαίνονταν από 3% έως 6%, το οποίο όμως είναι δύσκολο να επιτευχθεί. Έτσι, συνήθως στις ανεπτυγμένες χώρες οι απώλειες ενεργού ισχύος είναι περίπου 7% – 10% ενώ στις αναπτυσσόμενες χώρες είναι περίπου 30% – 50% [5]. Η ελαχιστοποίηση των απωλειών ενεργού ισχύος είναι απαραίτητη καθώς καθορίζει την αποδοτικότητα του συστήματος διανομής και μειώνει τα κόστη των απωλειών, τα οποία επιβαρύνουν τους τελικούς καταναλωτές. Ορισμένες τεχνικές μείωσης των απωλειών ενεργού ισχύος είναι οι ακόλουθες [6]:

- Μέσω της εγκατάστασης μονάδων διανεμημένης παραγωγής, οι οποίες προσφέρουν τοπική παραγωγή ισχύος, καθώς βρίσκονται σε κοντινή απόσταση από τους τελικούς καταναλωτές.
- Μέσω της εγκατάστασης μονάδων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, οι οποίες θα προσφέρουν ή θα απορροφούν ενέργεια ανάλογα με τις ανάγκες του δικτύου.

Φυσικά, πολλές τεχνικές οι οποίες χρησιμοποιούνται για τον έλεγχο της τάσης μπορούν να συνεισφέρουν και στη μείωση των απωλειών ενεργού ισχύος, καθώς οι δύο αυτές μεταβλητές είναι άμεσα συνυφασμένες.

2.3 ΖΗΤΗΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΦΟΡΤΙΩΝ

Η παγκόσμια ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας συνδέεται άμεσα με την οικονομική και τεχνολογική ανάπτυξη. Η παγκόσμια κατανάλωση ενέργειας αναμένεται να αυξηθεί κατά 55% μεταξύ του 2005 και του 2030, ενώ οι εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα αναμένεται να αυξηθεί κατά 73% [7]. Η συνεχής ανάπτυξη της ζήτησης εγείρει πολλές ανησυχίες στους παγκόσμιους φορείς όσον αφορά την κλιματική αλλαγή καθώς και τον περιορισμό των συμβατικών ενεργειακών πόρων. Όλα αυτά απαιτούν αλλαγές και μεταρρυθμίσεις όσον αφορά την κατανάλωση της ηλεκτρικής ενέργειας, την πολιτική τιμολόγησης, την ανάγκη για περαιτέρω επενδύσεις.

Η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας προέρχεται από τους καταναλωτές ή αλλιώς τα φορτία. Ένας γενικευμένος ορισμός για τον όρο φορτία είναι οτιδήποτε καταναλώνει ηλεκτρική ενέργεια. Τα φορτία χρειάζονται ενεργό ισχύ για να λειτουργήσουν και η ποσότητα ρεύματος που χρειάζονται εξαρτάται από την αντίσταση που διαθέτουν. Κάποια φορτία (όπως κινητήρες), κατά την εκκίνησή τους απαιτούν μεγαλύτερη ποσότητα ισχύος και ρεύματος σε σχέση με τη συνεχή λειτουργία τους. Η μελέτη των ηλεκτρικών φορτίων είναι αναγκαία καθώς επιτρέπει την πρόβλεψη για την παραγωγή ενέργειας που θα χρειαστεί για την κάλυψη των αναγκών των ηλεκτρικών φορτίων.

2.3.1 ΕΙΔΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΦΟΡΤΙΩΝ

Οικιακά ηλεκτρικά φορτία

Οι κατοικίες είναι μία βασική κατηγορία καταναλωτών ηλεκτρικής ενέργειας. Υπάρχουν πολλοί παράγοντες που έχουν σημαντικές επιπτώσεις στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας από τα νοικοκυριά. Διαφορετικές οικογένειες έχουν και διαφορετική δομή, πολιτισμικό υπόβαθρο και ιδεολογική αντίληψη. Υπό την επίδραση διάφορων παραγόντων και των αλληλεπιδράσεών τους, κάθε οικογένεια έχει ένα διαφορετικό προφίλ ηλεκτρικού φορτίου. Εν τω μεταξύ, το διαφορετικό προφίλ ηλεκτρικού φορτίου αντικατοπτρίζει διαφορετικούς οικογενειακούς τύπους και συμπεριφορές κατανάλωσης [8]. Τέτοιοι παράγοντες είναι:

- Αριθμός μελών οικογένειας,
- ηλικιακή σύνθεση των μελών της οικογένειας,
- επίπεδο εκπαίδευσης,
- κοινωνικό καθεστώς της οικογένειας,
- οικογενειακή οικονομική κατάσταση,
- τύπος της κατοικίας.

Τα νοικοκυριά αποτελούν τους πιο μικρούς από άποψη κατανάλωσης καταναλωτές. Η μέγιστη κατανάλωση παρατηρείται τις πρώτες πρωινές ώρες και τις βραδινές ώρες. Λόγω της χαμηλής αυτής κατανάλωσης και του γεγονότος ότι όλες οι οικιακές συσκευές απαιτούν μικρή ισχύ λειτουργίας, τα νοικοκυριά είναι συνδεδεμένα στο δίκτυο ΧΤ.

Εμπορικά ηλεκτρικά φορτία

Τα εμπορικά κτίρια περιλαμβάνουν μια ποικιλία τύπων κτιριακών υποδομών (γραφείων, νοσοκομείων, σχολείων, αστυνομικών τμημάτων, χώρων λατρείας, αποθηκών, ξενοδοχείων και εμπορικών κέντρων). Οι διαφορετικές εμπορικές δραστηριότητες έχουν διαφορετικές ενεργειακές ανάγκες, αλλά στο σύνολό τους, η θέρμανση των χώρων αντιπροσωπεύει πάντα ένα σημαντικό ποσοστό της συνολικής κατανάλωσης ενέργειας σε εμπορικά κτίρια.

Οι κύριοι παράγοντες που επηρεάζουν την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας των εμπορικών καταναλωτών είναι ο τύπος χρήσης του εμπορικού καταναλωτή και η συνολική οικοδομική επιφάνεια που καταλαμβάνει ο εμπορικός καταναλωτής. Ωστόσο, ακόμη και μεταξύ κτιρίων παρόμοιου μεγέθους και σκοπού, η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί να ποικίλει ευρέως, ανάλογα με τον σχεδιασμό του κτιρίου, την ηλικία κατασκευής, την τοποθεσία και το κλίμα, και την οικονομική δραστηριότητα. Όταν υπάρχουν αρκετά δεδομένα σχετικά με αυτούς τους παράγοντες, μπορεί να προβλεφθεί με ακρίβεια η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας των εμπορικών καταναλωτών [9]. Τα εμπορικά κτίρια μπορεί να είναι αρκετά μικρά από άποψη κατανάλωσης έως πολύ μεγάλα. Για αυτό τον λόγο, ανάλογα με το μέγεθός τους μπορεί να συνδέονται στο δίκτυο ΜΤ ή και ΧΤ.

Βιομηχανικά ηλεκτρικά φορτία

Οι εγκαταστάσεις και ο εξοπλισμός των βιομηχανικών πελατών χρησιμοποιούν ηλεκτρική ενέργεια για την επεξεργασία, την παραγωγή ή τη συναρμολόγηση αγαθών, συμπεριλαμβανομένων διαφόρων βιομηχανιών όπως η μεταποίηση, η εξορυκτική βιομηχανία, η γεωργία και η κατασκευή. Σύμφωνα με στοιχεία από μια ευρεία έρευνα των εγκαταστάσεων παραγωγής σε όλη την Ευρώπη, περισσότερο από το ήμισυ της ηλεκτρικής ενέργειας που χρησιμοποιείται στην κατασκευή πηγαίνει στην τροφοδοσία διαφόρων κινητήρων (μηχανική μετάδοση κίνησης). Άλλες σημαντικές χρήσεις περιλαμβάνουν τη θέρμανση, την ψύξη και τις ηλεκτροχημικές διεργασίες στις οποίες χρησιμοποιείται ηλεκτρισμός για να προκαλέσει χημικό μετασχηματισμό. Η χρήση ηλεκτρικής ενέργειας στον βιομηχανικό τομέα τείνει να μην παρουσιάζει διακυμάνσεις κατά τη διάρκεια της ημέρας ή του έτους, όπως στον οικιακό και στον εμπορικό τομέα, ιδίως στις εγκαταστάσεις παραγωγής που λειτουργούν όλο το εικοσιτετράωρο. Συνήθως τέτοιες εγκαταστάσεις παρουσιάζουν μεγάλη κατανάλωση ενέργειας και για αυτό συνδέονται στο δίκτυο ΜΤ.

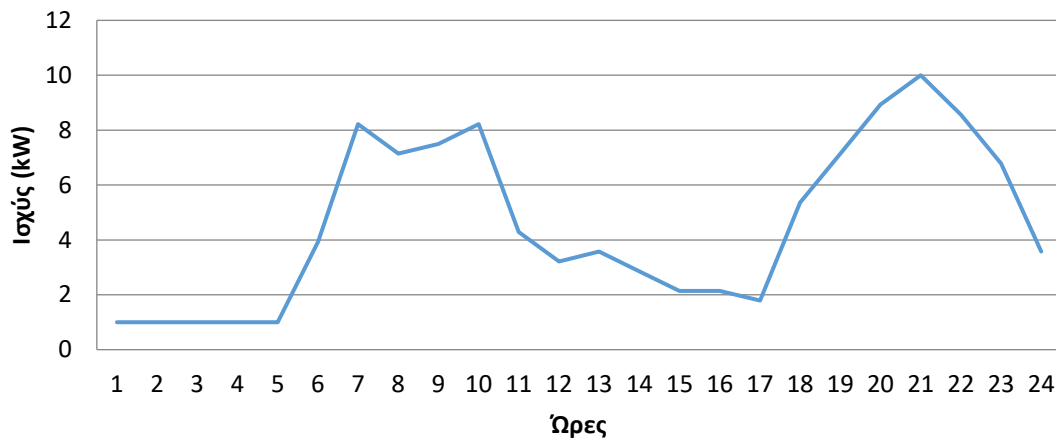
2.3.2 ΚΑΜΠΥΛΗ ΖΗΤΗΣΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟΥ ΦΟΡΤΙΟΥ

Για να σχεδιαστεί η καμπύλη φορτίου θα πρέπει η καμπύλη του στιγμιαίου φορτίου να χωριστεί σε ίσα χρονικά διαστήματα και για κάθε διάστημα να υπολογιστεί η μέση τιμή του φορτίου. Η καμπύλη φορτίου μπορεί να γίνει σε περίοδο μιας ημέρας ή και ενός χρόνου (περίοδος αναφοράς). Όσο πιο μικρά τα διαστήματα, στα οποία χωρίζεται η καμπύλη, τόσο πιο ακριβής η τιμή του φορτίου.

Από την κατασκευή της καμπύλης μπορούν να εξαχθούν κάποια βασικά μεγέθη, τα οποία είναι αρκετά χρήσιμα και χαρακτηρίζουν το προφίλ του ηλεκτρικού φορτίου. Τα μεγέθη αυτά είναι:

- Η αιχμή φορτίου, η οποία αποτελεί τη μέγιστη ζήτηση ενέργειας της περιόδου αναφοράς.
- Το φορτίο βάσης, που αποτελεί την ελάχιστη ζήτηση ενέργειας στην περίοδο αναφοράς.
- Την ενέργεια, η οποία υπολογίζεται από το εμβαδόν μεταξύ της καμπύλης και του άξονα του χρόνου.
- Το μέσο φορτίο, το οποίο αν διαρκούσε σε όλη την περίοδο αναφοράς, η κατανάλωση ενέργειας θα ήταν ίση με το μέσο φορτίο πολλαπλασιασμένο με τις ώρες της περιόδου αναφοράς.
- Ο συντελεστής ενέργειας, ο οποίος είναι ο λόγος της ενέργειας προς την ενέργεια που θα κατανάλωνε το φορτίο αν λειτουργούσε συνεχώς στην αιχμή του στην περίοδο αναφοράς.
- Η καμπύλη ζήτησης του ηλεκτρικού φορτίου αλλάζει ανάλογα με το είδος του ηλεκτρικού φορτίου και τη χρονική περίοδο στην οποία αποτυπώνεται [10].

Στο Σχήμα 2.4 φαίνεται ένα παράδειγμα ημερήσιας καμπύλης ζήτησης ενός οικιακού φορτίου.



Σχήμα 2.4 : Παράδειγμα ημερήσιας καμπύλης ζήτησης ενός οικιακού φορτίου.

2.3.3 ΠΡΟΒΛΕΨΗ ΖΗΤΗΣΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟΥ ΦΟΡΤΙΟΥ

Προκειμένου να προγραμματιστεί η αποτελεσματική λειτουργία ενός ΣΗΕ, ο διαχειριστής του συστήματος πρέπει να είναι σε θέση να προβλέψει τις ανάγκες κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας. Τέτοιες πληροφορίες παρέχονται από μια χωρική πρόβλεψη φορτίου, μια διαδικασία που προβλέπει τη μελλοντική ζήτηση των ηλεκτρικών φορτίων, η οποία περιλαμβάνει το μέγεθος, το μέρος και τη χρονική διάρκεια της κατανάλωσης των ηλεκτρικών φορτίων ενός δικτύου διανομής. Έχουν αναπτυχθεί διάφορες τεχνικές πρόβλεψης φορτίου, οι πιο πολλές από αυτές στηρίζονται σε δύο βασικές κατηγορίες μεθόδων [11]: στις μεθόδους τάσης και στις μεθόδους προσομοίωσης.

Οι μέθοδοι τάσης προσπαθούν μέσω ιστορικών δεδομένων να προβλέψουν τον τρόπο που θα κινηθεί η κατανάλωση στο μέλλον, προσαρμόζοντας τα ιστορικά δεδομένα σε μία καμπύλη που χαρακτηρίζει τα ηλεκτρικά φορτία.

Οι μέθοδοι προσομοίωσης περιλαμβάνουν τη μοντελοποίηση της ίδιας της διαδικασίας ανάπτυξης του φορτίου. Αν και η μέθοδος της προσομοίωσης είναι νεότερη και γενικά πιο αποτελεσματική μέθοδος σε σχέση με τη μέθοδο της τάσης, η μέθοδος της προσομοίωσης δεν είναι πάντοτε η καλύτερη τεχνική πρόβλεψης για όλες τις εφαρμογές, οπότε η μέθοδος της τάσης συνιστάται σε ορισμένες περιπτώσεις.

2.4 ΜΕΘΟΔΟΙ ΤΙΜΟΛΟΓΗΣΗΣ

Η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας ποικίλει σε μεγάλο βαθμό από χώρα σε χώρα. Αυτό συμβαίνει επειδή το τελικό τιμολόγιο επηρεάζεται από πολλούς παράγοντες, όπως το κόστος παραγωγής, οι κρατικές επιδοτήσεις, το κλίμα που επικρατεί και οι καιρικές συνθήκες της κάθε περιοχής και το ποιοτικό επίπεδο του συστήματος μεταφοράς και διανομής. Μερικοί από τους μοντέρνους τρόπους τιμολόγησης είναι [12]:

- Σταθερή χρέωση. Απλή και σταθερή τιμολόγηση, με σταθερό κόστος ανά kWh.
- Κλιμακωτή χρέωση. Αυτός ο τρόπος τιμολόγησης έχει και ως σκοπό να ενθαρρύνει την εξοικονόμηση ενέργειας από τους καταναλωτές.

- Νυχτερινό τιμολόγιο. Διαφορετική τιμολόγηση κατά τη διάρκεια της ημέρας, με την τιμή να πέφτει τις βραδινές ώρες όταν η κατανάλωση είναι χαμηλότερη. Αποτελεί πολύ συνηθισμένο τρόπο τιμολόγησης.
- Τιμολόγηση αιχμής. Ποσοστό χρέωσης ανάλογα με την αιχμή της ζήτησης κάθε καταναλωτή.
- Εποχιακή χρέωση. Συνήθως αφορά πελάτες οι οποίοι δεν χρησιμοποιούν τις ηλεκτρικές τους εγκαταστάσεις σε όλη τη διάρκεια του έτους, όπως για παράδειγμα οι εξοχικές κατοικίες.
- Με ποσοστιαία χρέωση για συγκεκριμένες ημέρες όπως Σαββατοκύριακα και αργίες όπου η τιμή της ενέργειας μειώνεται.

ΔΙΑΝΕΜΗΜΕΝΟΙ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΙ ΠΟΡΟΙ

3.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Οι διανεμημένοι ενεργειακοί πόροι (ΔΕΠ) αποτελούν μια νέα και αναπτυσσόμενη τάση στον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας. Παρά την επί σειρά ετών ανάλυση και μελέτη τους, οι ειδικοί δεν έχουν καταλήξει σε έναν σαφή ορισμό [13]. Αξίζει να σημειωθεί πως υπάρχουν διάφοροι ορισμοί που περιγράφουν το συγκεκριμένο αντικείμενο, οι οποίοι διαφέρουν ανά ήπειρο, ακόμη και ανά χώρα. Ένας γενικός ορισμός που θα μπορούσε να περιγράψει τη διανεμημένη παραγωγή είναι «η παραγωγή ενέργειας μικρής κλίμακας που κυμαίνεται από 1 kW έως 100 MW». Σύμφωνα με την Ευρωπαϊκή νομοθεσία «διανεμημένοι ενεργειακοί πόροι είναι οι πηγές ενέργειας (άμεσες ή έμμεσες) που συνδέονται άμεσα στο δίκτυο διανομής» [14]. Η σύνδεση διανεμημένης παραγωγής γίνεται στο δίκτυο διανομής και συνήθως αρκετά κοντά στις ηλεκτρικές συνδέσεις των καταναλωτών. Ανάλογα με την ποσότητα ενέργειας που παράγουν, κατατάσσονται ως ακολούθως:

- Πολύ μικρή: από 1 kW έως 5 kW
- Μικρή: από 5 kW έως 5 MW
- Μεσαία: από 5 MW έως 50 MW
- Μεγάλη: από 50 MW έως 100 MW

3.2 ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΕΣ ΚΑΙ ΕΦΑΡΜΟΓΕΣ ΔΕΠ

Οι κυριότερες κατηγορίες ΔΕΠ είναι οι ακόλουθες [15]:

- Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ).
- Μονάδες συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας (ΣΗΘ).
- Συστήματα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας (ΣΑΗΕ).
- Ευέλικτα φορτία.
- Συνδυασμός δύο ή και όλων των παραπάνω.

Υπάρχουν πολλοί παράγοντες που έχουν οδηγήσει στην ανάπτυξη των μονάδων διανεμημένης παραγωγής. Οι κυριότεροι είναι οι ακόλουθοι [16] και [17]:

- Οι περιορισμοί στην κατασκευή νέων γραμμών μεταφοράς.
- Η συνεχής βελτίωση της τεχνολογίας των μονάδων διανεμημένης παραγωγής.
- Η απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.
- Οι αυξημένες απαιτήσεις των καταναλωτών για την ποσότητα και την ποιότητα της παρεχόμενης ηλεκτρικής ενέργειας.
- Οι περιβαλλοντολογικές πολιτικές, οι οποίες απαιτούν περαιτέρω ενσωμάτωση μονάδων διανεμημένης παραγωγής.

Συγκεκριμένα, στην Ευρωπαϊκή οδηγία 2009/28/ΕΚ αναφορικά με την προώθηση των ΑΠΕ, η Ευρωπαϊκή Ένωση θέτει δεσμευτικούς στόχους για την επίτευξη μεριδίου 20% των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας και 10% στον τομέα των μεταφορών μέχρι το 2020.

Πριν κάποιος επενδυτής προχωρήσει σε εγκατάσταση μονάδας διανεμημένης παραγωγής, θα πρέπει να λάβει υπόψη διάφορες παραμέτρους, όπως το κόστος καθώς και το ρίσκο της ενέργειας αυτής, να εξετάσει τις τεχνολογικές επιλογές που έχει καθώς και να κατανοήσει την νομοθεσία που διέπει την συγκεκριμένη ενέργεια.

3.2.1 ΠΛΕΟΝΕΚΤΗΜΑΤΑ ΔΕΠ

Στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας του παρελθόντος, υπάρχουν μεγάλες μονάδες παραγωγής που παρέχουν ισχύ. Οι πηγές αυτές ωστόσο είναι περιορισμένες σε αριθμό. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα το μεγαλύτερο μέρος των φορτίων των οποίων καλούνται να εξυπηρετήσουν να βρίσκονται σε πολύ μεγάλη απόσταση από τις συγκεκριμένες μονάδες ηλεκτροπαραγωγής.

Αντίθετα, οι μονάδες διανεμημένης παραγωγής, λόγω της ευελιξίας που τις χαρακτηρίζει, του μικρού μεγέθους τους και του γεγονότος ότι συνδέονται στις γραμμές ΜΤ και ΧΤ, εξυπηρετούν πιο άμεσα τους καταναλωτές.

Πιο συγκεκριμένα, ορισμένα από τα πιο σημαντικά πλεονεκτήματα εγκατάστασης μονάδων διανεμημένης παραγωγής είναι τα ακόλουθα:

- Αυξάνουν την αξιοπιστία του ηλεκτρικού συστήματος.
- Μέσω της χρήσης μονάδων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας μπορούν να λειτουργήσουν εφεδρικά σε περιπτώσεις διακοπής της ηλεκτροδότησης.
- Δίνουν τη δυνατότητα αποσυμφόρησης του συστήματος μεταφοράς και διανομής λόγω της τοπικής εξυπηρέτησης που παρέχουν σε φορτία.
- Μειώνουν τις απαιτήσεις μέγιστης ισχύος για τις συμβατικές μονάδες παραγωγής.
- Για τη ρύθμιση της τάσης του δικτύου, μπορούν να παρέχουν άεργο ισχύ, αντίστοιχα με τη λειτουργία των πυκνωτών αντιστάθμισης.
- Μειώνουν τις επιπτώσεις που αφορούν τη χρήση της γης αφού οι συμβατικές μονάδες παραγωγής απαιτούν πολύ μεγάλες εκτάσεις, με αρκετά μεγάλα κόστη στην απόκτηση των δικαιωμάτων τους καθώς και με επιπτώσεις στους πληθυσμούς που ζουν κοντά με αποτέλεσμα πολλές φορές να χρειάζονται ακόμη και εκκενώσεις ολόκληρων οικισμών.

- Μειώνουν τις απώλειες ενέργειας των γραμμών. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι η ενέργεια που παράγεται μέσω των συμβατικών μονάδων παραγωγής, πρέπει να διανύσει πολύ μεγάλες αποστάσεις για να φτάσει στους τελικούς καταναλωτές με αποτέλεσμα ένα μέρος αυτής να χάνεται στη διαδρομή. Αυτό έχει δυσμενείς οικονομικές επιπτώσεις. Ωστόσο, αυτό δεν είναι απόλυτο, για αυτό έχουν αναπτυχθεί αλγόριθμοι που καθορίζουν που πρέπει να εγκατασταθεί μια μονάδα διανεμημένης παραγωγής προκειμένου να ελαχιστοποιούνται οι απώλειες ενέργειας του δικτύου διανομής [18].
- Η διαφοροποίηση του ενεργειακού μίγματος στα δίκτυα διανομής αποτελεί ένα από τα κύρια ενεργειακά ζητήματα παγκοσμίως. Οι περιβαλλοντολογικές ανησυχίες οδηγούν σε συνεχή ενσωμάτωση ΔΕΠ. Οι ΔΕΠ βοηθούν στη μείωση των απωλειών ισχύος, καθώς και στην αποσυμφόρηση του δικτύου που είναι μεγαλύτερη σε περιπτώσεις αύξησης της ζήτησης. Οι συνεχείς επενδύσεις σε επίπεδο ενέργειας που προκύπτουν από την αύξηση της ζήτησης χρησιμοποιούν τους ΔΕΠ με σκοπό να βελτιστοποιήσουν την λειτουργία των ΔΕΠ ώστε να μειώσουν το επενδυτικό τους ρίσκο και να καταστήσουν όσον το δυνατό ταχύτερη την απόσβεσή τους. Αυτό προϋποθέτει πολύ μεγάλη μελέτη για διάφορους παράγοντες όπως το μέγεθος των ΔΕΠ καθώς και η βέλτιστη τοποθέτησή τους [19] και [20].
- Ένα άλλο από τα προβλήματα που αντιμετωπίζουν τα σύγχρονα δίκτυα διανομής είναι η συμφόρηση (υπερφόρτωση) των γραμμών διανομής, η οποία έχει και οικονομικό αντίκτυπο, καθώς καταπονεί τα δίκτυα, και οδηγεί σε πολύ υψηλές τιμές ηλεκτρικής ενέργειας, αναγκάζοντας ακριβές μονάδες παραγωγής να προσφέρουν ενέργεια, επηρεάζοντας έτσι αρνητικά την ανταγωνιστικότητα της αγοράς. Με κατάλληλη μελέτη, οι ΔΕΠ μπορούν να συνεισφέρουν στην αντιμετώπιση του συγκεκριμένου ζητήματος, αξιοποιώντας την τοπικότητα που παρέχουν και το γεγονός ότι τοποθετούνται κοντά στα φορτία, βοηθώντας στην αποσυμφόρηση των γραμμών διανομής [21].

3.2.2 ΜΕΙΟΝΕΚΤΗΜΑΤΑ ΔΕΠ

Η σύνδεση των ΔΕΠ στο δίκτυο διανομής πέραν των σημαντικών πλεονεκτημάτων, έχει σοβαρές επιπτώσεις στη λειτουργία και τα μέσα προστασίας του δικτύου. Αυτό έχει να κάνει κυρίως με το γεγονός ότι τα δίκτυα διανομής έχουν σχεδιαστεί για να μεταφέρουν ενέργεια προς μία κατεύθυνση. Με την είσοδο των ΔΕΠ μπορεί να υπάρχει αμφίδρομη ροή ισχύος, παράμετρος η οποία έχει αρνητικές επιπτώσεις.

Επιπτώσεις στην τάση του δικτύου

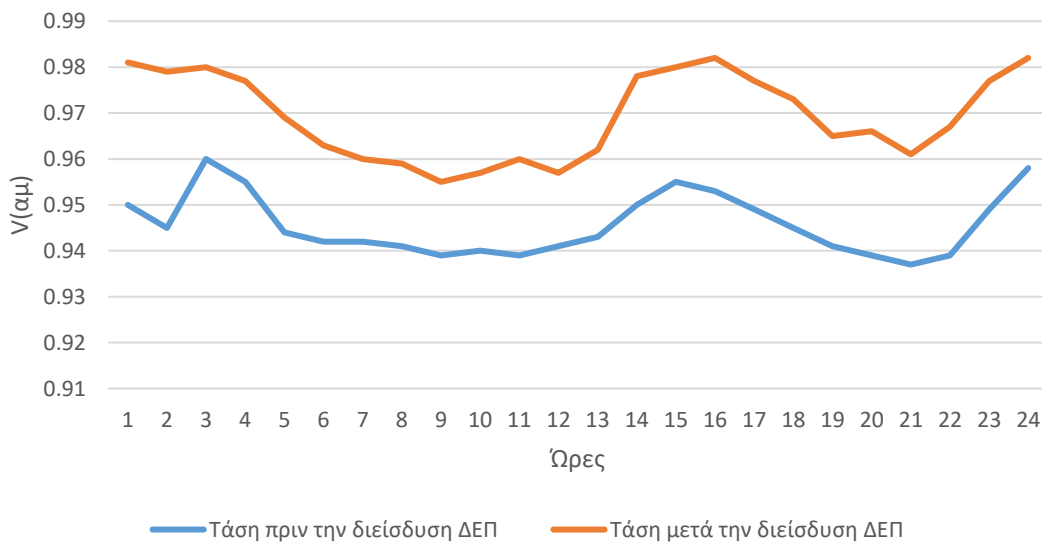
Με την εγκατάσταση μονάδων διανεμημένης παραγωγής με μεταβλητή παραγωγή, όπως αιολικών και φωτοβολταϊκών, υπάρχουν συνεχείς εναλλαγές στην παραγωγή ισχύος. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα συνεχείς μεταβολές στο μέτρο της τάσης. Συνήθως οι ΔΕΠ εγχέουν ισχύ στο δίκτυο έχοντας σταθερό συντελεστή ισχύος. Έτσι, δεν μπορεί να γίνει ρύθμιση της τάσης μέσω ελέγχου της αέργου ισχύος. Καθώς η τιμή της ενεργού ισχύος αυξάνεται, η τάση θα αυξηθεί. Οπότε, αν δεν έχουν ληφθεί τα κατάλληλα μέτρα από τον διαχειριστή του

δικτύου, τότε μπορεί να δημιουργηθεί παρατεταμένη υπέρταση στην περιοχή του σημείου σύνδεσης [22].

Ωστόσο, οι ΔΕΠ θα μπορούσαν να λειτουργήσουν και σαν ρυθμιστές τάσης. Αυτό μπορεί να γίνει με έλεγχο της αέργου ισχύος. Αυτός ο τρόπος λειτουργίας ωστόσο αποφεύγεται καθώς απαιτεί πολύ μεγάλο συντονισμό μεταξύ διαχειριστή και παραγωγού (ιδιοκτήτη του ΔΕΠ). Επίσης, πολλές μονάδες είναι αρκετά μικρές για να μπορέσουν να συνεισφέρουν στη ρύθμιση της τάσης. Έτσι, για να γίνει εγκατάσταση μιας νέας μονάδας διανεμημένης παραγωγής, απαιτείται διεξοδική ανάλυση ως προς τον τρόπο με τον οποίο αυτή θα επηρεάσει την τάση του δικτύου, υπολογίζοντας τις αργές και ταχείες (flicker) μεταβολές της τάσης καθώς και τις εκπομπές αρμονικών συνιστωσών [23].

Το πρόβλημα παρατηρείται κυρίως σε δίκτυα με μεγάλη διείσδυση ΔΕΠ. Σε αυτές τις περιπτώσεις υπάρχει αρκετά μεγάλη ανύψωση τάσης. Οι πιο πολλοί διαχειριστές απαιτούν μηδενική συνεισφορά αέργου ισχύος ή λειτουργία με σταθερό και προκαθορισμένο συντελεστή ισχύος. Ο έλεγχος των ΔΕΠ γίνεται είτε τοπικά είτε με κεντρικό σύστημα ελέγχου. Στην περίπτωση κεντρικού ελέγχου απαιτείται μεγάλη επένδυση σε αισθητήρες και σε συστήματα επικοινωνιών και ελέγχου, όμως επιτυγχάνεται μεγαλύτερη διείσδυση ΔΕΠ.

Η μελέτη γίνεται πάντα με λειτουργία στη δυσμενέστερη κατάσταση για το δίκτυο, δηλαδή σε περιπτώσεις όπου: 1) η παραγωγή είναι μέγιστη και το φορτίο είναι ελάχιστο, και 2) η παραγωγή είναι ελάχιστη και το φορτίο είναι μέγιστο. Αν σε αυτά τα δύο σενάρια η τάση είναι εντός των προκαθορισμένων ορίων, τότε η ΔΕΠ τηρεί τις προϋποθέσεις ένταξης της στο δίκτυο από πλευράς επίδρασής της στην τάση του δικτύου. Στο Σχήμα 3.1 φαίνεται ένα παράδειγμα επίδρασης των ΔΕΠ στην τάση του κόμβου [24].



Σχήμα 3.1 : Παράδειγμα μεταβολής τάσης κόμβου πριν και μετά την ενσωμάτωση ΔΕΠ

Επιπτώσεις στην προστασία των ΣΗΕ

Τα δίκτυα διανομής έχουν σχεδιαστεί για ροή ισχύος προς μία μόνο κατεύθυνση, δηλαδή από τους υποσταθμούς ΥΤ/ΜΤ προς τους τελικούς καταναλωτές. Με την εγκατάσταση μιας μονάδας διανεμημένης παραγωγής είναι δυνατή και η αμφίδρομη ροή

ισχύος. Η αβεβαιότητα λοιπόν στην ροή ισχύος καθιστά δύσκολο τον εντοπισμό τυχόν σφαλμάτων σε περιπτώσεις βραχυκυκλωμάτων.

Επιπτώσεις στον προγραμματισμό λειτουργίας του δικτύου

Η είσοδος μονάδων διανεμημένης παραγωγής καθιστά απαραίτητη την καλύτερη πρόβλεψη φορτίου. Η αυξανόμενη διείσδυση των ΔΕΠ αυξάνει την πολυπλοκότητα και καθιστά πιο δύσκολο τον προγραμματισμό του δικτύου διανομής από τους διαχειριστές του. Η πρόβλεψη φορτίου διευκολύνει τη διαχείριση που αφορά τη βέλτιστη ροή ισχύος, την ελαχιστοποίηση των απωλειών και το βέλτιστο σημείο λειτουργίας της κάθε μονάδας. Έτσι, θα πρέπει να ελέγχεται η παραγωγή των μονάδων διανεμημένης παραγωγής. Αυτό επιτυγχάνεται με τα ηλεκτρονικά ισχύος που συνοδεύουν τις μονάδες διανεμημένης παραγωγής. Έτσι, γίνονται βήματα μετατροπής όλο και περισσότερων παθητικών δικτύων διανομής σε ενεργά δίκτυα διανομής.

3.3 ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ ΠΗΓΕΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (ΑΠΕ)

3.3.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ) είναι μορφές εκμεταλλεύσιμης ενέργειας που προέρχονται από διάφορες φυσικές διαδικασίες (άνεμος, ηλιακή ακτινοβολία, κυκλοφορία νερού, κλπ). Οι ΑΠΕ είναι πρακτικά ανεξάντλητες και η αξιοποίησή τους δεν επιβαρύνει σημαντικά το περιβάλλον. Έχουν χαμηλό κόστος λειτουργίας και η εγκατάστασή τους μπορεί να γίνει κοντά στους καταναλωτές (στο δίκτυο διανομής μπορούν να εγκατασταθούν ΑΠΕ έως 10 MW) μειώνοντας έτσι τις απώλειες ισχύος που οφείλονται στη μεταφορά ενέργειας από απομακρυσμένους συμβατικούς σταθμούς παραγωγής.

3.3.2 ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΕΣ

Η ανεμογεννήτρια (Α/Γ) είναι μηχανή μετατροπής της κινητικής ενέργειας του ανέμου σε ηλεκτρική ενέργεια. Αποτελείται από μία κάθετη στήλη και έναν κινητήρα στην κορυφή αυτής. Πολλές ανεμογεννήτριες μαζί αποτελούν τα αιολικά πάρκα, τα οποία αυξάνονται συνεχώς με σκοπό τη μείωση των ρυπογόνων ουσιών που προέρχονται από τις συμβατικές μονάδες παραγωγής.

Υπάρχουν δύο κατηγορίες Α/Γ [25]. Οι Α/Γ οριζόντιου άξονα και οι Α/Γ κατακόρυφου άξονα.

Στην Α/Γ οριζόντιου άξονα, ο δρομέας και η γεννήτρια είναι τοποθετημένα σε έναν πύργο, στραμμένα προς την κατεύθυνση του ανέμου μέσω ενός συστήματος προσανατολισμού (yaw mechanism). Συνήθως αποτελούνται από τρία πτερύγια ενώ διαθέτουν και κιβώτιο ταχυτήτων. Η ισχύς τους κυμαίνεται από 800 kW έως και 8 MW.

Στην Α/Γ κατακόρυφου άξονα, ο ρότορας είναι τοποθετημένος κατατα στο έδαφος. Τα πλεονεκτήματα της Α/Γ κατακόρυφου άξονα είναι ότι δεν χρειάζεται πύργο, και δεν απαιτείται σύστημα προσανατολισμού κάνοντας την πιο αποδοτική σε περιοχές με μεταβλητούς ανέμους. Τα μειονεκτήματα των Α/Γ κατακόρυφου άξονα είναι ότι η ταχύτητα

περιστροφής τους είναι αρκετά χαμηλότερη, παράγουν πολύ λιγότερη ενέργεια με χαμηλό συντελεστή απόδοσης ενώ καταλαμβάνουν πολύ περισσότερο χώρο, σε σχέση με τις Α/Γ οριζόντιου άξονα ίδιας ονομαστικής ισχύος.

Πλεονεκτήματα

Ορισμένα από τα πλεονεκτήματα των αιολικών πάρκων είναι τα ακόλουθα:

- Ο άνεμος αποτελεί καθαρό και ανεξάντλητο καύσιμο. Τα αιολικά πάρκα είναι φιλικά προς το περιβάλλον. Για παράδειγμα, η χρήση μιας ανεμογεννήτριας 600 kW, σε κανονικές συνθήκες αποτρέπει την ελευθέρωση 1200 τόνων CO₂ ετησίως που θα αποβάλλονταν στο περιβάλλον αν για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας χρησιμοποιούνταν ως καύσιμο ο άνθρακας.
- Οικονομικά οφέλη σε ιδιοκτήτες γης οι οποίοι εκμισθώνουν τη γη τους για την εγκατάσταση αιολικής ενέργειας.
- Ο εξοπλισμός είναι απλός και έχει μεγάλη διάρκεια ζωής.
- Βοηθούν στην ενεργειακή ανεξαρτησία και ασφάλεια μιας χώρας.

