



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ

ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

**Προγραμματισμός Συστήματος Διανομής Μέσης Τάσης με
Συμβατικές Μεθόδους και Συμβολή των Τεχνολογιών
Smartgrid**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

ΑΝΤΩΝΙΟΣ Ε. ΒΑΪΛΑΣ

Επιβλέπων : Ν. Χατζηαργυρίου
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Οκτώβριος 2015



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ

ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

**Προγραμματισμός Συστήματος Διανομής Μέσης Τάσης με
Συμβατικές Μεθόδους και Συμβολή των Τεχνολογιών
Smartgrid**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

ΑΝΤΩΝΙΟΣ Ε. ΒΑΪΛΑΣ

Επιβλέπων : Ν. Χατζηαργυρίου
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την Οκτωβρίου 2015.

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

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

.....
Π. Γεωργιάκης
Επίκουρος Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Οκτώβριος 2015

.....
ΑΝΤΩΝΙΟΣ Ε. ΒΑΪΛΑΣ

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

Copyright © ΑΝΤΩΝΙΟΣ Ε. ΒΑΪΛΑΣ, 2015

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

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

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

Ευχαριστίες

Με την ολοκλήρωση της παρούσας διπλωματικής εργασίας θα ήθελα να ευχαριστήσω τον επιβλέποντα καθηγητή κ. Ν. Χατζηαργυρίου για την ανάθεσή της και την ευκαιρία που μου έδωσε να ασχοληθώ με ένα τόσο ενδιαφέρον θέμα.

Παράλληλα ευχαριστώ τον υποψήφιο διδάκτορα Ιάσονα Κουβελιώτη-Λυσίκατο για την πολύτιμη βοήθεια και καθοδήγηση του κατά την εκπόνηση της εργασίας, καθώς και τους υπόλοιπους ερευνητές από το εργαστήριο των ΣΗΕ που με βοήθησαν.

Τέλος, ένα ιδιαίτερο ευχαριστώ στην οικογένειά μου και στους ανθρώπους που ήταν δίπλα μου για τη βοήθεια και τη συμπαράστασή τους κατά τη διάρκεια των σπουδών μου.

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Η παρούσα διπλωματική εργασία αφορά στον προγραμματισμό Συστήματος Διανομής Μέσης Τάσης με συμβατικές μεθόδους και με συμβολή των σύγχρονων τεχνολογιών των ευφών δικτύων. Συγκεκριμένα, αποτελεί μια τεχνοοικονομική μελέτη για τη σύγκριση της οικονομικότητας σύγχρονων λύσεων -τεχνολογίες ευφών δικτύων- για τα προβλήματα των Δικτύων Διανομής σε αντιπαραβολή με τις παραδοσιακές μεθόδους ενίσχυσης.

Αρχικά, γίνεται αναφορά στη δομή των Δικτύων Διανομής και παρουσιάζονται λεπτομερή στοιχεία για τη μορφή και τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά του ελληνικού δικτύου. Σχολιάζονται οι επιδράσεις από την αυξημένη διείσδυση διεσπαρμένης παραγωγής. Στη συνέχεια, αναλύονται οι συμβατικές και οι σύγχρονες μέθοδοι προγραμματισμού και ανάπτυξης των Δικτύων Διανομής και αναπτύσσεται λεπτομερώς η διαδικασία που ακολουθείται σήμερα από το ΔΕΔΔΗΕ, για την ενίσχυση και επέκταση του δικτύου. Ταυτόχρονα, συγκεντρώνονται όλα τα οικονομικά στοιχεία που σχετίζονται με τις ενέργειες αυτές.

Σε συνεργασία με το ΔΕΔΔΗΕ, επιλέγονται δύο βασικά σενάρια για τη διεξαγωγή της τεχνοοικονομικής μελέτης και τη σύγκριση των διαφορετικών μεθόδων ενίσχυσης του δικτύου. Μελετάται το φαινόμενο της ανύψωσης τάσης στα Δίκτυα Διανομής και οι τρόποι με τους οποίους αντιμετωπίζεται. Εξετάζεται ο στόχος της μείωσης της ισχύος αιχμής στα Δίκτυα Διανομής, χρησιμοποιώντας συστήματα αποθήκευσης ενέργειας. Διερευνώνται ακόμη, τα χαρακτηριστικά, τα κόστη και η λειτουργία των σύγχρονων εμπορικών συσκευών που μπορούν δυνητικά να υποκαταστήσουν τις συμβατικές ενέργειες για την ενίσχυση του δικτύου.

Συγκεκριμένα, με τη χρήση του πακέτου MATPOWER, προσομοιώνεται η λειτουργία ενός Δικτύου Διανομής Μέσης Τάσης 10 ζυγών με υψηλή διείσδυση φωτοβολταϊκών και ενός πραγματικού δικτύου διανομής, μέρος του ελληνικού δικτύου, η γραμμή P23 της Σπερχειάδας. Για την αντιμετώπιση του φαινομένου της ανύψωσης τάσης, επιλέγεται η αντικατάσταση των παλαιού τύπου αντιστροφών σε Φ/Β πάρκα με σύγχρονους που έχουν τη δυνατότητα για απορρόφηση αέργου ισχύος και υπολογίζεται το όφελος μέσω της εκτίμησης του κόστους των επεμβάσεων στο δίκτυο και της μεταβολής των απωλειών ενέργειας. Στη συνέχεια, προσομοιώνεται η τοποθέτηση μονάδων αποθήκευσης και η λειτουργία τους για την επίτευξη της μείωσης της ισχύος αιχμής. Υπολογίζεται η επίδραση δύο διαφορετικών ποσοστών διείσδυσης συσσωρευτών και αναλύεται το κόστος για την εγκατάσταση και τη λειτουργία τους. Τέλος, εκτιμάται η οικονομική επίπτωση για το διαχειριστή του δικτύου από την αναβολή των επενδύσεων για την ενίσχυση του δικτύου και τις απώλειες ενέργειας.

ΛΕΞΕΙΣ ΚΛΕΙΔΙΑ

Δίκτυο Διανομής, Προγραμματισμός Δικτύων Διανομής, Ευφύη Δίκτυα, Ανύψωση Τάσης, Μείωση Αιχμής Ισχύος, Μονάδες Αποθήκευσης Ενέργειας

Abstract

This undergraduate dissertation concerns Medium Voltage Distribution Network planning with conventional methods and with the contribution of smart grids' modern technologies. In particular, this work constitutes a techno-economic study for the comparison of the modern solutions – smart grid technologies – for the arising issues in Distribution Networks in comparison to the traditional reinforcement methods.

In the first part, the configuration of the Distribution Networks is mentioned and detailed information of the form and the specific characteristics of the Greek Network is cited. The effects from the increased penetration of the Distributed Generation are discussed. Moreover, the conventional and novel DN planning methods are mentioned and the procedure that is followed today by HEDNO for reinforcing and expanding its network is analyzed. Simultaneously, all the relevant costs for these actions are listed.

In cooperation with HEDNO, two basic scenarios are taken in order to conduct the techno-economical study and to compare the different methods for network reinforcement. The problem of overvoltage in Distribution Networks is studied as well as the ways it can be overcome. The goal of peak shaving and how it can be achieved through energy storage system utilization is illustrated. Furthermore, the features, costs and operational characteristics of modern commercial appliances that could potentially substitute the conventional reinforcement methods are investigated.

Specifically, the operation of a 10 bus Medium Voltage Distribution Network with high penetration of PVs and an existent distribution grid, part of the Greek distribution grid in the area of Spercheiada, are simulated using MATPOWER software package. For coping with the voltage rise problem, the old inverters are assumed to be replaced by newer ones that support the reactive power control functionality. The benefit is estimated calculating the cost of the actions to be taken along with the assessment of the power losses. Afterwards, the placement and operation of energy storage systems is simulated for achieving peak shaving. The effect of two different ESS penetration scenarios is calculated and the cost for their placement and operation is analyzed. Finally, the economic impact for the DN operator is estimated through the investment deferral for network reinforcement actions and the power losses.

KEY WORDS

Distribution Network, Distribution Network Planning, Smartgrid, Overvoltage, Peak-shaving, Energy Storage

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

ΠΕΡΙΛΗΨΗ	7
Abstract	9
ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ	11
1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ	15
1.1. Συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας	15
1.1.1. Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας	17
1.1.2. Μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας	18
1.1.3. Διανομή ηλεκτρικής ενέργειας	19
1.2. Ευφυή δίκτυα	21
1.3. Δομή διπλωματικής εργασίας	22
2. ΔΙΚΤΥΑ ΔΙΑΝΟΜΗΣ	25
2.1. Διαμόρφωση δικτύων διανομής	25
2.1.1. Υποσταθμοί ΥΤ/ΜΤ	26
2.1.2. Υποσταθμοί ΜΤ/ΧΤ	27
2.1.3. Μέσα ζεύξεως και προστασίας	29
2.1.4. Στοιχεία και μηχανισμοί	31
2.1.5. Εναέρια και υπόγεια δίκτυα ΜΤ	32
2.1.6. Τοπολογία δικτύων διανομής	34
2.2. Διεσπαρμένη παραγωγή	38
2.2.1. Ορισμός	39
2.2.2. Πλεονεκτήματα	39
2.2.3. Μειονεκτήματα	40
2.2.4. Επιδράσεις στο δίκτυο διανομής	41
2.2.5. Τεχνολογίες μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής	42
2.3. Ελληνικό δίκτυο διανομής	44
2.3.1. Όρια δικτύου διανομής	45
2.3.2. Υποσταθμοί 150 kV/ΜΤ	47
2.3.3. Επίπεδα τάσεων και βασική τυποποίηση δικτύου ΜΤ	48
3. ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΟΣ ΔΙΚΤΥΩΝ ΔΙΑΝΟΜΗΣ	51
3.1. Ανάπτυξη και επέκταση δικτύων διανομής	51
3.2. Συμβατικές μέθοδοι	52
3.2.1. Ανάπτυξη έργων υποδομής στο δίκτυο	53
3.2.2. Ενισχύσεις και βελτιώσεις του δικτύου	55

3.2.3.	Κατασκευή νέων υποσταθμών ΥΤ/ΜΤ.....	56
3.3.	Σύγχρονες μέθοδοι.....	58
3.4.	Φαινόμενο ανύψωσης τάσης στα δίκτυα διανομής	59
3.4.1.	Κριτήρια σύνδεσης φωτοβολταϊκών στο δίκτυο διανομής ΜΤ	59
3.4.2.	Ανύψωση τάσης λόγω υψηλής διείσδυσης φωτοβολταϊκών.....	61
3.4.3.	Αντιμετώπιση του φαινομένου.....	62
3.4.4.	Απορρόφηση αέργου ισχύος από τον αντιστροφή	63
3.5.	Μείωση ισχύος αιχμής.....	67
3.5.1.	Τεχνολογίες αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας	69
3.5.2.	Χαρακτηριστικά μεγέθη συσσωρευτών	72
3.5.3.	Στρατηγική φόρτισης-εκφόρτισης συσσωρευτών.....	72
3.5.4.	Κόστος Συσσωρευτών.....	76
3.5.5.	Αναβολή επένδυσης	77
4.	ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΑ.....	83
4.1.	MATLAB	83
4.2.	MATPOWER	83
4.2.1.	Εκτέλεση ροής φορτίου.....	83
4.2.2.	Διάταξη αρχείου δεδομένων δικτύου	84
4.2.3.	Μοντελοποίηση	86
4.3.	1 ^η Εφαρμογή – Αντιμετώπισης ανύψωσης τάσης σε δίκτυο διανομής ΜΤ	87
4.3.1.	Συμβατική και προτεινόμενη λύση	88
4.3.2.	Εξεταζόμενα δίκτυα	89
4.3.3.	Φορτίο δικτύου και παραγωγή φωτοβολταϊκών	93
4.3.4.	Εγκατάσταση και χαρακτηριστικά αντιστροφών	94
4.3.5.	Προσομοιώσεις.....	96
4.3.6.	Οικονομική αξιολόγηση.....	97
4.4.	2 ^η Εφαρμογή – Μείωση αιχμής ισχύος.....	99
4.4.1.	Εξεταζόμενα δίκτυα	99
4.4.2.	Φορτίο δικτύου και παραγωγή φωτοβολταϊκών	104
4.4.3.	Στοιχεία και λειτουργία συσσωρευτών	105
4.4.4.	Προσομοιώσεις.....	107
4.4.5.	Οικονομική αξιολόγηση.....	108
5.	ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ	111
5.1.	1 ^η Εφαρμογή	111
5.1.1.	Δίκτυο 10 ζυγών.....	111
5.1.2.	Δίκτυο P23 Σπερχειάδας	114
5.2.	2 ^η Εφαρμογή	119

5.2.1. Δίκτυο 10 ζυγών	122
5.2.2. Δίκτυο P23 Σπερχειάδας	134
6. ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ.....	149
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ.....	153
Βιβλιογραφία.....	157

1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ

1.1. Συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας

Ως Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΣΗΕ) ορίζεται το σύνολο των εγκαταστάσεων και των μέσων που χρησιμοποιούνται για την παροχή ηλεκτρικής ενέργειας (ΗΕ) σε εξυπηρετούμενες περιοχές κατανάλωσης.

Τα ΣΗΕ, ανάλογα με την έκτασή τους, μπορούν να διακριθούν σε “Εθνικά Συστήματα” αν καλύπτουν το σύνολο μιας χώρας, “Περιφερειακά Συστήματα” αν εξυπηρετούν μια συγκεκριμένη γεωγραφική περιοχή και “Ιδιωτικά Συστήματα” στην περίπτωση κάλυψης των αναγκών ενός μεμονωμένου ιδιωτικού συγκροτήματος.[1]

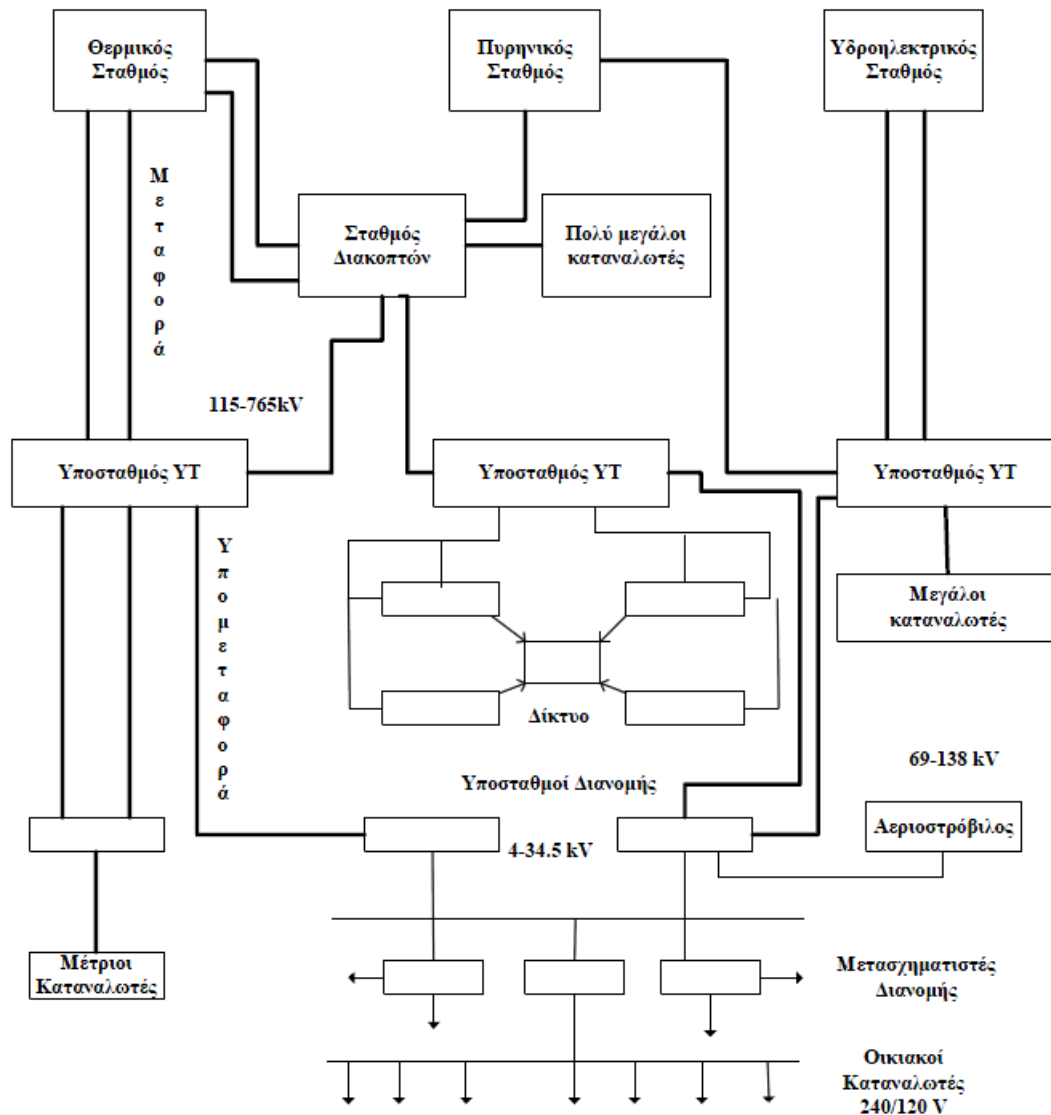
Η δομή του συστήματος, η οποία έχει πρωτεύουσα σημασία για τη γεωγραφική διαθεσιμότητα της ΗΕ, χαρακτηρίζεται κυρίως από το μέγεθος του. Η δομή και η σύνθεση του συστήματος εξαρτώνται κυρίως από το μέγεθος του, όμως ακόμα και το μικρότερο ΣΗΕ είναι ένα περίπλοκο ηλεκτρικό δίκτυο.