Μειονεκτήματα

Ορισμένα από τα μειονεκτήματα των αιολικών πάρκων είναι τα ακόλουθα:

- Έχουν υψηλό κόστος έρευνας και εγκατάστασης.
- Παρουσιάζουν διακυμάνσεις στην παραγωγή τους, οι οποίες οφείλονται στις διακυμάνσεις της ταχύτητας του ανέμου.
- Έχουν χαμηλό συντελεστή απόδοσης (<30%) και απαιτούνται πολλές Α/Γ για την παραγωγή αξιόλογης ποσότητας ισχύος.
- Η εγκατάσταση Α/Γ κοντά σε κατοικημένες περιοχές δημιουργεί άσχημη οπτική εικόνα.
- Το πολύ μεγάλο μέγεθος των πτερυγίων και του πύργου καθιστά δύσκολη ακόμα και την μετακίνησή τους στο σημείο τοποθέτησής τους.

3.3.3 ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ

Το φωτοβολταϊκά (Φ/Β) συστήματα μετατρέπουν την ηλιακή ενέργεια σε ηλεκτρική ενέργεια. Αποτελούνται από ένα ή και περισσότερα πάνελ φωτοβολταϊκών στοιχείων. Τα στοιχεία αυτά κατασκευάζονται από πυρίτιο και χωρίζονται σε άμορφα και κρυσταλλικά [26]. Η ισχύς που παράγουν είναι συνεχούς ρεύματος (DC), ωστόσο με τη χρήση αντιστροφέα το συνεχές ρεύμα μετατρέπεται σε εναλλασσόμενο ρεύμα (AC). Ο βαθμός απόδοσής τους κυμαίνεται μεταξύ 13% και 19%.

Πλεονεκτήματα

Ορισμένα από τα πλεονεκτήματα των Φ/Β είναι τα ακόλουθα:

- Είναι φιλικά προς το περιβάλλον, δεν προκαλούν ρίπους.

- Το καύσιμο (ήλιος) είναι ανεξάντλητο και δωρεάν.
- Δεν απαιτείται ιδιαίτερη συντήρηση.
- Έχουν μεγάλη διάρκεια ζωής (20–30 χρόνια).
- Εφόσον τοποθετηθούν κοντά στους καταναλωτές, συμβάλλουν στη μείωση και στην αναβολή των αναγκών για ενίσχυση του δικτύου διανομής.

Μειονεκτήματα

Ορισμένα από τα μειονεκτήματα των Φ/Β είναι τα ακόλουθα:

- Το κόστος αγοράς και επένδυσης είναι αρκετά μεγάλο.
- Η απόδοση και η αξιοπιστία τους κυμαίνεται σε μέτρια επίπεδα.
- Απαιτούνται επιπλέον έξοδα για την αγορά του εξοπλισμού.
- Η απόδοσή τους μειώνεται με τον χρόνο.

3.3.4 ΑΛΛΕΣ ΑΠΕ

Άλλες ανανεώσιμες πηγές ενέργειας που ανήκουν στην κατηγορία της διανεμημένης παραγωγής είναι οι ακόλουθες:

- Κυψέλες καυσίμου
- Υδροηλεκτρικοί σταθμοί
- Μονάδες βιομάζας

Οι κυψέλες καυσίμου χρησιμοποιούν ηλεκτροχημική διεργασία και όχι καύση για τη μετατροπή καυσίμου σε ηλεκτρική ενέργεια με αρκετά πλεονεκτήματα, όπως η αποδοτικότητά τους, η μείωση του κόστους ηλεκτρικής ενέργειας και η παραγωγή ενέργειας για θέρμανση ή ψύξη.

Οι υδροηλεκτρικοί σταθμοί παράγουν συνολικά το 70% της ενέργειας που προέρχεται από ανανεώσιμες πηγές παγκοσμίως. Ωστόσο, δεν ανήκουν όλοι στην κατηγορία της διανεμημένης παραγωγής, καθώς υπάρχουν υδροηλεκτρικά με πολύ μεγάλη ονομαστική ισχύ πολλών MW.

Η ενέργεια που προέρχεται από τη βιομάζα είναι ένας ελκυστικός τρόπος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Πρόκειται για την ενέργεια που παράγεται χρησιμοποιώντας ως καύσιμο για παραγωγή ενέργειας τη βιομάζα (ξύλο, προϊόντα του δάσους, υπολείμματα καλλιεργειών, κτηνοτροφικά απόβλητα, απόβλητα βιομηχανιών τροφίμων, κλπ).

3.4 ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (ΣΑΗΕ)

Τα συστήματα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας (ΣΑΗΕ) χρησιμοποιούνται για την αποθήκευση της ενέργειας με σκοπό να την αποδώσουν εκ νέου για μελλοντική χρήση. Υπάρχουν πολλοί τρόποι με τους οποίους μπορεί να γίνει αυτό. Οι κυριότεροι τρόποι αποθήκευσης είναι οι ακόλουθοι:

- Αντλησιοταμίευση
- Συσσωρευτές (Μπαταρίες)
- Αποθήκευση συμπιεσμένου αέρα
- Σφόνδυλοι
- Αποθήκευση σε μαγνητικό πεδίο
- Υπερπυκνωτές

Η απόδοση των ΣΑΗΕ εξαρτάται από την τεχνολογία τους, και κυμαίνεται από 70% έως και 98% για συστήματα αποθήκευσης με συσσωρευτές.

Οι κυριότερες εφαρμογές των ΣΑΗΕ είναι οι ακόλουθες:

- Ως μονάδες εφεδρείας σε περίπτωση διακοπής τροφοδότησης μιας περιοχής του δικτύου.
- Για τον έλεγχο της συχνότητας, της τάσης και της ροής ισχύος στο δίκτυο.
- Για την αποθήκευση ενέργειας, η οποία μπορεί να αποδοθεί σε περιόδους αιχμής φορτίου, μειώνοντας έτσι το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.
- Στην αποφυγή ή αναβολή κατασκευής νέων γραμμών ή ενίσχυσης των υφιστάμενων γραμμών του δικτύου διανομής.
- Στη βελτίωση της ποιότητας της παρεχόμενης ηλεκτρικής ισχύος.

3.5 ΜΟΝΑΔΕΣ ΣΥΜΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ ΚΑΙ ΘΕΡΜΟΤΗΤΑΣ

Τα συστήματα συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας (ΣΗΘ) αποτελούν ένα ολοκληρωμένο σύστημα ταυτόχρονης παραγωγής ηλεκτρικής και θερμικής ενέργειας. Χρησιμοποιούνται για θέρμανση ή ψύξη βιομηχανιών ή και κτιρίων καθώς και για παροχή ηλεκτρικής ενέργειας σε ηλεκτρικούς καταναλωτές. Ο βαθμός απόδοσης των ΣΗΘ είναι πιο δύσκολο να υπολογιστεί σε σχέση με τις άλλες τεχνολογίες παραγωγής ενέργειας, καθώς θα πρέπει να ληφθεί υπόψη το σύστημα ηλεκτρικής ισχύος και το σύστημα ανάκτησης θερμότητας. Από τον βαθμό απόδοσης αυτών των δύο υποσυστημάτων προκύπτει και ο συνολικός βαθμός απόδοσης, ο οποίος μπορεί να αγγίξει και το 80%, καθιστώντας τις μονάδες ΣΗΘ πολύ πιο αποδοτικές από τις συμβατικές μονάδες παραγωγής.

Οι βασικές κατηγορίες των μονάδων ΣΗΘ είναι οι ακόλουθες:

- Συμπαραγωγή με ατμοστρόβιλο, όπου χρησιμοποιείται πετρέλαιο, λιγνίτης, ξύλα, ή πυρηνικά καύσιμα. Η θερμική ενέργεια μετατρέπεται σε μηχανική ενέργεια μέσω του ατμού.
- Συμπαραγωγή με αεριοστρόβιλο, όπου χρησιμοποιείται πετρέλαιο ή φυσικό αέριο, με τα καυσάερια του θαλάμου καύσης να είναι το μέσο μεταφοράς θερμικής ενέργειας.
- Συμπαραγωγή με συνδυασμένο κύκλο, όπου τα καυσάερια του αεροστροβίλου χρησιμοποιούνται σε μια δεύτερη διεργασία με έναν ατμοστρόβιλο.
- Συμπαραγωγή με παλινδρομική μηχανή, όπου η χημική ενέργεια του φυσικού αερίου ή του πετρελαίου μετατρέπεται μέσω της καύσης σε μηχανική ενέργεια.

3.6 ΕΥΕΛΙΚΤΑ ΦΟΡΤΙΑ

Κατά τη διάρκεια της μέρας, η καμπύλη φορτίου παρουσιάζει σημαντικές αυξομειώσεις. Ανάλογα με τις ανάγκες των καταναλωτών υπάρχουν ώρες αιχμής, οι οποίες παρουσιάζονται συνήθως κατά τη διάρκεια των πρώτων μεσημβρινών και βραδινών ωρών, ενώ και διαστήματα όπου η κατανάλωση ενέργειας είναι πολύ χαμηλή (μεταμεσονύχτιες ώρες). Αυτό έχει δυσμενή αποτελέσματα στη λειτουργία και την ευστάθεια του δικτύου. Ορισμένα από τα φαινόμενα που παρατηρούνται είναι η καταπόνηση των γεννητριών τις ώρες μέγιστης ζήτησης ενέργειας, σημαντικές αυξομειώσεις της τάσης και της συχνότητας του δικτύου καθώς και αυξημένες απώλειες ισχύος. Σκοπός λοιπόν είναι η μείωση της ζήτησης στις ώρες αιχμής και η μετατόπισή της σε ώρες όπου η κατανάλωση είναι πολύ μικρότερη. Έχουν αναπτυχθεί διάφορες μέθοδοι, οι οποίες παροτρύνουν τους καταναλωτές να λειτουργήσουν προς την κατεύθυνση των ευέλικτων φορτίων [27]:

- **Βελτίωση της αποδοτικότητας του φορτίου.** Η βελτίωση της αποδοτικότητας του φορτίου σχετίζεται με την αγορά και τη χρήση καλύτερης ποιότητας ηλεκτρικού εξοπλισμού, ο οποίος θα βελτιώσει την απόδοση και θα μειώσει την κατανάλωση. Αυτό έχει έμμεσα αποτελέσματα στη ζήτηση καθώς επικεντρώνεται στη συνολική μείωση ισχύος ανεξάρτητα από το χρονοδιάγραμμα κατανάλωσης.
- **Μοντέλα τιμολόγησης.** Νέα μοντέλα τιμολόγησης, τα οποία βασίζονται σε χρηματικά κίνητρα για ρύθμιση της κατανάλωσης. Η κύρια ιδέα είναι η διαφοροποίηση των τιμών κατά τη διάρκεια της ημέρας, με τις τιμές να είναι μειωμένες τις ώρες χαμηλής κατανάλωσης και αυξημένες τις ώρες αιχμής. Η διαφοροποίηση αυτή μπορεί να είναι προκαθορισμένη και να αναφέρεται σε συμβάσεις ή να ενημερώνεται καθημερινά και σε πραγματικό χρόνο.
- **Άμεσος έλεγχος του φορτίου.** Ο άμεσος έλεγχος του φορτίου επιτρέπει σε έναν κεντρικό ελεγκτή να συνδέει και να αποσυνδέει συγκεκριμένα φορτία. Αυτό απαιτεί την άμεση επικοινωνία μεταξύ καταναλωτή και διαχειριστή του δικτύου διανομής.
- **Αποθήκευση ενέργειας.** Διάφορα συστήματα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας χρησιμοποιούνται για την εξισορρόπηση της ισχύος. Πιο συγκεκριμένα, η ενέργεια αποθηκεύεται στα ΣΑΗΕ όταν υπάρχει πλεόνασμα παραγωγής ή η τιμή της ενέργειας είναι χαμηλή και παρέχεται από τα ΣΑΗΕ όταν η παραγωγή είναι χαμηλή ή οι τιμές της ενέργειας είναι υψηλές. Ορισμένα τέτοια ΣΑΗΕ είναι τα συστήματα συσσωρευτών (συστήματα μπαταριών) και η αντλησιοταμίευση.

ΜΑΘΗΜΑΤΙΚΗ ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ

4.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Η βέλτιστη ροή ισχύος αποτελεί τη βάση όλων των μοντέλων ελέγχου των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας. Πρόκειται για ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης, με το οποίο επιδιώκεται η εύρεση εκείνων των τιμών των μεταβλητών ελέγχου που επιτυγχάνουν την καταλληλότερη δυνατή κατάσταση λειτουργίας ικανοποιώντας τους περιορισμούς και συγκεκριμένα κριτήρια.

Για την υλοποίηση του μοντέλου της βέλτιστης ροής ισχύος, θα πρέπει να προσδιοριστούν τα δεδομένα, οι μεταβλητές ελέγχου, οι περιορισμοί, και η αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος βελτιστοποίησης.

Τα δεδομένα του προβλήματος βελτιστοποίησης αποτελούνται από την τοπολογία του δικτύου διανομής και τα ηλεκτρικά χαρακτηριστικά των στοιχείων του δικτύου διανομής.

Οι μεταβλητές ελέγχου του προβλήματος βελτιστοποίησης είναι η παραγωγή ισχύος των γεννητριών, η άεργος ισχύς των πυκνωτών, η ρύθμιση κατανάλωσης των ευέλικτων φορτίων, η γωνία και το μέτρο της τάσης των κόμβων του δικτύου.

Οι περιορισμοί του προβλήματος βελτιστοποίησης περιλαμβάνουν περιορισμούς ισότητας και περιορισμούς ανισότητας. Ο σημαντικότερος περιορισμός ισότητας είναι οι εξισώσεις ροής ισχύος του δικτύου διανομής. Οι περιορισμοί ανισότητας περιλαμβάνουν την τήρηση των ορίων του μέτρου της τάσης των κόμβων του δικτύου διανομής, κτλ.

Η επιλογή της βέλτιστης λύσης γίνεται βελτιστοποιώντας την τιμή μιας συνάρτησης, η οποία ονομάζεται αντικειμενική συνάρτηση. Παραδείγματα αντικειμενικών συναρτήσεων αποτελούν η ελαχιστοποίηση του κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, η ελαχιστοποίηση των απωλειών ενεργού ισχύος των γραμμών διανομής, η ελαχιστοποίηση της απόκλισης της τάσης από την ονομαστική της τιμή ή και συνδυασμός αυτών των τριών αντικειμενικών συναρτήσεων.

Η βέλτιστη ροή ισχύος αποτελεί ένα σημαντικό εργαλείο στα χέρια του διαχειριστή του δικτύου διανομής, ειδικά σε περίπτωση μεγάλης ένταξης ΔΕΠ στο δίκτυο [28]. Η ευελιξία που προσφέρουν οι ΔΕΠ επιτρέπει πληθώρα ενεργειών, όπως τη μεταβολή της τάσης και της παραγωγής ισχύος των ΔΕΠ, με σκοπό την επίτευξη της βέλτιστης κατάστασης λειτουργίας του δικτύου διανομής ανάλογα πάντα με την αντικειμενική συνάρτηση και τους περιορισμούς του προβλήματος βελτιστοποίησης.

Στο κεφάλαιο αυτό θα γίνει παρουσίαση της μαθηματικής μοντελοποίησης του προβλήματος βελτιστοποίησης. Θα προσδιοριστούν οι εξισώσεις που χρησιμοποιήθηκαν, ο τρόπος με τον οποίο προσομοιώθηκαν τα στοιχεία του δικτύου διανομής, οι περιορισμοί καθώς και οι αντικειμενικές συναρτήσεις που χρησιμοποιήθηκαν.

4.2 ΤΟ ΑΝΑ ΜΟΝΑΔΑ (ΑΜ) ΣΥΣΤΗΜΑ

Το ανά μονάδα (αμ) σύστημα αποτελεί τη βάση πάνω στην οποία στηρίζεται η ροή ισχύος. Πρόκειται για ένα σύστημα, οι ποσότητες του οποίου εκφράζονται σαν κλάσμα μιας ορισμένης ποσότητας βάσης.

Οι τιμές βάσεις είναι η βασική ισχύς και η βασική τάση. Η τιμή της βασικής ισχύος (S_{base}) επιλέγεται αυθαίρετα και μπορεί να είναι η ονομαστική τιμή μιας γεννήτριας ή ενός μετασχηματιστή. Η τιμή της βασικής τάσης (V_{base}) κάθε κόμβου εξαρτάται από την ονομαστική τιμή στην πλευρά του μετασχηματιστή όπου βρίσκεται ο εκάστοτε κόμβος του δικτύου διανομής. Στη συνέχεια, μέσω της βασικής ισχύος και της βασικής τάσης, υπολογίζονται το βασικό ρεύμα (I_{base}) και η βασική αντίσταση, σύμφωνα με τις εξισώσεις (4.1) και (4.2), αντίστοιχα.

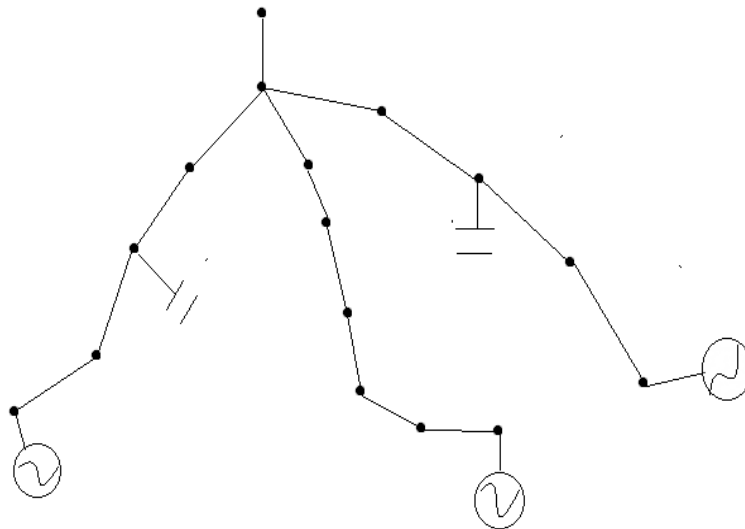
$$I_{base} = \frac{S_{base}}{V_{base}} \quad (4.1)$$

$$Z_{base} = \frac{V_{base}^2}{S_{base}} \quad (4.2)$$

Οι ανά μονάδα τιμές προκύπτουν διαιρώντας την απόλυτη τιμή των μεγεθών με την αντίστοιχη τιμή βάσης.

4.3 ΒΕΛΤΙΣΤΗ ΡΟΗ ΙΣΥΟΣ

Η ροή ισχύος αποτελεί ουσιαστικά ένα στιγμιότυπο του δικτύου μια συγκεκριμένη χρονική στιγμή. Με την είσοδο της παραμέτρου του χρόνου προκύπτει η πολυπεριοδική ροή ισχύος. Τα χρονικά διαστήματα μπορούν να χωριστούν ανά ημέρα, ώρα, ή λεπτά. Όσο πιο μικρό είναι το χρονικό διάστημα τόσο πιο ακριβής είναι ο υπολογισμός και το πρόβλημα τείνει να γίνει συνεχές. Στην παρούσα διπλωματική εργασία επιλέγονται χρονικά διαστήματα διάρκειας μίας ώρας σε διάστημα μιας ημέρας, δηλαδή 24 ωριαία χρονικά διαστήματα.



Σχήμα 4.1 : Παράδειγμα ακτινικού δικτύου διανομής.

Για την υλοποίηση του μοντέλου λαμβάνονται υπόψη κάποιες παραδοχές. Αρχικά το δίκτυο διανομής θεωρείται ότι έχει τριφασική συμμετρία, οπότε η ανάλυση γίνεται ανά φάση, χρησιμοποιώντας τα μονοφασικά ισοδύναμα μοντέλα των τριφασικών στοιχείων του δικτύου διανομής. Η υλοποίηση πραγματοποιήθηκε σε ακτινικά δίκτυα διανομής ΜΤ.

Στο Σχήμα 4.1 φαίνεται ένα ακτινικό δίκτυο διανομής. Η τροφοδοσία του δικτύου διανομής από το σύστημα μεταφοράς γίνεται μέσα από μόνο έναν κόμβο αναφοράς, η γωνία της τάσης του οποίου είναι σταθερή και το μέτρο της τάσης του οποίου θεωρείται ίσο με την ονομαστική τάση. Με το σύμβολο της γεννήτριας αναπαριστώνται οι ΔΕΠ και με το σύμβολο του πυκνωτή αναπαριστώνται οι εγκάρσιοι πυκνωτές. Σε κάθε έναν από τους κόμβους του δικτύου διανομής ΜΤ συνδέεται και από ένα συγκεντρωμένο φορτίο ΜΤ.

4.3.1 AC ΡΟΗ ΙΣΧΥΟΣ

Αρχικά ορίζονται τα σύνολα, με τα οποία θα διατυπωθούν στη συνέχεια οι μαθηματικές σχέσεις:

- N : το σύνολο των κόμβων
- L : το σύνολο των γραμμών διανομής
- G : το σύνολο των γεννητριών

Το σύνολο G είναι υποσύνολο του συνόλου N , καθώς δεν υπάρχει εγκατάσταση γεννητριών σε κάθε κόμβο.

Κάθε κόμβος χαρακτηρίζεται από τρεις μεταβλητές. Την τάση του, τη μιγαδική παραγωγή ισχύος και τη μιγαδική κατανάλωση ισχύος. Έτσι, για κάθε κόμβο $i \in N$ ισχύει:

Τάση κόμβου

Η τάση του κόμβου i δίνεται από τη σχέση (4.3).

$$\hat{V}_i = V_i \cdot e^{j\theta_i} = V_i \angle \theta_i \quad (4.3)$$

όπου,

- \hat{V}_i η μιγαδική τάση του κόμβου i ,
- V_i το μέτρο της τάσης του κόμβου i ,
- θ_i η γωνία της τάσης του κόμβου i .

Παραγωγή ισχύος

$$\hat{S}_i^g = P_i^g + jQ_i^g \quad (4.4)$$

όπου,

- P_i^g και Q_i^g η παραγωγή ενεργού και αέργου ισχύος στον κόμβο i .

Κατανάλωση ισχύος

$$\widehat{S}_i^d = P_i^d + jQ_i^d \quad (4.5)$$

όπου,

P_i^d και Q_i^d η κατανάλωση ενεργού και αέργου ισχύος στον κόμβο i .

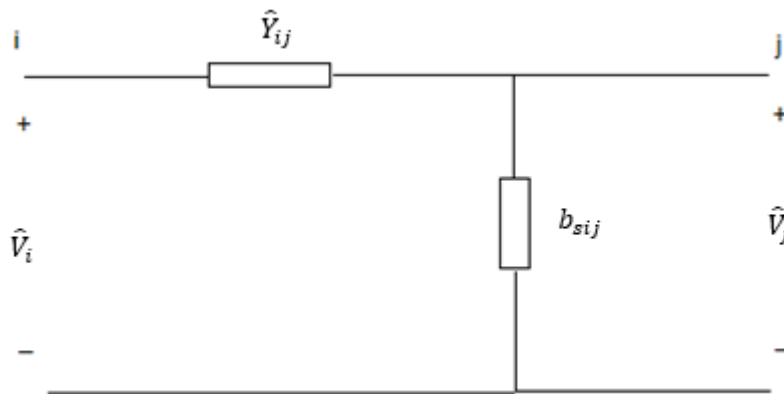
Έγχυση ισχύος

Με βάση τις σχέσεις (4.4) και (4.5) μπορεί να υπολογιστεί η έγχυση ισχύος στον κόμβο i , που είναι η διαφορά μεταξύ παραγωγής και κατανάλωσης.

$$\begin{aligned} \widehat{S}_i &= S_i^g - S_i^d \Leftrightarrow P_i + jQ_i = (P_i^g - P_i^d) + j(Q_i^g - Q_i^d) \\ &\Leftrightarrow \begin{cases} P_i = P_i^g - P_i^d \\ Q_i = Q_i^g - Q_i^d \end{cases} \end{aligned} \quad (4.6)$$

Θετική έγχυση ισχύος σημαίνει έγχυση ισχύος προς το δίκτυο ενώ αρνητική έγχυση ισχύος σημαίνει απορρόφηση ισχύος από το δίκτυο.

Υπάρχουν διάφορα μοντέλα αναπαράστασης των γραμμών ενός δικτύου διανομής. Αυτό που θα χρησιμοποιηθεί στην παρούσα διπλωματική εργασία είναι το μονοφασικό ισοδύναμο μοντέλο [10].



Σχήμα 4.2 : Μονοφασικό ισοδύναμο μοντέλο γραμμής διανομής μεταξύ των κόμβων $i-j$.

Στο Σχήμα 4.2 παρουσιάζεται το μονοφασικό ισοδύναμο μοντέλο μίας γραμμής διανομής που συνδέει τους κόμβους i και j . Τα ηλεκτρικά μεγέθη της γραμμής είναι:

Αγωγιμότητα σειράς

$$\widehat{Y}_{ij} = g_{ij} + jb_{ij}, \quad i - j \in L \quad (4.7)$$

όπου,

$$g_{ij} = \frac{\Gamma_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2}$$

$$b_{ij} = -\frac{x_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2}$$

όπου,

r_{ij} η ωμική αντίσταση της γραμμής διανομής $i-j$

x_{ij} η επαγωγική αντίδραση της γραμμής διανομής $i-j$

Εγκάρσια αγωγιμότητα

Στο μοντέλο που χρησιμοποιείται, για λόγους απλοποίησης, οι εγκάρσιες αγωγιμότητες των γραμμών (b_{sij}) θεωρήθηκαν μηδενικές. Έτσι στη γραμμή $i-j$ ισχύει:

$$b_{sij} = b_{sji} = 0, \quad i - j \in L \quad (4.8)$$

Έτσι, μπορεί να γίνει εξαγωγή των εξισώσεων ροών ενεργού και αέργου ισχύος συναρτήσει των αγωγιμοτήτων:

- Ροή ισχύος γραμμής

Η ροή ισχύος από τον κόμβο i προς τον κόμβο j δίνεται από τη σχέση (4.9):

$$\hat{S}_{ij} = \hat{V}_i \hat{I}_{ij}^* \quad (4.9)$$

όπου,

\hat{I}_{ij}^* ο συζυγής του μιγαδικού ρεύματος που διαρρέει τη γραμμή $i-j$

\hat{I}_{ij} το μιγαδικό ρεύμα που διαρρέει τη γραμμή $i-j$

Το μιγαδικό ρεύμα \hat{I}_{ij} που διαρρέει τη γραμμή $i-j$ δίνεται από τη σχέση (4.10):

$$\hat{I}_{ij} = (\hat{V}_i - \hat{V}_j) \hat{Y}_{ij} \quad (4.10)$$

Έτσι αντικαθιστώντας την (4.10) στην (4.9) και διαχωρίζοντας σε πραγματικά και φανταστικά μέρη, προκύπτουν οι εξισώσεις ενεργού και αέργου ισχύος, αντίστοιχα:

$$P_{ij} = g_{ij} V_i^2 - g_{ij} V_i V_j \cos \theta_{ij} - b_{ij} V_i V_j \sin \theta_{ij}, \quad i - j \in L \quad (4.11)$$

$$Q_{ij} = -b_{ij} V_i^2 + b_{ij} V_i V_j \cos \theta_{ij} - g_{ij} V_i V_j \sin \theta_{ij}, \quad i - j \in L \quad (4.12)$$

όπου,

$$\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j$$

Με βάση το ισοζύγιο ισχύος σε κάθε κόμβο $i \in N$ προκύπτουν οι εξής εξισώσεις:

$$P_i = \sum_{j \in N_i} P_{ij} \quad (4.13)$$

$$Q_i = \sum_{j \in N_i} Q_{ij} \quad (4.14)$$

όπου,

N_i το σύνολο των κόμβων που είναι συνδεδεμένοι με τον κόμβο i

Αντικαθιστώντας τις (4.11) και (4.12) στις (4.13) και (4.14) αντίστοιχα προκύπτουν οι βασικές εξισώσεις ροών ισχύος:

$$P_i^g - P_i^d = \sum_{j \in N_i} (g_{ij} V_i^2 - g_{ij} V_i V_j \cos \theta_{ij} - b_{ij} V_i V_j \sin \theta_{ij}) \quad (4.15)$$

$$Q_i^g - Q_i^d = \sum_{j \in N_i} (-b_{ij} V_i^2 + b_{ij} V_i V_j \cos \theta_{ij} - g_{ij} V_i V_j \sin \theta_{ij}) \quad (4.16)$$

Οι εξισώσεις ροών ισχύος (4.15) και (4.16) αποτελούν τους περιορισμούς ισότητας του προβλήματος βελτιστοποίησης.

Επιπλέον, το πρόβλημα βελτιστοποίησης περιλαμβάνει και περιορισμούς ανισότητας που αφορούν τους κόμβους, τις γραμμές διανομής και τις μονάδες διανεμημένης παραγωγής.

Ο περιορισμός ανισότητας (4.17) καθορίζει ότι σε κάθε κόμβο του δικτύου διανομής, το μέτρο της τάσης θα πρέπει να κυμαίνεται μεταξύ μίας ελάχιστης (V_{min}) και μίας μέγιστης (V_{max}) τιμής.

$$V_{min} \leq V_i \leq V_{max} \quad (4.17)$$

Ο περιορισμός ανισότητας (4.18) καθορίζει ότι σε κάθε γραμμή διανομής, η φαινόμενη ισχύς (μέτρο μιγαδικής ισχύος) της γραμμής διανομής δεν θα πρέπει να υπερβαίνει το θερμικό όριο της γραμμής διανομής (S_{max}).

$$S_{ij} \leq S_{max} \quad (4.18)$$

4.4 ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΣΤΟΙΧΕΙΩΝ

Στην ενότητα αυτή παρουσιάζονται τα μαθηματικά μοντέλα των στοιχείων που απαρτίζουν το συνολικό δίκτυο διανομής.

4.4.1 ΜΟΝΑΔΕΣ ΔΙΑΝΕΜΗΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

Για τις μονάδες διανεμημένης παραγωγής θεωρήθηκε μεταβλητός (ελεγχόμενος) συντελεστής ισχύος (ΣI). Στο συγκεκριμένο μοντέλο δόθηκε η δυνατότητα στις μονάδες διανεμημένης παραγωγής να προσαρμόζουν την άεργο ισχύ που θα παράγουν μέσω σταθερού

ΣΙ. Ωστόσο, στα πιο πολλά μοντέλα που προτείνονται στη βιβλιογραφία γίνεται θεώρηση μοναδιαίου ΣΙ. Επίσης, υπάρχει και περιορισμός στη δυνατότητα μέγιστης παραγωγής ενεργού ισχύος (P_i^{Gmax}), με το ελάχιστο όριο να θεωρείται το μηδέν.

$$P_i^G \leq P_i^{Gmax} \quad (4.17)$$

$$-P_i^{Gmax} \tan \varphi_i \leq Q_i^G \leq P_i^{Gmax} \tan \varphi_i \quad (4.18)$$

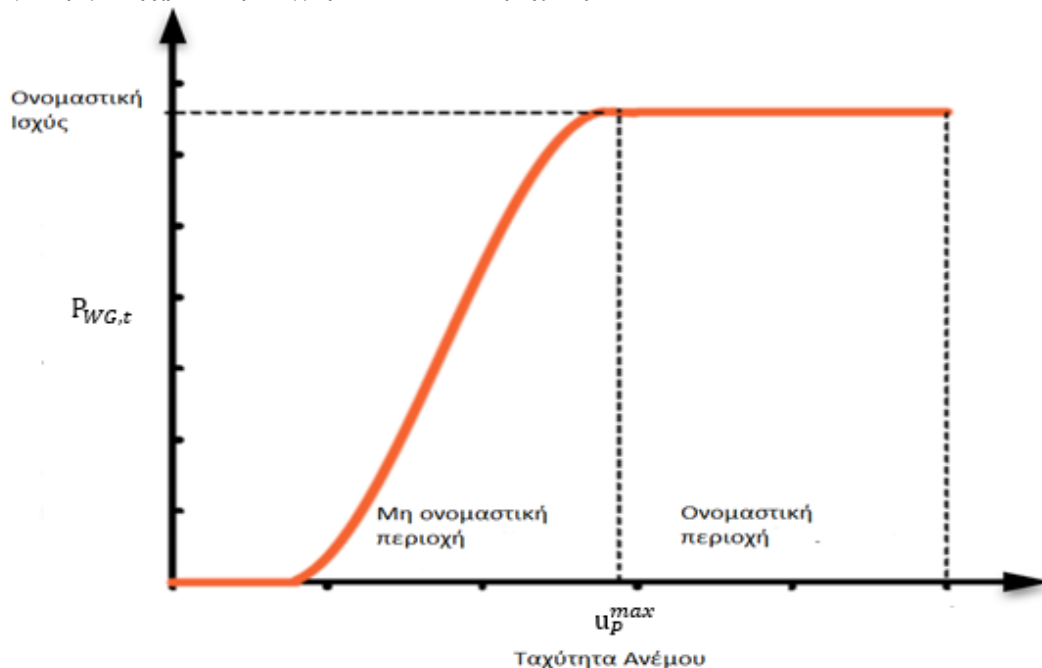
όπου,

P_i^G η παραγωγή ενεργού ισχύος από την μονάδα διανεμημένης παραγωγής που βρίσκεται στον κόμβο i

Q_i^G η παραγωγή αέργου ισχύος από την μονάδα διανεμημένης παραγωγής που βρίσκεται στον κόμβο i

4.4.1.1 ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΕΣ

Ορισμένες από τις μονάδες διανεμημένης παραγωγής προσομοιώθηκαν σαν ανεμογεννήτριες. Η ταχύτητα του ανέμου καθορίζει την ισχύ που παράγει η ανεμογεννήτρια. Όπως φαίνεται στο Σχήμα 4.3, η σχέση μεταξύ ενεργού ισχύος και ταχύτητας ανέμου είναι περίπου γραμμική. Καθορίστηκε η μέγιστη ισχύς ($P_{WG,i}^{max}$) της Α/Γ και η ταχύτητα του ανέμου (u_p^{max}) στην οποία η Α/Γ επιτυγχάνει τη μέγιστη ισχύ. Έτσι, η ενεργός ισχύς εξόδου της Α/Γ ($P_{i,t}^{WG}$) σε μια συγκεκριμένη χρονική στιγμή συναρτήσει της ταχύτητας του ανέμου ($u_{i,t}$) την συγκεκριμένη χρονική στιγμή δίνεται από τη σχέση:



Σχήμα 4.3: Ενεργός ισχύς εξόδου Α/Γ συναρτήσει της ταχύτητας του ανέμου.

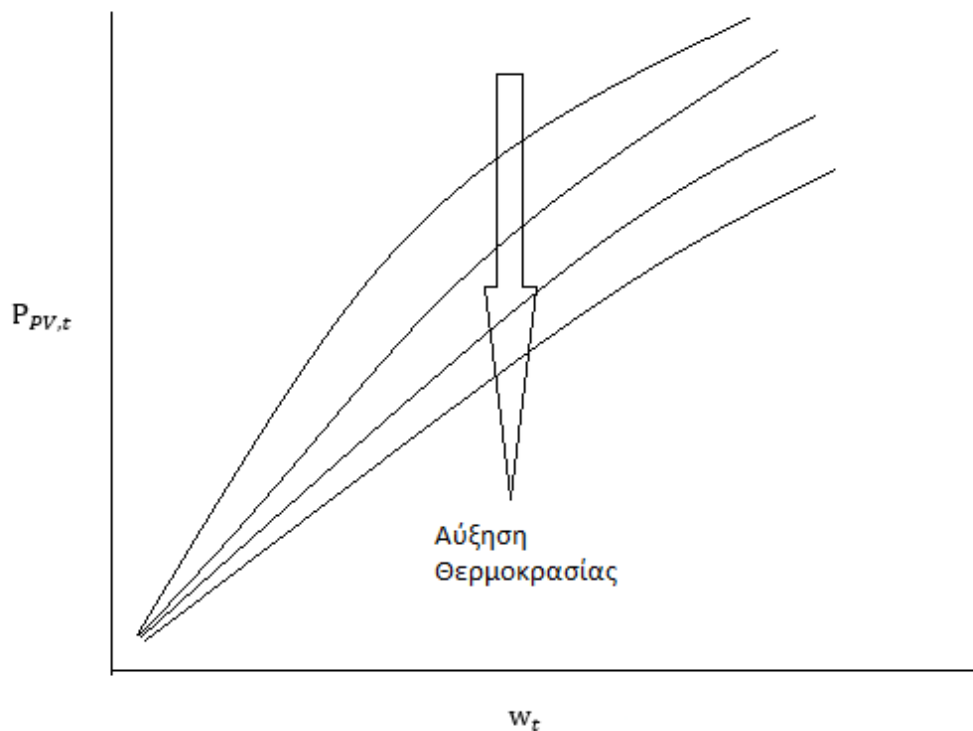
$$P_{i,t}^{WG} \leq P_{WG,i}^{max} \cdot \left(\frac{u_{i,t}}{u_p^{max}} \right) \quad (4.21)$$

4.4.1.2 ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΙΚΑ

Τα φωτοβολταϊκά είναι η δεύτερη κατηγορία μονάδων διανεμημένης παραγωγής που χρησιμοποιήθηκαν σε αυτή τη διπλωματική εργασία. Ο κύριος παράγοντας που καθορίζει την παραγόμενη ισχύ των φωτοβολταϊκών είναι η ένταση της ηλιακής ακτινοβολίας. Σύμφωνα με το Σχήμα 4.4, η καμπύλη ισχύος των φωτοβολταϊκών πλησιάζει τη γραμμική. Έτσι, για το συγκεκριμένο μοντέλο, έγινε καθορισμός της μέγιστης ισχύος ($P_{PV,i}^{max}$) που μπορεί να παράγει το Φ/Β και της ηλιακής ακτινοβολίας (w_p^{max}) του ήλιου στην οποία το Φ/Β μπορεί να παράγει τη μέγιστη ισχύ. Έτσι, η ισχύς ($P_{i,t}^{PV}$) που το Φ/Β είναι σε θέση να παράγει σε μια συγκεκριμένη χρονική στιγμή συναρτήσει της ηλιακής ακτινοβολίας ($w_{i,t}$) τη συγκεκριμένη χρονική στιγμή δίνεται από τη σχέση:

$$P_{i,t}^{PV} \leq P_{PV,i}^{max} \cdot \left(\frac{w_{i,t}}{w_p^{max}} \right) \quad (4.22)$$

Αξίζει να σημειωθεί πως τα Φ/Β από μόνα τους είναι ικανά να προσφέρουν μόνο ενεργό ισχύ. Ωστόσο, όταν συνδυάζονται με ηλεκτρονικά ισχύος (inverter), μπορούν να παράγουν και άεργο ισχύ. Αυτή η παραδοχή έγινε και στη συγκεκριμένη εργασία, με τις φωτοβολταϊκές μονάδες να λειτουργούν με μεταβλητό ΣΙ.



Σχήμα 4.4: Ενεργός ισχύς εξόδου Φ/Β συναρτήσει της ηλιακής ακτινοβολίας.

4.4.1.3 ΣΑΗΕ

Μετά τις ανεμογεννήτριες και τα φωτοβολταϊκά, το επόμενο στοιχείο που ενσωματώθηκε στο πρόβλημα βελτιστοποίησης ήταν τα συστήματα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας. Κάθε ΣΑΗΕ έχει μία μέγιστη και μια ελάχιστη ικανότητα αποθήκευσης ηλεκτρικής ισχύος. Κάθε χρονική περίοδο τα ΣΑΗΕ μπορούν είτε να προσφέρουν ενεργό ισχύ λειτουργώντας σαν γεννήτριες είτε να απορροφήσουν ενεργό ισχύ λειτουργώντας σαν φορτία. Οι λειτουργίες αυτές υλοποιούνται με έναν συντελεστή και έχουν άνω όρια. Επίσης, κάθε χρονική περίοδο, ένα ΣΑΗΕ μπορεί είτε να φορτίζεται (λειτουργία φορτίου) είτε να εκφορτίζεται (λειτουργία γεννήτριας). Έτσι, με βάση τα παραπάνω, τα ΣΑΗΕ προσομοιώνονται με τις ακόλουθες σχέσεις [29]:

$$ESS^{min} \leq ESS_{i,t} \leq ESS^{max} \quad (4.23)$$

$$0 \leq P_{i,t}^{dch} \leq P_{st}^{max} \quad (4.24)$$

$$-P_{st}^{max} \leq P_{i,t}^{ch} \leq 0 \quad (4.25)$$

$$ESS_{i,t+1} = ESS_{i,t} - P_{i,t}^{ch} \cdot E_{in} - P_{i,t}^{dch} \cdot E_{out} \quad (4.26)$$

$$P_{i,t}^{ch} \cdot P_{i,t}^{dch} = 0 \quad (4.27)$$

όπου,

$ESS_{i,t}$ η ικανότητα του ΣΑΗΕ που βρίσκεται στον κόμβο i η χρονική περίοδο t .

ESS^{min}, ESS^{max} το κάτω και το άνω όριο της ικανότητας του ΣΑΗΕ, αντίστοιχα

$P_{i,t}^{dch}, P_{i,t}^{ch}$ η ισχύς εκφόρτισης και φόρτισης τη χρονική περίοδο t

P_{st}^{max} η μέγιστη ισχύς φόρτισης και εκφόρτισης

E_{in}, E_{out} ο συντελεστής φόρτισης και εκφόρτισης, αντίστοιχα

4.4.1.4 ΣΥΜΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ ΚΑΙ ΘΕΡΜΟΤΗΤΑΣ

Στη συνέχεια, το επόμενο στοιχείο που ενσωματώθηκε στο μοντέλο βελτιστοποίησης ήταν οι μονάδες συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας. Για καθεμία από τις μονάδες αυτές θεωρήθηκε ένα άνω όριο για την ισχύ που μπορούν να προσφέρουν και άνω και κάτω όρια μεταξύ της ισχύος που μπορούν να προσφέρουν μεταξύ δύο διαδοχικών χρονικών περιόδων. Έτσι, με βάση τα παραπάνω, οι μονάδες ΣΗΘ προσομοιώνονται με τις ακόλουθες σχέσεις [30]:

$$P_{i,t}^{chp} \leq P_{chp}^{max} \quad (4.28)$$

$$P_{i,t+1}^{chp} - P_{i,t}^{chp} \leq R_{chp}^{max} \quad (4.29)$$

$$P_{i,t+1}^{chp} - P_{i,t}^{chp} \geq R_{chp}^{min} \quad (4.30)$$

όπου,

$P_{i,t}^{chp}$	η ισχύς που μπορεί να προσφέρει η μονάδα ΣΗΘ την χρονική περίοδο t
P_{chp}^{max}	η μέγιστη ισχύς που μπορεί να προσφέρει η κάθε μονάδα ΣΗΘ
$R_{chp}^{min}, R_{chp}^{max}$	η ελάχιστη και η μέγιστη ισχύς μεταξύ δύο διαδοχικών χρονικών περιόδων

4.4.2 ΕΓΚΑΡΣΙΕΣ ΑΝΤΙΣΤΑΘΜΙΣΕΙΣ

Οι εγκάρσιες αντισταθμίσεις αποτελούν συστοιχίες πυκνωτών, οι οποίες είναι παράλληλα συνδεδεμένες στους κόμβους. Η τιμή της χωρητικότητάς τους αλλάζει διακριτά με σταθερά βήματα. Ωστόσο, η διακριτότητα αυτή καθιστά το μοντέλο βελτιστοποίησης αρκετά πολύπλοκο και χρονοβόρο. Έτσι, στη συγκεκριμένη διπλωματική εργασία οι εγκάρσιες χωρητικότητες θεωρήθηκαν συνεχή στοιχεία.

Κάθε εγκάρσιος πυκνωτής παρέχει μια άεργο ισχύ (Q_i^c), η οποία εξαρτάται από την αγωγιμότητα αντιστάθμισης (b_i^c) και το μέτρο της τάσης (V_i) του κόμβου στην οποία είναι εγκατεστημένος ο εγκάρσιος πυκνωτής:

$$Q_i^c = b_i^c \cdot V_i^2 \quad (4.31)$$

Η τιμή της αέργου ισχύος που παράγει ο κάθε εγκάρσιος πυκνωτής έχει ένα άνω όριο ($Q_i^{c,max}$):

$$Q_i^c \leq Q_i^{c,max} \quad (4.32)$$

4.4.3 ΤΕΧΝΙΚΗ ΟΛΙΣΘΗΣΗΣ ΦΟΡΤΙΟΥ

Στη συγκεκριμένη διπλωματική εργασία χρησιμοποιήθηκαν οι κλασσικές καμπύλες φορτίου για τα διάφορα είδη φορτίου (οικιακό, εμπορικό, βιομηχανικό). Στη διάρκεια της ημέρας, η κατανάλωση φορτίου παρουσιάζει σημαντικές αυξομειώσεις, το οποίο δημιουργεί προβλήματα στην ευστάθεια του συστήματος. Έτσι, χρησιμοποιείται η τεχνική ολίσθησης του φορτίου, δηλαδή δίνεται η δυνατότητα το φορτίο σε μία χρονική περίοδο να παρεκκλίνει από την αρχική του τιμή σε ένα ποσοστό (d_{max}) με τη συνολική ημερήσια κατανάλωση ωστόσο να παραμένει σταθερή. Άρα, η τεχνική ολίσθησης του φορτίου μοντελοποιείται από τις ακόλουθες εξισώσεις:

$$|P_i^{dcontrol}| \leq d^{max} \cdot P_i^d \quad (4.33)$$

$$\sum_i P_i^{dcontrol} = \sum_i P_i^d \quad (4.34)$$

όπου

$P_i^{dcontrol}$	η κατανάλωση ενεργού ισχύος στον κόμβο i μετά την εφαρμογή της τεχνικής ολίσθησης φορτίου
------------------	---

4.5 ΑΝΤΙΚΕΙΜΕΝΙΚΕΣ ΣΥΝΑΡΤΗΣΕΙΣ

Στα σύγχρονα δίκτυα διανομής, οι μονάδες διανεμημένης παραγωγής μπορούν να αξιοποιηθούν από τον διαχειριστή του δικτύου διανομής με διάφορους τρόπους. Το γεγονός ότι η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγουν είναι φθηνότερη από αυτή των συμβατικών μονάδων παραγωγής δίνει τη δυνατότητα για ελαχιστοποίηση του κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

Ένα άλλο πρόβλημα με τις συμβατικές μονάδες παραγωγής είναι το γεγονός πως τοποθετούνται πολύ μακριά σε σχέση με τους τελικούς καταναλωτές. Έτσι, η ισχύς πρέπει να διανύσει μεγάλες αποστάσεις και αυτό συνεπάγεται μεγάλες απώλειες ενεργού ισχύος και διακυμάνσεις στην τάση των κόμβων. Αντίθετα, οι μονάδες διανεμημένης παραγωγής είναι τοποθετημένες πολύ κοντά στους τελικούς καταναλωτές, γεγονός το οποίο ο διαχειριστής του δικτύου διανομής μπορεί να εκμεταλλευθεί και να αξιοποιήσει τις μονάδες διανεμημένης παραγωγής με σκοπό την ελαχιστοποίηση των απωλειών ενεργού ισχύος και της απόκλισης της τάσης από την ονομαστική της τιμή.

Έτσι, με βάση τα προηγούμενα, το μοντέλο θα χρησιμοποιηθεί για τη βελτιστοποίηση τριών αντικειμενικών συναρτήσεων ξεχωριστά:

- Αντικειμενική συνάρτηση 1 (ΑΣ1): Ελαχιστοποίηση των απωλειών ενεργού ισχύος.
- Αντικειμενική συνάρτηση 2 (ΑΣ2): Ελαχιστοποίηση διακύμανσης της τάσης.
- Αντικειμενική συνάρτηση 3 (ΑΣ3): Μεγιστοποίηση του κέρδους της εταιρίας διανομής ηλεκτρικής ενέργειας.

Στη συνέχεια, το μοντέλο κάνει βελτιστοποίηση των αντικειμενικών συναρτήσεων σε τρία σενάρια:

- Σενάριο 1: Παραγωγή ισχύος από συμβατικές μονάδες μέσω του κόμβου αναφοράς (μέσω του συστήματος μεταφοράς), καθώς και από αιολικά και φωτοβολταϊκά πάρκα που είναι εγκατεστημένα στο δίκτυο διανομής.
- Σενάριο 2: Εγκατάσταση ΣΑΗΕ (επιπλέον των μονάδων του Σεναρίου 1)
 - Σενάριο 2.1: Εγκατάσταση εγκάρσιων αντισταθμίσεων.
 - Σενάριο 2.2: Εγκατάσταση μονάδων ΣΗΘ.
- Σενάριο 3: Δυνατότητα ολίσθησης φορτίου (επιπλέον των μονάδων του Σεναρίου 1)
 - Σενάριο 3.1: Εγκατάσταση εγκάρσιων αντισταθμίσεων.
 - Σενάριο 3.2: Εγκατάσταση μονάδων ΣΗΘ.

Δεν υπάρχει σενάριο με ταυτόχρονη χρήση των ΣΑΗΕ και της τεχνικής ολίσθησης φορτίου καθώς αποτελούν ανταγωνιστικές τεχνολογίες.

4.5.1 ΕΛΑΧΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗ ΑΠΩΛΕΙΩΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Η αντικειμενική συνάρτηση υπολογισμού των απωλειών ενεργού ισχύος των γραμμών διανομής (P_{loss}) δεν αλλάζει σε κάθε σενάριο και είναι η εξής:

$$P_{loss} = \sum_t \sum_{i,j} (P_{i,j,t} + P_{j,i,t}) \quad (4.35)$$

Όπου

$P_{i,j,t}$ η ενεργός ισχύς μεταξύ της γραμμής διανομής $i-j$ την χρονική στιγμή t

4.5.2 ΕΛΑΧΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗ ΔΙΑΚΥΜΑΝΣΗΣ ΤΑΣΗΣ

Η αντικειμενική συνάρτηση υπολογισμού της απόκλισης της τάσης από την ονομαστική της τιμή (V_{dev}) δεν αλλάζει σε κάθε σενάριο και είναι η εξής:

$$V_{dev} = \sum_{i,t} \sqrt{V_{i,t}^2 - V_{base}^2} \quad (4.36)$$

4.5.3 ΜΕΓΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗ ΚΕΡΔΩΝ ΓΙΑ ΕΤΑΙΡΕΙΑ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Η αντικειμενική συνάρτηση υπολογισμού του κέρδους ($Profit$) της εταιρίας διανομής ηλεκτρικής ενέργειας είναι η μόνη αντικειμενική συνάρτηση, η οποία αλλάζει μορφή σε κάθε σενάριο.

Σενάριο 1:

$$Profit = \sum_t (P_{i,t}^d \cdot c) - \left(\sum_t (P_t^{sl} \cdot c_{sl}) + \sum_i (P_{i,t}^{WG} \cdot c_{i,t}^w) + \sum_i (P_{i,t}^{PV} \cdot c_{i,t}^s) \right) \quad (4.37)$$

όπου,

- c η τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας στους καταναλωτές
- P_t^{sl} η παραγωγή ενεργού ισχύος από τον κόμβο αναφοράς
- c_{sl} το κόστος παραγωγής της ηλεκτρικής ενέργειας από τον κόμβο αναφοράς
- $c_{i,t}^w$ το κόστος παραγωγής της ηλεκτρικής ενέργειας από μονάδες ανεμογεννητριών
- $c_{i,t}^s$ το κόστος παραγωγής της ηλεκτρικής ενέργειας από μονάδες φωτοβολταϊκών

Σενάριο 2.1:

$$\begin{aligned}
Profit = & \sum_t (P_{i,t}^d \cdot c) - \left(\sum_t (P_t^{sl} \cdot c_{sl}) + \sum_t (P_{i,t}^{WG} \cdot c_{i,t}^w) + \sum_t (P_{i,t}^{PV} \cdot c_{i,t}^s) \right. \\
& \left. + \sum_t (P_{i,t}^{ch} \cdot c_{ch} + P_{i,t}^{dch} \cdot c_{dch}) \right)
\end{aligned} \tag{4.38}$$

Σενάριο 2.2:

$$\begin{aligned}
Profit = & \sum_t (P_{i,t}^d \cdot c) - \left(\sum_t (P_t^{sl} \cdot c_{sl}) + \sum_t (P_{i,t}^{WG} \cdot c_{i,t}^w) + \sum_t (P_{i,t}^{PV} \cdot c_{i,t}^s) \right. \\
& + \sum_t (P_{i,t}^{ch} \cdot c_{ch} + P_{i,t}^{dch} \cdot c_{dch}) + \sum_i (P_{i,t}^{2chp} \cdot \alpha + P_{i,t}^{chp} \cdot \beta \\
& \left. + \gamma) \right)
\end{aligned} \tag{4.39}$$

όπου,

- c_{ch} Το κόστος εκφόρτισης των ΣΑΗΕ
 c_{dch} Το κόστος φόρτισης των ΣΑΗΕ
 α, β, γ Τα κόστη παραγωγής των μονάδων ΣΗΘ.

Σενάριο 3.1:

$$\begin{aligned}
Profit = & \sum_t (P_{i,t}^{dcontrol} \cdot c) - \left(\sum_t (P_t^{sl} \cdot c_{sl}) \right. \\
& \left. + \sum_t (P_{i,t}^{WG} \cdot c_{i,t}^w) + \sum_t (P_{i,t}^{PV} \cdot c_{i,t}^s) \right)
\end{aligned} \tag{4.40}$$

Σενάριο 3.2:

$$\begin{aligned}
PProfit = & \sum_t (P_{i,t}^{dcontrol} \cdot c) - \left(\sum_t (P_t^{sl} \cdot c_{sl}) + \sum_t (P_{i,t}^{WG} \cdot c_{i,t}^w) \right. \\
& \left. + \sum_t (P_{i,t}^{PV} \cdot c_{i,t}^s) + \sum_i (P_{i,t}^{2chp} \cdot \alpha + P_{i,t}^{chp} \cdot \beta + \gamma) \right)
\end{aligned} \tag{4.41}$$

ΤΟ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝ ΒΕΛΤΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗΣ GAMS**5.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ**

Για την επίλυση του προβλήματος βελτιστοποίησης χρησιμοποιήθηκε το λογισμικό GAMS (General Algebraic Modeling System). Πρόκειται για ένα πρόγραμμα υψηλού επιπέδου στην επίλυση αλγεβρικών προβλημάτων βελτιστοποίησης. Δίνει τη δυνατότητα επίλυσης γραμμικών και μη γραμμικών προβλημάτων. Για την επίλυση προβλημάτων, απαιτείται η ανάπτυξη κώδικα σε GAMS και στη συνέχεια με τη βοήθεια των Solver (αριθμητικοί αλγόριθμοι) που παρέχει, αναζητείται η βέλτιστη λύση του προβλήματος βελτιστοποίησης.

Τα προβλήματα βελτιστοποίησης μπορούν να αναπαρασταθούν με πολλούς τρόπους, χρησιμοποιώντας αλγεβρικές ή διαφορικές εξισώσεις. Αποτελούνται από την αναπαράσταση και τον τρόπο επίλυσής τους. Ένα μοντέλο βελτιστοποίησης αποτελείται από τις εξισώσεις που το αποτελούν και τα απαιτούμενα δεδομένα. Για παράδειγμα, ένα γραμμικό πρόβλημα βελτιστοποίησης έχει την παρακάτω δομή [31]:

$$\text{Minimize } p(x) \tag{5.1}$$

υπό τους περιορισμούς:

$$Ax = b, \tag{5.2}$$

όπου $A \in R^{n \times m}$, ο πίνακας δεδομένων του προβλήματος.

Ένα μη γραμμικό πρόβλημα βελτιστοποίησης είναι σαφώς πιο περίπλοκο και έχει ως εξής:

$$\text{Minimize } f(x), \quad x \in R^n \tag{5.3}$$

υπό τους περιορισμούς:

$$g(x) = 0, \tag{5.4}$$

$$h(x) \geq 0, \tag{5.5}$$

$$l \leq x \leq u, \quad (5.6)$$

όπου $f: R^n \rightarrow R$, $g: R^n \rightarrow R^m$ και $h: R^n \rightarrow R^p$ και l, u οι περιορισμοί των μετεβλητών.

Φυσικά υπάρχουν και τα πιο σύνθετα προβλήματα όπως τα MINLP (mixed integer non linear programming), τα στοχαστικά προβλήματα βελτιστοποίησης καθώς και τα προβλήματα βελτιστοποίησης με πολλαπλές αντικειμενικές συναρτήσεις. Το GAMS με τη βοήθεια των Solver, του μεταγλωττιστή και της υψηλού επιπέδου αλγεβρικής αναπαράστασής του μπορεί να δώσει λύση αν όχι σε όλα, τουλάχιστον στα πιο πολλά από τα συγκεκριμένα προβλήματα βελτιστοποίησης.

5.2 ΤΟ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝ GAMS

Το πρόγραμμα GAMS χρησιμοποιείται για την επίλυση προβλημάτων βελτιστοποίησης τα οποία είναι εφικτό να λυθούν μέσω του μαθηματικού προγραμματισμού. Υπάρχουν πολλά προγράμματα με παρόμοια χαρακτηριστικά. Οι λόγοι για τους οποίους επιλέχτηκε το GAMS είναι [32]:

- Η δυνατότητά του να επιλύει πολύ μεγάλα και σύνθετα προβλήματα βελτιστοποίησης με μικρό αριθμό εντολών. Ο χρήστης μπορεί να χρησιμοποιήσει ένα πλήθος περιορισμών το οποίο θα ισχύει για την κάθε μεταβλητή ανεξάρτητα αν αλλάξει το μέγεθός της. Αυτό το καθιστά οικονομικό σε έκταση κώδικα με τέτοιο τρόπο ώστε τα μικρά και τα μεγάλα προβλήματα βελτιστοποίησης να έχουν την ίδια περίπου έκταση κώδικα.
- Αποδεσμεύει τον χρήστη από τη διαδικασία της αλγοριθμικής επίλυσης του προβλήματος βελτιστοποίησης. Έτσι, ο χρήστης διατυπώνει το πρόβλημα βελτιστοποίησης σε γλώσσα GAMS και στη συνέχεια επιλέγει τον κατάλληλο solver αγνοώντας τον τρόπο με τον οποίο αυτός δουλεύει.
- Είναι εύκολα κατανοητό καθώς μιμείται σε μεγάλο βαθμό τη μαθηματική περιγραφή του προβλήματος βελτιστοποίησης.
- Παρέχει μηχανισμούς επίλυσης συλλογών από δομημένα προβλήματα βελτιστοποίησης, όπως αυτά που προκύπτουν από τεχνικές αποδόμησης.

5.2.1 ΚΑΝΟΝΕΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ

Ο χρήστης ο οποίος χρησιμοποιεί το GAMS θα πρέπει να είναι πολύ προσεκτικός κατά την αποτύπωση του κώδικα. Τυχόν παράλειψη των βασικών κανόνων θα οδηγήσει σε πληθώρα σφαλμάτων. Οπότε, καλό θα ήταν να αναφερθούν οι σημαντικότεροι κανόνες που διέπουν τη λειτουργία του. Αυτοί είναι:

- Για όλες τις οντότητες του GAMS θα πρέπει να υπάρξει δήλωση και ανάθεση. Κατά τη δήλωση, η οντότητα αυτή αποκτά ένα όνομα και κατά την ανάθεση, μία συγκεκριμένη μορφή ή κάποια τιμή σε περίπτωση που αποτελεί δεδομένο του προβλήματος. Δεν υπάρχει περιορισμός στον τρόπο δήλωσης. Μπορούν να δηλωθούν σε πολλαπλές γραμμές με κενά μεταξύ τους ή και πολλαπλές δηλώσεις σε μία γραμμή.
- Καμία οντότητα δεν μπορεί να χρησιμοποιηθεί αν δεν έχει δηλωθεί, αποκτώντας μια τιμή ή κάποια συγκεκριμένη μορφή.
- Δεν υπάρχει διάκριση μεταξύ κεφαλαίων και μικρών γραμμάτων.
- Κάθε όνομα στο GAMS πρέπει να ξεκινά με γράμμα, να έχει μήκος το πολύ 30 χαρακτήρες και να μην αποτελεί μια από τις δεσμευμένες λέξεις του GAMS.
- Δίνει τη δυνατότητα για επεξηγηματικά σχόλια τα οποία βοηθούν στην κατανόηση του μοντέλου βελτιστοποίησης. Κάθε σχόλιο πρέπει να ξεκινά με έναν αστερίσκο (*) και μπορεί να είναι στην ίδια γραμμή με μια εντολή ή και να παρεμβάλλεται μεταξύ του κώδικα.
- Δίνει τη δυνατότητα απομόνωσης κομματιού του κώδικα για τον καλύτερο έλεγχο λειτουργίας του. Αυτό γίνεται με τις εντολές \$ontext και \$offtext. Το κομμάτι του κώδικα που είναι μεταξύ των δύο αυτών εντολών τίθεται εκτός.
- Κάθε εντολή πρέπει να τελειώνει με το σύμβολο «;».

5.2.2 ΒΑΣΙΚΕΣ ΕΝΤΟΛΕΣ ΤΟΥ GAMS

Κάθε πρόγραμμα GAMS περιέχει κάποιες βασικές εντολές. Στην περίπτωση του προβλήματος βελτιστοποίησης του Κεφαλαίου 4, χρησιμοποιήθηκαν οι εξής εντολές του GAMS [33]:

- Sets. Χρησιμοποιείται για τον καθορισμό των δεικτών στις αλγεβρικές αναπαραστάσεις. Για παράδειγμα, το σύνολο των κόμβων, το σύνολο των γεννητριών, κλπ.
- Scalar. Εισάγονται οι σταθερές του προβλήματος.
- Parameters. Με την εντολή αυτή εισάγονται τα δεδομένα του προβλήματος. Πρόκειται για μονοδιάστατες παραμέτρους. Με την εντολή Tables μπορούν να αυξηθούν οι διαστάσεις τους χωρίς ωστόσο να χρειαστεί στην περίπτωση του προβλήματος βελτιστοποίησης του Κεφαλαίου 4.

- **Variables.** Με την εντολή αυτή εισάγονται οι μεταβλητές απόφασης, δηλαδή οι άγνωστοι του προβλήματος βελτιστοποίησης. Οι τιμές των μεταβλητών απόφασης δεν είναι γνωστές και αποκτούν τιμή μετά την ολοκλήρωση της επίλυσης του προβλήματος βελτιστοποίησης. Κατά τη δήλωσή τους θα πρέπει να καθοριστούν οι διαστάσεις τους. Επίσης, μπορεί να υπάρξει επιπλέον διευκρίνιση σε σχέση με τον τύπο της κάθε μεταβλητής απόφασης, καθώς η εντολή μπορεί να συνοδεύεται από διάφορα προθέματα, όπως *positive*, *integer*, ή *binary* ανάλογα με τις ανάγκες του προβλήματος βελτιστοποίησης.
- **Equations.** Εισάγει τις εξισώσεις του προβλήματος βελτιστοποίησης. Είναι ουσιαστικά η σχέση μεταξύ των παραμέτρων και των μεταβλητών απόφασης. Μπορεί να είναι μια σχέση ισότητας ή ανισότητας.
- **Model.** Με αυτή την εντολή καθορίζεται το ποιες εξισώσεις θα συμπεριληφθούν στην επίλυση του προβλήματος βελτιστοποίησης.
- **Option.** Με την εντολή αυτή μπορεί να καθοριστεί ο τύπος του προβλήματος βελτιστοποίησης και ο solver ο οποίος θα χρησιμοποιηθεί. Στην περίπτωση του προβλήματος βελτιστοποίησης του Κεφαλαίου 4 χρησιμοποιήθηκε ο τύπος του προβλήματος βελτιστοποίησης του μη γραμμικού προγραμματισμού (NLP) και ο solver CONOPT.
- **Solve.** Είναι η εντολή επίλυσης του προβλήματος. Πρέπει να ακολουθείται από τον τύπο του προβλήματος βελτιστοποίησης και από τον στόχο του προβλήματος βελτιστοποίησης, δηλαδή την ελαχιστοποίηση ή τη μεγιστοποίηση μιας μεταβλητής. Η μεταβλητή αυτή πρέπει να έχει συμπεριληφθεί σε μια Equation, η οποία θα αντιστοιχεί στην αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος βελτιστοποίησης.
- **Display.** Εμφανίζονται, στο περιβάλλον του λογισμικού, οι τιμές των μεταβλητών που επιθυμεί ο χρήστης.

5.2.3 ΕΙΣΟΔΟΣ ΔΕΔΟΜΕΝΩΝ

Η είσοδος των δεδομένων μπορεί να γίνει απευθείας μέσω του κώδικα ή μέσω εξωτερικών πηγών. Η πρώτη περίπτωση (Σχήμα 5.1) κρίνεται ιδιαίτερα συμφέρουσα για μικρά δίκτυα, ωστόσο για πιο μεγάλες εφαρμογές δεν προτείνεται, καθώς η είσοδος των δεδομένων καταναλώνει πολύ χώρο κάνοντας τον κώδικα υπερβολικά μεγάλο και δυσανάγνωστο. Έτσι, η είσοδος από εξωτερικές πηγές αποτελεί την καλύτερη επιλογή, κάνοντας το πρόγραμμα αρκετά «κομψό», προσθέτοντάς του ευελιξία, καθώς σε εφαρμογές του ίδιου μοντέλου βελτιστοποίησης σε διαφορετικά δίκτυα διανομής, οι αλλαγές γίνονται μόνο στα δεδομένα, χωρίς να χρειαστεί επεξεργασία του κώδικα.

Στην περίπτωση του προβλήματος του Κεφαλαίου 4, η εισαγωγή δεδομένων έγινε από Excel. Η σύνδεση μεταξύ GAMS και Excel είναι σχετικά απλή. Αρχικά, πρέπει να καθοριστούν τα δεδομένα τα οποία ο χρήστης επιθυμεί να εισάγει. Στη συνέχεια, αυτά θα

πρέπει να αποτυπωθούν σε ένα αρχείο *.txt το οποίο θα αποτελέσει τον ενδιάμεσο κρίκο διασύνδεσης. Στο τελικό στάδιο του Excel θα πρέπει να αποτυπωθούν οι τιμές οι οποίες θα αποτελέσουν τα δεδομένα. Στην περίπτωση του προβλήματος του Κεφαλαίου 4, η είσοδος των τιμών έγινε σε διαφορετικά φύλλα εργασίας για κάθε κατηγορία δεδομένων, για παράδειγμα, δεδομένα γραμμών διανομής, δεδομένα γεννητριών, κλπ.

Όπως φαίνεται και στο Σχήμα 5.2, δημιουργείται ένα GDX αρχείο το οποίο χρησιμοποιείται από το μοντέλο GAMS. Στη συνέχεια, γίνεται αναφορά στο αρχείο Excel με το όνομα INPUT_V13.xlsx και στο αρχείο txt με το όνομα INPUTDATA_TEMPLATE_v13.txt. Μέσω του αρχείου txt γίνεται αντιστοίχιση μεταξύ των παραμέτρων και των φύλλων εργασίας του αρχείου Excel το οποίο περιέχει τις αντίστοιχες τιμές (Σχήμα 5.3). Έτσι, με αυτόν τον τρόπο ολοκληρώνεται η είσοδος των δεδομένων.

```
Table line(i,j,y)
      r      l
1.2   0.125  0.193
1.3   0.224  0.581
2.3   0.252  0.336
2.4   0.038  0.051
3.5   0.023  0.030;
```

Σχήμα 5.1: Πίνακας εισαγωγής δεδομένων στο GAMS

```
$CALL GDXRW INPUT_v13.xlsx @INPUTDATA_TEMPLATE_v13.txt

$GDXIN INPUTDATA_T.gdx
$LOAD LN
$LOAD Gdata
$LOAD cost
$LOAD Ldata
$LOAD SOC
$GDXIN
```

Σχήμα 5.2: Εντολές εισόδου δεδομένων από EXCEL

```
o=.\INPUTDATA_T.gdx log=Input.log

Par = LN           rng=Line!A1      Rdim=2  Cdim=1
Par = Gdata        rng=Gene!A1      Rdim=1  Cdim=1|
Par = cost         rng=costos!A1    Rdim=2  Cdim=1
Par = Ldata        rng=load1!A1     Rdim=2  Cdim=1
Par = SOC          rng=SOC!A1       Rdim=1  Cdim=1
```

Σχήμα 5.3: Αρχείο txt σύνδεσης GAMS με EXCEL

5.2.4 ΕΞΟΔΟΣ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΩΝ

Όμοια με την είσοδο δεδομένων, έτσι και με την έξοδο των αποτελεσμάτων, οι επιλογές είναι δύο. Η έξοδος των αποτελεσμάτων μπορεί να αποτυπωθεί και στο περιβάλλον GAMS (Σχήμα 5.4), αλλά και σε εξωτερική πηγή, στην προκειμένη περίπτωση το Excel.

Στο Σχήμα 5.4 υπάρχει ένα παράδειγμα εξαγωγής αποτελεσμάτων εντός του λογισμικού. Το LEVEL υποδηλώνει την τιμή εξόδου, οι ‘.’ το μηδέν, τα LOWER και UPPER τα άνω και κάτω όρια, το MARGINAL πόσο μια χαλάρωση των ορίων της μεταβλητής επηρεάζει την αντικειμενική συνάρτηση και το EPS πολύ μικρή τιμή.

Στην έξοδο των αποτελεσμάτων σε Excel ακολουθείται η ίδια τακτική με την είσοδο των δεδομένων από Excel. Αρχικά, προηγείται η δημιουργία ενός αρχείου GDX (Σχήμα 5.5), στη συνέχεια αποτυπώνονται στον κώδικα και στο αρχείο txt οι τιμές τις οποίες επιθυμεί να εξάγει (Σχήμα 5.6) και δημιουργείται αυτόματα ένα αρχείο Excel στο οποίο οι τιμές εξόδου αναγράφονται σε διαφορετικά φύλλα εργασίας. Αυτό διευκολύνει τη μετέπειτα επεξεργασία των δεδομένων με τη δημιουργία διαγραμμάτων και γραφικών παραστάσεων.

	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
1.t1	-INF	-0.043	+INF	EPS
1.t2	-INF	-0.099	+INF	EPS
1.t3	-INF	-0.149	+INF	EPS
1.t4	-INF	-0.153	+INF	EPS
1.t5	-INF	-0.080	+INF	EPS
1.t6	-INF	0.023	+INF	EPS
1.t7	-INF	0.039	+INF	EPS
1.t8	-INF	0.043	+INF	EPS
1.t9	-INF	0.096	+INF	EPS
1.t10	-INF	0.065	+INF	EPS
1.t11	-INF	0.047	+INF	EPS
1.t12	-INF	-0.015	+INF	EPS
1.t13	-INF	-0.094	+INF	EPS
1.t14	-INF	-0.135	+INF	EPS
1.t15	-INF	-0.084	+INF	EPS
1.t16	-INF	-0.023	+INF	EPS
1.t17	-INF	-0.059	+INF	EPS
1.t18	-INF	-0.077	+INF	EPS
1.t19	-INF	-0.065	+INF	EPS
1.t20	-INF	0.024	+INF	EPS
1.t21	-INF	0.152	+INF	EPS
1.t22	-INF	0.116	+INF	EPS
1.t23	-INF	0.063	+INF	EPS
1.t24	-INF	0.027	+INF	EPS
2.t1	.	.	.	EPS
2.t2	.	.	.	EPS
2.t3	.	.	.	EPS

Σχήμα 5.4: Έξοδος αποτελεσμάτων στο περιβάλλον GAMS

```
execute_unload "outputs.gdx" V th Sf
                    Pf Qf Ps Qs
                    OF Pg Qg Pslack
                    Qslack

execute 'gdxrw.exe outputs.gdx o=outputs.xlsx @OUTPUTDATA_TEMPLATE_v13.txt'
```

Σχήμα 5.5: Εντολές εξόδου αποτελεσμάτων σε EXCEL

```

Var = V          rng=V!A2
Var = th         rng=TH!A2

Var = Sf         rng=SF!A2
Var = Pf         rng=PF!A2
Var = Qf         rng=QF!A2

Var = Ps         rng=PS!A2
Var = Qs         rng=QS!A2
Var = OF         rng=OF!A2
Var = Pg         rng=PG!A2
Var = Qg         rng=QG!A2

Par = Qslack    rng=Qslack!A2
Par = Pslack    rng=Pslack!A2

```

Σχήμα 5.6: Αρχείο txt σύνδεσης GAMS με EXCEL

5.3 ΠΑΡΑΔΕΙΓΜΑ ΣΕ ΔΙΚΤΥΟ 5 ΚΟΜΒΩΝ

Στην ενότητα αυτή θα γίνει επεξήγηση ενός απλού προγράμματος GAMS σε ένα δίκτυο 5 κόμβων. Θα χωριστεί το πρόγραμμα σε ενότητες για την καλύτερη επεξήγησή του. Τα μπλοκ που εμφανίζονται είναι:

```

$title 24hour power flow /*Αρχικά αναφέρεται ο τίτλος του προγράμματος */

sets    i /1*5/
         t /t1*t24/
         slack(i) /1/
gen(i)  /3,4/
         load(i) /2,3/;

```

Σχήμα 5.7: Παράδειγμα σε δίκτυο 5 κόμβων.

Η εντολή Sets (Σχήμα 5.7) ορίζει τα ονόματα των δεικτών που θα χρησιμοποιηθούν. Στο συγκεκριμένο δίκτυο υπάρχουν 5 κόμβοι, ο κόμβος 1 είναι ο κόμβος αναφοράς, οι γεννήτριες τοποθετούνται στους κόμβους 3 και 4 και τα φορτία στους 2 και 3. Το χρονικό διάστημα είναι μιας μέρας και χωρίζεται σε 24 διαστήματα με περίοδο μίας ώρας το καθένα.

```
alias (i,j);
```

Σχήμα 5.8: Παράδειγμα σε δίκτυο 5 ζυγών.