Παρά τις μεταξύ τους διαφορές στο μέγεθος, τα ΣΗΕ διαθέτουν κοινά χαρακτηριστικά μεταξύ τους. Γενικά, τα χρησιμοποιούμενα συστήματα είναι τριφασικά εναλλασσόμενου ρεύματος, συχνότητας 50 ή 60 Hz, ενώ σε ειδικές περιπτώσεις χρησιμοποιούνται και συστήματα συνεχούς ρεύματος για τη μεταφορά ΗΕ. Οι γραμμές μεταφοράς και οι γραμμές διανομής Μέσης Τάσης (ΜΤ) έχουν τρεις αγωγούς φάσεων. Οι γραμμές διανομής Χαμηλής Τάσης (ΧΤ) έχουν και έναν επιπλέον ουδέτερο αγωγό, ενώ σε ορισμένες περιπτώσεις συναντώνται και μονοφασικές γραμμές δύο αγωγών. [2]

Η εξυπηρέτηση των αναγκών των καταναλωτών προϋποθέτει τρεις ξεχωριστές φάσεις. Πρώτη είναι η φάση της παραγωγής, που αναφέρεται στη μετατροπή μιας μορφής πρωτογενούς ενέργειας σε ηλεκτρική. Ακολουθεί η φάση της μεταφοράς, η οποία αφορά στη μεταφορά της ΗΕ από την έξοδο των σταθμών παραγωγής μέχρι τους υποσταθμούς που τροφοδοτούν τα μεγάλα κέντρα κατανάλωσης. Και τέλος, η φάση της διανομής της ΗΕ, που ορίζεται ως το σύνολο των διαδικασιών λειτουργίας και ελέγχου με τις οποίες η ΗΕ διανέμεται στους καταναλωτές.

Επομένως, σε ένα ΣΗΕ, διακρίνονται το Σύστημα Παραγωγής, το Σύστημα Διασύνδεσης και Μεταφοράς, το Σύστημα Υπομεταφοράς και το Σύστημα Διανομής. Η ΗΕ, από το σημείο παραγωγής της μέχρι την τελική κατανάλωσή της, βρίσκεται σε μια

συνεχή ροή και λόγω των δυσκολιών στην αποθήκευσή της, πρέπει να παράγεται τη στιγμή ακριβώς που καταναλώνεται.[1]



Σχήμα 1-1: Βασικά στοιχεία ΣΗΕ [3]

Ένα ΣΗΕ προκειμένου να λειτουργεί ομαλά και να εξυπηρετεί το σκοπό της εξυπηρέτησης των καταναλωτών, πρέπει να έχει μελετηθεί λαμβάνοντας υπόψη όλες τις διαφορετικές παραμέτρους ώστε να είναι ικανό να ικανοποιεί τις εξής απαιτήσεις:

1. Πρέπει να παρέχει ΗΕ οπουδήποτε υπάρχει ζήτηση.
2. Η ζήτηση πραγματικής και αέργου ισχύος μεταβάλλεται συνεχώς με το χρόνο, και το ΣΗΕ πρέπει να μπορεί να ικανοποιεί αυτή τη συνεχώς μεταβαλλόμενη ζήτηση με ακρίβεια και χωρίς χρονική καθυστέρηση.
3. Η παρεχόμενη ενέργεια πρέπει να ικανοποιεί ορισμένους περιορισμούς ποιότητας, όπως σταθερή συχνότητα, σταθερή τάση και υψηλή αξιοπιστία τροφοδότησης.

4. Η ενέργεια πρέπει να παρέχεται με τα ελάχιστα οικονομικά και οικολογικά κόστη.[1]

1.1.1. Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας

Ως παραγωγή ΗΕ ορίζεται η διαδικασία που απαιτείται για τη μετατροπή μιας μορφής πρωτογενούς ενέργειας σε ΗΕ. Κατά κύριο λόγο σήμερα, οι διάφορες αυτές μορφές ενέργειας μετατρέπονται πρώτα σε μηχανική (κινητήριες μηχανές, στρόβιλοι) και στη συνέχεια σε ηλεκτρική μέσω γεννητριών.

Το Σύστημα Παραγωγής περιλαμβάνει τόσο τους σταθμούς παραγωγής ΗΕ, όσο και τους υποσταθμούς ανυψώσεως της τάσης, που είναι απαραίτητη για τη μεταφορά του ρεύματος.[2]

Το μεγαλύτερο μέρος της ΗΕ που παρέχεται στους καταναλωτές προέρχεται από θερμοηλεκτρικούς σταθμούς παραγωγής με καύση ορυκτών καυσίμων (άνθρακας, λιγνίτη, πετρέλαιο, φυσικό αέριο), από υδροηλεκτρικούς σταθμούς με τη ροή ή την πτώση υδάτων και από πυρηνικούς σταθμούς με την πυρηνική σχάση (ουράνιο, θόριο, πλουτόνιο). Τις τελευταίες δεκαετίες επεκτείνεται συνεχώς η παραγωγή από σταθμούς ΑΠΕ, που εκμεταλλεύονται τον άνεμο (αιολική ενέργεια), την ηλιακή ενέργεια, τη γεωθερμία, τη βιομάζα κ.α. Η θέση των σταθμών παραγωγής καθορίζεται από τεχνοοικονομικούς παράγοντες, με κύριο την άμεση πρόσβαση σε κάποια από τις παραπάνω πηγές ενέργειας.

Η παραγωγή ΗΕ παρουσιάζει μεγάλες διαφοροποιήσεις από χώρα σε χώρα, ανάλογα με τους διαθέσιμους εγχώριους ενεργειακούς πόρους, την ενεργειακή πολιτική της χώρας, αλλά και τις γεωλογικές, γεωφυσικές και κλιματολογικές ιδιαιτερότητες της.[4]

Στην Ελλάδα, η παραγόμενη ΗΕ προέρχεται κυρίως από θερμοηλεκτρικούς σταθμούς και περίπου το 50% του συνόλου της παράγεται στην Περιφέρεια Δυτικής Μακεδονίας. Η συγκέντρωση των θερμοηλεκτρικών σταθμών στο Βορρά της χώρας δημιουργεί αυξημένες απώλειες κατά τη μεταφορά της ΗΕ στα κέντρα κατανάλωσης και ανισορροπία στη λειτουργία. Ωστόσο, ο σχεδιασμός τους βασίστηκε στην εγγύτητά τους στις περιοχές που υπάρχουν πλούσια κοιτάσματα λιγνίτη, ο οποίος αποτελεί την καύσιμη πρώτη ύλη για αυτούς τους σταθμούς. Στη χώρα μας υπάρχουν τέσσερις περιοχές με σημαντικά αποθέματα λιγνίτη, στη Δράμα, στη Δυτική Μακεδονία, στην Ελασσόνα και στη Μεγαλόπολη. Για το έτος 2014 το 57% της εγκατεστημένης ισχύος των ηλεκτροπαραγωγικών μονάδων είναι θερμικοί σταθμοί, εκ των οποίων με λιγνίτη 4456

MW, με πετρέλαιο 698 MW και με φυσικό αέριο 4906 MW. Το 18% είναι μεγάλοι υδροηλεκτρικοί σταθμοί και το 25% είναι μονάδες ΑΠΕ.[5]

1.1.2. Μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας

Με τον όρο μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας ορίζουμε το σύνολο των διαδικασιών της λειτουργίας, του ελέγχου των εγκαταστάσεων και των μέσων που χρησιμοποιούνται για τη μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας από την έξοδο του συστήματος παραγωγής έως τους υποσταθμούς που τροφοδοτούν τα μεγάλα κέντρα κατανάλωσης, όπου και ξεκινούν και τα δίκτυα διανομής. Το σύστημα μεταφοράς τροφοδοτεί επίσης τους μεγάλους καταναλωτές υψηλής τάσης, που είναι κυρίως μεγάλες βιομηχανικές εγκαταστάσεις με εγκατεστημένη ισχύ άνω των 10 MW. Οι καταναλωτές αυτοί διαθέτουν δικό τους υποσταθμό υποβιβασμού της υψηλής τάσης (YT) σε μέση τάση (MT), καθώς και εσωτερικά δίκτυα MT και χαμηλής τάσης (XT).

Το Σύστημα Μεταφοράς περιλαμβάνει τα δίκτυα των γραμμών YT, τους υποσταθμούς ζεύξεως των δικτύων αυτών, τους υποσταθμούς μετασχηματισμού μεταξύ των διαφόρων τάσεων του δικτύου μεταφοράς και τέλος τους υποσταθμούς υποβιβασμού της YT σε MT (YT/MT) για την τροφοδότηση των δικτύων διανομής (ΔΔ).[2]

Τα συστήματα μεταφοράς έχουν κατά κανόνα βροχοειδή διάταξη σε αντίθεση με τα ΔΔ που διαθέτουν ακτινική κυρίως δομή. Με τον τρόπο αυτό, υπάρχουν περισσότερες επιτρεπόμενες διαδρομές ροής ενέργειας και εξυπηρετούνται καλύτερα οι σκοποί της μεταφοράς. Όσον αφορά στη μορφή των δικτύων μεταφοράς, αυτή μπορεί να είναι διαμήκης ή κυκλική ανάλογα με τη σχετική θέση των σταθμών παραγωγής ως προς τα κέντρα κατανάλωσης και την τοπογραφία της περιοχής την οποία διατρέχει. [1]

Η μεταφορά του ηλεκτρικού ρεύματος γίνεται υπό YT, διότι αυτό συνεπάγεται μικρότερες ηλεκτρικές απώλειες και άρα οικονομικότερη λειτουργία του συστήματος. Χρησιμοποιούνται διάφορα επίπεδα τάσεων μεταφοράς ανάλογα με την απόσταση και το μέγεθος της ισχύος που μεταφέρεται. Σήμερα, τα επίπεδα αυτά της τάσης κυμαίνονται από 66 kV έως και 750 kV και χωρίζονται σε τρεις βαθμίδες. Οι τάσεις μέχρι 220 kV εντάσσονται στη βαθμίδα υψηλών τάσεων, από 275 kV μέχρι 500 kV στη βαθμίδα των υπερυψηλών τάσεων και οι τάσεις που ξεπερνούν τα 500 kV στη βαθμίδα των εξαιρετικά υψηλών τάσεων. Πειραματικά, βρίσκονται υπό μελέτη και οι τάσεις 1100 kV και 1500 kV, οι οποίες πιθανότατα θα χρησιμοποιηθούν για τη μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας στο μέλλον. Όλα τα παραπάνω αφορούν σε μεταφορά με εναλλασσόμενο ρεύμα, όπως

συμβαίνει συνήθως. Σε ορισμένες περιπτώσεις, εφαρμόζεται και η μεταφορά με συνεχές ρεύμα, η οποία έχει τα δικά της πλεονεκτήματα.

Το επίπεδο της τάσης μιας γραμμής μεταφοράς καθορίζεται από την ελαχιστοποίηση του κόστους μεταφοράς, το οποίο αναλύεται στα επιμέρους κόστη εγκατάστασης, απωλειών και συντήρησης της γραμμής. Με την αύξηση της τάσης, οι ηλεκτρικές απώλειες μειώνονται σε αντίθεση με το κόστος εξοπλισμού, το οποίο αυξάνεται, καθιστώντας την αντίστοιχη μελέτη ιδιαίτερα σημαντική.

Ένα σύστημα παραγωγής και μεταφοράς μπορεί να λειτουργήσει είτε απομονωμένο είτε σε διασύνδεση με άλλα γειτονικά ΣΗΕ. Η διασύνδεση γίνεται κυρίως σε επίπεδο εθνικών συστημάτων με τεχνικά και οικονομικά οφέλη.

Η τεχνολογική εξέλιξη των υλικών και η συνεχώς αυξανόμενη κατανάλωση της ηλεκτρικής ενέργειας, οδήγησαν στη χρησιμοποίηση όλο και υψηλότερων τάσεων τόσο στη μεταφορά όσο και στη διανομή. Έτσι, ορισμένα δίκτυα που παλαιότερα έπαιζαν το ρόλο της μεταφοράς χαρακτηρίζονται πλέον ως δίκτυα υπομεταφοράς και αποτελούν μέρος της διανομής.

Τα δίκτυα υπομεταφοράς μεταφέρουν την ηλεκτρική ενέργεια σε μικρότερες αποστάσεις και ποσότητες, υπό τάσεις από 22 kV έως 150 kV, συνήθως από υποσταθμούς υποβιβασμού YT/YT προς μικρότερα κέντρα κατανάλωσης. Ο ρόλος τους είναι παρόμοιος με αυτόν των συστημάτων διανομής με τη διαφορά ότι καλύπτουν μεγαλύτερα επίπεδα ισχύος και εντάσεως και η μεταφορά γίνεται υπό υψηλότερες τάσεις.

Οι γραμμές μεταφοράς αναχωρούν και καταλήγουν στους υποσταθμούς, οι οποίοι αποτελούν και τους κύριους κόμβους του συστήματος. Διακρίνονται σε υποσταθμούς ζεύξης ή διασύνδεσης και σε υποσταθμούς μετασχηματισμού. Στους πρώτους συνδέονται απλώς γραμμές χωρίς να πραγματοποιείται μετασχηματισμός τάσης, ενώ οι υποσταθμοί μετασχηματισμού αλλάζουν και το επίπεδο της τάσης είτε προς χαμηλότερη βαθμίδα (υποσταθμοί υποβιβασμού) είτε προς υψηλότερη (υποσταθμοί ανύψωσης).[2]

1.1.3. Διανομή ηλεκτρικής ενέργειας

Δίκτυο Διανομής (ΔΔ) της ΗΕ είναι το τμήμα των υποδομών του ΣΗΕ, το οποίο παραλαμβάνει την ΗΕ από τις γραμμές YT του δικτύου μεταφοράς και τη διανέμει στους καταναλωτές. Σε αντίθεση με τα δίκτυα μεταφοράς που είναι συνήθως όμοια σε διεθνές επίπεδο, τα δίκτυα διανομής κάθε χώρας εμφανίζουν δικά τους χαρακτηριστικά.

Το ΔΔ χωρίζεται σε δύο μέρη:

- α) Την πρωτεύουσα διανομή ή διανομή MT και
- β) Τη δευτερεύουσα διανομή ή διανομή XT.[1]

Το ΔΔ ξεκινάει συνήθως με τον υποσταθμό υποβιβασμού YT/MT, ο οποίος τροφοδοτείται από μία ή περισσότερες γραμμές υπομεταφοράς. Σε ορισμένες περιπτώσεις, μπορεί να τροφοδοτείται και απευθείας από της γραμμές YT του δικτύου μεταφοράς αν δεν υπάρχει σύστημα υπομεταφοράς. Ο μετασχηματιστής διανομής του υποσταθμού διανομής λαμβάνει την ισχύ από την YT του δικτύου μεταφοράς και την υποβιβάζει σε επίπεδα MT. Κάθε υποσταθμός διανομής εξυπηρετεί μία ή περισσότερες πρωτεύουσες αναχωρήσεις.

Τα εν λόγω δίκτυα είναι πολλές φορές βροχοειδή ώστε να επιτυγχάνεται οικονομία γραμμών για τον ίδιο βαθμό εξυπηρέτησης και να προσφέρεται εναλλακτική τροφοδότηση σε περίπτωση βλαβών, αλλά λειτουργούν συνήθως ακτινικά, δηλαδή υπάρχει μόνο μια διαδρομή μέσω της οποίας γίνεται η ροή ισχύος από τον υποσταθμό. Με τον τρόπο αυτό εξασφαλίζεται ευκολότερα η προστασία τους, όπως επίσης και η ροή ενέργειας στα δίκτυα αυτά.

Από εκεί τροφοδοτούνται οι υποσταθμοί διανομής MT/XT, οι οποίοι βρίσκονται κοντά στους τελικούς καταναλωτές, καθώς και οι καταναλωτές MT (νοσοκομεία, βιομηχανίες κλπ). Οι υποσταθμοί MT/XT διαθέτουν μετασχηματιστές διανομής, με τους οποίους γίνεται υποβιβασμός της τάσης και είναι είτε εσωτερικού ή υπόγειου τύπου στις πιο πυκνοκατοικημένες περιοχές, είτε εναέριοι (πάνω σε στύλους) ή επίγειοι στις άλλες περιοχές του ΔΔ.