Η εντολή alias (Σχήμα 5.8) δημιουργεί άλλο ένα σύνολο j όμοιο με αυτό του i . Έτσι, επιτυγχάνεται η σύνδεση των κόμβων σε i,j , σε οποιονδήποτε συνδυασμό ή σε όποιους επιθυμεί ο χρήστης.

```

Parameters Sn(i,j)
/1.2 6
 1.3 6
 2.3 12
 2.4 12
 3.5 12/

Vb /20/
Sb /20/;

Table LN(i,j,*)
          r      l
1.2      0.125  0.193
1.3      0.224  0.581
2.3      0.252  0.336
2.4      0.038  0.051
3.5      0.023  0.030;

```

Σχήμα 5.9: Παράδειγμα σε δίκτυο 5 ζυγών

Με την εντολή Parameters (Σχήμα 5.9) καθορίζονται οι παράμετροι του δικτύου διανομής. Έτσι, εισάγονται τα δεδομένα. Με την παράμετρο Sn(i,j) καθορίζονται τα θερμικά όρια των γραμμών διανομής και με τα Vb, Sb η βασική τάση και η βασική ισχύς, αντίστοιχα, του δικτύου διανομής. Προκειμένου να αυξηθούν οι διαστάσεις, χρησιμοποιείται η εντολή Table, με τον πίνακα LN(i,j,*) να εισάγει τις αντιστάσεις των γραμμών.

```
Variable V(i,t), th(i,t), Sf(i,j,t), Pf(i,j,t), Qf(i,j,t), P(i,t), Q(i,t), Ps(i,t), Qs(i,t), OF;
```

Σχήμα 5.10: Παράδειγμα σε δίκτυο 5 ζυγών

Με την εντολή Variable (Σχήμα 5.10) εισάγονται οι μεταβλητές απόφασης του συστήματος. Οι τιμές αυτές μεταβάλλονται με σκοπό τη βελτιστοποίηση της αντικειμενικής συνάρτησης. Στην προκειμένη περίπτωση, η αντικειμενική συνάρτηση είναι η OF.

```

Equations Pbus(i,t), Qbus(i,t), Pflow(i,j,t), Qflow(i,j,t), Sflow(i,j,t), obj;

Pflow(i,j,t)$(conex(i,j))..Pf(i,j,t)=e=y1(i,j)*power(V(i,t),2)*y1(i,j)*V(i,t)*V(j,t)*cos(th(i,t)-th(j,t))-y2(i,j)*V(i,t)*V(j,t)*sin(th(i,t)-th(j,t));
Qflow(i,j,t)$(conex(i,j))..Qf(i,j,t)=e=y2(i,j)*power(V(i,t),2)+y2(i,j)*V(i,t)*V(j,t)*cos(th(i,t)-th(j,t))-y1(i,j)*V(i,t)*V(j,t)*sin(th(i,t)-th(j,t));
Sflow(i,j,t)$(conex(i,j))..Sf(i,j,t)=e=sqr(power(Pf(i,j,t),2)+power(Qf(i,j,t),2));
Pbus(i,t)..Ps(i,t)+Gdata(i,t,'Pg')/Sb-Idata(i,t,'Pd')/Sb=e=sum(j$(conex(i,j)),Pf(i,j,t));
Qbus(i,t)..Qs(i,t)+Gdata(i,t,'Qg')/Sb-Idata(i,t,'Qd')/Sb=e=sum(j$(conex(i,j)),Qf(i,j,t));

obj .. OF=e=sum(t,sum((i,j)$(conex(i,j)),Pf(i,j,t)+PF(j,i,t)));

```

Σχήμα 5.11: Παράδειγμα σε δίκτυο 5 ζυγών

Με την εντολή Equations (Σχήμα 5.11) εισάγονται οι εξισώσεις του συστήματος. Οι εξισώσεις αποτελούνται από αυτές των ροών ισχύος. Τέλος, καθορίζεται η αντικειμενική συνάρτηση obj.

```
model powerflow /all/;  
  
Option nlp=conopt;  
  
solve powerflow USING minlp MINIMIZING OF;
```

Σχήμα 5.12: Παράδειγμα σε δίκτυο 5 ζυγών

Με την εντολή `model` (Σχήμα 5.12) καθορίζονται οι εξισώσεις που θα συμπεριληφθούν στην επίλυση του προβλήματος. Στη συνέχεια, με την εντολή `option` καθορίζεται ο τύπος του προβλήματος βελτιστοποίησης [nonlinear programming (nlp)] και ο solver που θα χρησιμοποιηθεί (`conopt`). Η `solve` είναι η εντολή επίλυσης του προβλήματος βελτιστοποίησης στην οποία καθορίζεται ότι θα πρέπει να ελαχιστοποιηθεί η αντικειμενική συνάρτηση `OF`, δηλαδή να ελαχιστοποιηθούν οι απώλειες ενεργού ισχύος των γραμμών του δικτύου διανομής.

Εφόσον ολοκληρωθεί η συγγραφή του κώδικα, ο χρήστης θα πρέπει να αποθηκεύσει το πρόγραμμα με τη μορφή αρχείου `filename.gms`, στη συνέχεια να πατήσει το κουμπί `Run` και εφόσον δεν υπάρχει πρόβλημα με τη μεταγλώττιση του προγράμματος, θα εκτελεστεί το πρόγραμμα και θα εξαχθούν τα αποτελέσματα.

5.4 Ο απόλυτης CONOPT

Για την επίλυση των μη γραμμικών μοντέλων έχουν αναπτυχθεί διάφορα είδη αλγορίθμων. Ωστόσο, ανάλογα με το είδος του προβλήματος, υπάρχει και ο κατάλληλος solver. Το λογισμικό GAMS δεν επιλέγει αυτόματα τον solver. Αυτό θα πρέπει να το κάνει ο χρήστης μέσω της εντολής `option`.

Το πρόβλημα του Κεφαλαίου 4 λύθηκε χρησιμοποιώντας μη γραμμικό προγραμματισμό NLP. Μέσω δοκιμών αποδείχτηκε ότι ο κατάλληλος solver είναι ο `Conopt`. Πρόκειται για έναν επιλυτή ο οποίος συγκλίνει στη βέλτιστη λύση βρίσκοντας τοπικά βέλτιστες λύσεις που να ικανοποιούν τους περιορισμούς [34].

Ο `Conopt` είναι κατάλληλος για μοντέλα με πολλούς μη γραμμικούς περιορισμούς και πολλές φορές καταφέρνει να διατηρεί τη λύση σε εφικτή περιοχή την ώρα που άλλοι επιλυτές αποτυγχάνουν. Ωστόσο, δεν ενδείκνυται για προβλήματα με λίγες μη γραμμικότητες. Έχει την ικανότητα να λύνει πολύ γρήγορα προβλήματα με λίγους βαθμούς ελευθερίας και είναι ιδανικός όταν οι περιορισμοί είναι περίπου όσοι και οι μεταβλητές. Επίσης, ο `Conopt` χρησιμοποιεί και δευτερες παραγώγους σε περιπτώσεις όπου οι μεταβλητές είναι πολύ περισσότερες από τους περιορισμούς [35].

ΕΦΑΡΜΟΓΕΣ ΚΑΙ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ

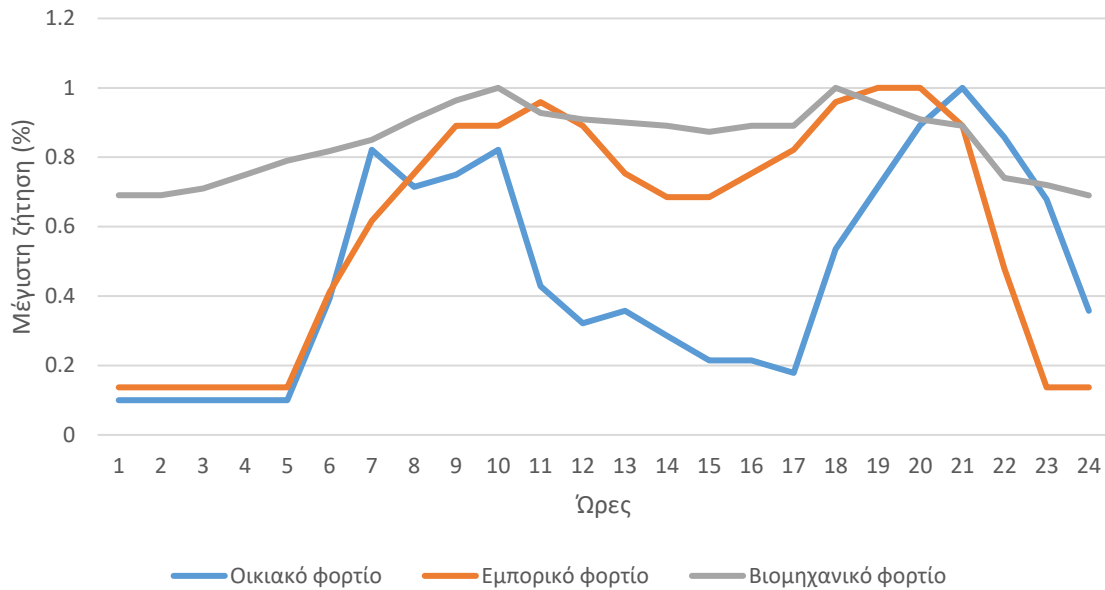
6.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Στο παρόν κεφάλαιο παρουσιάζονται τα αποτελέσματα των εφαρμογών του μοντέλου, το οποίο παρουσιάζεται στο Κεφάλαιο 4, σε δίκτυα διανομής του ΙΕΕΕ της βιβλιογραφίας. Τα πρότυπα δίκτυα διανομής του ΙΕΕΕ, τα οποία χρησιμοποιούνται για τις προσομοιώσεις, έχουν τροποποιηθεί ώστε να φιλοξενούν ΔΕΠ διαφόρων τύπων, όπως συστήματα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, μονάδες συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας, καθώς και δυνατότητα ολίσθησης φορτίου. Στα πρότυπα δίκτυα διανομής υπάρχουν επίσης εγκατεστημένοι εγκάρσιοι πυκνωτές για αντιστάθμιση της αέργου ισχύος.

Τα πρότυπα δίκτυα διανομής του ΙΕΕΕ που χρησιμοποιούνται είναι τα εξής:

1. Δίκτυο διανομής ΙΕΕΕ 33 κόμβων,
2. Δίκτυο διανομής ΙΕΕΕ 69 κόμβων,
3. Δίκτυο διανομής ΙΕΕΕ 136 κόμβων.

Ως δεδομένα για τον καθορισμό της ζήτησης των φορτίων του δικτύου διανομής, θεωρούνται ωριαίες μετρήσεις για το διάστημα μιας ημέρας. Η καμπύλη ζήτησης εξαρτάται από τον τύπο του φορτίου (οικιακό, εμπορικό και βιομηχανικό) και παράδειγμά της παρουσιάζεται στο Σχήμα 6.1. Όμοια, για τις ανεμογεννήτριες και τα φωτοβολταϊκά, λαμβάνονται υπόψη ωριαίες τιμές παραγωγής ισχύος, οι οποίες υπολογίζονται συναρτήσει των τιμών της ταχύτητας του ανέμου και της έντασης της ηλιακής ακτινοβολίας, αντίστοιχα. Οι τιμές της παραγόμενης ισχύος των ΑΠΕ εκφράζονται ως ποσοστό της ονομαστικής ισχύος τους (μέγιστης δυνατής παραγωγής τους).



Σχήμα 6.1 Ημερήσια ζήτηση φορτίου ως ποσοστό επί της μέγιστης ζήτησης.

Σκοπός είναι η βελτιστοποίηση των παρακάτω αντικειμενικών συναρτήσεων:

- Αντικειμενική συνάρτηση 1: ελαχιστοποίηση των απωλειών ενεργού ισχύος
- Αντικειμενική συνάρτηση 2: ελαχιστοποίηση της διακύμανσης της τάσης
- Αντικειμενική συνάρτηση 3: μεγιστοποίηση των κερδών της εταιρίας διανομής ηλεκτρικής ενέργειας.

Σε όλες τις εφαρμογές του κεφαλαίου αυτού, το ελάχιστο όριο του μέτρου της τάσης είναι 0,92 α.μ. και το μέγιστο όριο τάσης είναι 1,08 α.μ.:

$$V_i^{min} = 0,92 \text{ α. μ.} \quad (6.1)$$

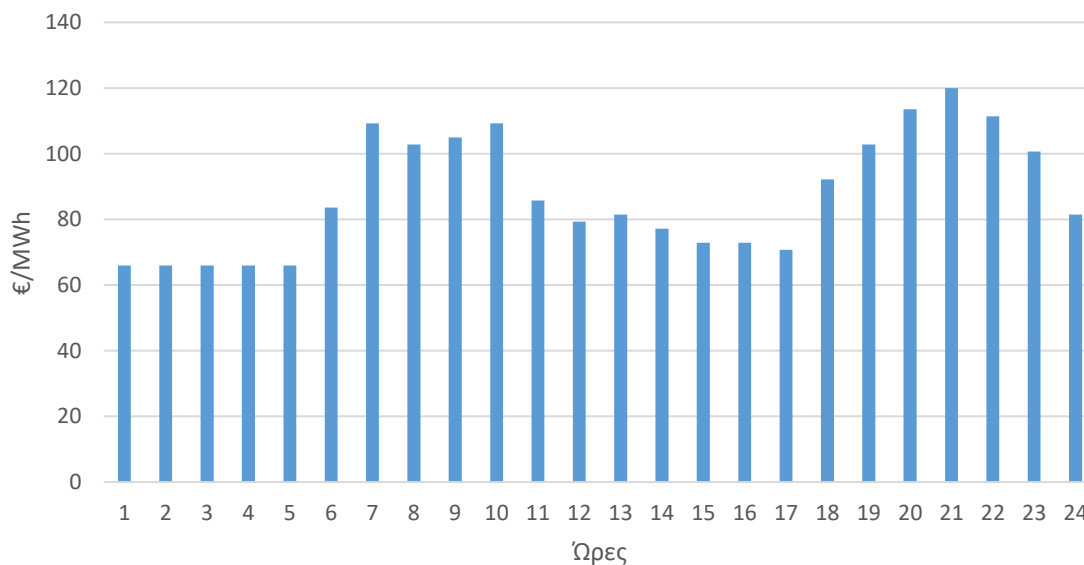
$$V_i^{max} = 1,08 \text{ α. μ.} \quad (6.2)$$

Από τις τιμές αυτές εξαιρείται ο κόμβος αναφοράς (κόμβος 1), η τάση του οποίου θεωρείται σταθερή και ίση με την ονομαστική τιμή, δηλαδή 1,0 α.μ. Το δίκτυο μεταφοράς θεωρείται άπειρο ΣΗΕ και τερματικό του σημείο είναι ο κόμβος 0.

Ο συντελεστής ισχύος των μονάδων παραγωγής θεωρείται ότι κυμαίνεται από 0,9 έως 1,0 επαγωγικός. Τα κόστη παραγωγής και η τιμή πώλησης θεωρούνται σταθερά και δίνονται από τις σχέσεις (6.3) έως (6.9). Στο Σχήμα 6.2 φαίνεται το κόστος παραγωγής της ηλεκτρικής ενέργειας από το σύστημα μεταφοράς.

Τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας στους καταναλωτές:

$$c = 120 \text{ €/MWh} \quad (6.3)$$



Σχήμα 6.2 :Κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από τον κόμβο αναφοράς.

Κόστος παραγωγής μονάδων ΑΠΕ:

$$c_w = c_s = 60 \text{ €/MWh} \quad (6.4)$$

Κόστος φόρτισης και εκφόρτισης μονάδων ΣΑΗΕ:

$$c_{ch} = 45 \text{ €/MWh} \quad (6.5)$$

$$c_{dsh} = 50 \text{ €/MWh} \quad (6.6)$$

Συντελεστές της συνάρτησης κόστους παραγωγής των μονάδων ΣΗΘ:

$$\alpha = 0,42 \text{ €/MWh} \quad (6.7)$$

$$\beta = 21 \text{ €/MWh}^2 \quad (6.8)$$

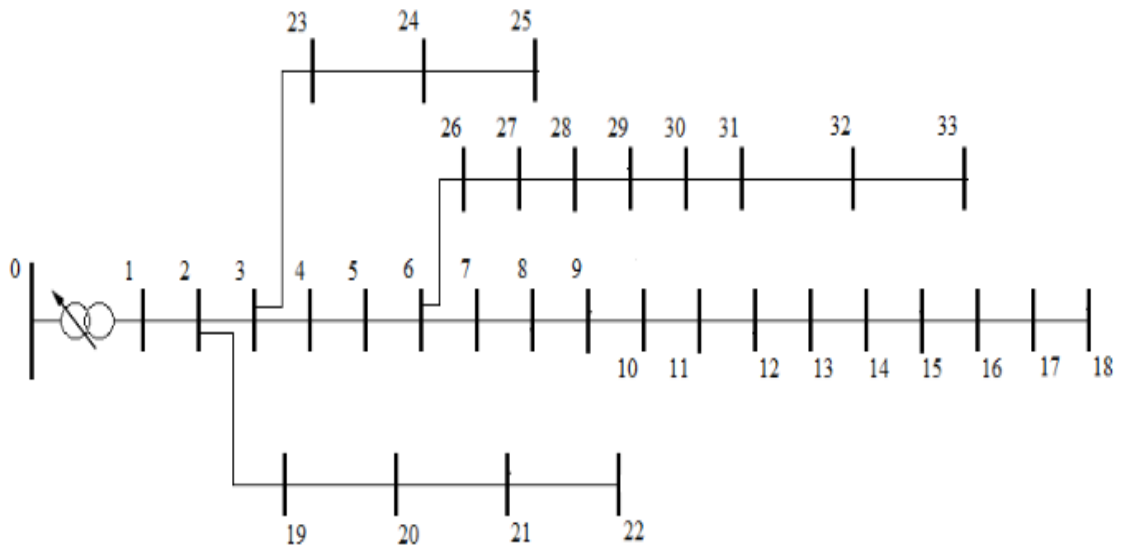
$$\gamma = 95 \text{ €} \quad (6.9)$$

Οι εφαρμογές του μοντέλου επιλύθηκαν με τη χρήση Η/Υ με τα ακόλουθα τεχνικά χαρακτηριστικά:

- Επεξεργαστής Intel Core i5-3230M @ 2,6 GHz
- Μνήμη RAM 4GB
- Λειτουργικό σύστημα Windows 8.1

6.2 ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΣΕ ΔΙΚΤΥΟ 33 ΚΟΜΒΩΝ

Το δίκτυο των 34 κόμβων [26] που εμφανίζεται στο Σχήμα 6.3 λειτουργεί σε ονομαστική τάση 12,66 kV και τα δεδομένα των γραμμών διανομής δίνονται στο [36].



Σχήμα 6.3 : Τοπολογία δικτύου 33 κόμβων.

Ο κόμβος 0 δεν ανήκει στο δίκτυο και αποτελεί ουσιαστικά το άπειρο ΣΗΕ, ενώ κόμβος αναφοράς είναι ο κόμβος 1. Η ικανότητα μεταφοράς των γραμμών διανομής θεωρείται ίση με 10 MVA. Σε όλους τους κόμβους του δικτύου διανομής συνδέονται φορτία, των οποίων η μέγιστη ενεργός ισχύς που καταναλώνουν φαίνεται στον Πίνακα 6.1 και το είδος των φορτίων φαίνεται στον Πίνακα 6.2.

Πίνακας 6.1 : Φορτία δικτύου 33 κόμβων.

Κόμβος	P (MW)	Κόμβος	P (MW)
1	0,240	18	0,160
2	0,160	19	0,368
3	0,240	20	2,000
4	0,880	21	0,880
5	0,192	22	0,160
6	1,520	23	0,840
7	0,912	24	0,240
8	0,184	25	0,280
9	1,300	26	0,880
10	0,320	27	0,384
11	1,120	28	0,256
12	0,184	29	0,800
13	0,720	30	0,960
14	0,320	31	1,200
15	1,600	32	0,192
16	0,720	33	0,1600
17	0,240	Σύνολο	20,612

Πίνακας 6.2 : Είδη φορτίων δικτύου 33 κόμβων

Είδος Φορτίου	Κόμβοι
Οικιακό	1, 2, 3, 5, 8, 10, 12, 14, 17, 19, 22, 25, 27, 28, 32, 33
Εμπορικό	4, 7, 11, 13, 16, 21, 23, 26, 29, 30
Βιομηχανικό	6, 9, 15, 18, 20, 24, 31

6.2.1 ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΕΙΣΟΔΟΥ ΓΙΑ ΤΟ ΔΙΚΤΥΟ ΤΩΝ 33 ΚΟΜΒΩΝ

6.2.1.1 ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΑΠΕ

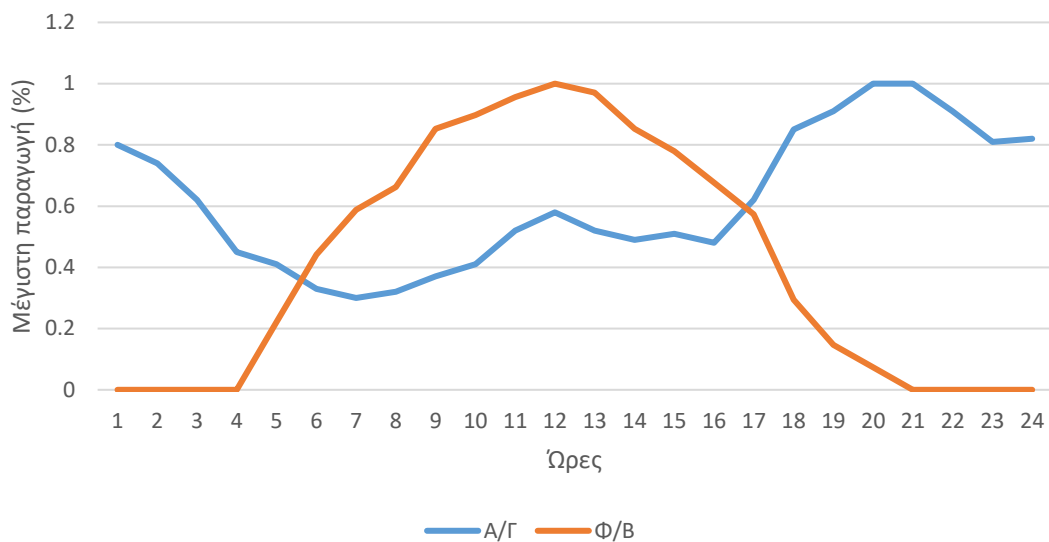
Για τις οι ανεμογεννήτριες και τα φωτοβολταϊκά, λαμβάνονται υπόψη ωριαίες τιμές παραγωγής ισχύος, οι οποίες υπολογίζονται συναρτήσει των τιμών της ταχύτητας του ανέμου και της έντασης της ηλιακής ακτινοβολίας που παρουσιάζονται στο Σχήμα 6.4. Οι τιμές της παραγόμενης ισχύος των ΑΠΕ εκφράζονται ως ποσοστό της μέγιστης δυνατής παραγωγής τους, η οποία φαίνεται στους Πίνακες 6.3 και 6.4.

Πίνακας 6.3 : Δεδομένα ανεμογεννητριών.

Κόμβος σύνδεσης Α/Γ	Μέγιστη ισχύς, P_{WG}^{max} (MW)
3	8
16	10
33	7,5

Πίνακας 6.4 : Δεδομένα φωτοβολταϊκών.

Κόμβος σύνδεσης Φ/Β	Μέγιστη ισχύς, P_{PV}^{max} (MW)
6	2
22	2,5
31	2



Σχήμα 6.4 : Ημερήσια παραγωγή ισχύος από Α/Γ και Φ/Β ως ποσοστό επί της μέγιστης παραγωγής.

6.2.1.2 ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΣΑΗΕ

Στον Πίνακα 6.5 φαίνονται τα δεδομένα των ΣΑΗΕ.

Πίνακας 6.5 : Δεδομένα συστημάτων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας.

Κόμβος	Μέγιστη ισχύς (MW)	Χωρητικότητα (MWh)	Μέγιστη δυνατή χωρητικότητα (%)	Ελάχιστη δυνατή χωρητικότητα (%)	Συντελεστής απόδοσης φόρτισης	Συντελεστής απόδοσης εκφόρτισης
25	1	3	0,9	0,1	0,9	0,9
18	1,2	4	0,9	0,1	0,9	0,9
31	1,1	3,5	0,9	0,1	0,9	0,9

6.2.1.3 ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΕΓΚΑΡΣΙΩΝ ΠΥΚΝΩΤΩΝ

Στον Πίνακα 6.6 φαίνονται τα δεδομένα των εγκάρσιων πυκνωτών.

Πίνακας 6.6: Δεδομένα εγκάρσιων πυκνωτών.

Κόμβος	Χωρητικότητα (MVar)
7	4
22	2,5
28	3

6.2.1.4 ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΣΗΘ

Στον Πίνακα 6.7 φαίνονται τα δεδομένα των μονάδων ΣΗΘ.

Πίνακας 6.7: Δεδομένα μονάδων συμπαραγωγής ενέργειας και θερμότητας.

Κόμβος	Δυνατότητα Παραγωγής (MW)	Μέγιστη μείωση ισχύος (MW/h)	Μέγιστη αύξηση ισχύος (MW/h)
11	3,0	-0,7	0,7
29	2,7	-0,6	0,6

6.2.1.5 ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΟΛΙΣΘΗΣΗΣ ΦΟΡΤΙΟΥ

Στον Πίνακα 6.8 φαίνονται τα δεδομένα ολίσθησης φορτίου.

Πίνακας 6.8: Δεδομένα ολίσθησης με βάση το είδος του φορτίου.

Είδος φορτίου	Ρύθμιση ισχύος κατανάλωσης (αύξηση ή μείωση κατανάλωσης)
Οικιακό	20%
Εμπορικό	20%
Βιομηχανικό	30%

6.2.2 ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΓΙΑ ΤΟ ΔΙΚΤΥΟ ΤΩΝ 33 ΚΟΜΒΩΝ

6.2.2.1 ΕΛΑΧΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗ ΑΠΩΛΕΙΩΝ ΕΝΕΡΓΟΥ ΙΣΧΥΟΣ

Στην περίπτωση αυτή το πρόβλημα βελτιστοποίησης επικεντρώνεται στην εύρεση των τιμών των μεταβλητών απόφασης με σκοπό την ελαχιστοποίηση των απωλειών ενεργού ισχύος του δικτύου διανομής. Εκτελώντας ένα-ένα τα σενάρια που περιγράφηκαν στην Ενότητα 4.5, γίνεται προσπάθεια να διαπιστωθεί η επιρροή στη βελτιστοποίηση της αντικειμενικής συνάρτησης, των ΔΕΠ που εγκαθίστανται στο δίκτυο διανομής, σε κάθε ένα από τα θεωρούμενα σενάρια.

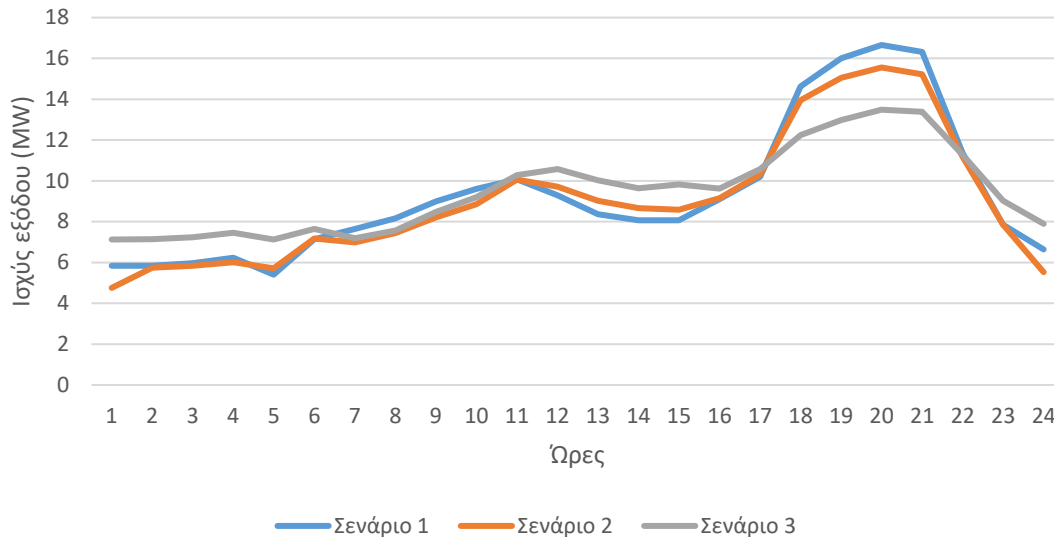
Στον Πίνακα 6.9 διαπιστώνεται μείωση των απωλειών ενεργού ισχύος σε κάθε σενάριο. Στα σενάρια 2.2 και 3.2, που αντιστοιχούν στην τεχνική ολίσθησης του φορτίου, οι απώλειες ενεργού ισχύος του δικτύου διανομής είναι μικρότερες από το 1% της παραγόμενης ενεργού ισχύος. Αυτό σημαίνει ότι για την μείωση των απωλειών ενεργού ισχύος του δικτύου διανομής, η τεχνική της ολίσθησης του φορτίου είναι πιο αποτελεσματική σε σχέση με την αξιοποίηση των ΣΑΗΕ.

Πίνακας 6.9: Αποτελέσματα της αντικειμενικής συνάρτησης 1 στο δίκτυο των 33 κόμβων.

Σενάρια	Απώλειες ενεργού ισχύος δικτύου διανομής (MW)	Απώλειες ενεργού ισχύος ως ποσοστό της παραγόμενης ισχύος (%)
1	6,41	2,19
2	6,04	2,01
2.1	5,44	1,82
2.2	2,33	0,78

Πίνακας 6.9 (συνέχεια): Αποτελέσματα της αντικειμενικής συνάρτησης 1 στο δίκτυο των 33 κόμβων

Σενάρια	Απώλειες ενεργού ισχύος δικτύου διανομής (MW)	Απώλειες ενεργού ισχύος ως ποσοστό της παραγόμενης ισχύος (%)
3	5,52	1,86
3.1	5,05	1,70
3.2	2,11	0,70



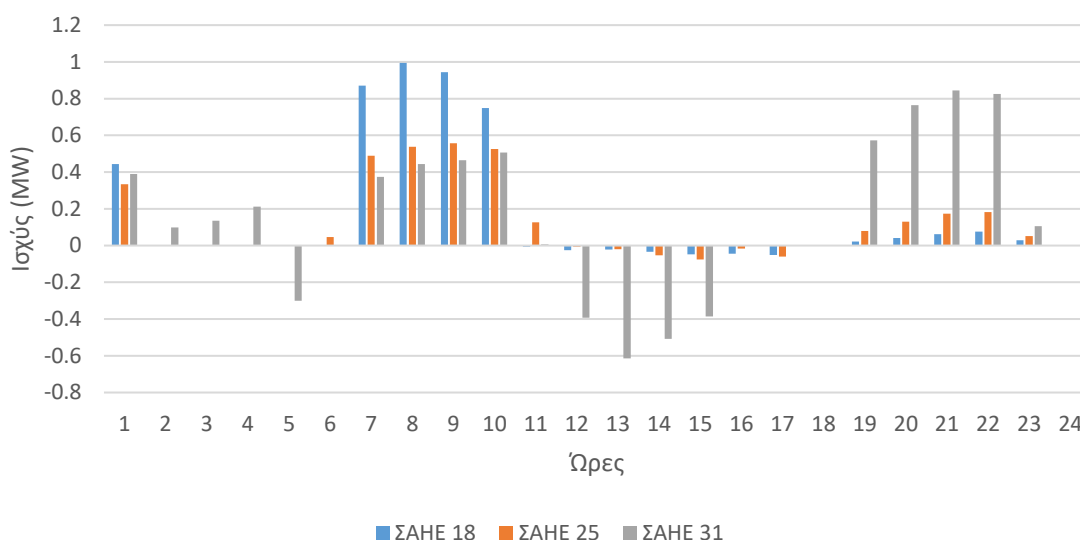
Σχήμα 6.5 : Ημερήσια παραγωγή ενεργού ισχύος Α/Γ για το δίκτυο των 33 κόμβων για την αντικειμενική συνάρτηση 1

Στο Σχήμα 6.5 παρουσιάζεται η συνολική παραγωγή ενεργού ισχύος των ανεμογεννητριών για το δίκτυο των 33 κόμβων. Στο σενάριο 2 παρατηρείται μια μείωση της παραγωγής των Α/Γ στις ώρες αιχμής από 17:00 έως 21:00, καθώς, στο συγκεκριμένο χρονικό διάστημα, τα ΣΑΗΕ, λόγω του χαμηλότερου κόστους, καλύπτουν μέρος της ζήτησης του φορτίου. Και με την τεχνική ολίσθησης του φορτίου (σενάριο 3), παρατηρείται μείωση της παραγωγής των Α/Γ τις ώρες αιχμής, καθώς η αιχμή φορτίου μειώνεται και ολισθαίνει σε ώρες χαμηλότερης κατανάλωσης.

Από τα αποτελέσματα του Πίνακα 6.10 που αφορούν τις μονάδες ΑΠΕ διαπιστώνεται μια σταθερή παραγωγή των μονάδων Φ/Β καθώς και των Α/Γ εκτός από το σενάριο στο οποίο εγκαθίστανται οι μονάδες ΣΗΘ οπότε υπάρχει μία πτώση της τάξης του 25% στην παραγωγή τους.

Πίνακας 6.10:Συνολική παραγωγή των μονάδων ΑΠΕ για το δίκτυο των 33 κόμβων για την αντικειμενική συνάρτηση 1.

Σενάριο	Συνολική παραγωγή Α/Γ (MWh)	Ποσοστό επί της συνολικής διαθέσιμης παραγωγής (%)	Συνολική παραγωγή Φ/Β (MWh)	Ποσοστό επί της συνολικής διαθέσιμης παραγωγής (%)
1	223,504	59,342	64,099	98,759
2	216,569	57,501	64,094	98,750
2.1	216,006	57,351	64,100	98,761
2.2	123,782	32,865	63,944	98,521
3	227,004	60,272	64,904	100,000
3.1	226,819	60,222	64,904	100,000
3.2	129,069	34,269	64,503	99,381



Σχήμα 6.6 :Εκφόρτιση (θετικές τιμές) και φόρτιση (αρνητικές τιμές) των ΣΑΗΕ για το δίκτυο των 33 κόμβων για την αντικειμενική συνάρτηση 1.

Στο Σχήμα 6.6 παρατηρείται ότι στις ώρες αιχμής φορτίου από τις 7:00 έως τις 10:00 και από τις 18:00 έως τις 22:00 τα ΣΑΗΕ δίνουν ενέργεια στο δίκτυο εκμεταλλευόμενα το γεγονός ότι είναι εγκατεστημένα πολύ κοντά στα φορτία με αποτέλεσμα τη μείωση των απωλειών ενεργού ισχύος του δικτύου διανομής. Στις ώρες ελάχιστης ζήτησης τα ΣΑΗΕ φορτίζονται με σκοπό να απελευθερώσουν την ισχύ την στιγμή που πρέπει.

Από τους Πίνακες 6.11 και 6.12 προκύπτει ότι οι εγκάρσιοι πυκνωτές δεν συνεισφέρουν ιδιαίτερα καθώς λειτουργούν μόνο στο 25% των δυνατοτήτων τους, σε αντίθεση με τις μονάδες ΣΗΘ οι οποίες παίζουν πολύ σημαντικό ρόλο επειδή είναι εγκατεστημένες πολύ κοντά στα φορτία και επειδή έχουν δυνατότητα συνεχούς παραγωγής.

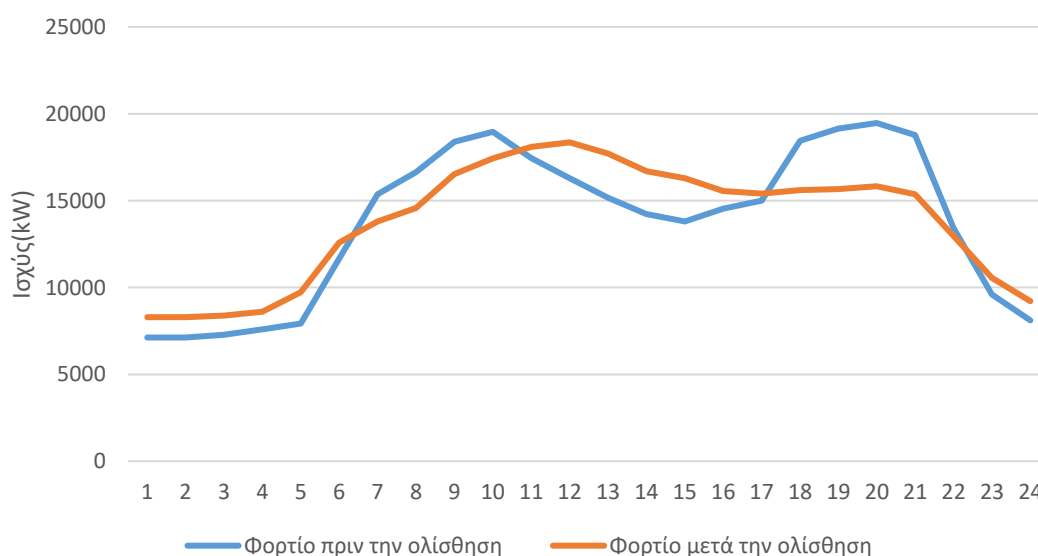
Πίνακας 6.11:Συνολική παραγωγή εγκάρσιων πυκνωτών για το δίκτυο των 33 κόμβων για την αντικειμενική συνάρτηση 1.

Σενάριο	Συνολική παραγωγή πυκνωτών (MVar)	Ποσοστό επί της συνολικής διαθέσιμης παραγωγής των πυκνωτών (%)
2.1	55,30	24,25
3.1	51,96	22,79

Πίνακας 6.12:Συνολική παραγωγή των μονάδων ΣΗΘ για το δίκτυο των 33 κόμβων για την αντικειμενική συνάρτηση 1.

Σενάριο	Συνολική παραγωγή ΣΗΘ (MW)	Ποσοστό επί της συνολικής διαθέσιμης παραγωγής των μονάδων ΣΗΘ (%)
2.2	95,55	69,85
3.2	101,87	74,47

Από το Σχήμα 6.7 προκύπτει ότι, όπως ήταν αναμενόμενο, με την τεχνική ολίσθησης του φορτίου εξομαλύνονται οι «ανωμαλίες» στην καμπύλη ζήτησης των φορτίων, με την καμπύλη ζήτησης να τείνει να γίνει περισσότερο οριζόντια. Αυτό επιτρέπει μεγαλύτερη ενσωμάτωση μονάδων ΑΠΕ και παράλληλα μειώνει τις απότομες εναλλαγές στην ζήτηση φορτίου, το οποίο κρίνεται καθοριστικό για την ευστάθεια και τη μείωση των απωλειών.



Σχήμα 6.7 :Συνολική ισχύς κατανάλωσης των φορτίων του δικτύου διανομής πριν και μετά τη δυνατότητα ολίσθησης φορτίου (load shifting) για το δίκτυο των 33 κόμβων για την αντικειμενική συνάρτηση 1

6.2.2.2 ΕΛΑΧΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗ ΔΙΑΚΥΜΑΝΣΗΣ ΤΑΣΗΣ

Στον Πίνακα 6.13 φαίνονται τα αποτελέσματα της ελαχιστοποίησης της διακύμανσης της τάσης για το δίκτυο των 33 κόμβων. Η μείωση στην τιμή της διακύμανσης της τάσης είναι εμφανής, σενάριο με το σενάριο. Σύμφωνα με τον Πίνακα 6.13, πολύ σημαντικό ρόλο διαδραματίζουν οι εγκάρσιοι πυκνωτές στην ελαχιστοποίηση της διακύμανσης της τάσης.

Πίνακας 6.13: Αποτελέσματα αντικειμενικής συνάρτησης 2 για το δίκτυο των 33 κόμβων.

Σενάριο	Διακύμανση τάσης κόμβων
1	0,316603
2	0,243525
2.1	0,063596
2.2	0,009592
3	0,203350
3.1	0,048339
3.2	0,007831

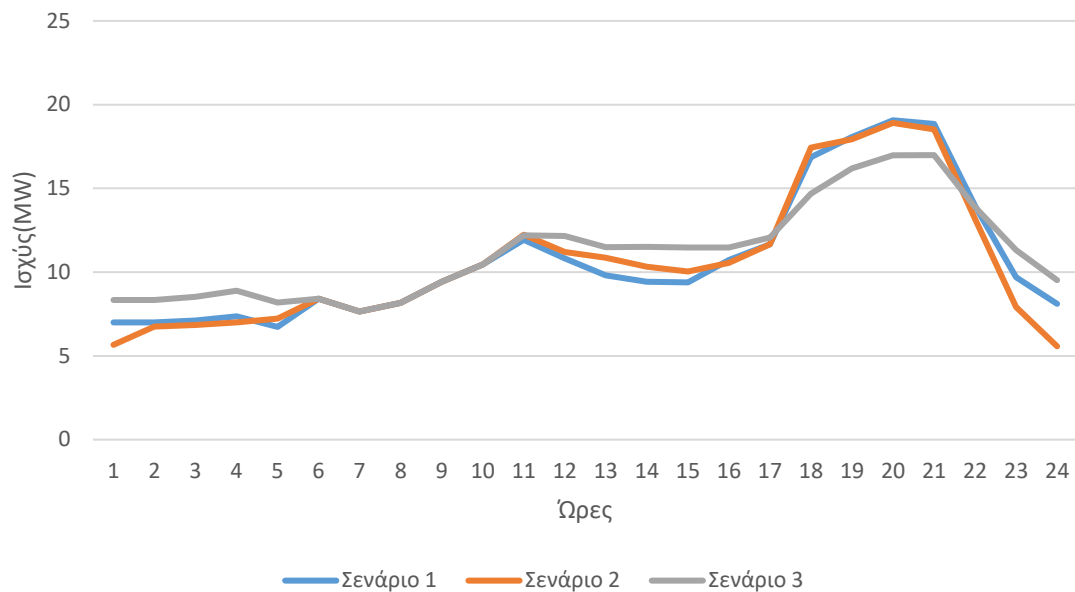
Πίνακας 6.14: Συνολική παραγωγή των μονάδων ΑΠΕ για το δίκτυο των 33 κόμβων για την αντικειμενική συνάρτηση 2.

Σενάριο	Συνολική παραγωγή Α/Γ (MWh)	Ποσοστό επί της συνολικής διαθέσιμης παραγωγής Α/Γ (%)	Συνολική παραγωγή Φ/Β (MWh)	Ποσοστό επί της συνολικής διαθέσιμης παραγωγής Φ/Β (%)
1	257,689	68,419	56,603	87,209
2	253,959	67,428	61,880	95,340
2.1	220,727	58,605	64,904	100,000
2.2	141,366	37,534	62,511	96,311
3	268,307	71,238	64,388	99,205
3.1	248,891	66,083	64,904	100,000
3.2	150,467	39,950	64,904	100,000

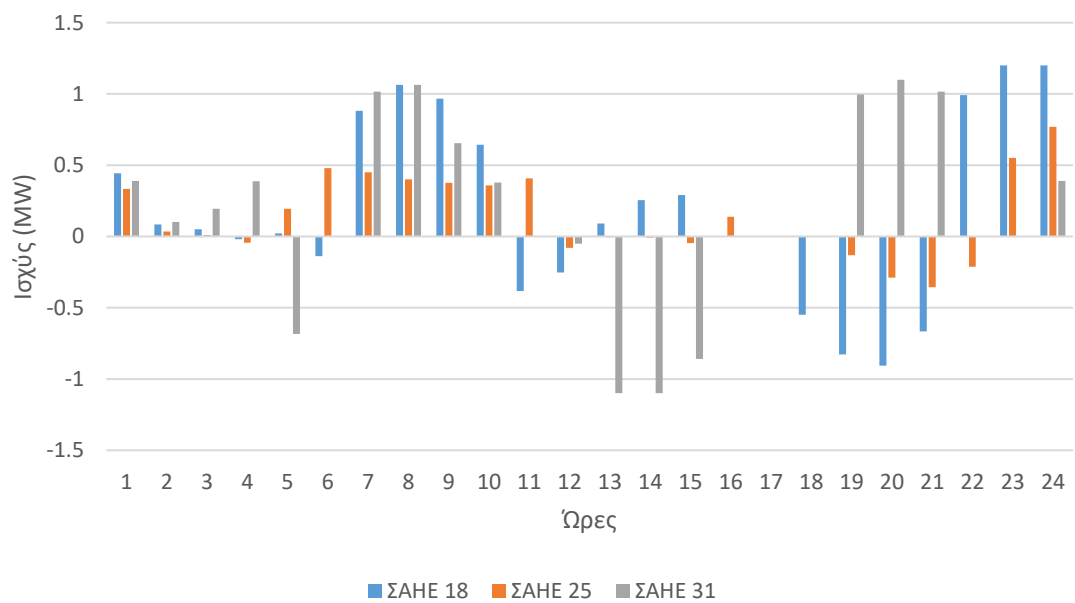
Από τον Πίνακα 6.14 προκύπτει ότι η συμπεριφορά των μονάδων ΑΠΕ μοιάζει αρκετά με αυτή της ελαχιστοποίησης των απωλειών ενεργού ισχύος, με τα Φ/Β να δείχνουν μια σταθερότητα και τις Α/Γ να επηρεάζονται αρκετά μετά την εγκατάσταση των μονάδων ΣΗΘ με την παραγωγή των Α/Γ να μειώνεται πάνω από 20%.

Στο Σχήμα 6.8 διαπιστώνεται διαφορά στην παραγωγή των Α/Γ μόνο στην περίπτωση της ολίσθησης του φορτίου. Αυτό δικαιολογείται από το γεγονός ότι η αιχμή φορτίου τις ώρες μεταξύ 18:00 και 22:00 «ψαλιδίζεται» με αποτέλεσμα η παραγωγή των Α/Γ

να μειώνεται. Στη συγκεκριμένη περίπτωση ελάχιστη διαφορά παρατηρείται με την ενσωμάτωση των ΣΑΗΕ.



Σχήμα 6.8 : Ημερήσια παραγωγή ισχύος από ανεμογεννήτριες για το δίκτυο των 33 κόμβων για την αντικειμενική συνάρτηση 2.



Σχήμα 6.9 : Εκφόρτιση (θετικές τιμές) και φόρτιση (αρνητικές τιμές) των ΣΑΗΕ για το δίκτυο των 33 κόμβων για την αντικειμενική συνάρτηση 2.

Σύμφωνα με το Σχήμα 6.9 το μοναδικό χρονικό διάστημα στο οποίο συμβαδίζουν τα ΣΑΗΕ είναι μεταξύ 7:00 και 10:00. Στη συνέχεια παρατηρείται μια τυχαία συμπεριφορά.

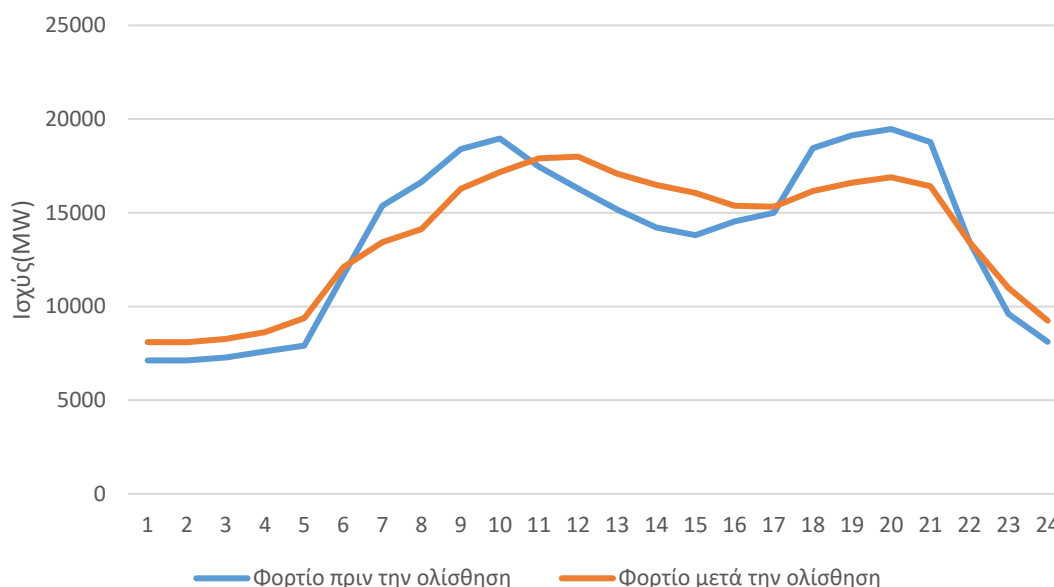
Πίνακας 6.15:Συνολική παραγωγή εγκάρσιων πυκνωτών για το δίκτυο των 33 κόμβων για την αντικειμενική συνάρτηση 2.

Σενάριο	Συνολική παραγωγή πυκνωτών (MVar)	Ποσοστό επί της συνολικής διαθέσιμης παραγωγής των πυκνωτών (%)
2.1	116,30	51,01
3.1	188,11	82,51

Πίνακας 6.16:Συνολική παραγωγή των μονάδων ΣΗΘ για το δίκτυο των 33 κόμβων για την αντικειμενική συνάρτηση 2.

Σενάριο	Συνολική παραγωγή ΣΗΘ (MW)	Ποσοστό επί της συνολικής διαθέσιμης παραγωγής των ΣΗΘ (%)
2.2	91,00	66,52
3.2	88,58	64,75

Σύμφωνα με τους Πίνακες 6.15 και 6.16, οι εγκάρσιοι πυκνωτές παίζουν σημαντικό ρόλο ειδικά με την τεχνική ολίσθησης φορτίου, ενώ οι ΣΗΘ παράγουν σταθερά περίπου το 65% των δυνατοτήτων τους μειώνοντας τη ροή ισχύος στις γραμμές διανομής.



Σχήμα 6.10 :Συνολική ισχύς κατανάλωσης των φορτίων του δικτύου διανομής πριν και μετά τη δυνατότητα ολίσθησης φορτίου για το δίκτυο των 33 κόμβων για την αντικειμενική συνάρτηση 2

Από το Σχήμα 6.10 προκύπτει ότι, όπως και με την ελαχιστοποίηση των απωλειών ενεργού ισχύος του δικτύου διανομής, έτσι και με την ελαχιστοποίηση της διακύμανσης της τάσης, η μέθοδος της ολίσθησης του φορτίου ψαλιδίζει την καμπύλη κατανάλωσης στις ώρες αιχμής της. Αυτό επιτρέπει τη μεγαλύτερη παραγωγή αέργου ισχύος από τους εγκάρσιους πυκνωτές, για αυτό και τα αποτελέσματα είναι καλύτερα σε σχέση με το σενάριο 2 και τις

μονάδες ΣΑΗΕ. Συμπερασματικά, τον κύριο λόγο για τη ρύθμιση της τάσης παίζει η άεργος ισχύς.

6.2.2.3 ΜΕΓΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗ ΤΩΝ ΚΕΡΔΩΝ ΤΗΣ ΕΤΑΙΡΙΑΣ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Στον Πίνακα 6.17 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της αντικειμενικής συνάρτησης 3, δηλαδή της μεγιστοποίησης του ημερήσιου κέρδους από των πώληση ηλεκτρικής ενέργειας για την εταιρία διανομής ηλεκτρικής ενέργειας. Παρατηρείται μια αύξηση στα κέρδη της τάξης του 6,5% με την τεχνική της ολίσθησης φορτίου να είναι ελαφρώς πιο αποτελεσματική. Σημαντικό ρόλο παίζουν οι μονάδες ΣΗΘ.

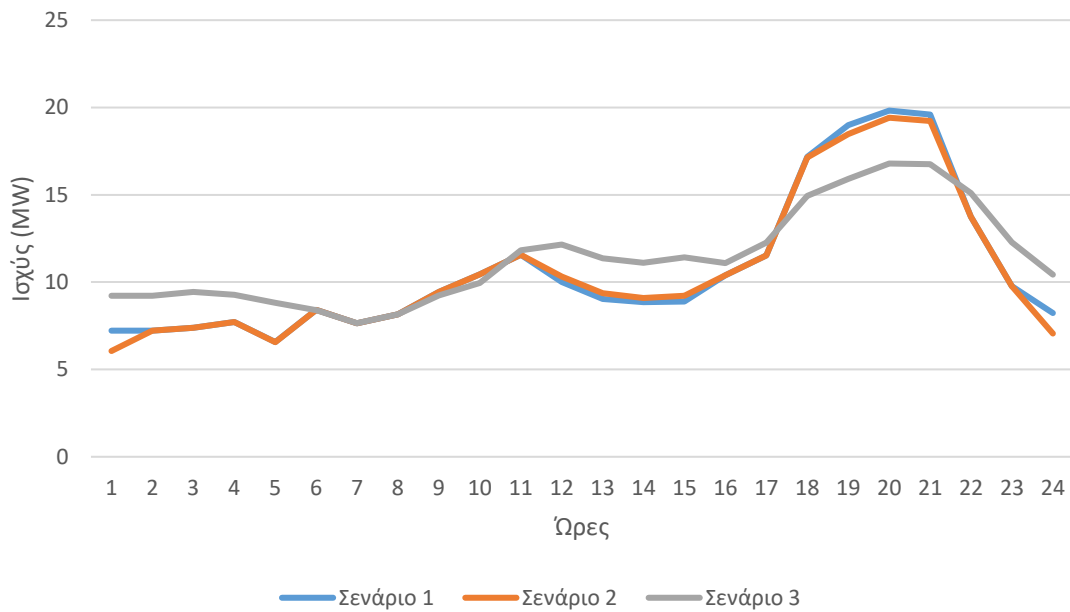
Πίνακας 6.17: Αποτελέσματα αντικειμενικής συνάρτησης 3 για το δίκτυο των 33 κόμβων.

Σενάρια	Ημερήσιο κέρδος από την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας (ευρώ)
1	18698,21
2	19259,31
2.1	19306,13
2.2	20067,22
3	19456,77
3.1	19489,76
3.2	19982,13

Πίνακας 6.18: Συνολική παραγωγή των μονάδων ΑΠΕ για το δίκτυο των 33 κόμβων για την αντικειμενική συνάρτηση 3.

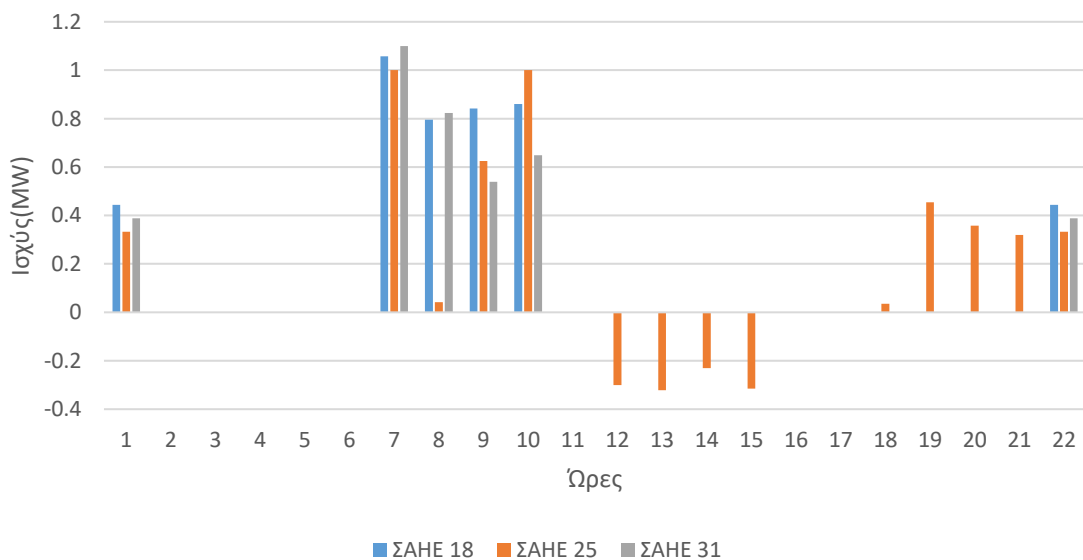
Σενάριο	Συνολική παραγωγή Α/Γ (MWh)	Ποσοστό επί της συνολικής διαθέσιμης παραγωγής Α/Γ (%)	Συνολική παραγωγή Φ/Β (MWh)	Ποσοστό επί της συνολικής διαθέσιμης παραγωγής Φ/Β (%)
1	257,854	68,463	64,904	100,000
2	255,385	67,807	64,904	100,000
2.1	254,890	67,676	64,904	100,000
2.2	140,738	37,367	55,238	85,100
3	272,773	72,424	64,904	100,000
3.1	272,256	72,286	64,904	100,000
3.2	148,879	39,529	58,237	89,700

Από τον Πίνακα 6.18 προκύπτει ότι, σε αντίθεση με την ελαχιστοποίηση των απωλειών ενεργού ισχύος του δικτύου διανομής και με την ελαχιστοποίηση της διακύμανσης της τάσης, για τη μεγιστοποίηση των κερδών της ηλεκτρικής εταιρίας, οι μονάδες Φ/Β παρουσιάζουν μείωση 15% στην παραγωγή τους μετά την εγκατάσταση των ΣΗΘ, ενώ η αντίστοιχη μείωση στην παραγωγή των Α/Γ ξεπερνά το 30%. Πάλι η τεχνική ολίσθησης φορτίου επιτρέπει μεγαλύτερη ενσωμάτωση ΑΠΕ.



Σχήμα 6.11 : Διάγραμμα ημερήσιας παραγωγής ισχύος από ανεμογεννήτριες για το δίκτυο των 33 κόμβων για την αντικειμενική συνάρτηση 3

Σημαντική διαφορά παρατηρείται στο Σχήμα 6.11 με την τεχνική ολίσθησης φορτίου στις ώρες αιχμής της ζήτησης από 18:00 έως 22:00. Αυτό συμβαίνει γιατί η ζήτηση σε αυτό το χρονικό διάστημα μειώνεται με σκοπό να μειωθεί η παραγωγή ισχύος από τον κόμβο αναφοράς καθώς το κόστος παραγωγής γίνεται μέγιστο. Τα ΣΑΗΕ δεν επηρεάζουν την παραγωγή των μονάδων ΑΠΕ καθώς σκοπός τους είναι επίσης να αντικαταστήσουν ένα μέρος από την παραγωγή ισχύος του κόμβου αναφοράς.



Σχήμα 6.12 : Φόρτιση (θετικές τιμές) και εκφόρτιση (αρνητικές τιμές) των ΣΑΗΕ για το δίκτυο των 33 κόμβων για την αντικειμενική συνάρτηση 3.

Στο Σχήμα 6.12 παρατηρείται εκφόρτιση του μεγαλύτερου μέρους της ισχύος στα χρονικά διαστήματα μεταξύ 7:00 με 10:00 και 19:00-22:00. Πρόκειται για τις ώρες αιχμής ζήτησης φορτίου, έτσι το χαμηλό κόστος παραγωγής οδηγεί τα ΣΑΗΕ σε εκφόρτιση στα συγκεκριμένα χρονικά διαστήματα.

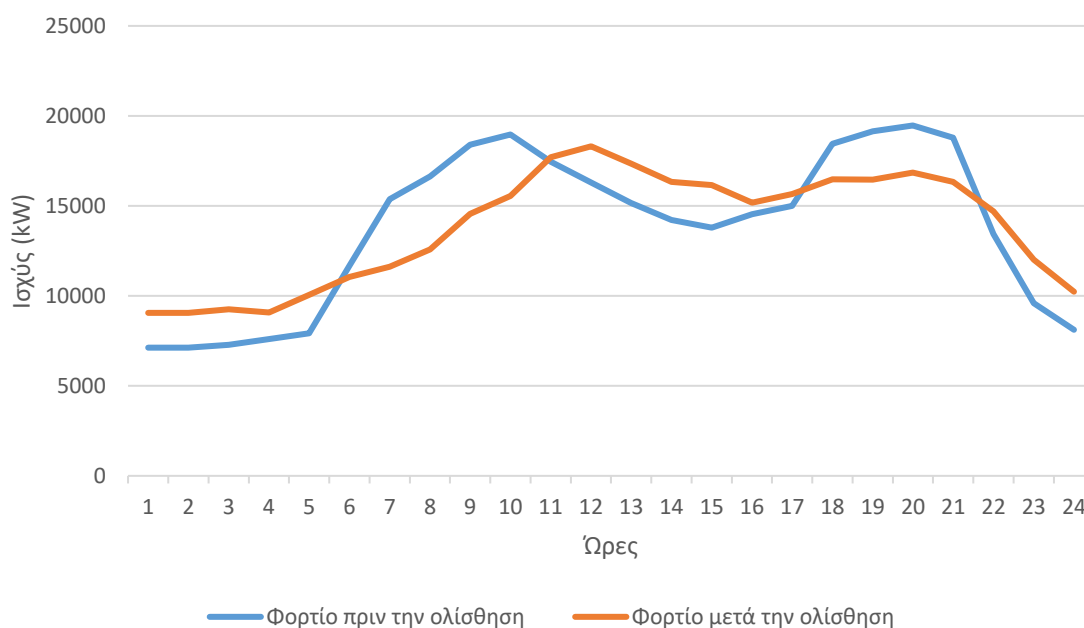
Πίνακας 6.19:Συνολική παραγωγή εγκάρσιων πυκνωτών για το δίκτυο των 33 κόμβων για την αντικειμενική συνάρτηση 3.

Σενάριο	Συνολική παραγωγή πυκνωτών (MVar)	Ποσοστό επί της συνολικής διαθέσιμης παραγωγής των πυκνωτών (%)
2.1	55,73	24,44
3.1	51,87	22,75

Πίνακας 6.20:Συνολική παραγωγή των μονάδων ΣΗΘ για το δίκτυο των 33 κόμβων για την αντικειμενική συνάρτηση 3.

Σενάριο	Συνολική παραγωγή ΣΗΘ (MW)	Ποσοστό επί της συνολικής διαθέσιμης παραγωγής των ΣΗΘ (%)
2.2	127	92,83
3.2	127	92,83

Από τον Πίνακα 6.19 προκύπτει ότι η συνεισφορά των εγκάρσιων πυκνωτών είναι αρκετά μικρή στη μεγιστοποίηση των κερδών της ηλεκτρικής εταιρίας, σε αντίθεση με τη μεγάλη συνεισφορά των ΣΗΘ (Πίνακας 6.20) που λειτουργούν σε ποσοστό άνω του 90% της συνολικής διαθέσιμης ισχύος τους. Αυτό οφείλεται στο χαμηλό κόστος παραγωγής των μονάδων ΣΗΘ αλλά και στην προσπάθεια ελαχιστοποίησης της ισχύος που προέρχεται από τον κόμβο αναφοράς (σύστημα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας).

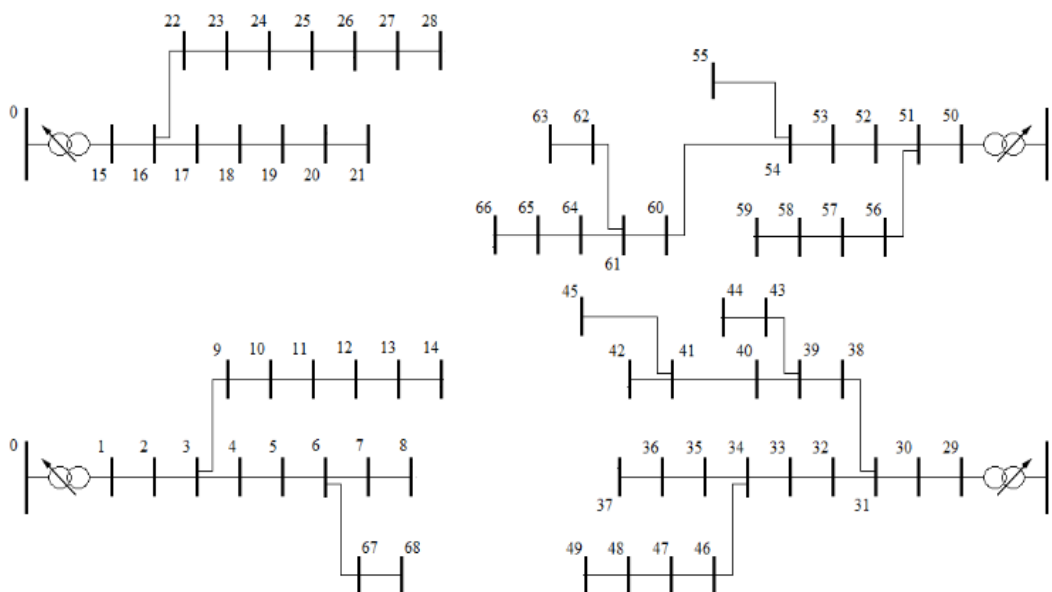


Σχήμα 6.13 :Συνολικό φορτίο πριν και μετά τη δυνατότητα ολίσθησης για το δίκτυο των 33 κόμβων για την αντικειμενική συνάρτηση 3.

Στο Σχήμα 6.13 παρατηρείται μείωση του φορτίου στις ώρες μεταξύ 6:00 και 10:00 και μεταξύ 18:00 και 22:00, με εφαρμογή της τεχνικής της ολίσθησης του φορτίου. Με αυτό τον τρόπο επιτυγχάνεται η μείωση της παραγωγής ισχύος από τον κόμβο αναφοράς με αποτέλεσμα το δίκτυο να πλησιάζει την ενεργειακή αυτονομία μέσω των μονάδων ΔΕΠ.

6.3 ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ 69 ΚΟΜΒΩΝ

Το δίκτυο των 69 κόμβων που εμφανίζεται στο Σχήμα 6.14 λειτουργεί σε ονομαστική τάση 14,8 kV και τα δεδομένα των γραμμών διανομής δίνονται στο [37].



Σχήμα 6.14 : Τοπολογία δικτύου 69 κόμβων

Ο κόμβος 0 δεν ανήκει στο δίκτυο και αποτελεί ουσιαστικά το άπειρο ΣΗΕ, ενώ κόμβος αναφοράς είναι ο κόμβος 1. Η ικανότητα μεταφοράς των γραμμών διανομής θεωρείται ίση με 10 MVA. Σε όλους τους κόμβους του δικτύου διανομής συνδέονται φορτία, των οποίων η μέγιστη ενεργός ισχύς που καταναλώνουν φαίνεται στον Πίνακα 6.21 και το είδος των φορτίων φαίνεται στον Πίνακα 6.22.

Πίνακας 6.21 : Φορτία δικτύου 69 κόμβων.

Κόμβος	P(MW)	Κόμβος	P(MW)
1	0,800	36	0,320
2	0,250	37	1,900
3	0,300	38	0,790
4	0,750	39	0,750
5	0,680	40	0,220
6	1,500	41	0,660
7	0,330	42	0,750

Πίνακας 6.21(συνέχεια) : Φορτία δικτύου 69 κόμβων.

Κόμβος	P(MW)	Κόμβος	P(MW)
8	1,700	43	0,400
9	0,240	44	0,280
10	0,810	45	0,320
11	0,650	46	0,780
12	0,780	47	0,240
13	0,210	48	0,210
14	0,250	49	0,100
15	0,700	50	0,110
16	0,210	51	0,230
17	2,140	52	0,760
18	0,760	53	0,650
19	0,400	54	0,210
20	0,220	55	0,560
21	1,400	56	1,500
22	0,240	57	0,780
23	0,670	58	0,650
24	0,870	59	0,210
25	0,670	60	0,200
26	0,320	61	0,670
27	0,210	60	0,210
28	0,780	63	0,670
29	0,230	64	0,340
30	0,780	65	0,870
31	0,230	66	1,400
32	0,780	67	0,210
33	2,100	68	0,400
34	0,780	69	0,210
35	0,210	Σύνολο	42,510

Πίνακας 6.22 : Είδη φορτίων δικτύου 69 κόμβων.

Είδος Φορτίου	Κόμβοι
Οικιακό	2,3,7,9,13,14,16,19,20,22,26,27,29,31,35,36,40,43,44,47,48,50,51,54,59,60,62,64,67,69
Εμπορικό	1,4,5,10,11,12,15,18,23,24,25,28,30,32,34,38,39,41,42,45,46,49,52,53,55,57,58,61,63,65,68
Βιομηχανικό	6,8,17,21,33,37,56,66

6.3.1 ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΕΙΣΟΔΟΥ ΓΙΑ ΤΟ ΔΙΚΤΥΟ ΤΩΝ 69 ΚΟΜΒΩΝ

6.3.1.1 ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΑΠΕ

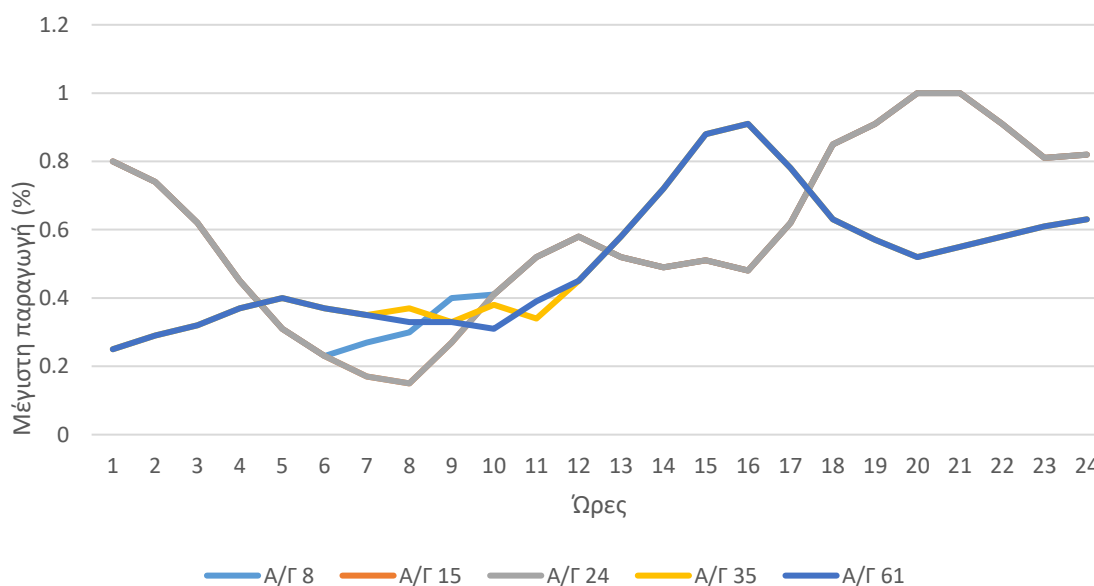
Στο δίκτυο εγκαθίστανται μονάδες ΑΠΕ (ανεμογεννήτριες και φωτοβολταϊκά). Η παραγωγή τους γίνεται βάση της μέγιστης ισχύς που μπορούν να προσφέρουν καθώς και την ταχύτητα ανέμου και την ένταση της ηλιακής ακτινοβολίας αντίστοιχα. Θεωρήθηκαν διαφορετικές τιμές για τις ανεμογεννήτριες και τα φωτοβολταϊκά. Τα δεδομένα των μονάδων ΑΠΕ παρουσιάζονται στον Πίνακα 6.23, Πίνακα 6.24 και στο Σχήμα 6.15 και 6.16.

Πίνακας 6.23 : Δεδομένα ανεμογεννητριών.

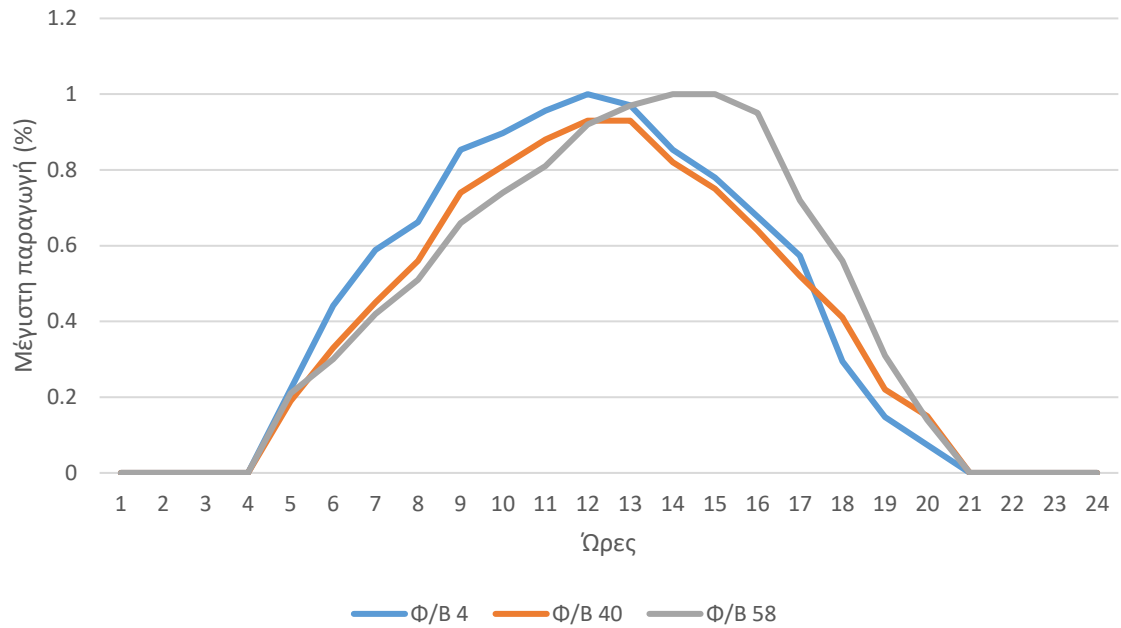
Κόμβος σύνδεσης Α/Γ	Μέγιστη ισχύς, P_{WG}^{max} (MW)
8	7
15	4
24	11
35	8
61	14

Πίνακας 6.24 : Δεδομένα φωτοβολταϊκών.

Κόμβος σύνδεσης (Φ/Β)	Μέγιστη ισχύς, P_{PV}^{max} (MW)
4	3
40	5
58	3



Σχήμα 6.15 : Ημερήσια παραγωγή ισχύος από Α/Γ και Φ/Β ως ποσοστό επί της μέγιστης παραγωγής.



Σχήμα 6.16: Διάγραμμα ημερήσιας δυνατής παραγωγής ισχύος Φωτοβολταϊκά σαν ποσοστό της μέγιστης ισχύος τους.

6.3.1.2 ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΣΑΗΕ

Στον Πίνακα 6.25 φαίνονται τα δεδομένα των ΣΑΗΕ.