Τα ΔΔ MT είναι είτε εναέρια, είτε υπόγεια. Τα πλεονεκτήματα των εναερίων γραμμών έναντι των υπογείων αφορούν στο χαμηλότερο κόστος αλλά και στην ταχύτερη αποκατάσταση των όποιων βλαβών προκύψουν σε αυτά. Η επιλογή γίνεται με βάση την πυκνότητα φορτίου στην εκάστοτε εξυπηρετούμενη περιοχή καθώς και τα γεωγραφικά χαρακτηριστικά της. Στα μεγάλα αστικά κέντρα, για παράδειγμα, τα δίκτυα είναι σε μεγάλο βαθμό υπόγεια αφενός διότι δεν υπάρχει ο απαιτούμενος χώρος ώστε να τηρούνται οι αποστάσεις ασφαλείας από τα κτίρια, αφετέρου για λόγους αισθητικής. Αντίθετα, σε περιοχές της επαρχίας που δεν υπάρχουν οι αντίστοιχοι περιορισμοί, τα δίκτυα είναι κυρίως εναέρια. Επομένως, τα χαρακτηριστικά δόμησης των πόλεων και γενικά η χωροταξική διαμόρφωση των επιμέρους περιοχών μιας χώρας καθορίζει και την κατασκευαστική διαμόρφωση των ΔΔ.

Τα ΔΔ XT τροφοδοτούν τις παροχές των καταναλωτών XT, όπως οι οικιακοί καταναλωτές και οι εμπορικοί (ή γενικής χρήσεως) καταναλωτές. Οι παροχές XT μπορεί να

είναι είτε τριφασικές είτε μονοφασικές, έτσι η ΧΤ αναφέρεται με δύο τιμές, την πολική και τη φασική τάση του συστήματος. Στις χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης συναντούμε τριφασικά συστήματα 400/230 V. [6]

Τα ΔΔ φτάνουν μέχρι και το μετρητή της παρεχόμενης στον καταναλωτή ενέργειας (ή και ισχύος). Μετά το μετρητή ξεκινάει η εσωτερική ηλεκτρική εγκατάσταση, που περιλαμβάνει το εσωτερικό δίκτυο διανομής και τις συσκευές κατανάλωσης. Τα τελευταία χρόνια ο όρος σύστημα διανομής ΗΕ περιλαμβάνει και αυτά τα εσωτερικά ΔΔ και τις ηλεκτρικές εγκαταστάσεις, καλύπτοντας όλη τη δραστηριότητα της διανομής και της χρήσης της ΗΕ.

Στα σύγχρονα ΣΗΕ η αξία των εγκαταστάσεων διανομής (χωρίς φυσικά τις ιδιωτικές εσωτερικές εγκαταστάσεις) αποτελεί περίπου το 30% του συνόλου των εγκαταστάσεων, ενώ η ποσοστιαία συμμετοχή στις συνολικές δαπάνες εκμετάλλευσης είναι ακόμη μεγαλύτερη (αν αφαιρεθούν οι δαπάνες καυσίμων). Ένα ακόμη από τα κύρια χαρακτηριστικά των ΔΔ είναι ότι αποτελούνται από μεγάλο πλήθος στοιχείων, σε σύγκριση με τα δίκτυα μεταφοράς, ενώ οι απώλειες ενέργειας στο επίπεδο της διανομής είναι περίπου διπλάσιες σε σχέση με τις αντίστοιχες στη μεταφορά.[2]

1.2.Ευφυή δίκτυα

Οι αυξανόμενες απαιτήσεις των ΣΗΕ, μπορούν να ικανοποιηθούν με τη μετατροπή σε ευφυή δίκτυα των ήδη υπαρχόντων δικτύων, τα οποία αναπτύσσονται εδώ και πολλές δεκαετίες.

Ο ορισμός της έννοιας του ευφυούς δικτύου διαφέρει σε πολλές περιπτώσεις. Στις Ηνωμένες Πολιτείες της Αμερικής, ως ευφύες δίκτυο ορίζεται αυτό το οποίο διαθέτει δυνατότητα αυτόματης επιδιόρθωσης μετά από διαταραχές ισχύος, ενεργή συμμετοχή του καταναλωτή στην απόκριση της ζήτησης, προστασία από φυσικούς και ηλεκτρονικούς κινδύνους, παροχή ποιότητας ισχύος που ανταποκρίνεται στις σύγχρονες ανάγκες, δυνατότητα σύνδεσης με όλα τα πιθανά μέσα παραγωγής και αποθήκευσης ενέργειας, προώθηση νέων προϊόντων και υπηρεσιών αγοράς καθώς και βελτιστοποίηση της αξιοποίησης των πόρων και της λειτουργικής αποδοτικότητας.

Στην Ευρώπη, τα ευφυή δίκτυα περιγράφονται ως ευέλικτα, καθώς μπορούν να ανταποκριθούν στις αλλαγές και τις προκλήσεις, αλλά και προσπελάσιμα, αφού μπορούν να συνδεθούν σε αυτά μονάδες Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας αλλά και άλλες πηγές

παραγωγής υψηλής απόδοσης με χαμηλές ή μηδενικές εκπομπές. Επιπλέον, χαρακτηρίζονται ως αξιόπιστα καθώς είναι ασφαλή απέναντι σε κινδύνους και διασφαλίζουν υψηλή ποιότητα παρεχόμενης ισχύος, η οποία συμβαδίζει με την ψηφιακή εποχή. Τέλος, είναι οικονομικά ελκυστικά λόγω των καινοτομιών που περιλαμβάνουν, της αποδοτικής διαχείρισης της ενέργειας αλλά και ισότιμων όρων ανταγωνισμού.

Τα ευφυή δίκτυα μέσω ενός συνδυασμού τεχνολογιών ελέγχου, πληροφορίας, επικοινωνιών και αισθητήρων καλούνται να αντιμετωπίσουν μια σειρά από προκλήσεις, οι κυριότερες από τις οποίες αφορούν:

- Στην αύξηση της δυναμικότητας του δικτύου, ελαχιστοποιώντας το κόστος και τις περιβαλλοντικές επιπτώσεις.
- Στη μείωση των απωλειών ισχύος καθώς και τη ζήτηση αιχμής στα συστήματα μεταφοράς και διανομής.
- Στη βέλτιστη αξιοποίηση των πόρων του δικτύου με έλεγχο και διαχείριση της ροής ισχύος.
- Στην ενσωμάτωση μέσων αποθήκευσης ενέργειας για τη μείωση της εγκατεστημένης ισχύος.
- Στη διασύνδεση των τοπικών και των απομονωμένων Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στο δίκτυο και τη διαχείριση της διακοπτόμενης παραγωγής.
- Στην ενσωμάτωση κινητών φορτίων, όπως τα ηλεκτρικά οχήματα.
- Στο περιορισμό του κινδύνου γενικής διακοπής, αλλά και την ανίχνευση και απομόνωση της διαταραχής και τη γρήγορη αποκατάσταση του συστήματος σε περίπτωση που συμβεί η διακοπή.
- Στη διαχείριση της ζήτησης ώστε να μην υπερφορτιστεί το δίκτυο και να βελτιστοποιηθεί η αξιοποίηση των πόρων. [7]

1.3.Δομή διπλωματικής εργασίας

Η παρούσα διπλωματική εργασία αφορά στον προγραμματισμό συστήματος διανομής μέσης τάσης με συμβατικές μεθόδους και συμβολή των τεχνολογιών smartgrid. Η δομή της εργασίας οργανώνεται σε έξι κεφάλαια:

Στο Κεφάλαιο 2, περιγράφεται η διαμόρφωση των δικτύων διανομής ως προς τα στοιχεία και την τοπολογία τους. Σχετικά με τη διεσπαρμένη παραγωγή παρουσιάζονται ο

ρόλος της, τα χαρακτηριστικά και οι επιδράσεις που επιφέρει στα δίκτυα διανομής. Τέλος, αναλύεται η δομή του ελληνικού δικτύου διανομής.

Στο Κεφάλαιο 3, παρουσιάζονται οι συμβατικές και σύγχρονες μέθοδοι προγραμματισμού των δικτύων διανομής. Ακόμη, περιγράφεται αναλυτικά το φαινόμενο της ανύψωσης της τάσης στα δίκτυα διανομής καθώς και πως αυτό αντιμετωπίζεται και αναλύεται σημασία της μείωσης της αιχμής ισχύος και η επίτευξή της με τη χρήση μονάδων αποθήκευσης ενέργειας.

Στο Κεφάλαιο 4, περιγράφεται αρχικά το πακέτο προσομοίωσης MATPOWER που χρησιμοποιήθηκε και στη συνέχεια παρουσιάζεται αναλυτικά η μεθοδολογία που ακολουθήθηκε στις εφαρμογές που πραγματοποιήθηκαν για την αντιμετώπιση του φαινομένου της ανύψωσης τάσης σε δίκτυα διανομής μέσης τάσης και την επίτευξη της μείωσης στην αιχμή της ισχύος σε δίκτυα διανομής μέσης τάσης.

Στο Κεφάλαιο 5, παρουσιάζονται τα αποτελέσματα που προέκυψαν από την υλοποίηση των εφαρμογών μέσω αναλυτικών πινάκων και διαγραμμάτων.

Στο Κεφάλαιο 6, εμπεριέχει μια σύνοψη της εργασίας, παρουσιάζονται τα συμπεράσματα που προέκυψαν από αυτή και αναφέρονται πιθανές επεκτάσεις και περαιτέρω εφαρμογές.

2. ΔΙΚΤΥΑ ΔΙΑΝΟΜΗΣ

2.1. Διαμόρφωση δικτύων διανομής

Η σύνθεση ενός ΣΗΕ αποτελείται από μια ιεραρχία επιπέδων τάσεων ξεκινώντας από τα δίκτυα μεταφοράς, που παραλαμβάνουν την ΗΕ από τα κέντρα των μονάδων παραγωγής και τη μεταφέρουν σε μεγάλες αποστάσεις μέσω υψηλών επιπέδων τάσης. Το δίκτυο μεταφοράς και υπομεταφοράς αποτελείται από ένα πλήθος γεννητριών που συνδέονται απευθείας σε αυτό μέσω μετασχηματιστών (Μ/Σ), από Μ/Σ ζεύξεως για την διασύνδεση των διαφορετικών γραμμών μεταφοράς (εφεδρικών ή μη) καθώς και από διάφορα μέσα προστασίας και διακόπτες.

Το επόμενο ιεραρχικά επίπεδο είναι τα ΔΔ, τα οποία μέσω κατάλληλων υποσταθμών (Υ/Σ) υποβιβάζουν την τάση της μεταφερόμενης ΗΕ. Ένας διαχωρισμός των ΔΔ αποτελεί η αναφορά σε πρωτεύουσα και δευτερεύουσα διανομή, με την πρώτη να αφορά στους καταναλωτές ΜΤ και τη δεύτερη στους αντίστοιχους της ΧΤ. Το δίκτυο μεταφοράς διακρίνεται από το ΔΔ με τους Υ/Σ υποβιβασμού τάσης. Από εκεί, ξεκινούν μία ή περισσότερες αναχωρήσεις για το επίπεδο διανομής ισχύος.

Το σύστημα μεταφοράς σε συνδυασμό με το ΔΔ συναντώνται φυσικά σε μεγάλα δίκτυα, τα οποία εξυπηρετούν μεγάλες και διασκορπισμένες γεωγραφικά περιοχές φορτίων (π.χ. Εθνικά Δίκτυα). Σε περιπτώσεις, όμως, απομονωμένης κατανάλωσης, όπως μια μικρή πόλη σε ένα νησί που εξυπηρετείται από ένα μικρό τοπικό σταθμό παραγωγής, δεν υπάρχει μεταφορά παρά μόνο διανομή και ξεκινάει απευθείας από το σταθμό.

Το ΔΔ περιλαμβάνει τις γραμμές διανομής οι οποίες ξεκινούν από τους Υ/Σ υποβιβασμού τάσης και καταλήγουν στους Υ/Σ διανομής και αναφέρονται ως γραμμές ΜΤ, τους Υ/Σ διανομής όπου μετασχηματίζεται η ΜΤ σε ΧΤ και τις γραμμές διανομής ΧΤ που ξεκινούν από αυτό το σημείο και καταλήγουν στους μετρητές ηλεκτρικής ενέργειας των καταναλωτών. Επιπλέον, περιλαμβάνει διατάξεις ασφαλείας, ζεύξεως και χειρισμού, Υ/Σ ζεύξεως και μετασχηματισμού καθώς και τους ζυγούς στους οποίους διασυνδέονται οι διάφορες γραμμές.

Οι γραμμές διανομής ΜΤ πριν το 1970 λειτουργούσαν στην τάση των 15kV σε όλη την Ελλάδα με εξαίρεση την περιοχή της Αττικής, όπου λειτουργούσε το υφιστάμενο δίκτυο υπομεταφοράς 22kV σε συνδυασμό με το ευρύ δίκτυο διανομής 6.6kV, που είχε αναπτύξει η προηγούμενη ηλεκτρική εταιρεία (ΗΕΑΠ). Η τάση των 20kV για τα δίκτυα ΜΤ τυποποιήθηκε τη δεκαετία του '70 τόσο για οικονομικούς όσο και για λόγους

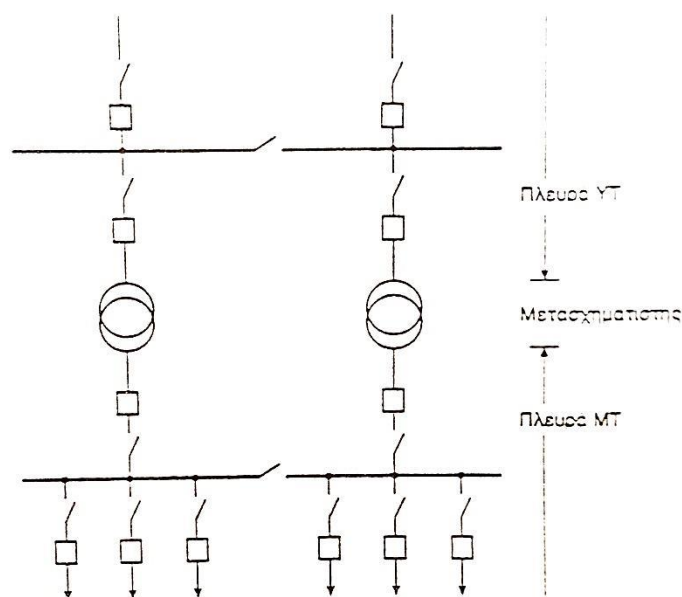
εναρμόνισης με την ευρωπαϊκή τυποποίηση. Σήμερα η πλειοψηφία των δικτύων διανομής ΜΤ λειτουργεί στα 20kV, ενώ τα υπόλοιπα που λειτουργούν ακόμα στα 15kV έχουν εγκατεστημένα υλικά και μηχανισμούς (μονωτήρες, Μ/Σ κλπ) τα οποία είναι σχεδιασμένα για τάση λειτουργίας 20kV, έτσι ώστε να πραγματοποιηθεί σταδιακά η αύξηση του επιπέδου τάσης τους στα 20kV.[2][6]

2.1.1. Υποσταθμοί ΥΤ/ΜΤ

Οι Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ είναι, λοιπόν, το σημείο που ενώνει τα δίκτυα μεταφοράς με τα ΔΔ. Το μέγεθος τους ποικίλει, ξεκινώντας από μικρότερους των 10 ΜVA και φτάνοντας μέχρι και πάνω από 300 ΜVA.

Κατά κανόνα, ένας Υ/Σ αποτελεί μία περιοχή η οποία περιλαμβάνει τον απαραίτητο εξοπλισμό, όπως ζυγούς ΥΤ και ΜΤ για τη ροή ισχύος, διακόπτες ισχύος, τόσο για τη μεταφορά όσο και για τη διανομή, εξοπλισμό μετρήσεων, και κέντρο ελέγχου όπου είναι τοποθετημένοι όλοι οι μηχανισμοί ελέγχου και μετρήσεων. Το σημαντικότερο στοιχείο ενός Υ/Σ όμως, είναι ο Μ/Σ υποβιβασμού τάσης ο οποίος υποβιβάζει την τάση από το επίπεδο της μεταφοράς σε αυτό της διανομής. Σε πολλές περιπτώσεις, ένας Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ διαθέτει περισσότερους από έναν Μ/Σ για λόγους αξιοπιστίας.[8]

Η διαμόρφωση των Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ, οι οποίοι σε ορισμένες περιπτώσεις αποτελούν τμήμα του συστήματος μεταφοράς, από όπου τροφοδοτούνται τα δίκτυα ΜΤ, είναι ζωτικής σημασίας για την καλή λειτουργία των ΔΔ. Η σύνθεση των Υ/Σ αυτών μπορεί να είναι απλή έως ιδιαίτερα πολύπλοκη, ιδιαίτερα όσον αφορά στη διαμόρφωση των ζυγών.[6]



Σχήμα 2-1: Συνδεσμολογία τυπικού απλού Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ [6]

Οι Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ είναι είτε κλειστού χώρου είτε υπαίθριοι, με κύρια διαφορά στο μέγεθος. Το μικρότερο μέγεθος των Υ/Σ κλειστού χώρου δημιουργεί περιορισμούς για τη μόνωση του εξοπλισμού, η οποία στην περίπτωση αυτή δε βασίζεται στις μονωτικές ικανότητες του ατμοσφαιρικού αέρα αλλά στις αντίστοιχες αερίων υπό πίεση (SF_6) ή στερεών μονωτικών.[9]

Η αξιοπιστία των Υ/Σ ΥΤ/ΜΣ και ειδικότερα ο περιορισμός του τμήματος του Υ/Σ που τίθεται εκτός λειτουργίας για την επισκευή κάποιας βλάβης ή τη διαδικασία συντήρησης, αλλά και η ευελιξία κατά την εκμετάλλευση του εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από τη διαμόρφωση των ζυγών ΥΤ ή και ΜΤ.