Πίνακας 6.25 : Δεδομένα συστημάτων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας.

Κόμβος	Μέγιστη ισχύς (MW)	Χωρητικότητα (MWh)	Μέγιστη δυνατή χωρητικότητα(%)	Ελάχιστη δυνατή χωρητικότητα (%)	Συντελεστής φόρτισης	Συντελεστής εκφόρτισης
4	0,8	3,5	0,9	0,1	0,9	0,9
17	1	4	0,9	0,1	0,9	0,9
39	1,2	5	0,9	0,1	0,9	0,9
56	1,2	5	0,9	0,1	0,9	0,9

6.3.1.3 ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΕΓΚΑΡΣΙΩΝ ΠΥΚΝΩΤΩΝ

Στον Πίνακα 6.26 φαίνονται τα δεδομένα των εγκάρσιων πυκνωτών.

Πίνακας 6.26: Δεδομένα εγκάρσιων πυκνωτών.

Κόμβος	Χωρητικότητα (MVar)
17	3
42	3
61	3,5

6.3.1.4 ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΣΗΘ

Στον Πίνακα 6.27 φαίνονται τα δεδομένα των μονάδων ΣΗΘ.

Πίνακας 6.27: Δεδομένα μονάδων συμπαραγωγής ενέργειας και θερμότητας.

Κόμβος	Δυνατότητα Παραγωγής (MW)	Μέγιστη μείωση ισχύος (MW/h)	Μέγιστη αύξηση ισχύος (MW/h)
5	1,5	-0,6	0,6
32	3	-0,55	0,55
55	3	-0,5	0,5

6.3.1.5 ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΟΛΙΣΘΗΣΗΣ ΦΟΡΤΙΟΥ

Στον Πίνακα 6.28 φαίνονται τα δεδομένα ολίσθησης φορτίου

Πίνακας 6.28: Δεδομένα ολίσθησης με βάση το είδος του φορτίου.

Είδος φορτίου	Ρύθμιση ισχύος κατανάλωσης (αύξηση ή μείωση κατανάλωσης)
Οικιακό	20%
Εμπορικό	20%
Βιομηχανικό	30%

6.3.2 ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΓΙΑ ΤΟ ΔΙΚΤΥΟ 69 ΚΟΜΒΩΝ

6.3.2.1 ΕΛΑΧΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗ ΑΠΩΛΕΙΩΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Ομοίως και με το δίκτυο των 33 κόμβων, το πρόβλημα βελτιστοποίησης επικεντρώνεται στην εύρεση των τιμών των μεταβλητών απόφασης με σκοπό την ελαχιστοποίηση των απωλειών ενεργού ισχύος του δικτύου διανομής. Εκτελώντας ένα-ένα τα σενάρια που περιγράφηκαν στην Ενότητα 4.5, γίνεται προσπάθεια να διαπιστωθεί η επιρροή στη βελτιστοποίηση της αντικειμενικής συνάρτησης, των ΔΕΠ που εγκαθίστανται στο δίκτυο διανομής, σε κάθε ένα από τα θεωρούμενα σενάρια.

Στον Πίνακα 6.29 διαπιστώνεται μείωση των απωλειών ενεργού ισχύος σε κάθε σενάριο. Στα σενάρια 2.2 και 3.2, που αντιστοιχούν στην τεχνική ολίσθησης του φορτίου, οι απώλειες ενεργού ισχύος του δικτύου διανομής είναι στα επίπεδα του 1,5% της παραγόμενης ενεργού ισχύος. Αυτό σημαίνει ότι για την μείωση των απωλειών ενεργού ισχύος του δικτύου διανομής, η τεχνική της ολίσθησης του φορτίου είναι πιο αποτελεσματική σε σχέση με την αξιοποίηση των ΣΑΗΕ.

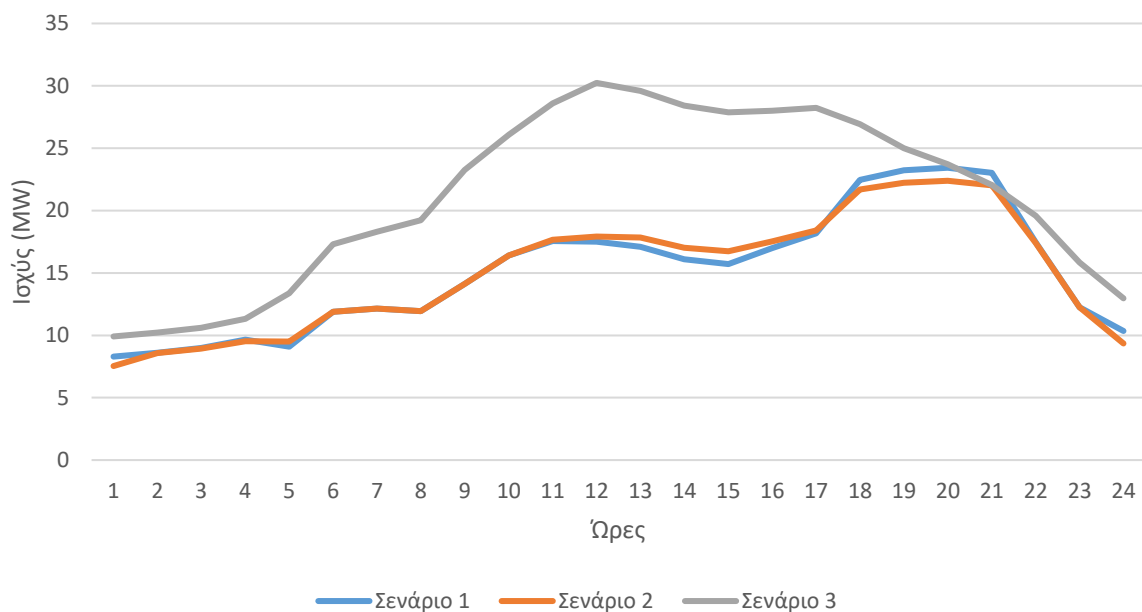
Πίνακας 6.29: Αποτελέσματα της αντικειμενικής συνάρτησης 1 στο δίκτυο των 69 κόμβων.

Σενάρια	Απώλειες ενεργού ισχύος δικτύου διανομής (MW)	Απώλειες ενεργού ισχύος ως ποσοστό της παραγόμενης ισχύος (%)
1	14,44	2,98%

Πίνακας 6.29(συνέχεια): Αποτελέσματα της αντικειμενικής συνάρτησης 1 στο δίκτυο των 69 κόμβων.

Σενάρια	Απώλειες ενεργού ισχύος δικτύου διανομής (MW)	Απώλειες ενεργού ισχύος ως ποσοστό της παραγόμενης ισχύος (%)
2	12,73	2,47%
2.1	11,82	2,3%
2.2	9,45	1,7%
3	11,37	2,24%
3.1	10,70	2,12%
3.2	8,69	1,53%

Σύμφωνα με το Σχήμα 6.17 παρατηρείται μια μεγάλη αύξηση στην παραγωγή των ΑΠΕ με την τεχνική ολίστησης φορτίου. Έτσι το δίκτυο διανομής εκμεταλλεύεται το γεγονός ότι οι μονάδες ΑΠΕ τοποθετούνται πολύ κοντά στα φορτία με αποτέλεσμα η ισχύς να διανύει μικρότερη απόσταση από το σημείο παραγωγής μέχρι το σημείο κατανάλωσής της, συμβάλλοντας έτσι στη μείωση των απωλειών ενεργού ισχύος.



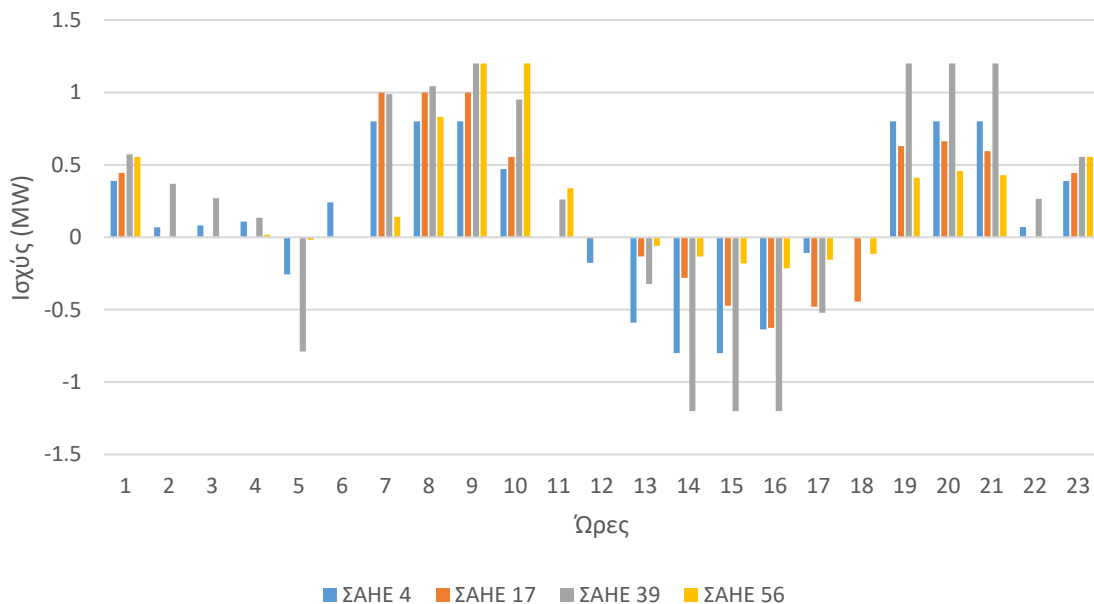
Σχήμα 6.17 : Ημερήσια παραγωγή ενεργού ισχύος Α/Γ για το δίκτυο των 69 κόμβων για την αντικειμενική συνάρτηση 1

Πίνακας 6.30: Συνολική παραγωγή των μονάδων ΑΠΕ για το δίκτυο των 69 κόμβων για την αντικειμενική συνάρτηση 1.

Σενάριο	Συνολική παραγωγή Α/Γ(MWh)	Ποσοστό επί της συνολικής διαθέσιμης παραγωγής (%)	Συνολική παραγωγή Φ/Β(MWh)	Ποσοστό επί της συνολικής διαθέσιμης παραγωγής (%)
1	362,427	62,324	101,121	94,271
2	360,991	62,077	103,376	96,374
2.1	359,433	61,809	103,376	96,373
2.2	304,278	52,325	94,631	88,221
3	382,317	65,745	105,050	97,934
3.1	380,787	65,481	105,050	97,934
3.2	318,223	54,723	96,490	89,953

Όσον αφορά τις μονάδες ΑΠΕ, από τον Πίνακα 6.30 παρατηρείται σταθερότητα στην παραγωγή τους, με την παραγωγή των Α/Γ να αυξάνεται κατά την τεχνική της ολίσθησης του φορτίου το οποίο φαίνεται ξεκάθαρα και στο Σχήμα 6.17. Μείωση στην παραγωγή τους παρατηρείται με την ενσωμάτωση των μονάδων ΣΗΘ στα σενάρια 2.2 και 3.2

Στο Σχήμα 6.18 φαίνεται πως τα ΣΑΗΕ εκφορτίζονται στις ώρες που η ζήτηση είναι μέγιστη, δηλαδή από τις 7:00 έως τις 10:00 και τις 19:00 έως τις 23:00. Έτσι συνεισφέρουν εκμεταλλεύομενα το γεγονός ότι είναι εγκατεστημένα κοντά στα φορτία με αποτέλεσμα τη μείωση των απωλειών ενεργού ισχύος του δικτύου διανομής.



Σχήμα 6.18 : Εκφόρτιση (θετικές τιμές) και φόρτιση (αρνητικές τιμές) των ΣΑΗΕ για το δίκτυο των 69 κόμβων για την αντικειμενική συνάρτηση 1.

Πίνακας 6.31: Συνολική παραγωγή εγκάρσιων πυκνωτών για το δίκτυο των 69 κόμβων για την αντικειμενική συνάρτηση 1.

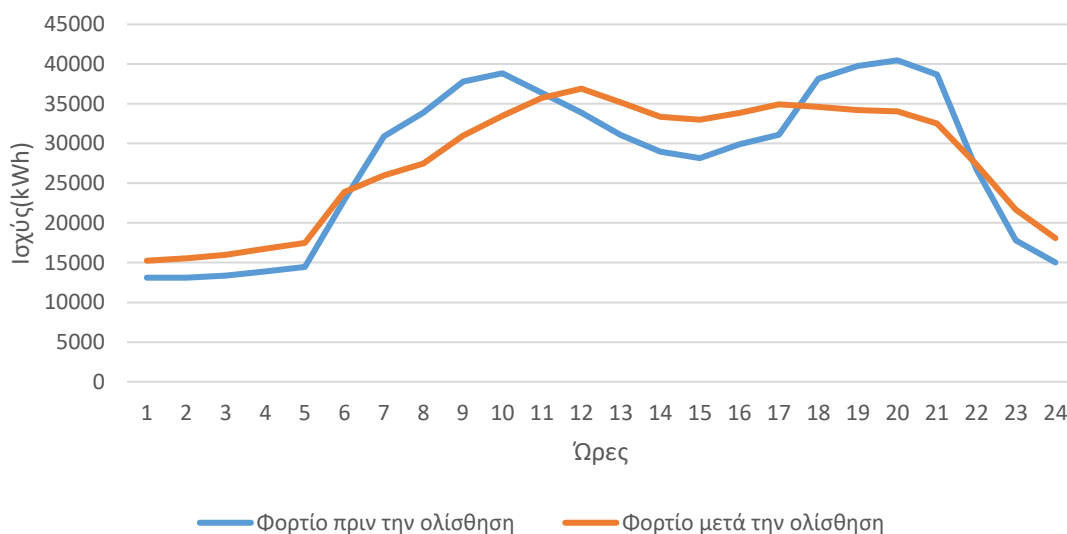
Σενάριο	Συνολική παραγωγή πυκνωτών(MVAr)	Ποσοστό επί της συνολικής διαθέσιμης παραγωγής των πυκνωτών (%)
2.1	75,46	33,10
3.1	70,40	30,89

Πίνακας 6.32: Συνολική παραγωγή των μονάδων ΣΗΘ για το δίκτυο των 69 κόμβων για την αντικειμενική συνάρτηση 1

Σενάριο	Συνολική παραγωγή ΣΗΘ(MW)	Ποσοστό επί της συνολικής διαθέσιμης παραγωγής των ΣΗΘ (%)
2.2	134,05	74,47
3.2	142,04	78,91

Στους Πίνακες 6.31 και 6.32 παρατηρείται ότι οι εγκάρσιες αγωγιμότητες δεν συνεισφέρουν ιδιαίτερα καθώς δουλεύουν μόνο στο 30% των δυνατοτήτων τους, σε αντίθεση με τις μονάδες ΣΗΘ οι οποίες παίζουν πολύ σημαντικό ρόλο επειδή είναι εγκατεστημένες πολύ κοντά στα φορτία και επειδή έχουν δυνατότητα συνεχούς παραγωγής..

Στο Σχήμα 6.19 παρατηρείται μείωση της ζήτησης στις ώρες αιχμής κατανάλωσης και αύξηση στο διάστημα 11:00 με 18:00. Έτσι επιτυγχάνεται μια πιο ομαλή καμπύλη ζήτησης φορτίου με μικρότερες μεταβολές, κάτι το οποίο επιτρέπει μεγαλύτερη ενσωμάτωση των μονάδων ΑΠΕ και σημαντική μείωση στις απώλειες ενεργού ισχύος του δικτύου διανομής.



Σχήμα 6.19 : Συνολικό φορτίο πριν και μετά τη δυνατότητα ολίσθησης για το δίκτυο των 69 κόμβων για την αντικειμενική συνάρτηση 1.

6.3.2.2 ΕΛΑΧΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗ ΔΙΑΚΥΜΑΝΣΗΣ ΤΑΣΗΣ

Στον Πίνακα 6.32 φαίνονται τα αποτελέσματα της ελαχιστοποίησης της διακύμανσης της τάσης για το δίκτυο των 69 κόμβων. Η μείωση στην τιμή της διακύμανσης της τάσης είναι εμφανής, σενάριο με το σενάριο. Σύμφωνα με τον Πίνακα 6.33, πολύ σημαντικό ρόλο διαδραματίζουν οι εγκάρσιοι πυκνωτές στην ελαχιστοποίηση της διακύμανσης της τάσης.

Πίνακας 6.33: Αποτελέσματα Αντικειμενικής Συνάρτησης 2 για το δίκτυο των 69 κόμβων.

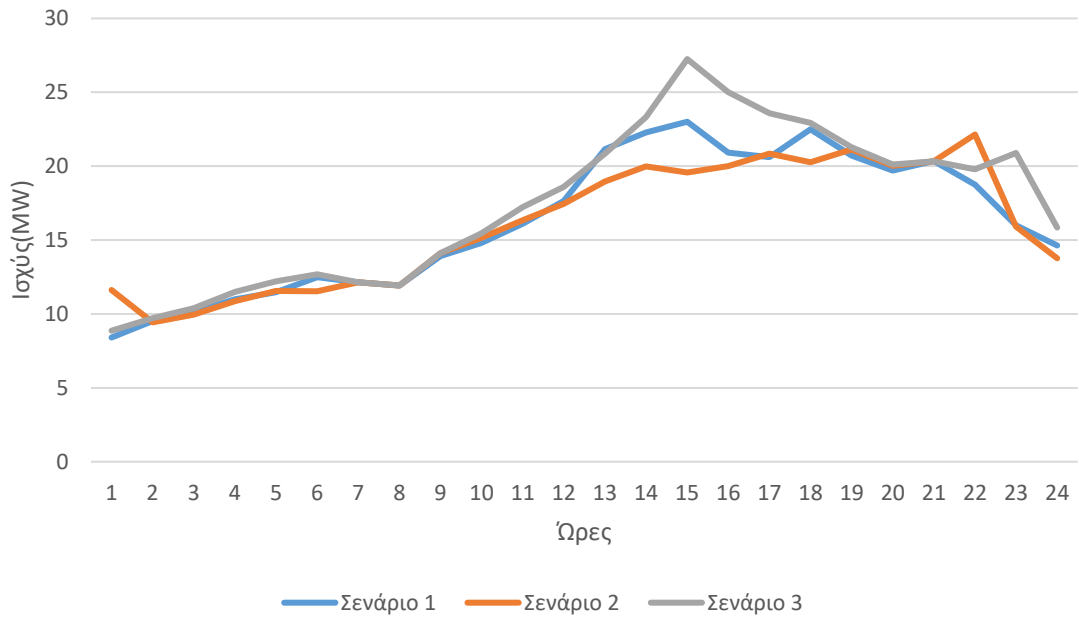
Σενάρια	Τυπική απόκλιση τάσης κόμβων
1	0,558959
2	0,480845
2.1	0,307210
2.2	0,275622
3	0,386324
3.1	0,234771
3.2	0,231329

Πίνακας 6.34: Συνολική παραγωγή των μονάδων ΑΠΕ για το δίκτυο των 69 κόμβων για την αντικειμενική συνάρτηση 2.

Σενάριο	Συνολική παραγωγή Α/Γ(MWh)	Ποσοστό επί της συνολικής διαθέσιμης παραγωγής (%)	Συνολική παραγωγή Φ/Β(MWh)	Ποσοστό επί της συνολικής διαθέσιμης παραγωγής (%)
1	390,186	67,098	67,662	63,079
2	385,001	66,206	63,988	59,654
2.1	347,604	59,775	65,546	61,106
2.2	373,166	64,170	48,351	45,076
3	416,021	71,540	68,904	64,237
3.1	391,961	67,403	55,566	51,802
3.2	413,365	71,084	59,412	55,387

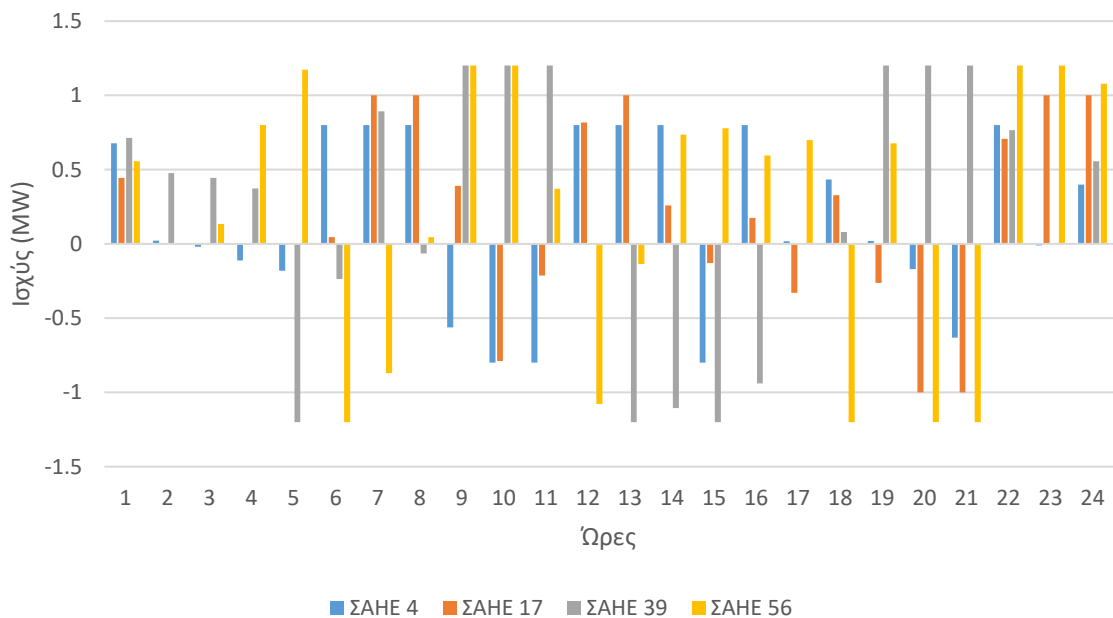
Στον Πίνακα 6.34 παρατηρείται μια σταθερότητα στην παραγωγή των μονάδων ΑΠΕ, με την τεχνική ολίσθησης φορτίου να επιτρέπει μεγαλύτερη ενσωμάτωσή τους, και την εγκατάσταση των μονάδων ΣΗΘ να επηρεάζει κυρίως την παραγωγή των Φ/Β, μειώνοντάς την κυρίως στο σενάριο 2.2 κατά 16%.

Στο Σχήμα 6.20 παρατηρείται μια αύξηση στην παραγωγή των Α/Γ στο διάστημα μεταξύ 13:00 και 18:00 και κυρίως με την τεχνική της ολίσθησης του φορτίου, καθώς στο συγκεκριμένο χρονικό διάστημα η ζήτηση αυξάνεται καθώς ολισθαίνει από τις ώρες αιχμής φορτίου σε ώρες όπου η κατανάλωση είναι μικρότερη.



Σχήμα 6.20 : Ημερήσια παραγωγή ενεργού ισχύος Α/Γ για το δίκτυο των 69 κόμβων για την αντικειμενική συνάρτηση 2

Στο Σχήμα 6.21 παρατηρείται μία πολυπλοκότητα στη λειτουργία των ΣΑΗΕ. Αυτό οφείλεται και στην αντικειμενική συνάρτηση καθώς η ρύθμιση της τάσης αποτελεί ένα αρκετά σύνθετο ζήτημα σε σχέση με τις υπόλοιπες αντικειμενικές συναρτήσεις.



Σχήμα 6.21 : Εκφόρτιση (θετικές τιμές) και φόρτιση (αρνητικές τιμές) των ΣΑΗΕ για το δίκτυο των 69 κόμβων για την αντικειμενική συνάρτηση 2.

Πίνακας 6.35: Συνολική παραγωγή εγκάρσιων πυκνωτών για το δίκτυο των 69 κόμβων για την αντικειμενική συνάρτηση 2.

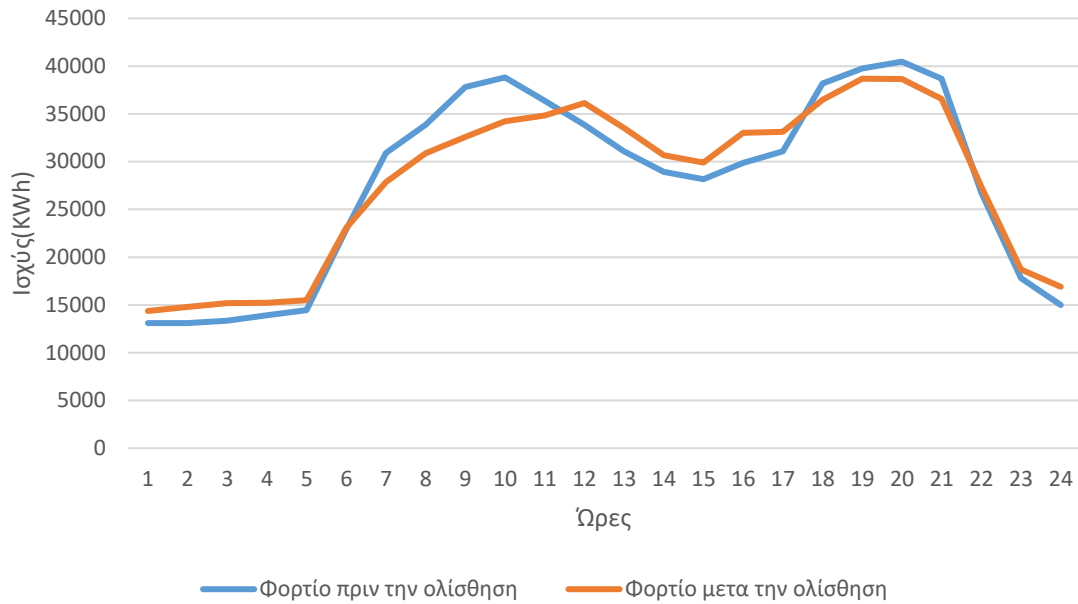
Σενάριο	Συνολική παραγωγή πυκνωτών(MVAr)	Ποσοστό επί της συνολικής διαθέσιμης παραγωγής των πυκνωτών (%)
2.1	150,60	66,05
3.1	147,54	64,71

Πίνακας 6.36: Συνολική παραγωγή των μονάδων ΣΗΘ για το δίκτυο των 69 κόμβων για την αντικειμενική συνάρτηση 2

Σενάριο	Συνολική παραγωγή ΣΗΘ(MW)	Ποσοστό επί της συνολικής διαθέσιμης παραγωγής των ΣΗΘ (%)
2.2	73,32	40,73
3.2	55,71	30,95

Σύμφωνα με τους Πίνακες 6.35 και 6.36 η συμβολή των εγκάρσιων πυκνωτών είναι σημαντική σε αντίθεση με τις μονάδες ΣΗΘ όπου η παραγωγή τους κυμαίνεται στα επίπεδα του 30% με 40%. Έτσι γίνεται κατανοητό ότι η άεργος ισχύς παίζει πρωταρχικό ρόλο στις τεχνικές ρύθμισης της τάσης σε ένα δίκτυο.

Από το Σχήμα 6.22 προκύπτει ότι, όπως και με την ελαχιστοποίηση των απωλειών ενεργού ισχύος του δικτύου διανομής, έτσι και με την ελαχιστοποίηση της διακύμανσης της τάσης, η μέθοδος της ολίσθησης του φορτίου ψαλιδίζει την καμπύλη κατανάλωσης στις ώρες αιχμής της. Αυτό επιτρέπει τη μεγάλη παραγωγή άεργου ισχύος από τους εγκάρσιους πυκνωτές, χωρίς ωστόσο η ενσωμάτωση αυτή να είναι μεγαλύτερη σε σχέση με το σενάριο 2 και τις μονάδες ΣΑΗΕ.



Σχήμα 6.22 : Συνολικό φορτίο πριν και μετά τη δυνατότητα ολίσθησης για το δίκτυο των 69 κόμβων για την αντικειμενική συνάρτηση 2.

6.3.2.3 ΜΕΓΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗ ΚΕΡΔΩΝ ΕΤΑΙΡΕΙΑΣ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Στον Πίνακα 6.37 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της αντικειμενικής συνάρτησης 3, δηλαδή της μεγιστοποίησης του ημερήσιου κέρδους από των πώληση ηλεκτρικής ενέργειας για την εταιρία διανομής ηλεκτρικής ενέργειας. Παρατηρείται μια αύξηση στα κέρδη της τάξης του 10% με την τεχνική της ολίσθησης φορτίου να είναι ελαφρώς πιο αποτελεσματική. Σημαντικό ρόλο παίζουν οι μονάδες ΣΗΘ.

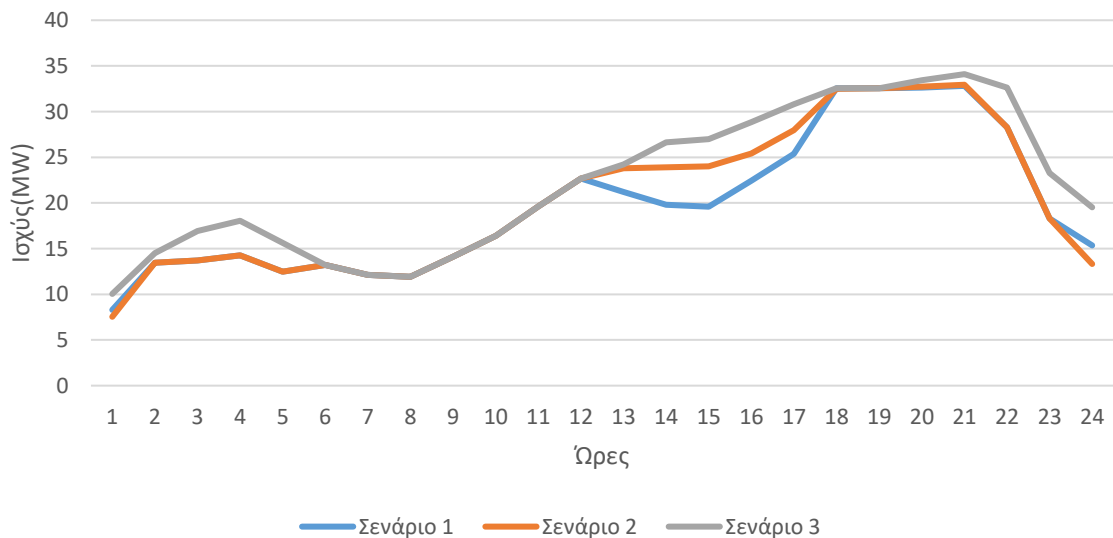
Πίνακας 6.37: Αποτελέσματα Αντικειμενικής Συνάρτησης 3 για το δίκτυο των 69 κόμβων.

Σενάρια	Ημερήσιο Κέρδος από την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας (ευρώ)
1	34122,37
2	35698,08
2.1	35931,16
2.2	37967,59
3	36875,71
3.1	37009,95
3.2	38568,29

Πίνακας 6.38: Συνολική παραγωγή των μονάδων ΑΠΕ για το δίκτυο των 69 κόμβων για την αντικειμενική συνάρτηση 3.

Σενάριο	Συνολική παραγωγή Α/Γ(MWh)	Ποσοστό επί της συνολικής διαθέσιμης (%)	Συνολική παραγωγή Φ/Β(MWh)	Ποσοστό επί της συνολικής διαθέσιμης παραγωγής (%)
1	473,08	81,35	107,27	100,00
2	487,17	83,78	107,27	100,00
2.1	488,54	84,01	107,27	100,00
2.2	374,63	64,42	106,00	98,82
3	530,70	91,26	107,27	100,00
3.1	531,00	91,31	107,27	100,00
3.2	403,38	69,37	107,00	99,84

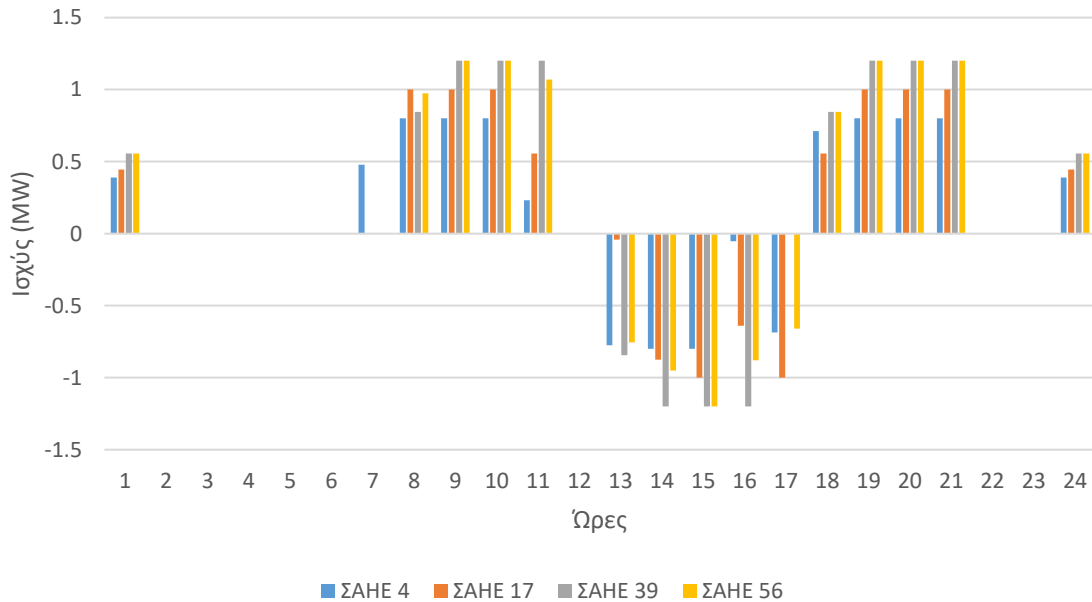
Από τον Πίνακα 6.38 προκύπτει ότι, για τη μεγιστοποίηση των κερδών της ηλεκτρικής εταιρίας, οι μονάδες Φ/Β παρουσιάζουν μια σταθερότητα στην παραγωγή τους η οποία γίνεται μέγιστη. Η παραγωγή των μονάδων Α/Γ κυμαίνεται στα επίπεδα του 80% με μια σημαντική μείωση της τάξης του 20% με την ενσωμάτωση των μονάδων ΣΗΘ. Πάλι η τεχνική ολίσθησης φορτίου επιτρέπει μεγαλύτερη ενσωμάτωση ΑΠΕ.



Σχήμα 6.23 : Ημερήσια παραγωγή ενεργού ισχύος Α/Γ για το δίκτυο των 69 κόμβων για την αντικειμενική συνάρτηση 3

Στο Σχήμα 6.23 διαπιστώνεται μια αύξηση στην παραγωγή των Α/Γ στα σενάρια 2,3 και στο διάστημα μεταξύ 12:00 και 18:00, δηλαδή στις ώρες όπου η φόρτιση των ΣΑΗΕ και η ολίσθηση ισχύος από τις ώρες αιχμής φορτίου επιτρέπουν μεγαλύτερη διείσδυση ΑΠΕ. Έτσι εκμεταλλεύοντας το χαμηλό κόστος παραγωγής τους, αυξάνονται τα κέρδη για την εταιρεία διανομής ενέργειας.

Στο Σχήμα 6.24 προκύπτει ότι τα ΣΑΗΕ συνεισφέρουν στο δίκτυο αρχικά μεταξύ 8:00 και 11:00, στη συνέχεια μεταξύ 13:00 και 17:00 επαναφορτίζονται και απελευθερώνουν πάλι την ισχύ τους στο διάστημα μεταξύ 18:00 και 21:00. Έτσι συνεισφέρουν στις ώρες αιχμής όπου η ζήτηση είναι μεγαλύτερη και το κόστος παραγωγής από τον κόμβο αναφοράς(σύστημα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας) μέγιστο.



Σχήμα 6.24 : Εκφόρτιση (θετικές τιμές) και φόρτιση (αρνητικές τιμές) των ΣΑΗΕ για το δίκτυο των 69 κόμβων για την αντικειμενική συνάρτηση 3.

Πίνακας 6.39: Συνολική παραγωγή εγκάρσιων πυκνωτών για το δίκτυο των 69 κόμβων για την αντικειμενική συνάρτηση 3.