Είναι όμως προφανές ότι η πολυπλοκότητα του σχήματος των ζυγών αυξάνει το κόστος της εγκατάστασης αλλά και την πιθανότητα βλάβης. Τα τελευταία χρόνια, η βελτίωση των υλικών, που επιτυγχάνει μείωση της συχνότητας των βλαβών, βοηθά στην υιοθέτηση απλούστερων σχημάτων ζυγών, ιδιαίτερα στη ΜΤ.[6]

2.1.2. Υποσταθμοί ΜΤ/ΧΤ

Το ΔΔ ΜΤ καταλήγει στους Υ/Σ διανομής ή Υ/Σ ΜΤ/ΧΤ, οι οποίοι υποβιβάζουν το επίπεδο τάσης ώστε μέσω των γραμμών διανομής να φτάσει η ΗΕ στους καταναλωτές ΧΤ. Εξοπλίζονται με Μ/Σ διαφόρων τυποποιημένων μεγεθών ονομαστικής ισχύος από 50 έως και 1000 ΚVΑ, η ισχύς που παρέχουν είναι μικρή και κατασκευάζονται μέσα στα αστικά κέντρα σε σημεία που εξυπηρετούν καλύτερα τους καταναλωτές. Εκτός της ισχύος, οι Υ/Σ διανομής χαρακτηρίζονται κι από το είδος τους, όπου ανάλογα με το χώρο που εγκαθίστανται διακρίνονται σε εναέριους, επίγειους (εσωτερικού χώρου ή υπαίθριοι) και υπόγειους. Κάθε Υ/Σ χωρίζεται σε τρία κύρια τμήματα: το τμήμα ή κυψέλες ΜΤ, ο Μ/Σ και το τμήμα ή κυψέλες ΧΤ.

Στους εναέριους Υ/Σ όλες οι εγκαταστάσεις τους συμπεριλαμβανομένων και των Μ/Σ, βρίσκονται τοποθετημένες πάνω σε στύλους. Οι Υ/Σ αυτοί εξυπηρετούν εναέρια δίκτυα διανομής, αποτελούνται από ένα ή σπανιότερα από δύο Μ/Σ με συνολική ισχύ συνήθως μέχρι 250ΚVΑ. Δεν εντοπίζονται σε αστικά κέντρα και από οικονομικής άποψης είναι η πλέον συμφέρουσα υλοποίηση Υ/Σ, όμως έχουν το μειονέκτημα να παθαίνουν συχνότερα βλάβες λόγω του ότι είναι εκτεθειμένοι στο ύπαιθρο, με αποτέλεσμα να χρειάζονται πιο τακτική επιθεώρηση και κατ' επέκταση υψηλό κόστος συντήρησης.[6]

Η κατασκευή τους στηρίζεται σε ένα, δύο ή και τέσσερις στύλους ανάλογα με το βάρος της. Οι γραμμές ΜΤ συνδέονται στην κορυφή των στύλων και με διακλάδωση

οδηγούνται στο Μ/Σ μέσω οργάνων προστασίας όπως αλεξικέραυνα και ασφαλειοαποζεύκτες. Η ΧΤ μετά το Μ/Σ οδηγείται σε ειδικό κιβώτιο με ασφάλειες και όργανα ελέγχου από όπου ξεκινάει η γραμμή ΧΤ.

Για μεγαλύτερα επίπεδα ισχύος, όπου πλέον ο όγκος της εγκατάστασης καθιστά αδύνατη τη στήριξη της εγκατάστασης σε στύλους, χρησιμοποιούνται οι επίγειοι και υπόγειοι Υ/Σ.

Οι επίγειοι Υ/Σ εγκαθίστανται στην επιφάνεια του εδάφους, διακρίνονται σε κλειστούς και υπαίθριους και εξυπηρετούν εναέριες αλλά και υπόγειες γραμμές διανομής.

Οι επίγειοι Υ/Σ κλειστού τύπου τοποθετούνται σε ειδικά διαμορφωμένα κτίρια, τα οποία εσωτερικά χωρίζονται συνήθως με μεταλλικά πλέγματα σε κυψέλες ΜΤ και ΧΤ που σε αριθμό είναι διπλάσιες του αριθμού των Μ/Σ του υποσταθμού. Ιδιαίτερη προσοχή δίνεται και στην εξασφάλιση της ψύξης της εγκατάστασης, καθώς οι Μ/Σ ισχύος και άλλα μηχανήματα κατά τη λειτουργία τους θερμαίνονται. Για το σκοπό αυτό πρέπει να υπάρχουν ανοίγματα εξαερισμού ή και ανεμιστήρες αν οι συνθήκες ψύξης δεν είναι καλές

Εξέλιξη των Υ/Σ κλειστού τύπου είναι οι συναρμολογούμενοι, των οποίων τα επί μέρους στοιχεία (Μ/Σ, αποζεύκτες, όργανα ελέγχου κλπ) είναι τυποποιημένα σε αντίστοιχες κυψέλες από τα εργοστάσια κατασκευής και τοποθετούνται σε σειρά με σωστή ηλεκτρική σύνδεση. Υπερτερούν έναντι των κλειστών ως προς τον περιορισμένο χώρο που απαιτούν για την εγκατάστασή τους, τη μεγαλύτερη ασφάλεια που προσφέρουν καθώς και την εύκολη συντήρηση.

Οι υπαίθριοι Υ/Σ διαθέτουν Μ/Σ ισχύος και δυο κυψέλες οργάνων ελέγχου, για τη ΜΤ και τη ΧΤ αντίστοιχα. Οι εγκαταστάσεις τους είναι κατασκευασμένες ώστε να αντέχουν σε δυσμενείς καιρικές συνθήκες, αφού τοποθετούνται στο ύπαιθρο χωρίς κανένα προστατευτικό κάλυμμα, αλλά για λόγους ασφαλείας περιφράσσονται με μεταλλικό πλέγμα. Συνήθως η ισχύς τους είναι μεγαλύτερη των εναερίων και το κόστος τους μικρότερο των Υ/Σ κλειστού τύπου.

Οι υπόγειοι Υ/Σ κατασκευάζονται κάτω από την επιφάνεια του εδάφους, συνήθως στις μεγάλες πόλεις, όπου δεν είναι εύκολη η διάθεση χώρου για επίγειες κατασκευές και ταυτόχρονα μπορούν να συνδυαστούν άμεσα με τα υπόγεια δίκτυα ΜΤ. Η εγκατάστασή τους γίνεται συνήθως κάτω από πλατείες ή φαρδιά πεζοδρόμια, ώστε να αποφεύγονται οι μηχανικές καταπονήσεις.

Για την αντιμετώπιση του προβλήματος του εξαερισμού χρησιμοποιούνται ανοίγματα στην επιφάνεια του εδάφους ή και ανεμιστήρες. Επιπλέον, υπάρχει και το

ζήτημα της στεγανότητας, αφού η υγρασία αποτελεί μεγάλο κίνδυνο για τα μηχανήματα, όμως η πλήρης στεγανοποίηση της εγκατάστασης είναι αδύνατη γιατί θα δημιουργούσε πρόβλημα εξαερισμού. Συνήθως τα όργανα ελέγχου και χειρισμών τοποθετούνται σε μεταλλικό στεγανό κιβώτιο στην επιφάνεια του εδάφους, το οποίο φέρει και τα ανοίγματα εξαερισμού.

Υπάρχουν, όμως, και ιδιωτικοί Υ/Σ διανομής, που τροφοδοτούν έναν μόνο καταναλωτή. Αυτός ονομάζεται καταναλωτής ΜΤ και αναλαμβάνει τη μετατροπή της ΜΤ σε ΧΤ. Η ηλεκτρικές εταιρείες είναι υπεύθυνες μόνο για τη γραμμή ΜΤ που φθάνει στο Μ/Σ αυτού του καταναλωτή και τα τμήματα πρέπει να είναι απομονωμένα μεταξύ τους. Τέτοιου είδους Υ/Σ χρησιμοποιούνται για οικονομικούς λόγους, αφού το τιμολόγιο ΜΤ είναι σημαντικά μικρότερο από το αντίστοιχο της ΧΤ.

Οι Υ/Σ διανομής προστατεύονται πάντα με ασφαλειοαποξεύκτη, ο οποίος είναι τοποθετημένος είτε πάνω στην εγκατάσταση του είτε στην αρχή της μικρού μήκους διακλάδωσης η οποία τροφοδοτεί τον Υ/Σ.[10]

2.1.3. Μέσα ζεύξεως και προστασίας

Η προστασία των χειριστών των ΔΔ αλλά και του εξοπλισμού από αστοχίες ή σφάλματα, αποτελεί βασική προϋπόθεση στο σχεδιασμό του. Έτσι λοιπόν, χρησιμοποιούνται κάποια μέσα προστασίας τα οποία στοχεύουν στον εντοπισμό του σφάλματος, στην απομόνωσή του και στην επαναφορά του συστήματος στην κανονική του λειτουργία, με την αποκοπή όσο το δυνατόν λιγότερων καταναλωτών στην κάθε περίπτωση.

Τα δίκτυα μεταφοράς διαφέρουν από τα ΔΔ ως προς τη ροή ισχύος, η οποία στην περίπτωση των πρώτων είναι αμφίδρομη, δηλαδή η ΗΕ δεν κατευθύνεται απαραίτητα από τις μονάδες παραγωγής προς το επόμενο ιεραρχικά επίπεδο. Η ροή της ισχύος καθορίζεται ανάλογα με τη ζήτηση και τη διαθέσιμη κάθε φορά ισχύ. Στα ΔΔ, η σχεδίαση τους στηρίζεται στη μονόδρομη ροή ισχύος από το σύστημα μεταφοράς προς τους καταναλωτές, γεγονός που τα τελευταία χρόνια έχει αλλάξει λόγω της υψηλής διείσδυσης των ΑΠΕ.

Τα Μέσα ζεύξεως των ΔΔ χρησιμεύουν για την εκτέλεση διάφορων χειρισμών, δηλαδή τη ζεύξη ή την απόζευξη του δικτύου. Οι κύριες κατηγορίες τους είναι οι εξής:

α) Αποζεύκτες, οι οποίοι είναι συσκευές που χρησιμοποιούνται για το άνοιγμα ή κλείσιμο ενός κυκλώματος, είτε όταν το ρεύμα που διακόπτεται ή αποκαθίσταται είναι αμελητέο (χωρητικό ρεύμα μονωτήρων, ζυγών, Μ/Σ) είτε όταν δεν επέρχεται ουσιαστική

μεταβολή στην τάση μεταξύ των πόλων όταν ανοίγει. Οι χειρισμοί αυτοί γίνονται χωρίς φορτίο και οι αποζεύκτες δεν έχουν ισχύ διακοπής.

β) Διακόπτες Φορτίου, συσκευές που μπορούν να διακόπτουν ή να αποκαθιστούν εντάσεις υπό κανονικές συνθήκες λειτουργίας του κυκλώματος, καθώς και να αποκαθιστούν αλλά όχι να διακόπτουν εντάσεις ρευμάτων βραχυκύκλωσης. Οι διακόπτες φορτίου συμβάλλουν στην επαναδιαμόρφωση του ΔΔ όσον αφορά στη λειτουργία του και διαχωρίζονται σε διακόπτες απομόνωσης και διακόπτες διασύνδεσης. Οι πρώτοι συνδέουν δύο τμήματα γραμμών της ίδιας γραμμής τροφοδοσίας ενώ αντίστοιχα οι τελευταίοι, που σε συνθήκες κανονικής λειτουργίας είναι ανοικτοί, όταν κλείσουν μπορούν να συνδέσουν δύο διαφορετικές γραμμές τροφοδοσίας δημιουργώντας κάποιο βρόχο.

γ) Διακόπτες ισχύος, που ονομάζονται οι συσκευές οι οποίες έχουν την ικανότητα να διακόπτουν ή να αποκαθιστούν εντάσεις υπό κανονικές συνθήκες λειτουργίας του δικτύου, αλλά κυρίως υπό ορισμένες μη κανονικές συνθήκες, όπως σε περίπτωση βραχυκυκλώματος. Έχουν, επίσης, μεγαλύτερη ισχύ διακοπής από τους διακόπτες φορτίου.

Όλα τα παραπάνω Μέσα ζεύξεως έχουν φυσικά την ικανότητα να διαρρέονται συνεχώς από το ονομαστικό τους ρεύμα αλλά υπερεντάσεις για ορισμένο μικρό χρονικό διάστημα.

Μεταξύ άλλων και ανάλογα με τον τύπο του καταναλωτή υπάρχουν και άλλα είδη πέραν της προστασίας των διατάξεων έναντι βραχυκυκλωμάτων όπως προστασία υποτάσεως για κινητήρες, προστασία υποσυχνότητας για γεννήτριες κ.α.

Τα Μέσα προστασίας που συναντώνται στα ΔΔ, χρησιμεύουν στην αυτόματη απομόνωση τμημάτων του δικτύου σε περίπτωση σφάλματος ή στην πρόληψη βλάβης στοιχείων του δικτύου με στόχο την προστασία της ανθρώπινης ζωής και των εγκαταστάσεων. Αυτά είναι:

α) Ασφάλειες, οι οποίες αφενός μπορούν να περιορίσουν ένα τμήμα της γραμμής σε συνδυασμό με το διακόπτη φορτίου, αφετέρου έχουν την ικανότητα να διακόπτουν τα μη επιτρεπτά ρεύματα, διασφαλίζοντας την προστασία.

β) Διακόπτες ισχύος, οι οποίοι δέχονται εντολές μέσω ηλεκτρονόμων προστασίας και αποτελούνται δηλαδή από ηλεκτρικά κυκλώματα ελέγχου και τηλεχειρισμού. Επιλέγονται μέσω κατάλληλων καμπυλών, οι οποίες καθορίζουν το χρόνο απόκρισης του διακόπτη ανάλογα με το ρεύμα που τον διαπερνά.

Ο σχεδιασμός των μέσων προστασίας των ΔΔ γίνεται με τέτοιο τρόπο ώστε να λειτουργούν σε συνεργασία και χρησιμοποιούνται πολύ συχνά συνδυασμοί με τα μέσα

ζεύξεως. Η κατασκευαστική τους διαμόρφωση διαφέρει σε μεγάλο βαθμό ανάλογα τόσο με το δίκτυο στο οποίο εγκαθίστανται, όσο και με το εάν προορίζονται για τοποθέτηση σε εσωτερικό χώρο ή υπαίθρια.[6]

2.1.4. Στοιχεία και μηχανισμοί

Μετασχηματιστής με Σύστημα Αλλαγής Τάσης Υπό Φορτίο

Ο πλέον βασικός μηχανισμός για τη διατήρηση της τάσης εντός των επιτρεπτών ορίων σε ένα ΔΔ είναι οι Μ/Σ ΥΤ/ΜΤ που διαθέτουν Σύστημα Αλλαγής Τάσης Υπό Φορτίο (ΣΑΤΥΦ). Το ΣΑΤΥΦ είναι ένας διακριτός ρυθμιστής που αλλάζει το λόγο μετασχηματισμού ώστε η τάση των ζυγών ΜΤ να μην ξεπερνά τα προκαθορισμένα όρια και είναι συνήθως ενσωματωμένος στους Μ/Σ ισχύος των υποσταθμών ΥΤ/ΜΤ αλλά και στους ρυθμιστές τάσης που τοποθετούνται σε διάφορα σημεία του δικτύου.

Η ρύθμιση του επιπέδου της τάσης πραγματοποιείται με την αλλαγή λήψης στο τύλιγμα ΥΤ του Μ/Σ, προκειμένου να ελαχιστοποιείται η ένταση του ρεύματος για λόγους ασφαλείας. Η αλλαγή της λήψης στο πρωτεύον τύλιγμα του Μ/Σ αλλάζει την τάση στο δευτερεύον, αφού η επαγόμενη τάση ανά σπείρα παραμένει σταθερή.

Κατά την αλλαγή της λήψης η ροή της ισχύος δε διακόπτεται. Αυτό επιτυγχάνεται με τη χρήση δύο επαφών για την αλλαγή της λήψης. Αν χρησιμοποιούταν μία επαφή, θα δημιουργούταν ισχυρό τόξο και άρα διακοπή της ροής ισχύος για πολύ μικρό χρόνο. Στην αλλαγή λήψης με δύο επαφές, πρώτα πρέπει να κλείσει η επαφή στη δεύτερη λήψη και μετά να ανοίξει η αντίστοιχη της προηγούμενης, με αποτέλεσμα βέβαια τη στιγμή που είναι και οι δύο κλειστές να αναπτύσσεται πολύ μεγάλο ρεύμα μεταξύ τους καταπονώντας και τις επαφές και τα τυλίγματα. Το μειονέκτημα αυτό αντιμετωπίζεται συνήθως με την τοποθέτηση ωμικών ή επαγωγικών αντιστάσεων μεταξύ των δύο επαφών.

Ρυθμιστής τάσης

Οι ρυθμιστές τάσης είναι αυτομετασχηματιστές που τοποθετούνται κατά μήκος των ΔΔ, για την αντιμετώπιση του φαινομένου της πτώσης τάσης. Με τον τρόπο αυτό οι καταναλωτές στο τέλος μιας γραμμής διανομής να έχουν παρόμοιο επίπεδο τάσης με εκείνους στην αρχή.

Ο αυτομετασχηματιστής, σε αντίθεση με τον Μ/Σ, έχει τα τυλίγματά του και ηλεκτρικά ενωμένα εκτός από επαγωγικά. Διαθέτει διάφορους ακροδέκτες και ανάλογα με τη σύνδεση που θα επιλέξουμε αλλάζει ο λόγος μετασχηματισμού, επομένως έχει αρκετές

ομοιότητες με ένα Μ/Σ με ΣΑΤΥΦ. Υπερτερεί ως προς το μικρότερο μέγεθος του καθώς και στο χαμηλότερο κόστος του, αλλά δεν παρέχει ηλεκτρική απομόνωση εξαιτίας της ηλεκτρικής ένωσης των καλωδίων του.

Σε γραμμές μεγάλου μήκους που χαρακτηρίζονται από υψηλή φόρτιση τοποθετούνται περισσότεροι από ένας ρυθμιστές τάσης. Στις περιπτώσεις αυτές το ΣΑΤΥΦ δε μπορεί να κρατήσει τις τάσεις εντός ορίων λόγω του μήκους των γραμμών και της υψηλής τους φόρτισης και μόνο η τοποθέτηση ρυθμιστών τάσης σε σειρά διορθώνουν το πρόβλημα, ανυψώνοντας σταδιακά την τάση.

Πυκνωτές

Οι πυκνωτές σε ένα ΔΔ χρησιμοποιούνται για τη βελτίωση του συντελεστή ισχύος καθώς τη ρύθμιση των τάσεων με την προσφορά άεργου ισχύος για αντιστάθμιση. Οι διάφοροι τύποι πυκνωτών που χρησιμοποιούνται κατηγοριοποιούνται με βάση το αν είναι αποζεύξιμοι ή μόνιμα συνδεδεμένοι, αν είναι μονοβάθμιοι ή πολυβάθμιοι καθώς και ανάλογα με τον τρόπο ελέγχου τους.

Η εγκατάσταση τους σε ένα ΔΔ γίνεται είτε κεντρικά είτε διεσπαρμένα. Στην πρώτη περίπτωση, όλοι οι πυκνωτές είναι συνδεδεμένοι σε ένα κεντρικό σημείο του δικτύου και υπάρχει ένας γενικός τρόπος που διορθώνει το συντελεστή ισχύος για όλα τα φορτία που συνδέονται στο συγκεκριμένο ζυγό. Με τη διεσπαρμένη παροχή άεργου ισχύος, κάθε φορτίο στο ζυγό πρέπει να έχει ότι απαιτείται για να βελτιώνει το συντελεστή ισχύος του με βάση τα πρότυπα.[11]

2.1.5. Εναέρια και υπόγεια δίκτυα ΜΤ

Κατασκευαστικά τα ΔΔ διακρίνονται σε δύο βασικές κατηγορίες, τα εναέρια και τα υπόγεια δίκτυα.

Τα εναέρια δίκτυα υπερτερούν των υπογείων τόσο από άποψη κόστους, το οποίο είναι αρκετά χαμηλότερο, όσο και άποψη εκμετάλλευσης, που είναι ευκολότερη. Μειονεκτούν στο γεγονός ότι καταλαμβάνουν μεγάλη έκταση και έτσι η εγκατάστασή τους σε ορισμένες περιπτώσεις (πυκνοκατοικημένα αστικά κέντρα κλπ) δεν είναι εφικτή. Τα τελευταία χρόνια, με την πρόοδο της αντίστοιχης τεχνολογίας, η χρήση εναέριων καλωδίων στα δίκτυα ΧΤ κυρίως, αλλά και στα ΜΤ, έχει αντικαταστήσει τους γυμνούς αγωγούς που χρησιμοποιούνταν μέχρι τότε. Με δεδομένο ότι το κόστος των δύο ειδών δε διαφέρει, τα καλώδια έχουν το πλεονέκτημα της χαμηλότερης δαπάνης εγκατάστασης, αφού μπορούν να

στηριχθούν σε προσόψεις κτιρίων. Με τον τρόπο αυτό, μειώνεται επιπλέον και η αισθητική παρέμβαση των ηλεκτρικών δικτύων στο περιβάλλον και έτσι τείνουν να αντικαταστήσουν τους γυμνούς αγωγούς στις περιπτώσεις που αυτό είναι δυνατό.[2]

Η επιλογή της διατομής των αγωγών μια εναέριας γραμμής καθορίζεται από το θερμικό όριο, δηλαδή τη μέγιστη επιτρεπτή ένταση που είναι αποδεκτή για κάθε διατομή και είδος αγωγού, τη μέγιστη επιτρεπτή πτώση τάσης της γραμμής καθώς και από τη μηχανική αντοχή της. Αντίστοιχα, η επιλογή του είδους των αγωγών που θα χρησιμοποιηθούν εξαρτάται τόσο από το κόστος όσο και από τις περιβαλλοντικές συνθήκες της περιοχής.

Έτσι, σε περιοχές φυσιολογικής διάβρωσης χρησιμοποιούνται αγωγοί ACSR, ενώ σε περιοχές έντονης διάβρωσης (παραθαλάσσιες ή περιοχές με έντονη βιομηχανική ρύπανση) προτιμώνται οι αγωγοί Cu. Τα συνεστραμμένα καλώδια χρησιμοποιούνται σε δασώδεις περιοχές, σε παραθαλάσσιες περιοχές με συχνές υπερπηδήσεις στις γραμμές γυμνών αγωγών Cu, σε ορεινές περιοχές στις οποίες λόγω χιονιού επικάθεται πάγος και σε ειδικές περιπτώσεις που σχετίζονται με την τήρηση των αποστάσεων ασφαλείας.

Οι απώλειες ισχύος των εναέριων γραμμών στα δίκτυα με γυμνούς αγωγούς προέρχονται από τις θερμικές απώλειες τους, ενώ στα δίκτυα με συνεστραμμένα καλώδια υπάρχουν επιπλέον οι απώλειες που δημιουργούνται στη μεταλλική θωράκιση κάθε φάσης από τα επαγόμενα σε αυτές ρεύματα κυκλοφορίας. Οι βλάβες των εναέριων γραμμών είναι συχνότερες λόγω καιρικών φαινομένων και γι' αυτό το λόγο χρειάζονται συχνά επιθεώρηση και συντήρηση.

Εναέρια δίκτυα κατασκευάζονται κατά κύριο λόγο σε αγροτικές περιοχές, οι οποίες χαρακτηρίζονται συνήθως από μικρή πυκνότητα φορτίου και ταυτόχρονα δεν αντιμετωπίζονται προβλήματα χώρου εγκατάστασης ή τήρησης των ελάχιστων αποστάσεων για λόγους ασφαλείας. Τα δίκτυα αυτά, που ονομάζονται υπεραστικά ή αγροτικά, εξυπηρετούν χωριά, αρδευτικές περιοχές, αγροτικές βιοτεχνικές ή βιομηχανικές μονάδες.

Αντίστοιχα, υπόγεια δίκτυα τόσο στη MT όσο και στη XT, συναντώνται στα μεγάλα αστικά κέντρα. Εκτός των λόγων αισθητικής και διάθεσης χώρου, η πυκνότητα του φορτίου στις περιοχές αυτές καθιστά πολλές φορές επιβεβλημένη την υπόγεια κατασκευή, λόγω των περιορισμών στις διατομές των εναέριων αγωγών. Σε μικρότερες πόλεις, συχνά κατασκευάζονται μερικώς υπόγεια και μερικώς εναέρια ΔΔ.

Στα υπόγεια δίκτυα MT οι γραμμές τοποθετούνται σε μικρό βάθος μέσα στη γη και οι αγωγοί πρέπει να βρίσκονται μέσα σε ειδικό περίβλημα. Το υψηλότερο κόστος τους σε

σχέση με τα εναέρια προκύπτει από την περιπλοκότερη κατασκευή, τη μόνωση, την τοποθέτηση και τα εξαρτήματά τους, είναι όμως και ασφαλέστερα των εναερίων.

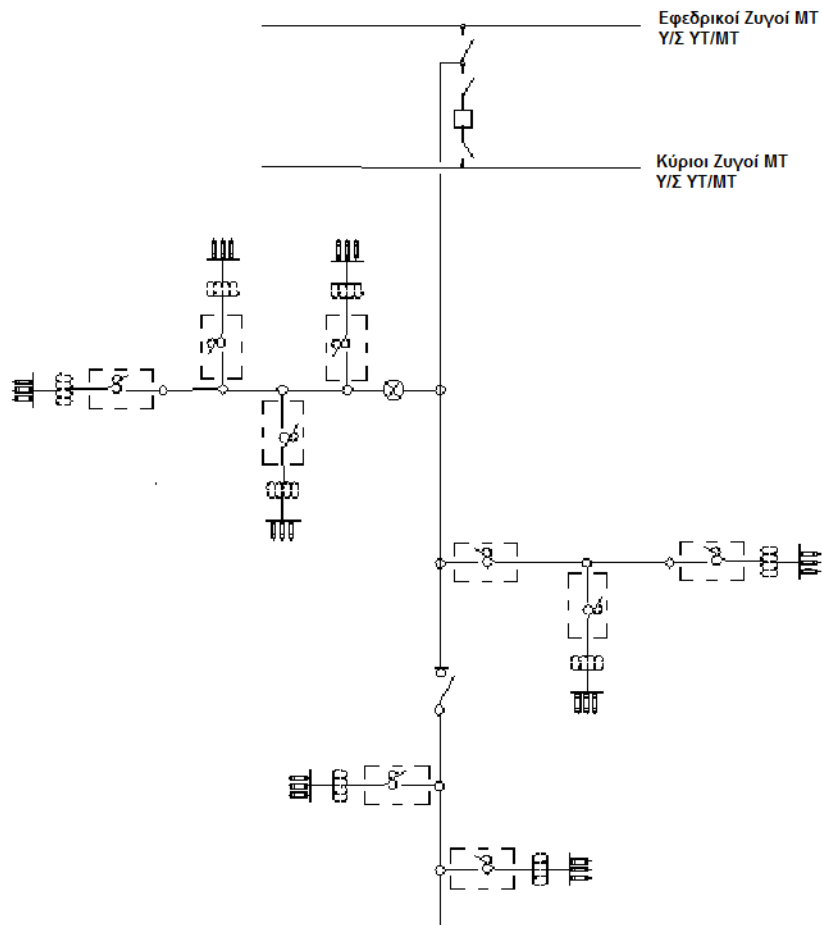
Το υπόγειο καλώδιο αποτελείται από τους αγωγούς που είναι κατασκευασμένοι από χαλκό ή αλουμίνιο και είναι συνήθως πολύκλωνοι καθώς και από τα διάφορα μονωτικά και προστατευτικά στρώματα. Κάθε αγωγός είναι μονωμένος από τους υπόλοιπους και όλοι μαζί προστατεύονται από ένα ή περισσότερα κοινά μονωτικά στρώματα.

Οι απώλειες των υπόγειων καλωδίων διακρίνονται σε θερμικές, που είναι βέβαια μικρότερες από τις αντίστοιχες των εναερίων γραμμών λόγω των μεγαλύτερων διατομών των υπόγειων καλωδίων καθώς και της φύσης των χρησιμοποιούμενων αγωγών, και σε απώλειες λόγω ρευμάτων κυκλοφορίας που επάγονται στους μεταλλικούς μανδύες, τις θωρακίσεις και τους οπλισμούς των καλωδίων. Η ψύξη των αγωγών είναι δυσκολότερη εκείνης των εναερίων αγωγών και αυτό πρέπει να συνυπολογιστεί, ιδιαίτερα όταν υπάρχουν πολλοί αγωγοί στο ίδιο αυλάκι.[6]

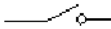






2.1.6. Τοπολογία δικτύων διανομής

Τα ΔΔ ποικίλουν ως προς τον τρόπο ανάπτυξης και λειτουργίας τους, γεγονός που οφείλεται στην καλύτερη το δυνατόν προσαρμογή τους στις ανάγκες κάθε περίπτωσης. Έτσι, το μήκος του δικτύου, η πυκνότητα του φορτίου και τα γεωγραφικά χαρακτηριστικά της περιοχής που εξυπηρετεί καθώς και το αν το δίκτυο είναι εναέριο ή υπόγειο καθορίζουν ως ένα βαθμό την τοπολογία του.

Η πλέον κοινή τοπολογία που συναντάται είναι η ακτινική. Ένα ακτινικό ΔΔ αποτελείται από τον κορμό, δηλαδή την κεντρική γραμμή του δικτύου, και τις διακλαδώσεις, οι οποίες καταλήγουν στους Υ/Σ ΜΤ/ΧΤ και τους καταναλωτές ΜΤ. Ο κορμός τροφοδοτείται στο ένα άκρο του από τον Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ, ελεγχόμενος από ένα διακόπτη ισχύος που εκτελεί αυτόματες επαναφορές και είναι κατασκευασμένος από αγωγό μεγαλύτερης διατομής από τους αντίστοιχους των διακλαδώσεων. Οι διακλαδώσεις ελέγχονται από ασφαλειοαποζεύκτες και διακόπτες απομόνωσης, ενώ σε ορισμένες περιπτώσεις τοποθετούνται στον κορμό διακόπτες αυτόματης επαναφοράς λόγω λειτουργικών αναγκών του δικτύου και προστασίας από σφάλματα. Ακτινικά είναι κυρίως τα εναέρια ΔΔ.