Σενάριο	Συνολική παραγωγή πυκνωτών(MVAr)	Ποσοστό επί της συνολικής διαθέσιμης παραγωγής των πυκνωτών (%)
2.1	75,89	33,28
3.1	72,57	31,83

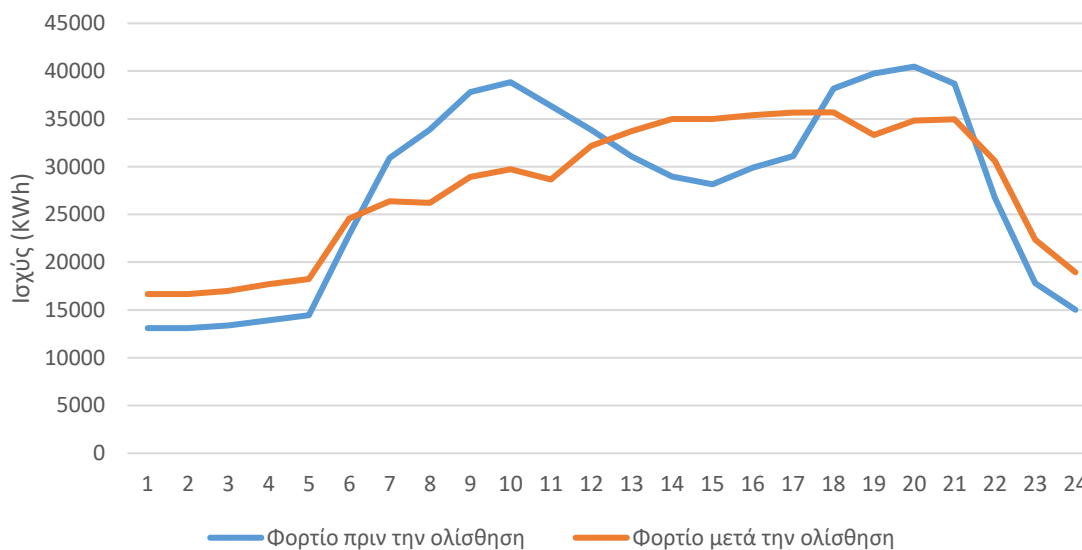
Πίνακας 6.40: Συνολική παραγωγή των μονάδων ΣΗΘ για το δίκτυο των 69 κόμβων για την αντικειμενική συνάρτηση 3.

Σενάριο	Συνολική παραγωγή ΣΗΘ(MW)	Ποσοστό επί της συνολικής διαθέσιμης παραγωγής των ΣΗΘ (%)
2.2	164,55	91,42
3.2	164,55	91,42

Από τους Πίνακες 6.39 και 6.40, μικρή κρίνεται η συνεισφορά των εγκάρσιων πυκνωτών, σε αντίθεση με τα ΣΗΘ όπου το χαμηλό κόστος παραγωγής τους και η

δυνατότητα συνεχής λειτουργίας τους τα καθιστά τον βασικό παράγοντα για τη μεγιστοποίηση των κερδών για την εταιρεία διανομής ηλεκτρικής ενέργειας.

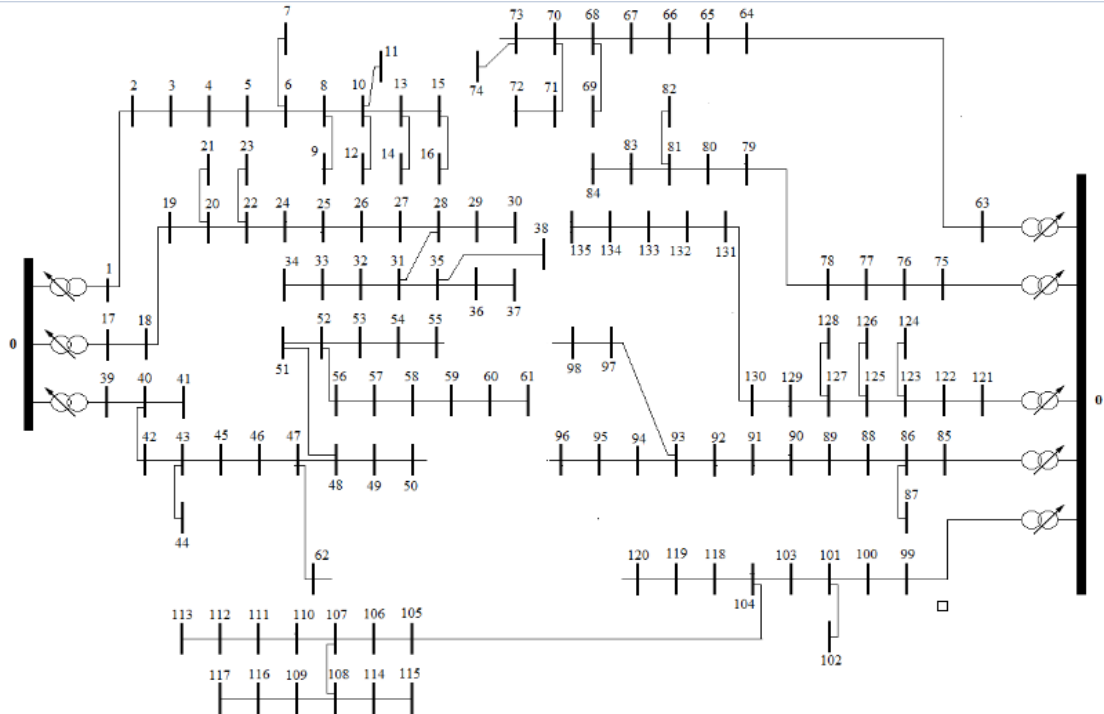
Η τεχνική ολίσθησης φορτίου σύμφωνα με το σχήμα 6.25 αποφέρει τη μεγαλύτερη περικοπή ισχύος τις ώρες που η ζήτηση γίνεται μέγιστη. Αυτό γίνεται γιατί στο συγκεκριμένο διάστημα το κόστος παραγωγής από τις συμβατικές μονάδες παραγωγής του κόμβου αναφοράς(σύστημα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας) παίρνει πολύ μεγάλες τιμές, με το δίκτυο να προσπαθεί να απεμπλακεί από αυτές επιδιώκοντας την ενεργειακή αυτονομία μέσω των μονάδων ΑΠΕ και ΣΗΘ.



Σχήμα 6.25 : Συνολικό φορτίο πριν και μετά τη δυνατότητα ολίσθησης για το δίκτυο των 69 κόμβων για την αντικειμενική συνάρτηση 3.

6.4 ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ 136 ΚΟΜΒΩΝ

Το δίκτυο των 136 κόμβων που εμφανίζεται στο Σχήμα 6.26 λειτουργεί σε ονομαστική τάση 14,8 kV και τα δεδομένα των γραμμών διανομής δίνονται στο [38].



Σχήμα 6.26 : Τοπολογία δικτύου 136 κόμβων.

Ο κόμβος 0 δεν ανήκει στο δίκτυο και αποτελεί ουσιαστικά το άπειρο ΣΗΕ, ενώ κόμβος αναφοράς είναι ο κόμβος 1. Η ικανότητα μεταφοράς των γραμμών διανομής θεωρείται ίση με 10 MVA. Σε όλους τους κόμβους του δικτύου διανομής συνδέονται φορτία, των οποίων η μέγιστη ενεργός ισχύς που καταναλώνουν φαίνεται στον Πίνακα 6.41 και το είδος των φορτίων φαίνεται στον Πίνακα 6.42.

Πίνακας 6.41 : Φορτία δικτύου 136 κόμβων.

Κόμβος	P(MW)	Κόμβος	P(MW)	Κόμβος	P(MW)	Κόμβος	P(MW)
1	0,230	35	0,230	69	0,760	103	0,670
2	0,320	36	0,320	70	0,120	104	0,650
3	0,780	37	0,860	71	0,230	105	0,120
4	0,230	38	0,210	72	0,780	106	0,230
5	2,130	39	0,340	73	0,670	107	0,350
6	0,780	40	0,780	74	0,320	108	0,210
7	0,310	41	0,235	75	0,240	109	0,260
8	0,420	42	0,340	76	0,960	110	0,760
9	0,810	43	0,810	77	1,700	111	0,910
10	0,900	44	0,210	78	0,210	112	0,230
11	0,220	45	0,230	79	0,250	113	0,210

Πίνακας 6.41(συνέχεια) : Φορτία δικτύου 136 κόμβων.

Κόμβος	P(MW)	Κόμβος	P(MW)	Κόμβος	P(MW)	Κόμβος	P(MW)	
12	0,340	46	0,320	80	0,670	114	0,670	
13	0,790	47	0,350	81	2,140	115	0,340	
14	1,500	48	0,810	82	0,210	116	0,230	
15	0,310	49	2,340	83	0,245	117	0,210	
16	0,790	50	795	84	0,750	118	2,110	
17	0,310	51	760	85	0,910	119	0,670	
18	0,320	52	340	86	0,210	120	2,430	
19	2,300	53	235	87	0,190	121	0,325	
20	0,910	54	810	88	0,320	122	0,650	
21	0,330	55	1780	89	0,810	123	0,740	
22	0,760	56	230	90	2,400	124	0,230	
23	0,325	57	257	91	0,780	125	0,650	
24	0,420	58	870	92	0,230	16	0,270	
25	0,800	53	320	93	0,120	127	0,410	
26	1,660	60	780	94	0,630	128	0,360	
27	0,890	61	230	95	1,600	129	1,950	
28	0,210	62	210	96	0,200	130	0,560	
29	0,230	63	760	97	0,250	131	0,890	
30	0,760	64	320	98	0,310	132	0,240	
31	0,930	65	310	99	0,780	133	0,890	
32	0,2140	66	980	100	0,760	134	0,230	
33	0,210	67	190	101	0,210	135	2,320	
34	0,760	68	2190	102	0,410	136	0,800	
							Σύνολο	89,820

Πίνακας 6.42 : Είδη φορτίων δικτύου 136 κόμβων

Είδος Φορτίου	Κόμβοι
Οικιακό	1,2,4,7,8,11,12,15,17,18,21,23,24,28,29,33,35,36,38,39,41,42,44,45,46,47, 52,53,56,57,59,61,62,64,65,67,70,71,74,75,78,79,82,83,86,87,88, 92,93,96,97,98,101,102,105,106,107,108,109,112,113,115,116,117,121,124,126,127,128,132,134
Εμπορικό	3,6,9,10,13,16,20,22,25,27,30,31,34,37,40,43,48,50,51,54,58,60,63,66,69,72,73, 76,80,84,85,89,91,94,99,100,103,104,110,111,114,119,122,123,125,130,131,133,136
Βιομηχανικό	5,14,19,26,32,49,55,68,77,81,90,95,118,120,129,135

6.4.1 ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΕΙΣΟΔΟΥ ΓΙΑ ΤΟ ΔΙΚΤΥΟ ΤΩΝ 136 ΚΟΜΒΩΝ

6.4.1.1 ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΑΠΕ

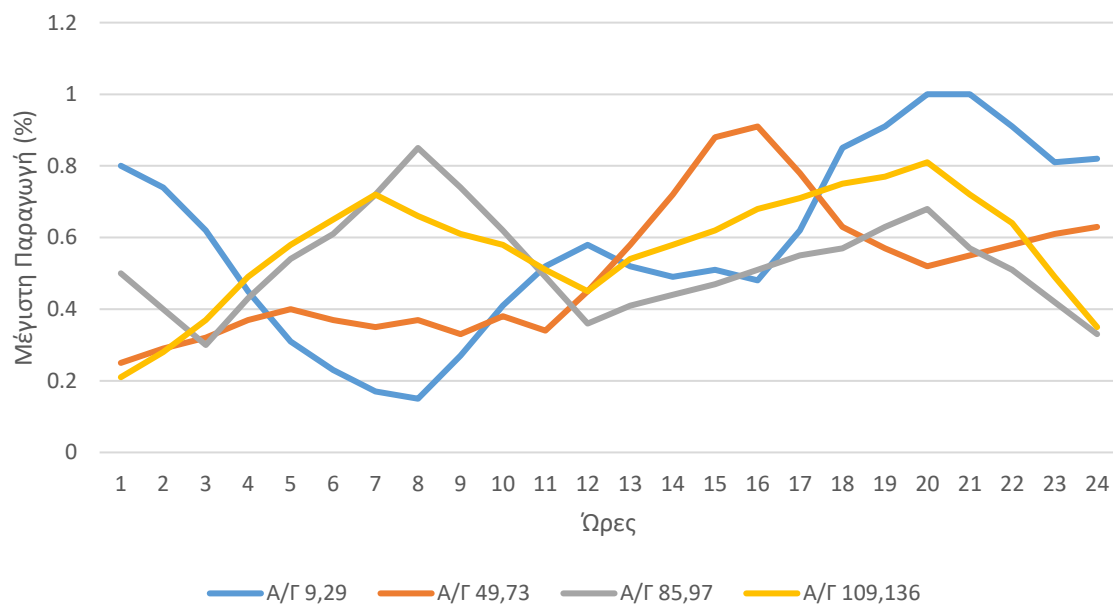
Στο δίκτυο εγκαθίστανται μονάδες ΑΠΕ (ανεμογεννήτριες και φωτοβολταϊκά). Η παραγωγή τους γίνεται βάση της μέγιστης ισχύς που μπορούν να προσφέρουν καθώς και την ταχύτητα ανέμου και την ένταση της ηλιακής ακτινοβολίας αντίστοιχα. Θεωρήθηκαν ίδιες τιμές για όλες τις ανεμογεννήτριες και τα φωτοβολταϊκά. Τα δεδομένα των μονάδων ΑΠΕ παρουσιάζονται στον Πίνακα 6.43 και στον Πίνακα 6.44 και στο Σχήματα 6.27 και 6.28.

Πίνακας 6.43 : Δεδομένα ανεμογεννητριών.

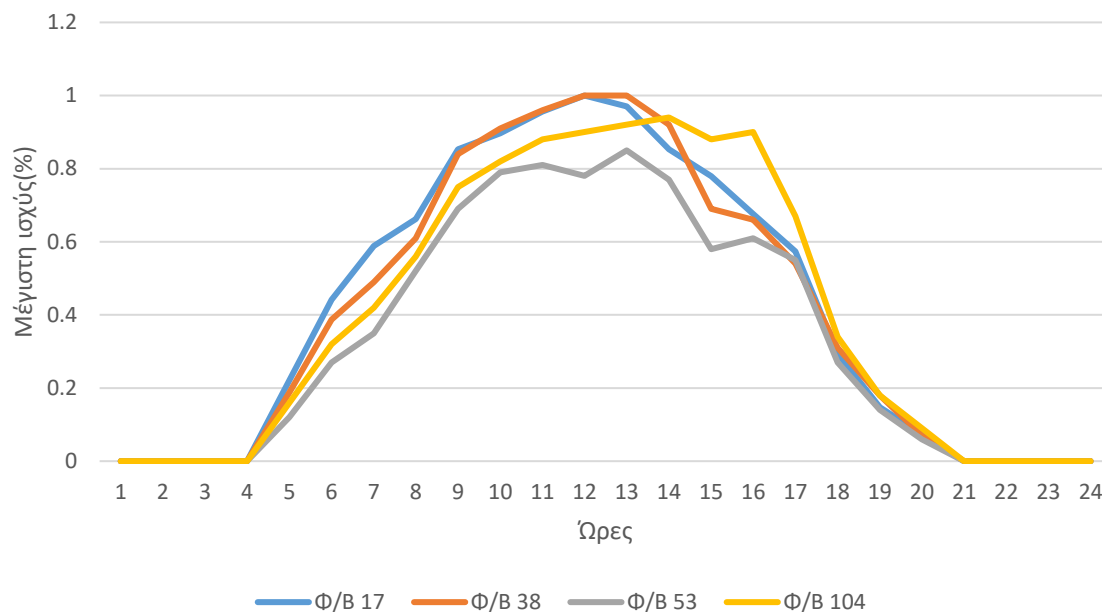
Κόμβος σύνδεσης Α/Γ	Μέγιστη ισχύς, P_{WG}^{max} (MW)
9	14,5
29	19
49	17
73	10,5
85	11,2
97	10,8
109	16,2
136	14,8

Πίνακας 6.44 : Δεδομένα φωτοβολταϊκών

Κόμβος σύνδεσης (Φ/Β)	Μέγιστη ισχύς, P_{PV}^{max} (MW)
17	4,5
38	5
53	4,5
104	4



Σχήμα 6.27: Ημερήσια παραγωγή ισχύος από Α/Γ ως ποσοστό επί της μέγιστης παραγωγής.



Σχήμα 6.28 : Ημερήσια παραγωγή ισχύος από Φ/Β ως ποσοστό επί της μέγιστης παραγωγής.

6.4.1.2 ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΣΑΗΕ

Στον Πίνακα 6.45 φαίνονται τα δεδομένα των ΣΑΗΕ.

Πίνακας 6.45: Δεδομένα συστημάτων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας.

Κόμβος	Μέγιστη ισχύς (MW)	Χωρητικότητα (MWh)	Μέγιστη δυνατή χωρητικότητα(%)	Ελάχιστη δυνατή χωρητικότητα (%)	Συντελεστής φόρτισης	Συντελεστής εκφόρτισης
10	0,8	3	0,9	0,1	0,9	0,9
39	1	4	0,9	0,1	0,9	0,9
56	0,9	3,5	0,9	0,1	0,9	0,9
118	0,8	3	0,9	0,1	0,9	0,9
125	0,8	3	0,9	0,1	0,9	0,9

6.4.1.3 ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΕΓΚΑΡΣΙΩΝ ΠΥΚΝΩΤΩΝ

Στον Πίνακα 6.46 φαίνονται τα δεδομένα των εγκάρσιων πυκνωτών.

Πίνακας 6.46: Δεδομένα εγκάρσιων πυκνωτών.

Κόμβος	Χωρητικότητα(MW)
8	1,5
24	2
62	1,5
83	1,5
121	2

6.4.1.4 ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΣΗΘ

Στον Πίνακα 6.47 φαίνονται τα δεδομένα των μονάδων ΣΗΘ.

Πίνακας 6.47: Δεδομένα μονάδων συμπαραγωγής ενέργειας και θερμότητας.

Κόμβος	Δυνατότητα Παραγωγής (MW)	Μέγιστη μείωση ισχύος (MW/h)	Μέγιστη αύξηση ισχύος (MW/h)
12	3	-0,7	0,7
114	3,5	-0,7	0,7
127	4	-0,7	0,7

6.4.1.5 ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΟΛΙΣΘΗΣΗΣ ΦΟΡΤΙΟΥ

Στον Πίνακα 6.48 φαίνονται τα δεδομένα ολίσθησης φορτίου.

Πίνακας 6.48: Δεδομένα ολίσθησης με βάση το είδος του φορτίου.

Είδος φορτίου	Ρύθμιση ισχύος κατανάλωσης (αύξηση ή μείωση κατανάλωσης)
Οικιακό	20%
Εμπορικό	20%
Βιομηχανικό	30%

6.4.2. ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΓΙΑ ΤΟ ΔΙΚΤΥΟ 136 ΚΟΜΒΩΝ

6.4.2.1 ΕΛΑΧΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗ ΑΠΩΛΕΙΩΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Ομοίως και με τα δίκτυα των 33 και 69 κόμβων, το πρόβλημα βελτιστοποίησης επικεντρώνεται στην εύρεση των τιμών των μεταβλητών απόφασης με σκοπό την ελαχιστοποίηση των απωλειών ενεργού ισχύος του δικτύου διανομής. Εκτελώντας ένα-ένα τα σενάρια που περιγράφηκαν στην Ενότητα 4.5, γίνεται προσπάθεια να διαπιστωθεί η επιρροή στη βελτιστοποίηση της αντικειμενικής συνάρτησης, των ΔΕΠ που εγκαθίστανται στο δίκτυο διανομής, σε κάθε ένα από τα θεωρούμενα σενάρια.

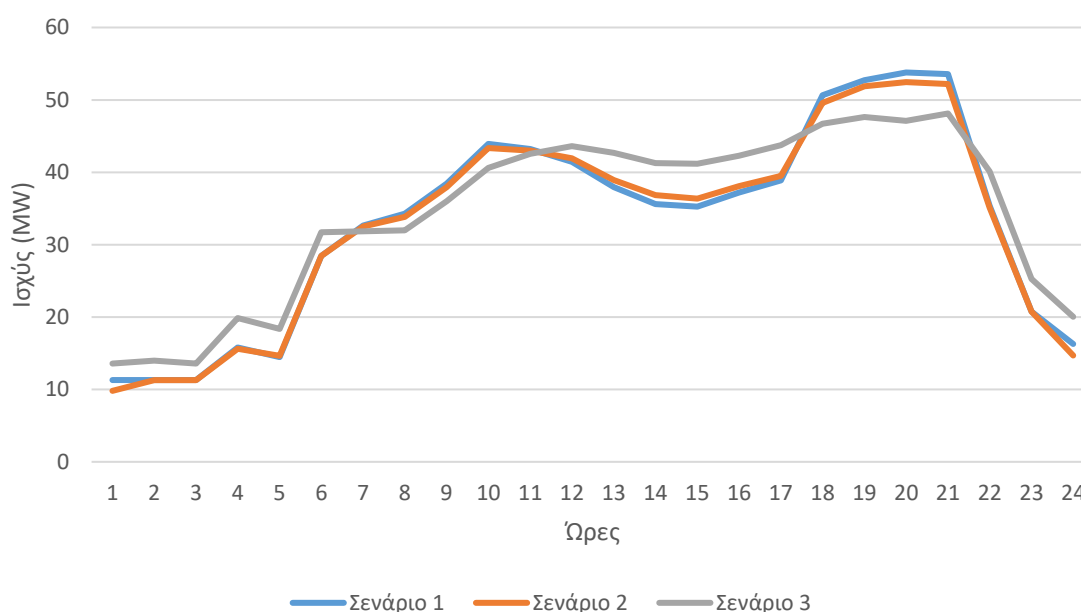
Στον Πίνακα 6.49 διαπιστώνεται μείωση των απωλειών ενεργού ισχύος σε κάθε σενάριο. Στα σενάρια 2.2 και 3.2, που αντιστοιχούν στην τεχνική ολίσθησης του φορτίου, οι απώλειες ενεργού ισχύος του δικτύου διανομής είναι στα επίπεδα του 1,5% της παραγόμενης ενεργού ισχύος. Για την μείωση των απωλειών ενεργού ισχύος του δικτύου διανομής, η τεχνική της ολίσθησης του φορτίου είναι ελαφρώς πιο αποτελεσματική σε σχέση με την αξιοποίηση των ΣΑΗΕ.

Πίνακας 6.49: Αποτελέσματα της αντικειμενικής συνάρτησης 1 στο δίκτυο των 136 κόμβων.

Σενάρια	Απώλειες ενεργού ισχύος δικτύου διανομής (MW)	Απώλειες ενεργού ισχύος ως ποσοστό της παραγόμενης ισχύος (%)
1	19,02	1,99%

Πίνακας 6.49(συνέχεια): Αποτελέσματα της αντικειμενικής συνάρτησης 1 στο δίκτυο των 136 κόμβων.

Σενάρια	Απώλειες ενεργού ισχύος δικτύου διανομής (MW)	Απώλειες ενεργού ισχύος ως ποσοστό της παραγόμενης ισχύος (%)
2	18,21	1,87%
2.1	17,59	1,80%
2.2	15,90	1,58%
3	17,09	1,74%
3.1	16,58	1,69%
3.2	14,95	1,47%



Σχήμα 6.29 : Ημερήσια παραγωγή ενεργού ισχύος Α/Γ για το δίκτυο των 136 κόμβων για την αντικειμενική συνάρτηση 1

Στο Σχήμα 6.29 και στο Σενάριο 3, παρατηρείται μια αύξηση την παραγωγή των Α/Γ στο διάστημα μεταξύ 12:00 και 17:00 και μείωση μεταξύ 18:00 και 22:00. Αυτό γίνεται επειδή η αιχμή φορτίου μειώνεται και ολισθαίνει σε ώρες χαμηλότερης κατανάλωσης.

Πίνακας 6.50: Συνολική παραγωγή των μονάδων ΑΠΕ για το δίκτυο των 136 κόμβων για την αντικειμενική συνάρτηση 1.

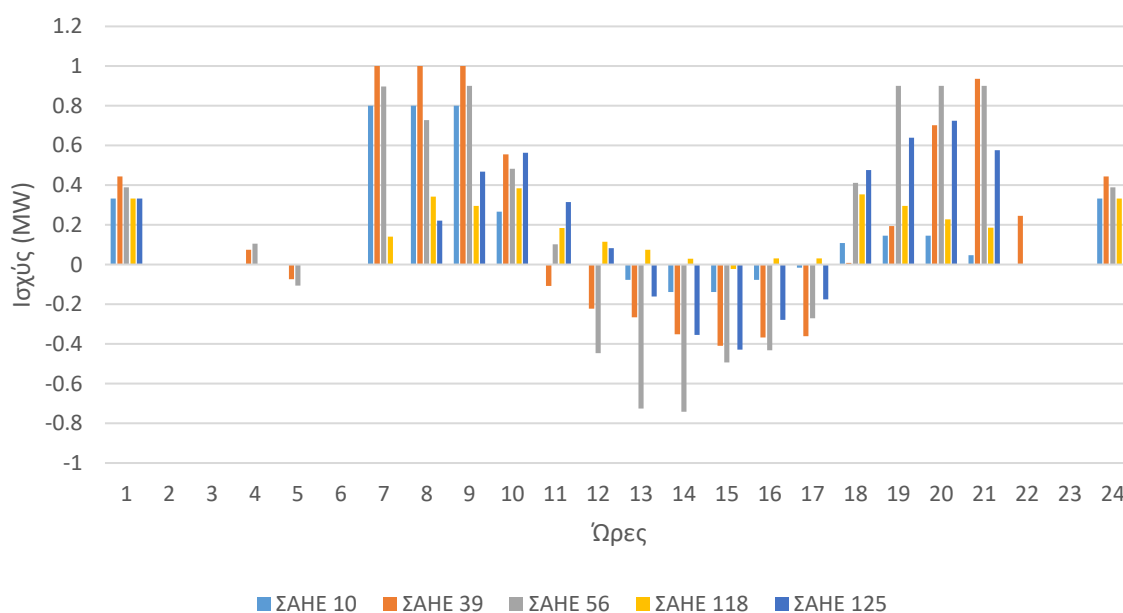
Σενάριο	Συνολική παραγωγή Α/Γ(MWh)	Ποσοστό επί της συνολικής διαθέσιμης (%)	Συνολική παραγωγή Φ/Β(MWh)	Ποσοστό επί της συνολικής διαθέσιμης παραγωγής (%)
1	794,527	52,365	116,155	68,590

Πίνακας 6.50(συνέχεια): Συνολική παραγωγή των μονάδων ΑΠΕ για το δίκτυο των 136 κόμβων για την αντικειμενική συνάρτηση 1.

Σενάριο	Συνολική παραγωγή Α/Γ(MWh)	Ποσοστό επί της συνολικής διαθέσιμης (%)	Συνολική παραγωγή Φ/Β(MWh)	Ποσοστό επί της συνολικής διαθέσιμης παραγωγής (%)
2	790,046	52,070	114,798	67,788
2.1	788,951	51,998	114,872	67,832
2.2	747,269	49,250	109,279	64,529
3	823,836	54,297	114,600	67,671
3.1	822,927	54,237	114,695	67,728
3.2	779,974	51,406	109,330	64,559

Σύμφωνα με τον Πίνακα 6.50 διαπιστώνεται σταθερότητα στην παραγωγή των μονάδων ΑΠΕ, με την παραγωγή των Α/Γ να αυξάνεται κατά την τεχνική της ολίσθησης του φορτίου και να μειώνεται με την εγκατάσταση των μονάδων ΣΗΘ.

Στο Σχήμα 6.30 παρατηρείται εκφόρτιση των ΣΑΗΕ τις ώρες αιχμής της φορτίου, δηλαδή από 7:00 έως 11:00 και 18: έως 21:00. Αυτό γίνεται καθώς οι ενεργειακές ανάγκες σε αυτά τα διαστήματα είναι μεγαλύτερες με τις απώλειες ενεργού ισχύος να είναι αυξημένες. Έτσι τα ΣΑΗΕ δίνουν ενέργεια στο δίκτυο εκμεταλλευόμενα το γεγονός ότι είναι εγκατεστημένα πολύ κοντά στα φορτία με αποτέλεσμα τη μείωση των απωλειών ενεργού ισχύος του δικτύου διανομής. Στις ώρες ελάχιστης ζήτησης τα ΣΑΗΕ φορτίζονται με σκοπό να απελευθερώσουν την ισχύ την στιγμή που πρέπει.



Σχήμα 6.30 : Εκφόρτιση (θετικές τιμές) και φόρτιση (αρνητικές τιμές) των ΣΑΗΕ για το δίκτυο των 136 κόμβων για την αντικειμενική συνάρτηση 1.

Πίνακας 6.51: Συνολική παραγωγή εγκάρσιων πυκνωτών για το δίκτυο των 136 κόμβων για την αντικειμενική συνάρτηση 1.

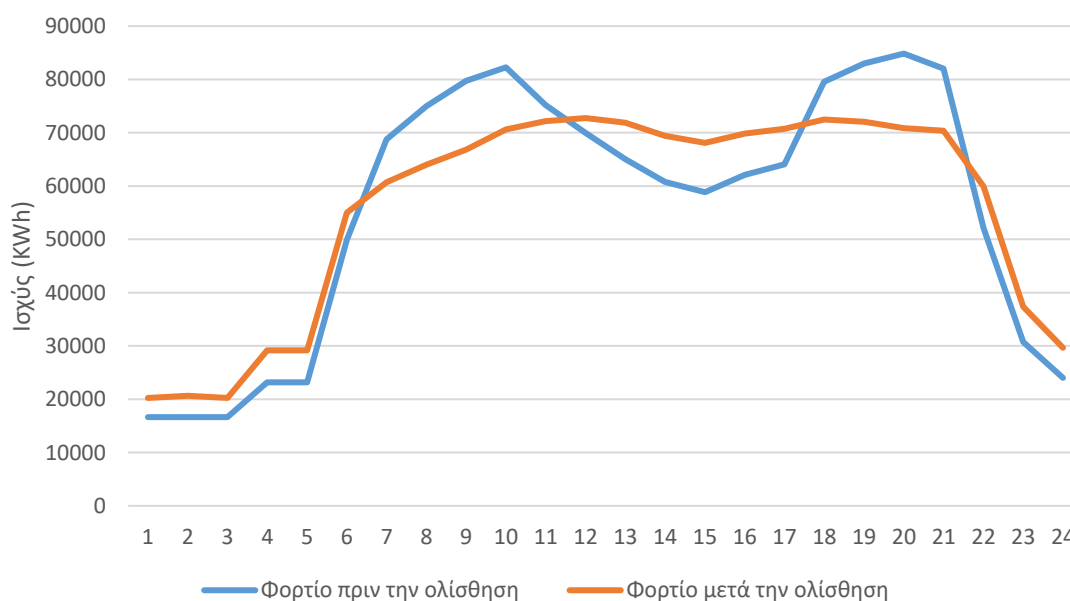
Σενάριο	Συνολική παραγωγή πυκνωτών(MVAr)	Ποσοστό επί της συνολικής διαθέσιμης παραγωγής των πυκνωτών (%)
2.1	75,38	36,95
3.1	72,53	35,56

Πίνακας 6.52: Συνολική παραγωγή των μονάδων ΣΗΘ για το δίκτυο των 136 κόμβων για την αντικειμενική συνάρτηση 1.

Σενάριο	Συνολική παραγωγή ΣΗΘ(MW)	Ποσοστό επί της συνολικής διαθέσιμης παραγωγής των ΣΗΘ (%)
2.2	109,28	43,36
3.2	88,39	35,07

Στους Πίνακες 6.51 και 6.52 φαίνεται πως η συνεισφορά των εγκάρσιων πυκνωτών και των ΣΗΘ είναι περιορισμένες και κυμαίνονται στα επίπεδα του 35%-40%.

Στο Σχήμα 6.31 φαίνεται η μείωση της ζήτησης φορτίου στις ώρες αιχμής και η ολίσθησή της σε χρονικά διαστήματα που το φορτίο είναι μικρότερο. Αυτό συμβαίνει για να μειωθούν οι ενεργειακές απαιτήσεις του δικτύου καθώς και οι απότομες μεταβολές στη ζήτηση, οι οποίες αυξάνουν σημαντικά την αστάθεια και τις απώλειες ενεργού ισχύος του δικτύου διανομής.



Σχήμα 6.31 : Συνολικό φορτίο πριν και μετά τη δυνατότητα ολίσθησης για το δίκτυο των 136 κόμβων για την αντικειμενική συνάρτηση 1.

6.4.2.2 ΕΛΑΧΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗ ΔΙΑΚΥΜΑΝΣΗΣ ΤΑΣΗΣ

Στον Πίνακα 6.53 φαίνονται τα αποτελέσματα της ελαχιστοποίησης της διακύμανσης της τάσης για το δίκτυο των 136 κόμβων. Η μείωση στην τιμή της διακύμανσης της τάσης είναι εμφανής, σενάριο με το σενάριο. Πολύ σημαντικό ρόλο διαδραματίζουν οι εγκάρσιοι πυκνωτές καθώς και οι μονάδες ΣΗΘ στην ελαχιστοποίηση της διακύμανσης της τάσης

Πίνακας 6.53: Αποτελέσματα της αντικειμενικής συνάρτησης 2 στο δίκτυο των 136 κόμβων.

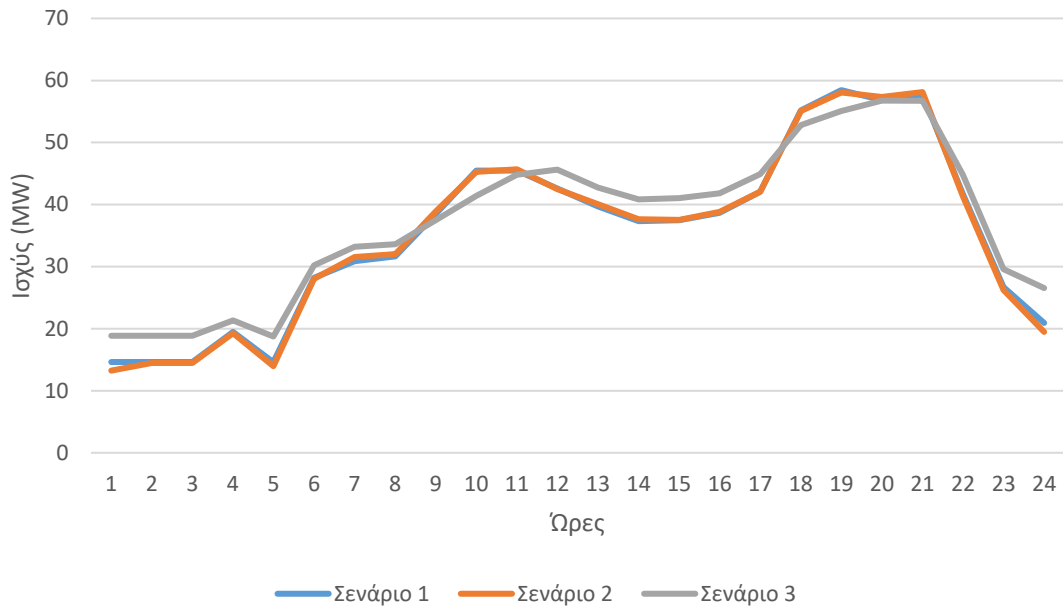
Σενάρια	Τυπική απόκλιση τάσης κόμβων
1	0,108074
2	0,101557
2.1	0,070559
2.2	0,055209
3	0,091556
3.1	0,067656
3.2	0,052094

Πίνακας 6.54: Συνολική παραγωγή των μονάδων ΑΠΕ για το δίκτυο των 136 κόμβων για την αντικειμενική συνάρτηση 3.

Σενάριο	Συνολική παραγωγή Α/Γ(MWh)	Ποσοστό επί της συνολικής διαθέσιμης (%)	Συνολική παραγωγή Φ/Β(MWh)	Ποσοστό επί της συνολικής διαθέσιμης παραγωγής (%)
1	853,340	56,240	105,290	62,170
2	851,090	56,090	107,980	63,760
2.1	764,260	50,370	77,500	45,760
2.2	746,640	49,210	66,930	39,520
3	896,700	59,100	103,930	61,370
3.1	798,920	52,650	71,110	41,990
3.2	759,820	50,080	63,270	37,360

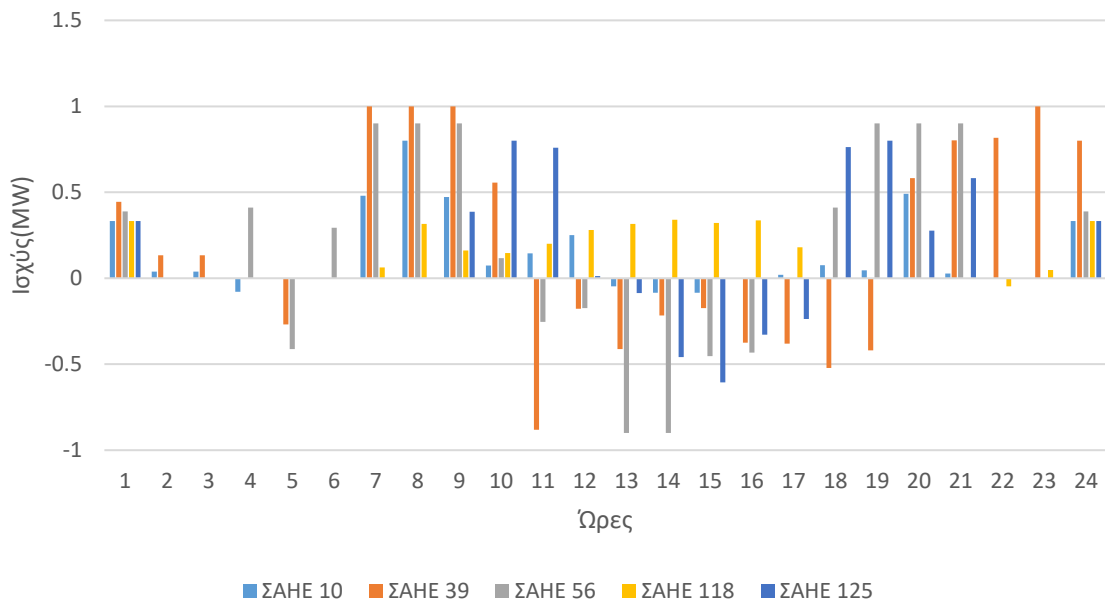
Στον Πίνακα 6.54 διαπιστώνεται μια σταθερότητα στην παραγωγή των μονάδων ΑΠΕ, με την τεχνική ολίσθησης φορτίου να επιτρέπει μεγαλύτερη ενσωμάτωση τους, και την εγκατάσταση των ΣΗΘ να επηρεάζει κυρίως την παραγωγή των Φ/Β.