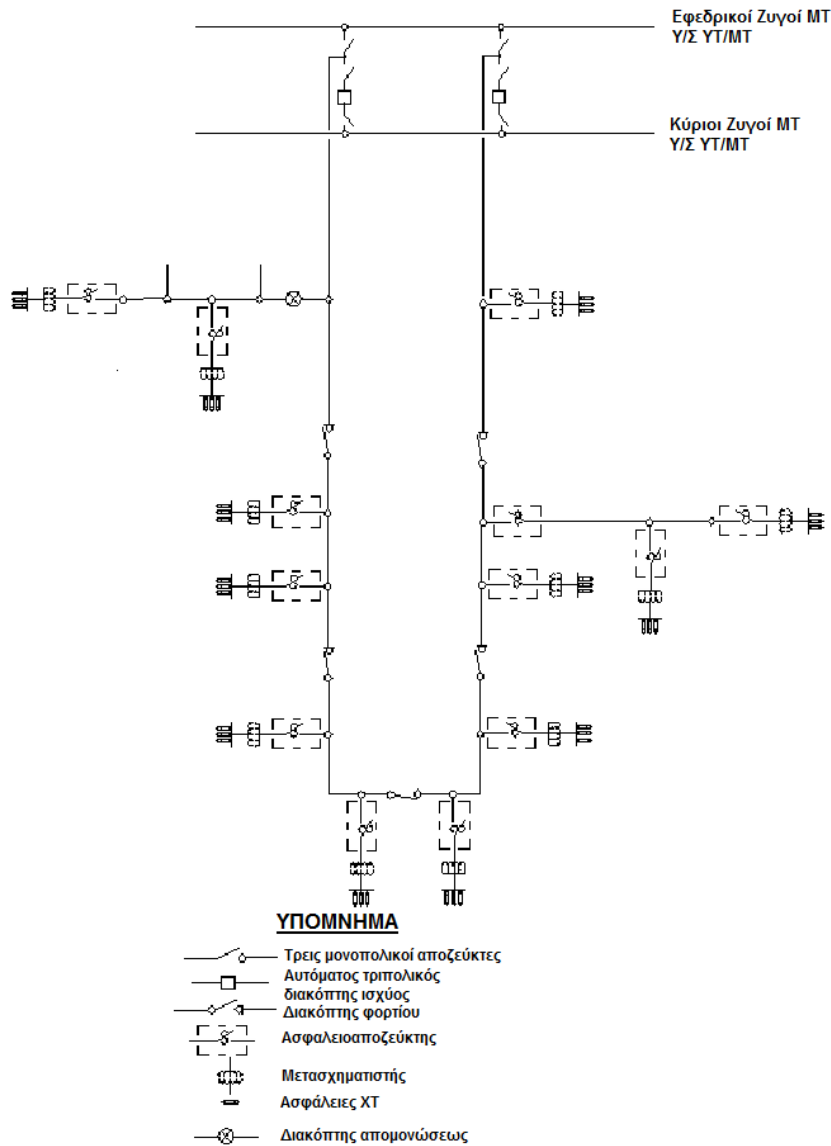


ΥΠΟΜΝΗΜΑ

-  Τρεις μονοπολικοί αποξεύκτες
-  Αυτόματος τριπολικός διακόπτης ισχύος
-  Ασφαλειοαποξεύκτης
-  Μετασχηματιστής
-  Ασφάλειες ΧΤ
-  Διακόπτης φορτίου
-  Διακόπτης απομονώσεως

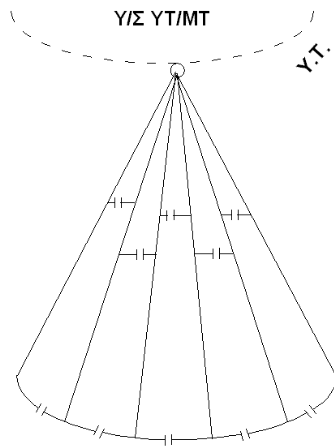
Σχήμα 2-2: Ακτινικό απλό εναέριο δίκτυο MT [9]

Η ανάγκη όμως για επανατροφοδότηση των Y/Σ MT/XT και των καταναλωτών MT μετά από μια βλάβη μέσω μιας άλλης οδού, οδήγησε στην ανάπτυξη πιο σύνθετων τοπολογιών, όπως η βροχοειδής. Στην περίπτωση αυτή, το δίκτυο συνδέεται σε δύο σημεία του ίδιου Y/Σ YT/MT ή με δύο διαφορετικούς Y/Σ , η τροφοδοσία όμως δε γίνεται ταυτόχρονα αφού ο ένας διακόπτης φορτίου παραμένει πάντα ανοικτός. Τέτοιες τοπολογίες συναντώνται κυρίως στα υπόγεια δίκτυα MT, αλλά κάποιες φορές και στα εναέρια.

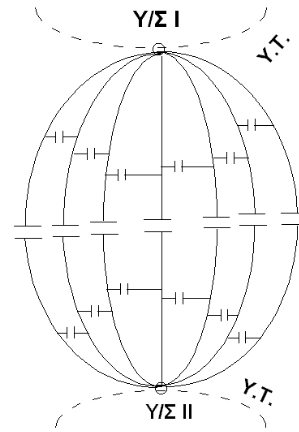


Σχήμα 2-3: Βροχοειδές απλό εναέριο δίκτυο MT [9]

Παρόμοια λογική ακολουθεί και το αραχνοειδές δίκτυο, το οποίο είναι στην ουσία βροχοειδές με τη διαφορά ότι οι γραμμές είναι πλέον τρεις και υπάρχουν πλευρικές συνδέσεις. Σε περίπτωση βλάβης σε μια από τις τρεις γραμμές, οι άλλες δύο αναλαμβάνουν να καλύψουν τις ανάγκες των φορτίων μέσω χειρισμών των διακοπών φορτίου. Ειδικά, στα υπόγεια βροχοειδή δίκτυα οι Υ/Σ εντάσσονται στο βρόχο, δεν πρέπει δηλαδή να γίνονται ακτινικές διακλαδώσεις για την τροφοδοσία τους.



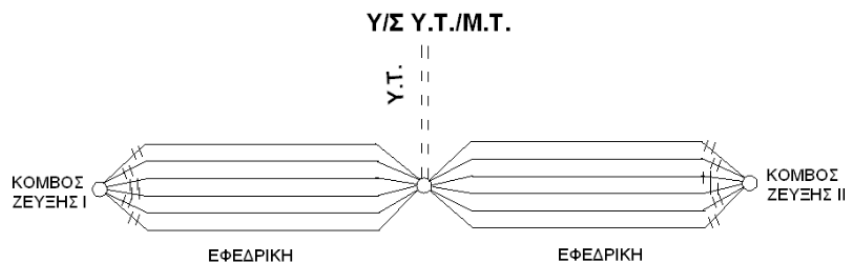
ΔΙΑΤΑΞΗ ΕΝΟΣ Υ/Σ Υ.Τ./Μ.Τ.



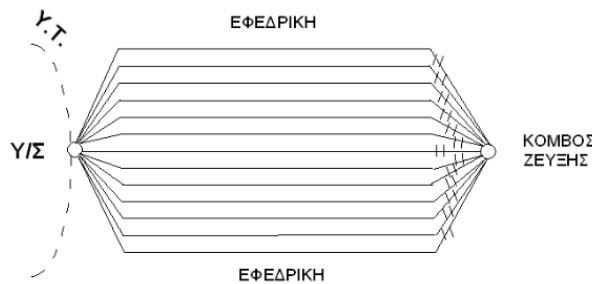
ΔΙΑΤΑΞΗ 2 Υ/Σ Υ.Τ./Μ.Τ.

Σχήμα 2-4: Αραχνοειδές σύστημα στη ΜΤ [9]

Τέλος, υπάρχουν και ΔΔ με ατρακτοειδή δομή. Στα δίκτυα αυτά, ομάδες γραμμών αναχωρούν από τον Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ και καταλήγουν σε έναν υποσταθμό ζεύξης. Μία από τις γραμμές αυτές είναι εφεδρική και είναι απαλλαγμένη από φορτία, έτσι ώστε σε περίπτωση βλάβης να μπορεί να τροφοδοτήσει τα φορτία μίας εκ των υπολοίπων. Οι γραμμές δεν πρέπει να υπερβαίνουν τις έξι, συμπεριλαμβανομένης και της εφεδρικής, για λόγους αξιοπιστίας. Τέτοιου είδους τοπολογίες εφαρμόζονται κυρίως σε υπόγεια δίκτυα αστικών κέντρων.



ΔΙΑΤΑΞΗ ΕΝΟΣ Υ/Σ Υ.Τ./Μ.Τ.



ΔΙΑΤΑΞΗ ΕΝΟΣ Υ/Σ Υ.Τ./Μ.Τ.

Σχήμα 2-5: Ατρακτοειδές σύστημα στη ΜΤ [9]

Είναι προφανές, ότι ανεξαρτήτου τοπολογίας τα ΔΔ λειτουργούν ακτινικά. Γενικότερα η δομή που έχει καθιερωθεί και χρησιμοποιείται ολοένα και περισσότερο συνδυάζει τη βροχοειδή διάταξη με την ακτινική λειτουργία του δικτύου.[6][9]

2.2.Διεσπαρμένη παραγωγή

Τα τελευταία χρόνια σημειώνεται σημαντικό ενδιαφέρον για τη σύνδεση μονάδων παραγωγής μικρής κλίμακας στο ΔΔ. Αυτός ο τρόπος παραγωγής είναι γνωστός ως διεσπαρμένη παραγωγή (ΔΠ) και για την ανάπτυξη της έπαιξαν ρόλο περιβαλλοντικοί, τεχνικοί και οικονομικοί παράγοντες. Λόγω της διεξόδου μονάδων ΔΠ στο επίπεδο της διανομής, τα συστήματα διανομής παύουν πλέον να είναι παθητικά, τροφοδοτώντας μόνο φορτία και γίνονται ενεργά με ροές ισχύος και τάσεις που καθορίζονται τόσο από την παραγωγή όσο και από τα φορτία.

Η ΔΠ καθιερώνεται όλο και περισσότερο, όμως ως ιδέα δεν αποτελεί στην ουσία κάτι καινούριο. Αυτό γιατί στα πρώτα χρόνια της ηλεκτρικής παραγωγής, η ΔΠ αποτελούσε τον κανόνα, αφού τα πρώτα εργοστάσια παραγωγής ισχύος παρείχαν ηλεκτρισμό σε καταναλωτές που βρίσκονταν σε μικρή απόσταση από αυτά.

Με το πέρασμα του χρόνου και τις τεχνολογικές εξελίξεις που ακολούθησαν, με κύρια την ανάπτυξη των δικτύων ισχύος εναλλασσόμενου ρεύματος, δόθηκε ώθηση στην ανάπτυξη του τομέα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Η ΗΕ μπορούσε πλέον να μεταφέρεται μεγάλες αποστάσεις και η παραγωγή της άρχισε να γίνεται πιο κεντρικά και σε μεγαλύτερες ποσότητες.

Την τελευταία δεκαετία, οι τεχνολογικές καινοτομίες και οι αλλαγές στο οικονομικό και στο ρυθμιστικό περιβάλλον έφεραν στο προσκήνιο την ΔΠ. Οι κύριοι λόγοι που συνετέλεσαν σε αυτό αφορούν στην ανάπτυξη των τεχνολογιών ΔΠ, στους περιορισμούς στην κατασκευή νέων γραμμών μεταφοράς, στην αυξημένη ζήτηση παροχής ηλεκτρισμού υψηλής αξιοπιστίας, στην απελευθέρωση της αγοράς της ΗΕ καθώς και στους προβληματισμούς για τις κλιματικές αλλαγές.

Η δυναμική πλέον είσοδος των μονάδων ΔΠ δημιουργεί προκλήσεις για την καλύτερη δυνατή αξιοποίηση και διαχείριση των υφιστάμενων ΔΔ καθώς και τον βέλτιστο προγραμματισμό της αλλαγής των δικτύων αυτών από παθητικά σε ενεργά, λαμβάνοντας υπόψη όλους τους σχετικούς τεχνοοικονομικούς παράγοντες και περιορισμούς.

Στην Ελλάδα, τα τελευταία χρόνια οι μονάδες ΔΠ που συνδέθηκαν και συνδέονται στο ΔΔ ΜΤ της ΔΕΗ αποτελούν ένα σημαντικό μέρος της παραγόμενης ΗΕ. Κάθε

περίπτωση νέας σύνδεσης, βέβαια, είναι απαραίτητο να εξεταστεί έτσι ώστε να εξασφαλιστεί ότι το υφιστάμενο δίκτυο μπορεί να ενσωματώσει τη νέα παραγωγή λειτουργώντας με αποδεκτό τρόπο. [12] [13]

2.2.1. Ορισμός

Ως ΔΠ μπορεί να ορισθεί η παραγωγή ΗΕ σε μικρή κλίμακα, από 1 kW μέχρι 100 MW, που συνδέεται απευθείας στο ΔΔ ή στην πλευρά του μετρητή του καταναλωτή, με τις μονάδες παραγωγής ΗΕ να βρίσκονται κοντά στο φορτίο. Στον ορισμό της ΔΠ, συμπεριλαμβάνονται και κάποια βασικά χαρακτηριστικά, όπως η εκμετάλλευση ΑΠΕ, η συμπαραγωγή θερμότητας και ΗΕ κ.α. [14]

Το Ινστιτούτο των Ηλεκτρολόγων και Ηλεκτρονικών Μηχανικών (IEEE), ορίζει ως ΔΠ την παραγωγή ΗΕ από εγκαταστάσεις σαφώς μικρότερης κλίμακας σε σχέση με τα κεντρικά εργοστάσια παραγωγής ΗΕ, έτσι ώστε να είναι δυνατή η σύνδεσή τους σε κάθε σχεδόν σημείο του ΣΗΕ. Βασικά λοιπόν χαρακτηριστικά της ΔΠ είναι:

α) δε σχεδιάζεται κι αναπτύσσεται κεντρικά, είτε από την εταιρία ηλεκτρισμού είτε από κάποιον διαχειριστή,

β) δεν υπάρχει κεντρικός προγραμματισμός λειτουργίας των μονάδων από το διαχειριστή του ΣΗΕ

γ) η ισχύς των μονάδων που εγκαθίσταται είναι συνήθως της τάξης μερικών εκατοντάδων kW και δεν υπερβαίνει τα 100 MW και

δ) συνδέεται απευθείας στο ΔΔ ανάλογα με το πώς ορίζεται για κάθε υπό μελέτη σύστημα. [15]

2.2.2. Πλεονεκτήματα

Τα πλεονεκτήματα που προκύπτουν από την ενσωμάτωση μονάδων ΔΠ στα ΔΔ είναι τα εξής:

α) Η παραγωγή της ΗΕ κοντά στην τοποθεσία στην οποία μπορεί να καταναλωθεί, ελαχιστοποιεί τις απώλειες που προκύπτουν από τη μεταφορά της καθώς και το κόστος μεταφοράς της.

β) Αντίστοιχα, μειώνονται κι απώλειες ισχύος στις γραμμές των ΔΔ.

γ) Συνεισφέρει σε μεγάλο βαθμό στην αποσυμφόρηση των υπαρχόντων δικτύων, ενώ στις περιπτώσεις συμπαραγωγής αυξάνεται η συνολική απόδοση του συστήματος με τη χρήση της θερμικής ενέργειας

δ) Με την αύξηση της ζήτησης της ΗΕ η ΔΠ αποτελεί μια εναλλακτική, εξασφαλίζοντας στους καταναλωτές συνεχόμενη και αξιόπιστη παροχή, ακόμα και σε περιπτώσεις διακοπής της ηλεκτροδότησης από το κεντρικό δίκτυο.

ε) Προσφέρει πλεονεκτήματα στους καταναλωτές, οι οποίοι μπορούν να εκμεταλλευτούν τις ιδιαίτερες συνθήκες της περιοχής τους εκμεταλλευόμενοι τις ΑΠΕ.

στ) Με τη συνεχώς αυξανόμενη αξιοποίηση των ΑΠΕ, η ΔΠ συμβάλλει στη μείωση της κατανάλωσης ορυκτών καυσίμων. Με τον τρόπο αυτό, περιορίζονται οι επιβλαβείς εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα, οξειδίων του θείου και του αζώτου καθώς και αερίων του θερμοκηπίου, ενισχύοντας σημαντικά τις προσπάθειες για την προστασία του περιβάλλοντος.

ζ) Οι τεχνολογίες που καλύπτει η ΔΠ, μεγάλο μέρος των οποίων αποτελούν οι ΑΠΕ, δημιουργούν νέες ευκαιρίες στην αγορά και αυξημένο βιομηχανικό ανταγωνισμό, με επακόλουθο οικονομικά οφέλη για τους καταναλωτές.

η) Διευκολύνεται η εξεύρεση τοποθεσιών για τις εγκαταστάσεις εκμετάλλευσης ΑΠΕ, γεγονός που είναι πολύ δυσκολότερο να πραγματοποιηθεί σε μεγάλη κλίμακα με ένα κεντρικό εργοστάσιο παραγωγής ΗΕ. Επίσης, οι μονάδες ΔΠ συνδέονται πιο εύκολα και γρήγορα στο δίκτυο και αποφεύγονται περιττές δαπάνες.

θ) Σε πολλές περιπτώσεις, η αύξηση της διείσδυσης των μονάδων ΔΠ επιφέρει μείωση στις εισαγωγές ΗΕ, συμβάλλοντας θετικά στο ισοζύγιο ενέργειας και τον κρατικό προϋπολογισμό.

ι) Οι μονάδες ΔΠ είναι σε θέση να αναλάβουν κάποιες φορές την τροφοδοσία απομακρυσμένων φορτίων και να αναβάλουν την ενίσχυση ή επέκταση του ΔΔ, συνεισφέροντας στην υποστήριξη της τάσης του δικτύου ή στη μείωση της ζήτησης αιχμής.
[15] [16]

2.2.3. Μειονεκτήματα

Εκτός των θετικών επιδράσεων που επιφέρει η αυξημένη διείσδυση της ΔΠ σε ευρεία κλίμακα, υπάρχουν και αρνητικές επιπτώσεις, οι εκ των οποίων οι βασικότερες είναι οι εξής:

α) Η συνεισφορά των μονάδων ΔΠ στο ρεύμα βραχυκύκλωσης μπορεί να προκαλέσει αποσύνδεση υγιών γραμμών πάνω στις οποίες συνδέονται, λόγω της γρήγορης αντίδρασης των υπέργειων γραμμών ΜΤ σε σφάλματα του δικτύου.

β) Η μεγάλη παραγωγή από μονάδες ΔΠ δημιουργεί ορισμένες φορές αντίστροφη ροή ισχύος, η οποία απαιτεί διαφορετικά μέσα προστασίας τόσο στο δίκτυο ΜΤ όσο και σε αυτό της ΧΤ.

γ) Η προσαρμοστικότητα των μονάδων ΔΠ, προϋποθέτει καλύτερη και λεπτομερέστερη ανάλυση της διαχείρισης και λειτουργίας του δικτύου.

δ) Η υψηλή διείδυση ΔΠ στο δίκτυο, είναι πιθανό να αυξήσει τα κόστη συντήρησης και λειτουργίας για τη διατήρηση του επιπέδου της αξιοπιστίας.

ε) Σε περιπτώσεις που η ΔΠ δεν αφορά τη χρήση ΑΠΕ, υπάρχει πιθανότητα επιβάρυνσης του περιβάλλοντος κοντά σε κατοικημένες περιοχές.

στ) Λόγω της δυσκολίας για ακριβή πρόβλεψη της ικανότητας παραγωγής ορισμένων μονάδων ΔΠ, όπως τα αιολικά πάρκα, μπορεί να υπάρξουν μεγάλες αποκλίσεις για μικρά χρονικά διαστήματα στη δυνατότητα ή στην απώλεια παραγωγής ΗΕ.

ζ) Στα αυτόνομα κυρίως ΣΗΕ, οι μονάδες ΔΠ με ΑΠΕ μπορούν να καλύψουν μόνο συγκεκριμένο ποσοστό της ζήτησης και πρέπει πάντα να υπάρχει εφεδρεία συμβατικών μονάδων παραγωγής.

η) Το κόστος κεφαλαίου ανά kW εγκατεστημένης ισχύος είναι σχετικά υψηλότερο σε σχέση με τις μεγάλες κεντρικές μονάδες παραγωγής ΗΕ.

θ) Η αυξανόμενη συμμετοχή της ΔΠ στην εγκατεστημένη παραγωγή αναμένεται να επιφέρει μικρότερη επιλογή μεταξύ των βασικών καυσίμων. Λόγω του ότι οι περισσότερες τεχνολογίες ΔΠ βασίζονται κυρίως στο φυσικό αέριο, προβλέπεται έντονη αύξηση της ζήτησης και εντονότερη εξάρτηση από αυτό.[16] [17]

2.2.4. Επιδράσεις στο δίκτυο διανομής

Λόγω του ότι η πλειοψηφία των μονάδων ΔΠ συνδέεται απευθείας στο ΔΔ, είναι ιδιαίτερα σημαντική η εξακρίβωση και η μελέτη των επιπτώσεων που έχει στο δίκτυο και τη λειτουργία του. Συγκεκριμένα:

α) Αυξάνεται η ισχύς βραχυκύκλωσης.

β) Αλλάζει η εικόνα της τάσης. Συνήθως έχουμε ανύψωση τάσης η οποία μπορεί να είναι καλοδεχούμενη τις ώρες μέγιστου φορτίου, όμως κατά τις ώρες ελάχιστου φορτίου υπάρχει πιθανότητα να δημιουργεί προβλήματα.

γ) Εισάγονται στο δίκτυο ρεύματα ανώτερων αρμονικών που επηρεάζουν την ποιότητα της παρεχόμενης ισχύος.

δ) Περιπλέκονται οι διαδικασίες προγραμματισμένης συντήρησης, αφού τα πολλά σημεία τροφοδοσίας δημιουργούν προβλήματα στην ασφάλεια.

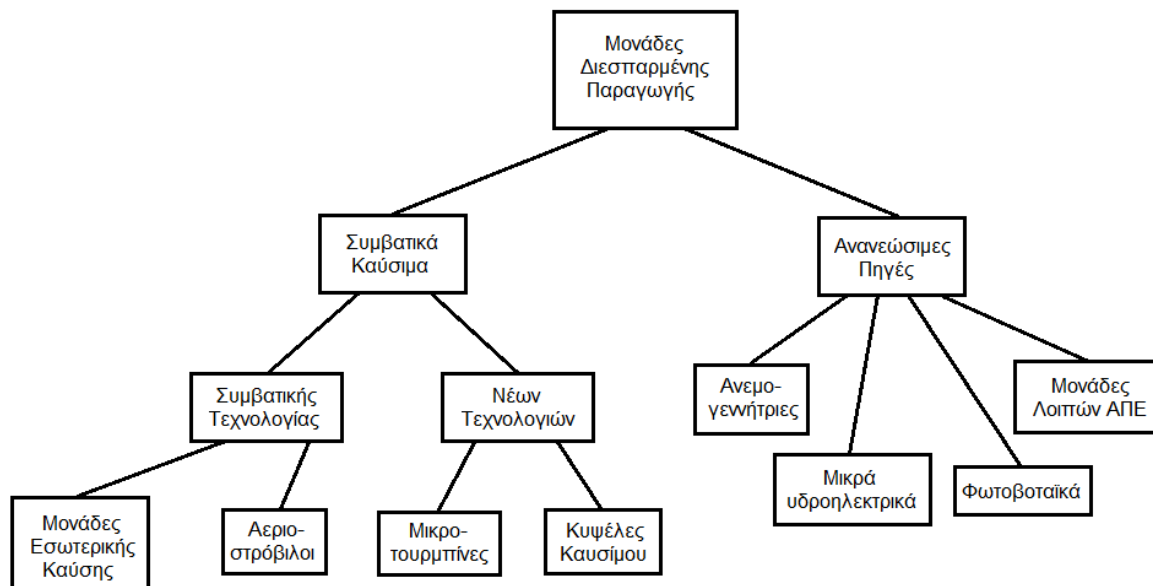
ε) Απαιτούνται επιπλέον ρυθμίσεις στις διατάξεις προστασίας για την αποφυγή των δυσμενών επιπτώσεων του φαινομένου της νησιδοποίησης.

στ) Αλλάζουν οι απώλειες του ΔΔ, όχι απαραίτητα με θετικό τρόπο αφού σε περίπτωση που μια μονάδα ΔΠ βρίσκεται μακριά από τα φορτία οι απώλειες είναι πιθανό να αυξηθούν.

ζ) Επηρεάζονται αρνητικά και τα σήματα ακουστικής συχνότητας που μεταφέρονται μέσω του ΔΔ. [15]

2.2.5. Τεχνολογίες μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής

Το εύρος των τεχνολογιών που εφαρμόζονται στις μονάδες ΔΠ είναι μεγάλο και μπορούν να κατηγοριοποιηθούν σε δύο μεγάλες κατηγορίες, σε αυτές που χρησιμοποιούν συμβατικά και μη ανανεώσιμα καύσιμα και σε όσες χρησιμοποιούν ανανεώσιμα καύσιμα ή μετατρέπουν μια ανανεώσιμη μορφή ενέργειας σε ΗΕ. Συχνά, βέβαια, συναντώνται και υβριδικά συστήματα που συνδυάζουν τη χρήση συμβατικών και ανανεώσιμων μορφών ενέργειας.



Σχήμα 2-6: Τεχνολογίες μονάδων ΔΠ

Μονάδες εσωτερικής καύσης

Οι μηχανές εσωτερικής καύσης μετατρέπουν την ενέργεια από κάποιο καύσιμο (βενζίνη, ντίζελ ή φυσικό αέριο) σε μηχανική ενέργεια, η οποία χρησιμοποιείται για την

περιστροφή του άξονα της μηχανής και μέσω μιας γεννήτριας, η ενέργεια αυτή μετατρέπεται σε ΗΕ. Τα μεγέθη τους ξεκινούν από τα 5kW και μπορεί να φτάσουν μέχρι και τα 7 MW.

Αεριοστρόβιλοι

Οι εταιρίες παραγωγής ΗΕ χρησιμοποιούν τις μονάδες αυτές ειδικά για την παροχή ισχύος αιχμής, λόγω της σχετικά χαμηλής ηλεκτρικής απόδοσης και του μικρού χρόνου εκκίνησης και μεταβολής του φορτίου. Η τεχνολογία τους βασίζεται στη χρήση μείγματος έντονα συμπιεσμένου αέρα και καυσίμου (συνήθως φυσικό αέριο), η εκτόνωση του οποίου σε συγκεκριμένη θερμοκρασία και πίεση παράγει μηχανική ενέργεια που κινεί μια γεννήτρια για την παραγωγή της ΗΕ.

Μικροτουρμπίνες

Η τεχνολογία των γεννητριών μικροτουρμπίνων αερίου θεωρούνται πολύ σημαντικές για εφαρμογές παραγωγής ηλεκτρικής ισχύος υψηλής πυκνότητας. Οι μονάδες αυτές έχουν μικρό μέγεθος, είναι πολύ υψηλής ταχύτητας και συνήθως περιλαμβάνουν την τουρμπίνα αερίου, το συμπιεστή, τη γεννήτρια και τα ηλεκτρονικά ισχύος μέσω των οποίων συνδέονται στο δίκτυο. Χρησιμοποιούν κατά κύριο λόγο φυσικό αέριο αλλά και άλλα καύσιμα, όπως ντίζελ, κηροζίνη, προπάνιο ή βιοαέριο για ανανεώσιμη ενέργεια.

Κυψέλες καυσίμου

Οι μονάδες αυτές χρησιμοποιούν ηλεκτροχημική διεργασία που μετατρέπει το καύσιμο σε ΗΕ. Είναι αθόρυβες, καθαρές και αποδοτικές ενώ εκτός της ΗΕ είναι σε θέση να παρέχουν θερμική ενέργεια για τη θέρμανση του χώρου ή του νερού.

Αιολικά συστήματα

Μέσω των ανεμογεννητριών η κινητική ενέργεια του ανέμου μετατρέπεται σε μηχανική ενέργεια και μετά σε ΗΕ. Μια τουρμπίνα με πτερωτές είναι τοποθετημένη στην κορυφή ενός πύργου με μεγάλο ύψος, έτσι ώστε να εκμεταλλεύεται τη μεγαλύτερη ταχύτητα του ανέμου απαλλαγμένη από αναταράξεις που μπορεί να προκαλούνται από κτίρια, δέντρα ή άλλα εμπόδια. Το μέγεθος των ανεμογεννητριών ξεκινάει από λίγα kW σε οικιακές εφαρμογές έως και πάνω από 5 MW σε μεγάλες εγκαταστάσεις. Σε μεγάλα αιολικά

πάρκα με πολλές ανεμογεννήτριες εγκατεστημένες η συνολική αποδιδόμενη ισχύς μπορεί να φτάσει και τα 100 MW.

Μικρά υδροηλεκτρικά συστήματα

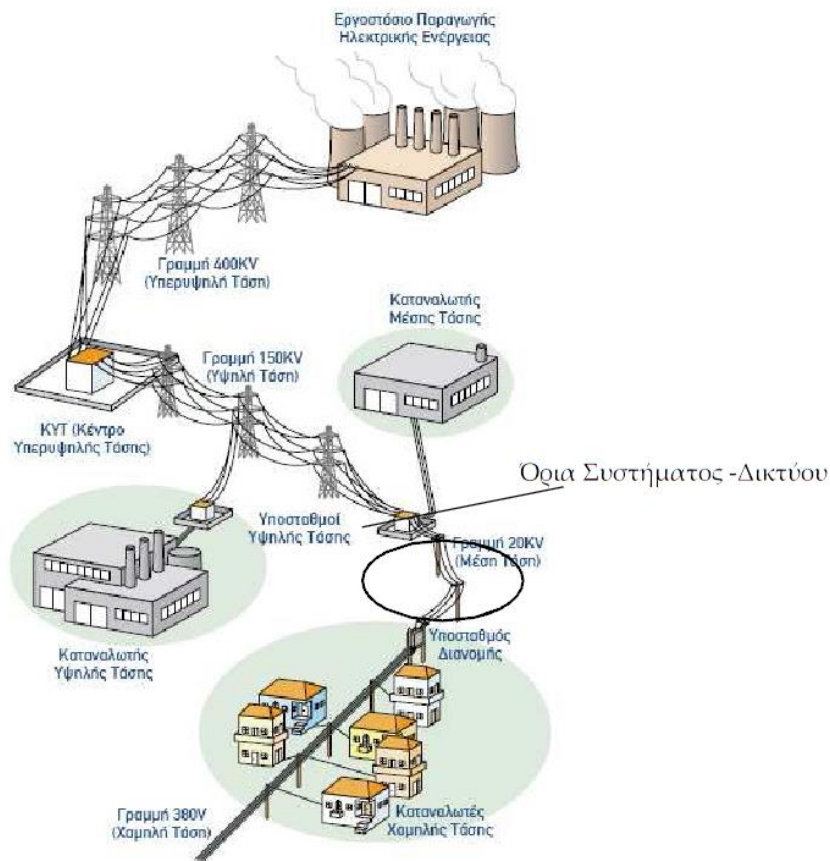
Στους μικρούς υδροηλεκτρικούς σταθμούς παραγωγής ΗΕ η εγκατεστημένη ισχύς δεν ξεπερνάει συνήθως το 1 MW. Βρίσκονται κοντά σε περιοχές με τρεχούμενο νερό και μετατρέπουν την ενέργεια από τη ροή του νερού σε περιστροφική ισχύ άξονα, μέσω υδροστροβίλου και στη συνέχεια σε ΗΕ με τη χρήση γεννήτριας.

Φωτοβολταϊκά συστήματα

Τα φωτοβολταϊκά (Φ/Β) χρησιμοποιούν ηλιακά κύτταρα ή ηλιακές φωτοβολταϊκές συστοιχίες μέσω των οποίων μετατρέπουν την ηλιακή ενέργεια σε ηλεκτρική. Κατασκευάζονται σε επίπεδα πάνελ και παράγουν ΗΕ χωρίς κινούμενα μέρη, αθόρυβα και χωρίς εκπομπές αερίων.

2.3.Ελληνικό δίκτυο διανομής

Οι εγκαταστάσεις της παραγωγής και της μεταφοράς της ΗΕ είναι συνήθως οικονομικά εξαρτημένες μεταξύ τους. Για το λόγο αυτό, ο τεχνικός και οικονομικός σχεδιασμός των σταθμών παραγωγής, των κύριων γραμμών μεταφοράς και των κεντρικών Υ/Σ πρέπει να είναι ενιαίος, για την υψηλότερη δυνατή ικανοποίηση των ενεργειακών αναγκών των καταναλωτών, με μεγάλη αξιοπιστία και με το ελάχιστο δυνατό κόστος. Η διανομή της ΗΕ είναι τις περισσότερες φορές μία διαφορετική λειτουργία, η οποία σχεδιάζεται και αναπτύσσεται ανεξάρτητα και εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά της εξυπηρετούμενης περιοχής και των καταναλωτών. [9]

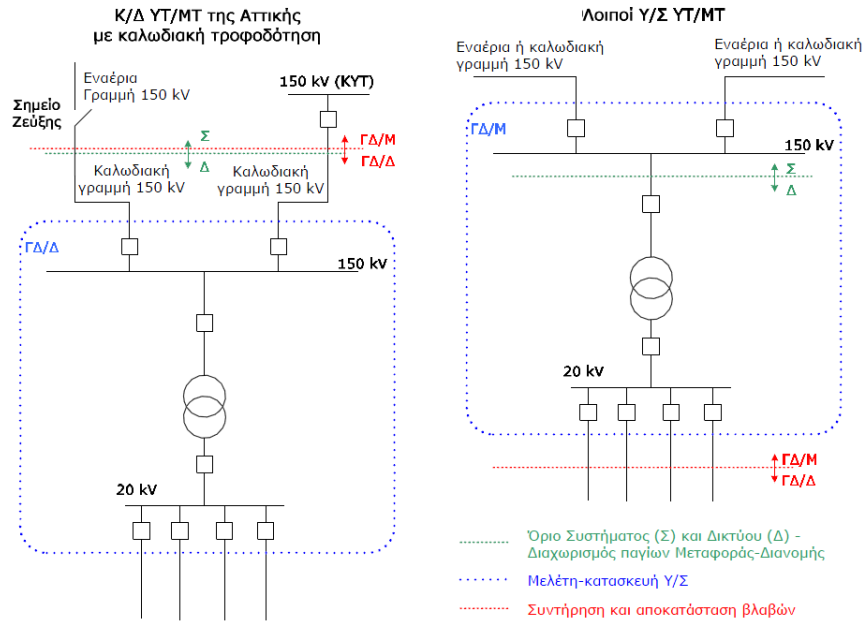


Σχήμα 2-7: Σχηματική αναπαράσταση του ελληνικού διασυνδεδεμένου ΣΗΕ [9]

2.3.1. Όρια δικτύου διανομής

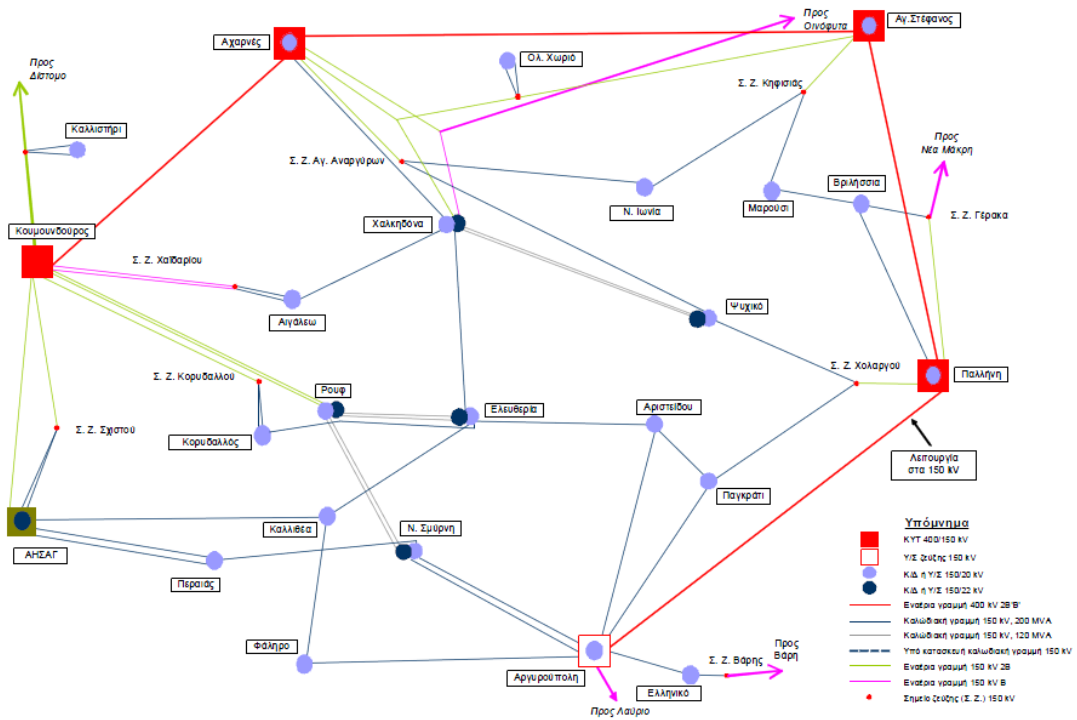
Στην Ελλάδα, το ΔΔ διακρίνεται από το υπόλοιπο σύστημα ως εξής:

α) Στο διασυνδεδεμένο σύστημα, τα ΔΔ περιλαμβάνουν το σύνολο των Μ/Σ ΥΤ/ΜΤ με το διακοπτικό τους στοιχείο στην πλευρά της ΥΤ καθώς και όλες τις κατόντη εγκαταστάσεις Υ/Σ ή γραμμών μέχρι τους καταναλωτές.