Στο Σχήμα 6.32 διαπιστώνεται διαφορά στην παραγωγή των Α/Γ μόνο στην περίπτωση της ολίσθησης του φορτίου. Αυτό δικαιολογείται από το γεγονός ότι η αιχμή φορτίου τις ώρες μεταξύ 18:00 και 22:00 «ψαλιδίζεται» με αποτέλεσμα η παραγωγή των Α/Γ να μειώνεται. Στη συγκεκριμένη περίπτωση ελάχιστη διαφορά παρατηρείται με την ενσωμάτωση των μονάδων ΣΑΗΕ.



Σχήμα 6.32 : Ημερήσια παραγωγή ενεργού ισχύος Α/Γ για το δίκτυο των 136 κόμβων για την αντικειμενική συνάρτηση 2

Στο Σχήμα 6.33 παρατηρείται μία πολυπλοκότητα στη λειτουργία των ΣΑΗΕ. Αυτό οφείλεται και στην αντικειμενική συνάρτηση καθώς η ρύθμιση της τάσης αποτελεί ένα αρκετά σύνθετο ζήτημα σε σχέση με τις υπόλοιπες αντικειμενικές συναρτήσεις.



Σχήμα 6.33 : Εκφόρτιση (θετικές τιμές) και φόρτιση (αρνητικές τιμές) των ΣΑΗΕ για το δίκτυο των 136 κόμβων για την αντικειμενική συνάρτηση 2.

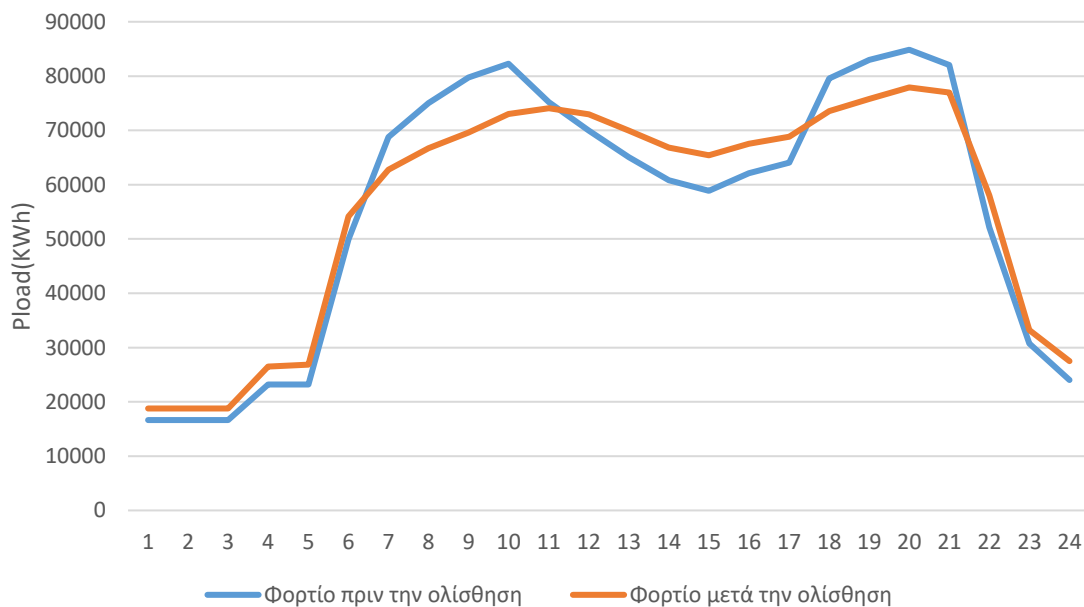
Πίνακας 6.55: Συνολική παραγωγή εγκάρσιων πυκνωτών για το δίκτυο των 136 κόμβων για την αντικειμενική συνάρτηση 2.

Σενάριο	Συνολική παραγωγή πυκνωτών(MVAr)	Ποσοστό επί της συνολικής διαθέσιμης παραγωγής των πυκνωτών (%)
2.1	137,59	67,45
3.1	144,51	70,84

Πίνακας 6.56: Συνολική παραγωγή των μονάδων ΣΗΘ για το δίκτυο των 136 κόμβων για την αντικειμενική συνάρτηση 2.

Σενάριο	Συνολική παραγωγή ΣΗΘ(MW)	Ποσοστό επί της συνολικής διαθέσιμης παραγωγής των ΣΗΘ (%)
2.2	98,17	38,96
3.2	99,67	39,55

Σύμφωνα με τους Πίνακες 6.55 και 6.56 η συνεισφορά των εγκάρσιων πυκνωτών είναι σημαντική, ενώ των μονάδων ΣΗΘ περιορισμένη σε ποσοστό περίπου 40% αποδεικνύοντας για άλλη μια φορά πως η άεργος ισχύς παίζει τον βασικό ρόλο στη ρύθμιση της τάσης.



Σχήμα 6.34 : Συνολικό φορτίο πριν και μετά τη δυνατότητα ολίσθησης για το δίκτυο των 136 κόμβων για την αντικειμενική συνάρτηση 2.

Σύμφωνα με το Σχήμα 6.34 παρατηρείται μείωση της αιχμής φορτίου, πολύ μικρότερη ωστόσο σε σχέση με την πρώτη ελαχιστοποίηση των απωλειών ενέργειας. Ωστόσο και εδώ αποδεικνύεται ότι η μεγάλη ζήτηση η οποία συνεπάγεται και μεγάλη παραγωγή οδηγεί σε αστάθεια του δικτύου διανομής και σε μεγάλες αποκλίσεις στην τάση.

6.4.2.3 ΜΕΓΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗ ΚΕΡΔΩΝ ΕΤΑΙΡΕΙΑΣ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Στην μεγιστοποίηση των κερδών για εταιρεία διανομής ηλεκτρικής ενέργειας παρουσιάζονται τα κέρδη στον Πίνακα 6.57. Παρατηρείται σημαντική αύξηση στα ημερήσια κέρδη της τάξης του 6%. Πάλι η τεχνική ολίσθησης είναι η πιο αποτελεσματική, ενώ σημαντική αύξηση προκύπτει μετά την τοποθέτηση των μονάδων ΣΗΘ. Αυτό οφείλεται στο μικρό σχετικά κόστος λειτουργίας τους.

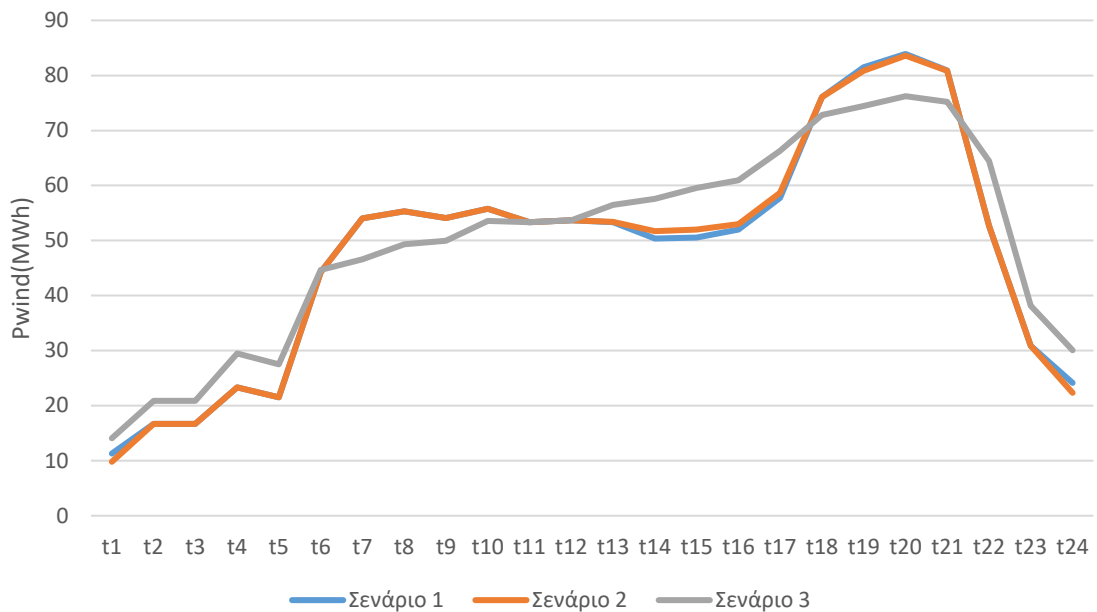
Πίνακας 6.57: Αποτελέσματα της αντικειμενικής συνάρτησης 3 στο δίκτυο των 136 κόμβων.

Σενάρια	Ημερήσιο Κέρδος από την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας (ευρώ)
1	77050,85
2	78065,30
2.1	78092,29
2.2	82787,38
3	79597,91
3.1	79613,45
3.2	82040,32

Πίνακας 6.58: Συνολική παραγωγή ενεργού ισχύος των μονάδων ΑΠΕ για το δίκτυο των 136 κόμβων για την αντικειμενική συνάρτηση 2.

Σενάριο	Συνολική παραγωγή Α/Γ (MWh)	Ποσοστό επί της συνολικής διαθέσιμης (%)	Συνολική παραγωγή Φ/Β (MWh)	Ποσοστό επί της συνολικής διαθέσιμης παραγωγής (%)
1	1154,031	76,059	148,210	87,518
2	1154,415	76,084	149,165	88,082
2.1	1154,05	76,060	149,191	88,097
2.2	960,9716	63,335	132,324	78,137
3	1196,210	78,839	159,047	93,917
3.1	1196,128	78,833	158,869	93,812
3.2	993,9544	65,509	128,606	75,941

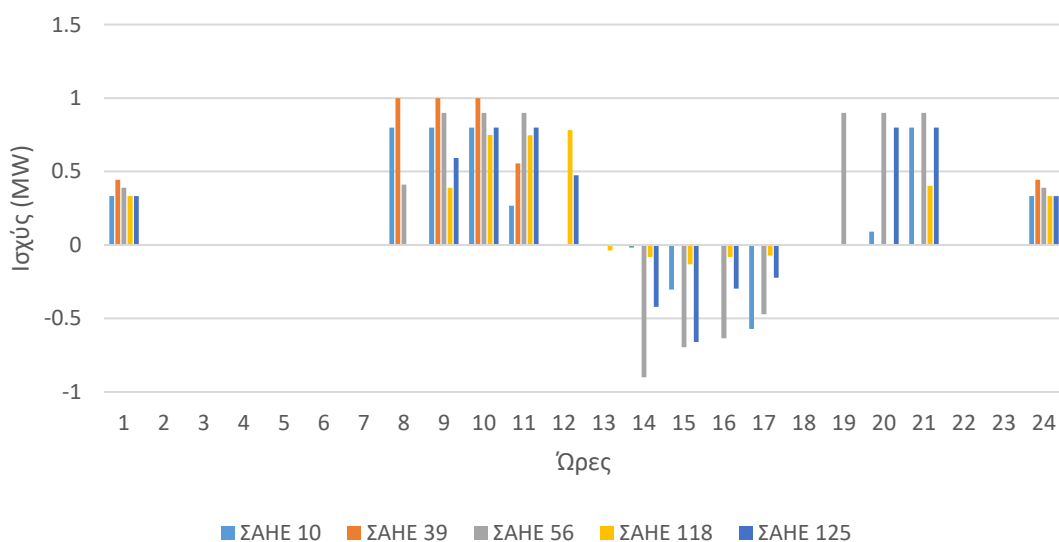
Από τον Πίνακα 6.58 προκύπτει ότι, η συνεισφορά των μονάδων ΑΠΕ είναι σημαντική και ιδιαίτερα αυτή των μονάδων Φ/Β όπου η παραγωγή τους κυμαίνεται στα επίπεδα του 90%. Σημαντική πτώση στην παραγωγή των μονάδων ΑΠΕ προκύπτει από την ενσωμάτωση των μονάδων ΣΗΘ.



Σχήμα 6.35 : Ημερήσια παραγωγή ενεργού ισχύος Α/Γ για το δίκτυο των 136 κόμβων για την αντικειμενική συνάρτηση 3

Στο Σχήμα 6.35 και στο Σενάριο 3 εντοπίζεται μία μείωση στην παραγωγή των Α/Γ τις ώρες αιχμής, δηλαδή από τις 18:00 έως τις 22:00 και αύξηση της στο χρονικό διάστημα μεταξύ 12:00 και 17:00. Έτσι οι μονάδες Α/Γ ακολουθούν την συμπεριφορά της καμπύλης ζήτησης φορτίου με την τεχνική ολίσθησης φορτίου με την καμπύλη τους να τείνει να οριζοντιοποιηθεί.

Στο Σχήμα 6.36 φαίνεται ότι τα ΣΑΗΕ συνεισφέρουν με ισχύ στο δίκτυο τα διαστήματα από 8:00 έως 12:00 και 19:00 έως 21:00. Τις συγκεκριμένες ώρες η ζήτηση είναι μέγιστη όπως και η τιμή της ενέργειας από τον κόμβο αναφοράς(σύστημα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας).. Συνεπώς τα ΣΑΗΕ εκφορτίζονται με σκοπό να μειώσουν την παραγωγή ισχύος από τις συμβατικές μονάδες παραγωγής ενέργειας.



Σχήμα 6.36 : Εκφόρτιση (θετικές τιμές) και φόρτιση (αρνητικές τιμές) των ΣΑΗΕ για το δίκτυο των 136 κόμβων για την αντικειμενική συνάρτηση 3.

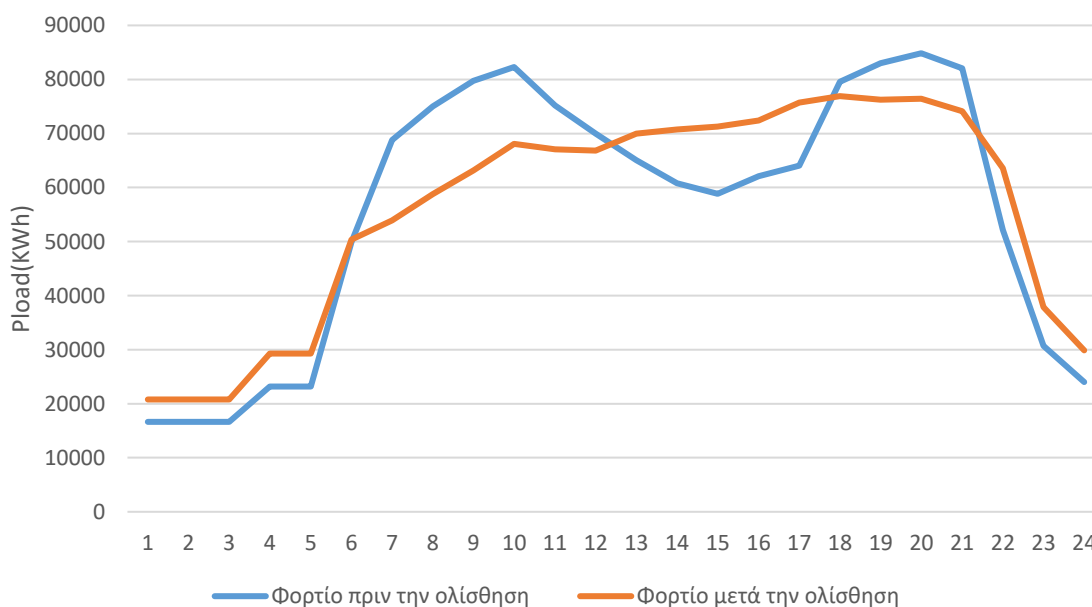
Πίνακας 6.59: Συνολική παραγωγή εγκάρσιων πυκνωτών για το δίκτυο των 136 κόμβων για την αντικειμενική συνάρτηση 3.

Σενάριο	Συνολική παραγωγή πυκνωτών(MVAr)	Ποσοστό επί της συνολικής διαθέσιμης παραγωγής των πυκνωτών (%)
2.1	79,91	39,17
3.1	74,22	36,38

Πίνακας 6.60: Συνολική παραγωγή των μονάδων ΣΗΘ για το δίκτυο των 136 κόμβων για την αντικειμενική συνάρτηση 3.

Σενάριο	Συνολική παραγωγή ΣΗΘ(MW)	Ποσοστό επί της συνολικής διαθέσιμης παραγωγής των ΣΗΘ (%)
2.2	252,00	100,00
3.2	230,50	91,47

Στους Πίνακες 6.59 και 6.60 παρατηρείται μια περιορισμένη παραγωγή των εγκάρσιων πυκνωτών, σε αντίθεση με τα ΣΗΘ τα οποία με το μικρό κόστος παραγωγής και τη δυνατότητα συνεχής παραγωγής συνεισφέρουν τα μέγιστα με παραγωγή που πλησιάζει το 100% της συνολικής διαθεσιμής τους.



Σχήμα 6.37 : Συνολικό φορτίο πριν και μετά τη δυνατότητα ολίσθησης για το δίκτυο των 136 κόμβων για την αντικειμενική συνάρτηση 3.

Στο Σχήμα 6.37 παρατηρείται μείωση του φορτίου στις ώρες μεταξύ 6:00 και 12:00 και μεταξύ 17:00 και 22:00, με εφαρμογή της τεχνικής της ολίσθησης του φορτίου. Με αυτό τον τρόπο επιτυγχάνεται η μείωση της παραγωγής ισχύος από τον κόμβο αναφοράς με

αποτέλεσμα το δίκτυο να πλησιάζει την ενεργειακή αυτονομία μέσω των μονάδων ΔΕΠ και ΣΗΘ.

ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

7.1 ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Στην παρούσα διπλωματική εργασία μελετήθηκε το πρόβλημα της βέλτιστης ροής ισχύος με σκοπό τη βελτιστοποίηση τριών αντικειμενικών συναρτήσεων: α) την ελαχιστοποίηση των απωλειών ενέργειας του δικτύου διανομής, β) την ελαχιστοποίηση της διακύμανσης της τάσης και γ) τη μεγιστοποίηση των κερδών της εταιρίας διανομής ηλεκτρικής ενέργειας από την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας. Κάθε αντικειμενική συνάρτηση βελτιστοποιείται ξεχωριστά και τα αποτελέσματα αναλύονται, ώστε να εξαχθούν τα κατάλληλα συμπεράσματα για τη βέλτιστη λειτουργία του δικτύου διανομής. Τα κύρια συμπεράσματα παρουσιάζονται συνοπτικά στην Ενότητες 7.1.1 έως 7.1.6.

7.1.1 ΑΝΤΙΚΕΙΜΕΝΙΚΕΣ ΣΥΝΑΡΤΗΣΕΙΣ

Ελαχιστοποίηση απωλειών ενεργού ισχύος δικτύου διανομής

Όσον αφορά τις απώλειες ενεργού ισχύος στις γραμμές διανομής, παρατηρείται μείωση μεταξύ των διαφορετικών σεναρίων που εξετάστηκαν. Πιο αποτελεσματική αποδεικνύεται η επιλογή της ολίσθησης φορτίου σε σχέση με τη λειτουργία των συστημάτων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας (ΣΑΗΕ). Η σημαντικότερη μείωση παρατηρείται στο δίκτυο των 33 κόμβων, στο οποίο οι απώλειες ενεργού ισχύος του δικτύου διανομής μειώνονται κάτω από το 1% της παραγόμενης ισχύος. Ωστόσο, σημαντική μείωση παρατηρείται και στα δίκτυα των 69 και των 136 κόμβων με τις απώλειες ενεργού ισχύος του δικτύου διανομής να μειώνονται έως και λίγο πάνω από το 1% της παραγόμενης ισχύος. Η μεγαλύτερη μείωση παρατηρείται κατά την ενσωμάτωση των μονάδων συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας (ΣΗΘ).

Ελαχιστοποίηση διακύμανσης τάσης

Κατά την ελαχιστοποίηση της διακύμανσης της τάσης, παρατηρείται σημαντική μείωση της διακύμανσης της τάσης και πτώση της σε τιμές κάτω από το 0,1. Πιο αποτελεσματική κρίνεται η τεχνική ολίσθησης φορτίου, ενώ η μεγαλύτερη μείωση στη διακύμανση της τάσης παρατηρείται κατά την ενσωμάτωση των εγκάρσιων πυκνωτών.

Μεγιστοποίηση κερδών εταιρίας διανομής ηλεκτρικής ενέργειας

Τα κέρδη για την εταιρία διανομής ενέργειας αυξάνονται σενάριο με το σενάριο. Πάλι η αποτελεσματικότερη τεχνική είναι αυτή της ολίσθησης φορτίου με τα κέρδη τελικά να αυξάνουν κατά 6,5%, 11,5% και 6% σε σχέση με το σενάριο 1 όπου η παράγωγή ενέργειας γινόταν αποκλειστικά από μονάδες ΑΠΕ, για τα φορτία των 33, 69 και 136 κόμβων αντίστοιχα. Η μεγαλύτερη αύξηση των κερδών της εταιρίας διανομής παρατηρείται στο Σενάριο 3 με την εφαρμογή της τεχνικής ολίσθησης φορτίου.

7.1.2 ΜΟΝΑΔΕΣ ΑΠΕ

Η σημαντικότερη προσφορά των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ) παρατηρείται κατά τη μεγιστοποίηση των κερδών της ηλεκτρικής εταιρίας, στη συνέχεια στην ελαχιστοποίηση της διακύμανσης της τάσης, ενώ η μικρότερη προσφορά των ΑΠΕ είναι κατά τη μείωση των απωλειών ενεργού ισχύος του δικτύου διανομής. Το χαμηλότερο κόστος παραγωγής των ΑΠΕ, σε σχέση με το κόστος παραγωγής των παραδοσιακών ατμοηλεκτρικών μονάδων του κόμβου αναφοράς (συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας) καθώς και το γεγονός ότι οι ΑΠΕ εγκαθίστανται κοντά στα φορτία είναι τα χαρακτηριστικά που παίζουν τον κύριο λόγο. Μεγαλύτερη αξιοποίηση των ΑΠΕ παρατηρείται με την τεχνική ολίσθησης φορτίου σε σχέση με τα ΣΑΗΕ. Σημαντική πτώση στην παραγωγή των μονάδων παίζει η ένταξη των ΣΗΘ και των εγκάρσιων πυκνωτών στην ελαχιστοποίηση της διακύμανσης της τάσης, με τις μονάδες φωτοβολταϊκών (Φ/Β) να παρουσιάζουν μεγαλύτερη σταθερότητα στη συνολική τους παραγωγή. Παρατηρείται αυξημένη συνεισφορά των ανεμογεννητριών (Α/Γ) στις ώρες αιχμής φορτίου με την εγκατάσταση των ΣΑΗΕ και την τεχνική ολίσθησης φορτίου.

7.1.3 ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Όσον αφορά τα ΣΑΗΕ η προσφορά τους είναι σημαντική στην επίλυση του προβλήματος και με τις τρεις αντικειμενικές συναρτήσεις. Παρατηρείται κατά κύριο λόγο εκφόρτιση των μπαταριών κατά τις ώρες αιχμής φορτίου και φόρτιση των μπαταριών τις ώρες που το φορτίο έχει χαμηλότερη τιμή, φαινόμενο το οποίο γίνεται πιο φανερό κατά την μεγιστοποίηση των κερδών της εταιρίας διανομής. Τα ΣΑΗΕ δεν επηρεάζουν ιδιαίτερα τη συνολική παραγωγή των μονάδων ΑΠΕ παρά μόνο το χρονικό σημείο στο οποίο η παραγωγή τους γίνεται μέγιστη και αφορά τις ώρες της αιχμής του φορτίου.

7.1.4 ΕΓΚΑΡΣΙΟΙ ΠΥΚΝΩΤΕΣ

Η συνεισφορά των εγκάρσιων πυκνωτών παρατηρείται κατά κύριο λόγο στη βελτιστοποίηση της τάσης των κόμβων όπου και παίζουν τον μεγαλύτερο ρόλο. Αυτό γίνεται επειδή παράγουν αποκλειστικά άεργο ισχύ η οποία παίζει τον μεγαλύτερο ρόλο στη ρύθμιση της τάσης. Στην ελαχιστοποίηση της διακύμανσης της τάσης, παράγουν σχεδόν στο 100% και παράλληλα μειώνουν την παραγωγή ισχύος των ΑΠΕ αφού παράγουν το μεγαλύτερο μέρος

της αέργου ισχύος. Η συνεισφορά τους στις άλλες δύο αντικειμενικές συναρτήσεις κρίνεται μικρή και εστιάζει κυρίως στη βελτίωση του συντελεστή ισχύος των γεννητριών.

7.1.5 ΜΟΝΑΔΕΣ ΣΗΘ

Οι μονάδες ΣΗΘ παίζουν τον μεγαλύτερο ρόλο στη μείωση των απωλειών ενεργού ισχύος του δικτύου διανομής, ωστόσο σημαντική είναι η συνεισφορά τους και στην ελαχιστοποίηση της διακύμανσης της τάσης και στη μεγιστοποίηση των κερδών της εταιρίας διανομής. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι η εγκατάστασή τους γίνεται κοντά στα φορτία καθώς και στο γεγονός ότι η παραγωγή των ΣΗΘ δεν εξαρτάται από καιρικούς παράγοντες όπως συμβαίνει με την παραγωγή των Α/Γ και των Φ/Β. Οι μονάδες ΣΗΘ παράγουν σχεδόν στο 100% για τη μεγιστοποίηση των κερδών της εταιρίας διανομής. Ωστόσο, πολλές ενσωματωμένες μονάδες ΣΗΘ μπορούν να μειώσουν τα κέρδη λόγω του σταθερού όρου γ που περιλαμβάνεται στο κόστος παραγωγής τους. Συνεπώς, η εγκατάστασή τους πρέπει να γίνεται με προσοχή. Είναι καθοριστική η συμβολή των μονάδων ΣΗΘ στη μείωση του κόστους παραγωγής και αυτό λόγω της πολύ μεγάλης απόδοσης των μονάδων ΣΗΘ σε σχέση με τους κοινούς λέβητες.

7.1.6 ΤΕΧΝΙΚΗ ΟΛΙΣΘΗΣΗΣ ΦΟΡΤΙΟΥ

Η τεχνική ολίσθησης φορτίου είναι μία ανταγωνιστική τεχνική σε σχέση με αυτή των ΣΑΗΕ. Σε όλες τις αντικειμενικές συναρτήσεις τα αποτελέσματα της ολίσθησης φορτίου είναι καλύτερα. Η ολίσθηση φορτίου παίζει τον καθοριστικότερο παράγοντα στη μεγιστοποίηση των κερδών της εταιρίας διανομής. Παρατηρείται η τάση των φορτίων να ψαλιδίζουν την αιχμή τους, μετατοπίζοντάς την σε ώρες εκτός της αιχμής φορτίου του συστήματος διανομής. Αυτό επιτυγχάνει πιο ομαλή λειτουργία των γεννητριών και τις μικρότερες διακυμάνσεις στην παραγωγή τους, πράγμα που είναι σημαντικό για τη μείωση των απωλειών ενεργού ισχύος του δικτύου διανομής, τη μείωση της διακύμανσης της τάσης των κόμβων, καθώς και τη μείωση της καταπόνησης των γεννητριών.

7.2 ΠΡΟΤΕΙΝΟΜΕΝΕΣ ΕΠΕΚΤΑΣΕΙΣ ΤΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ

Στην παρούσα εργασία μελετήθηκε η βέλτιστη λειτουργία τριών διαφορετικών δικτύων διανομής. Έγινε ανάλυση ανά σενάριο με ενσωμάτωση στοιχείων, όπως ΣΑΗΕ, εγκάρσιους πυκνωτές και ΣΗΘ με σκοπό να παρατηρηθεί η επιρροή τους στη βελτιστοποίηση τριών διαφορετικών αντικειμενικών συναρτήσεων.

Διάφορες επεκτάσεις θα μπορούσαν να γίνουν στη συγκεκριμένη εργασία. Αρχικά θα μπορούσε να γίνει μελέτη βέλτιστης τοποθέτησης των μονάδων διανεμημένης παραγωγής, δηλαδή σε ποιον κόμβο πρέπει να εγκατασταθούν οι μονάδες για να προκύψει το βέλτιστο δυνατό αποτέλεσμα.

Επίσης, στην παρούσα εργασία έγιναν υποθέσεις για την ταχύτητα του ανέμου, τη ζήτηση του φορτίου και την τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας. Στην πράξη όμως τα τρία αυτά μεγέθη δεν είναι αιτιοκρατικά. Συνεπώς, μια άλλη επέκταση μπορεί να είναι η δημιουργία ενός στοχαστικού μοντέλου για τα συγκεκριμένα μεγέθη.

Μία ακόμα επέκταση θα μπορούσε να είναι και η τοποθέτηση διακοπών που θα έχουν την ικανότητα να θέτουν εκτός λειτουργίας ολόκληρες γραμμές διανομής επιτυγχάνοντας έτσι επαναδιαμόρφωση του δικτύου που θα οδηγούσε σε ακόμα καλύτερα αποτελέσματα.

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- [1] Β. Κ. Παπαδιάς, *Ανάλυση Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας, τόμ. Ι, Μόνιμη Κατάσταση Λειτουργίας*, Αθήνα : Εκδόσεις Ε.Μ.Π., 1985.
- [2] Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ), Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας Διαθέσιμο στην ιστοσελίδα:
http://www.rae.gr/site/categories_new/consumers/know_about/electricity/production.csp
- [3] L. Ramesh, S.P. Chowdhury, S. Chowdhury, A.A. Natarajan, and C.T. Gaunt, “Minimization of power loss in distribution networks by different techniques,” *Journal of Electrical, Computer, Energetic, Electronic and Communication Engineering*, vol. 3, no. 4, 2009.
- [4] T. Xu and P.C. Taylor, “Voltage control techniques for electrical distribution networks including distributed generation,” in *Proc. 17th World Congress of the International Federation of Automatic Control, Seoul, Korea, Jul. 6-11, 2008*
- [5] Ο Ρόλος του Άνθρακα στη Στρατηγική Παραγωγής της ΔΕΗ Διαθέσιμο στην ιστοσελίδα:
<https://www.dei.gr/documents/dei-anthrakas.pdf>
- [6] U. Jmail, A. Amin, and A. Mahmood, “A comparative study of control techniques for power loss minimization in a distribution network,” in *Proc. International Conference on Power, Energy and Smart Grid*, 2018.
- [7] P.Tallapragada, M. Shkataran, A. K. Izaguirre, J. Helleranta S. Rahman, S. Bergman, *Monitoring Performance of Electric Utilities - Indicators and Benchmarking in Sub-Saharan Africa*, World Bank, 2009
- [8] G. Zhifeng, Z. Kaile, Z. Chi, L. Xinhui, C. Wen, and Y. Shanlin, “Residential electricity consumption behavior: Influencing factors, related theories and intervention strategies,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 81, pp. 399–412, 2018.
- [9] S.M. Frank and P.K. Sen, “Estimation of electricity consumption in commercial buildings,” in *Proc. IEEE 2011 North American Power Symposium*, 4-6 Aug. 2011.
- [10] Π. Σ. Γεωργιάκης, *Σύγχρονα Συστήματα Μεταφοράς και Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας*. Ηλεκτρονικό Βιβλίο, Σύνδεσμος Ελληνικών Ακαδημαϊκών Βιβλιοθηκών (ΣΕΑΒ), Αθήνα, 2015. Διαθέσιμο στην ιστοσελίδα:

- <http://repository.kallipos.gr/handle/11419/2013>
- [11] H. Lee Willis, *Spatial Electric Load Forecasting*, CRC Press, 2002.
- [12] A. Faruqui and K. Eakin, *Pricing in competitive electricity markets*, Springer, New York, 2000.
- [13] H. Ferreira, G. Fulli, W. Kling, A. L'Abbate, H. Faasand, and J. P. Lopes, "Distributed generation in Europe: the European regulatory framework and the evolution of the distribution grids towards smart grids," in Proc. *5th IEEE Young Researchers Symposium in Electrical Power Engineering*, Mar. 2010.
- [14] Directive 2009/72/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in electricity. Διαθέσιμο στην ιστοσελίδα:
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=celex%3A32009L0072>
- [15] T. Ackermann, G. Andersson, and L. Soder, "Distributed generation: A definition," *Electric Power Systems Research*, vol. 57, no. 3, pp. 195–204, May 2001.
- [16] International Energy Agency (IEA), *Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets*, OECD/IEA, 2002.
- [17] N. Hadjsaid, J. Canard, and F. Dumas, "Dispersed generation impact on distribution networks," *IEEE Computer Applications in Power*, vol. 12, no. 2, pp. 22–28, Apr. 1999.
- [18] A. L. Devi and B. Subramanyam, "Optimal DG unit placement for loss reduction in radial distribution system – a case study," *ARPJ Journal of Engineering and Applied Sciences*, vol. 2, no. 6, pp. 57–61, Dec. 2007.
- [19] R. C. Dugan, T. E. McDermott, and G. J. Ball, "Planning for distributed generation," *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 7, no. 2, pp. 80–88, Mar.-Apr. 2001.
- [20] E. R. Collins and J. Jiang, "Voltage sags and the response of a synchronous distributed generator: A case study," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 23, no. 1, pp. 442–448, Jan. 2008.
- [21] P. Siano, L.F. Ochoa, G. P. Harrison and A. Picollo, "Assessing the strategic benefits of distributed generation ownership for DNOs," *IET Generation Transmission and Distribution*, vol. 3, pp. 225–236, Mar. 2009.
- [22] A. Woyte, V.V. Thong, R. Belmans, and J. Nijs, "Voltage fluctuations on distribution level introduced by photovoltaic systems," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 21, no. 1, pp. 202–209, Mar. 2006.
- [23] M. Afkousi-Paqaleh, A. Abbaspour-Tehrani Fard, M. Rashidinejad, *Distributed generation placement for congestion management considering economic and financial issues*, Springer, 2010.
- [24] E. R. Collins and J. Jiang, "Voltage Sags and the Response of a

- synchronousdistributed generator: A Case Study,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 23, no. 1, pp. 442–448, Jan. 2008.
- [25] Σ. Παπαθανασίου, *Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές*, Αθήνα : Εκδόσεις Ε.Μ.Π., 2001.
- [26] Κ. Θ. Δέρβος, *Φωτοβολταϊκά Συστήματα από την θεωρία στην πράξη*, Αθήνα : Εκδόσεις Ε.Μ.Π., 2013.
- [27] Eloy Rodríguez Moldes, “*Flexible load management in smart-grids*,” Aalborg University, May 2013.
- [28] I. Bilibin, and F. Capitanescu, “Contributions to thermal constraints management in radial active distribution systems,” *Electric Power Systems Research*, vol. 111, pp. 169–176, 2014.
- [29] S. Gill, I. Kockar, and G. W. Ault, “Dynamic optimal power flow for active distribution networks,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 1, pp. 121–131, 2014.
- [30] G. Asimakopoulou, “*D4.1 Designing and modelling of an algorithmic framework for optimizing Multi-objective Energy Systems*,” ICCS, October 2017
- [31] N. Andrei, *Continuous Nonlinear Optimization for Engineering Applications in GAMS Technology*, Springer, 2017.
- [32] E. Castillo, A. J. Gonejo, P. Pedegral, R. Garcíá, N. Alguacil, *Building and Solving Mathematical Programming Models in Engineering and Science*, Wiley–Interscience, 2001
- [33] A. Soroudi, *Power System Optimization Modeling in GAMS*, Springer, 2017.
- [34] Ο επιλυτής Conopt, Διαθέσιμο στην ιστοσελίδα: <http://www.conopt.com/>
- [35] A. Drud, ARKI Consulting and Development A/S, Bagsvaerd, Denmark, GAMS/CONOPT, Διαθέσιμο στην ιστοσελίδα: https://www.gams.com/latest/docs/S_CONOPT.html
- [36] M.E. Baran and F.F Wu, “Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 4, no. 2, pp. 1401–1497, Apr. 1989.
- [37] D. Das, “Reconfiguration of distribution system using fuzzy multi-objective approach,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 28, no. 5, pp. 331–338, June 2006.
- [38] J. R. S. Mantovani, F. Casari, R. A. Romero, “Reconfiguracao de sistemas de distribuicao radiais utilizando o criterio de queda de tensao,” *SBA Controle & Automacao*, vol. 11, no. 3, pp. 150–159, Sep. 2000.

«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)»



ΕΠΑνΕΚ 2014-2020
ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΙΑΚΟ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ
ΑΝΤΑΓΩΝΙΣΤΙΚΟΤΗΤΑ
ΕΠΙΧΕΙΡΗΜΑΤΙΚΟΤΗΤΑ
ΚΑΙΝΟΤΟΜΙΑ

Με τη συγχρηματοδότηση της Ελλάδας και της Ευρωπαϊκής Ένωσης