Σχήμα 2-8: Όρια κατανομής παγίων μεταξύ Μεταφοράς και Διανομής στο διασυνδεδεμένο σύστημα [9]

Επίσης, στο ΔΔ ανήκουν και οι υπόγειες καλωδιακές γραμμές 150 kV της Αττικής συνολικού μήκους 195,9 km.



Σχήμα 2-9: Αποτύπωση συστήματος 150kV αρμοδιότητας Διανομής του λεκανοπεδίου Αττικής [9]

β) Στα μη διασυνδεδεμένα νησιά, όλες οι εγκαταστάσεις γραμμών ανεξαρτήτου τάσης (YT, MT, XT) καθώς και όλοι οι Υ/Σ ανήκουν στα ΔΔ. Το συνολικό μήκος των γραμμών μεταφοράς των διασυνδεδεμένων νησιών που ανήκουν στο ΔΔ ανέρχεται στα 756,1 km. [9]

2.3.2. Υποσταθμοί 150 kV/MT

Στην επαρχιακή χώρα, οι Υ/Σ που εξυπηρετούν τα φορτία της διανομής είναι κατά κανόνα υπαίθριου τύπου, τροφοδοτούνται από εναέριες πύλες YT και περιλαμβάνουν συνήθως 2 Μ/Σ ισχύος 40/50 MVA, ενώ υπάρχουν και Υ/Σ με Μ/Σ ισχύος 20/25 MVA.

Σήμερα, η πλευρά MT αποτελείται από μεταλλοεπενδυμένους πίνακες συρομένου φορείου, οι οποίοι εγκαθίστανται μέσα σε κτίριο. Το βασικό σχήμα περιλαμβάνει απλούς ζυγούς 1600 A και ανά Μ/Σ ισχύος 1 κεντρικό διακόπτη, 8 αναχωρήσεις και 1 πύλη για σύνδεση πυκνωτή καθώς και μία διασύνδεση ζυγών MT. Σε παλαιότερους Υ/Σ ο εξοπλισμός (ζυγοί και διακόπτες) MT είναι υπαίθριος και υπάρχουν κύριοι και βοηθητικοί ζυγοί MT. Στα μη διασυνδεδεμένα νησιά οι Υ/Σ υποβιβασμού 150 kV/MT ανήκουν εξολοκλήρου στο ΔΔ.

Στην περιοχή της Αττικής σήμερα λειτουργούν συνολικά 33 Υ/Σ 150/20 kV. Από αυτούς οι 14 είναι υποσταθμοί υποβιβασμού κλειστού τύπου, οι οποίοι έχουν εξοπλισμό YT μόνωσης αερίου SF6 και υπόγεια τροφοδότηση Υ/Σ, που έχει καθιερωθεί να ονομάζονται Κέντρα Διανομής.

Στην περιφέρεια του Λεκανοπεδίου και στην υπόλοιπη Αττική λειτουργούν 18 ακόμη υποσταθμοί 150/20 kV με εναέρια τροφοδότηση από την YT (12 υπαίθριου και 6 ημίκλειστου τύπου) καθώς και ο Υ/Σ κλειστού τύπου του Ολυμπιακού Χωριού. Η δομή των Υ/Σ αυτών είναι ίδια με αυτή της υπόλοιπης επαρχιακής χώρας. Επιπλέον, υπάρχουν 6 υποσταθμοί 150/22 kV που τροφοδοτούν το παλιό σύστημα 22 kV της πρωτεύουσας, εκ των οποίων οι 5 συστεγάζονται με υποσταθμούς 150/20 kV.

Στα περισσότερα Κέντρα Διανομής η ισχύς των εγκατεστημένων Μ/Σ είναι 100 MVA, ενώ στα υπόλοιπα 50 MVA. Στην πρώτη περίπτωση, υπάρχουν δύο κεντρικοί διακόπτες ανά Μ/Σ και ημιζυγοί 1250 A με εκατέρωθεν τομές ή διασυνδέσεις. Στους υπόλοιπους Υ/Σ υπαίθριου τύπου της Αττικής είναι εγκατεστημένοι Μ/Σ ισχύος 50 MVA και η ανάπτυξη της MT είναι ίδια με αυτή που εφαρμόζεται στην υπόλοιπη επαρχιακή χώρα, εκτός από τον Υ/Σ Μαρκοπούλου.

Στην πόλη της Θεσσαλονίκης η πλειονότητα των Υ/Σ 150 kV/MT είναι υπαιθρίου τύπου με την ίδια σύνθεση με τους Υ/Σ της υπόλοιπης επαρχιακής χώρας, εκτός από 4 Υ/Σ οι οποίοι είναι κλειστού τύπου και έχουν δομή ίδια με αυτή των Κέντρων Διανομής της Αττικής.

Συνολικά, στο διασυνδεδεμένο σύστημα περιλαμβάνονται 193 Υ/Σ υποβιβασμού 150 kV/MT που εξυπηρετούν φορτία της Διανομής, ενώ στα μη διασυνδεδεμένα νησιά οι Υ/Σ είναι 22. [9]

2.3.3. Επίπεδα τάσεων και βασική τυποποίηση δικτύου MT

Το σύνολο των δικτύων MT της ηπειρωτικής χώρας λειτουργεί στα 20 kV, με μόνη εξαίρεση την Αττική όπου μαζί με το σύστημα των 20 kV εξακολουθεί να συνυπάρχει και το παλιό σύστημα 22/6,6 kV. Στα διασυνδεδεμένα με το ηπειρωτικό σύστημα νησιά το δίκτυο MT λειτουργεί επίσης στα 20 kV εκτός της πόλης της Κέρκυρας, όπου οι εργασίες αλλαγής τάσης από τα 15 kV στα 20 kV βρίσκονται σε εξέλιξη, και τα Κύθηρα, τα οποία τροφοδοτούνται από το ηπειρωτικό σύστημα μέσω υποβρύχιας διασύνδεσης στα 20 kV, η οποία όμως υποβιβάζεται στα 15 kV επί του νησιού.

Στα μη διασυνδεδεμένα νησιά, τα επίπεδα τάσεων ποικίλουν με την πλειονότητα των δικτύων να λειτουργεί στα 20 kV και τα υπόλοιπα στα 15 kV. Εξαίρεση αποτελούν κάποια μικρά νησιά όπως η Αμοργός, η Ανάφη, η Δονούσα και το Αγαθονήσι όπου υπάρχουν γραμμές MT 6,6 kV.

Ως προς την τυποποίηση των δικτύων MT, στα εναέρια χρησιμοποιούνται αγωγοί ACSR διατομής 95 mm² στους κορμούς και 35 mm² στις διακλαδώσεις, ενώ έχουν καταργηθεί οι αγωγοί διατομής 16 mm² αν και συναντώνται ακόμα σε πολλά σημεία του δικτύου. Στα υπόγεια δίκτυα MT εγκαθίστανται καλώδια XLPE αλουμινίου διατομής 3x240 mm². Τα τυποποιημένα μεγέθη των Μ/Σ MT/XT είναι 50, 100, 160, 250, 400, 630 και 1000 kVA.

Τα υποβρύχια καλώδια MT μπορούν να κατηγοριοποιηθούν ανάλογα με τα σημεία που διασυνδέουν στις ακόλουθες κατηγορίες:

- για τη διασύνδεση νησιών με την ηπειρωτική χώρα,
- για τη διασύνδεση νησιών με άλλα νησιά που είναι διασυνδεδεμένα με την ηπειρωτική χώρα,
- μεταξύ μη διασυνδεδεμένων νησιών σε νησιωτικά συμπλέγματα,

- σε σημεία όπου μεσολαβούν κόλποι ή λιμνοθάλασσες, τόσο στην ηπειρωτική χώρα όσο και σε νησιά.

Ο γενικός σχεδιασμός των υποβρυχίων διασυνδέσεων περιλαμβάνει είτε τέσσερα μονοπολικά καλώδια από τα οποία το ένα είναι εφεδρικό, πρακτική που εφαρμόστηκε κυρίως κατά το παρελθόν, είτε δύο τριπολικά καλώδια, πρακτική που ακολουθείται τα τελευταία έτη. [9]

3. ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΟΣ ΔΙΚΤΥΩΝ ΔΙΑΝΟΜΗΣ

3.1. Ανάπτυξη και επέκταση δικτύων διανομής

Ο σχεδιασμός και η επέκταση των ΔΔ πραγματοποιείται με σκοπό την ικανοποίηση της ζήτησης των καταναλωτών για ΗΕ, αλλά με τρόπο που να ικανοποιούνται ορισμένοι τεχνικοί και οικονομικοί περιορισμοί.

Οι περιορισμοί αυτοί, αλλά και άλλοι παράγοντες που πρέπει να ληφθούν υπόψη κατά τον σχεδιασμό, όπως η έλλειψη χώρου σε αστικά κέντρα ή οι περιβαλλοντικές επιπτώσεις, καθιστούν το πρόβλημα του σχεδιασμού των ΔΔ δικτύων διανομής ιδιαίτερα δύσκολο. Οι μηχανικοί σχεδιασμού των ΔΔ δικτύων διανομής πρέπει να καθορίσουν το μέγεθος του φορτίου και τη γεωγραφική του τοποθεσία και στη συνέχεια να επιλέξουν τις απαραίτητες αναβαθμίσεις του δικτύου ή το μέγεθος και την τοποθεσία των νέων Υ/Σ για την εξυπηρέτηση του φορτίου κατά τον οικονομικότερο το δυνατόν τρόπο, εξασφαλίζοντας τις χαμηλότερες δυνατές απώλειες ισχύος με την υψηλή αξιοπιστία του συστήματος.

Ο προγραμματισμός των ΔΔ ξεκινάει από το επίπεδο των καταναλωτών, όπου το επίπεδο και η αύξηση της ζήτησης, ο τύπος των φορτίων, ο συντελεστής καθώς και άλλα χαρακτηριστικά καθορίζουν την επέκταση ή ενίσχυση του δικτύου. Τα φορτία των καταναλωτών ΧΤ ομαδοποιούνται σε κατηγορίες, οι οποίες συνδέονται με τους Υ/Σ διανομής ΜΤ/ΧΤ. Οι ομάδες αυτές των φορτίων αποτελούν τα φορτία του ΔΔ ΜΤ, τα οποία εξυπηρετούνται μέσω των γραμμών ΜΤ από τους Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ και καθορίζουν το μέγεθος και την τοποθεσία εγκατάστασης τους καθώς και την τοπολογία των γραμμών.

Κατά τη διαδικασία του σχεδιασμού, λαμβάνονται υπόψη επιπλέον περιορισμοί, όπως η συνεχής και αξιόπιστη εξυπηρέτηση των καταναλωτών, οι επιτρεπτές τιμές τάσης, τα επιτρεπτά όρια βύθισης τάσης κτλ. Για την ικανοποίηση αυτών των στόχων και των περιορισμών, προκύπτουν τροποποιήσεις του δικτύου υπομεταφοράς, της τοποθεσίας και του μεγέθους των Υ/Σ, της εξυπηρετούμενης περιοχής από τον κάθε Υ/Σ, της τοποθεσίας των διακοπών, των χαρακτηριστικών και της έκτασης των γραμμών του δικτύου, των επιπέδων τάσης και των περιθωρίων πτώσης τάσης, της τοποθεσίας των διαφόρων στοιχείων του ΔΔ καθώς και του φορτίου των Μ/Σ και των γραμμών.

Υπάρχουν, βέβαια, αρκετοί επιπλέον παράγοντες, όπως τα όρια των Μ/Σ, τα επίπεδα μόνωσης, η διαθεσιμότητα εφεδρικών Μ/Σ και κινητών υποσταθμών καθώς και η τιμή χρέωσης των καταναλωτών. Επίσης, υπάρχουν παράγοντες οι οποίοι δεν επηρεάζονται από τις επιλογές και τις αποφάσεις των σχεδιαστών του δικτύου, μα παρόλα αυτά πρέπει να

ληφθούν υπόψη για τον μακροπρόθεσμο σχεδιασμό του δικτύου διανομής, όπως: τα χρονικά και χωρικά χαρακτηριστικά της ζήτησης του φορτίου, τα αυξανόμενα κόστη καυσίμων, η διάρκεια και η συχνότητα των διακοπών της ηλεκτροδότησης, το κόστος του εξοπλισμού, η διακύμανση των τιμολογίων των ΑΠΕ, η αλλαγή των κοινωνικοοικονομικών συνθηκών, όπως η μη αναμενόμενη αύξηση ή μείωση του τοπικού πληθυσμού, η αλλαγή των καταναλωτικών συνθηκών λόγω της ανάπτυξης της τεχνολογίας, η αλλαγή των περιβαλλοντικών ανησυχιών και η αλλαγή των οικονομικών συνθηκών.

Ο βασικότερος, όμως, παράγοντας που καθορίζει τον προγραμματισμό ενός ΔΔ είναι η αύξηση του φορτίου της εξυπηρετούμενης από αυτό περιοχής. Είναι, λοιπόν, απαραίτητη η καλύτερη δυνατή πρόβλεψη για την εξέλιξη του επιπέδου του φορτίου, είτε μακροπρόθεσμα (15 έως 20 έτη) είτε βραχυπρόθεσμα (5 έτη). Η πρόβλεψη του φορτίου επηρεάζεται από την αύξηση του πληθυσμού της περιοχής εξυπηρέτησης, την πυκνότητα του φορτίου, τη διείσδυση των ΑΠΕ στο δίκτυο, το σχεδιασμό ανάπτυξης της περιοχής, το βιομηχανικό και αστικό σχεδιασμό της, καθώς και από γεωγραφικούς παράγοντες και ιστορικά δεδομένα.

Σημαντικός παράγοντας για την ανάπτυξη ή επέκταση του δικτύου είναι, επίσης, και τα χαρακτηριστικά των υπαρχόντων ή των νέων Υ/Σ του ΔΔ, ανάλογα με τη χωρητικότητα και τη διαμόρφωσή τους, την πρόβλεψη του φορτίου, τους περιορισμούς της χωρητικότητας και των γραμμών, τις απώλειες ηλεκτρικής ισχύος, τους διάφορους οικονομικούς και γεωγραφικούς παράγοντες.

Τέλος, το σχεδιασμό των ΔΔ καθορίζουν ως ένα βαθμό τα κόστη υλικών, κατασκευής, εγκατάστασης και συντήρησης, κεφαλαίου και λειτουργίας. [9] [18]

3.2. Συμβατικές μέθοδοι

Η ανάπτυξη των ΔΔ υλοποιείται με βάση την επάρκεια και την αξιοπιστία της τροφοδότησης, την πρόσβαση όλων των χρηστών στην ΗΕ, την ασφάλεια των εγκαταστάσεων και την προστασία της ανθρώπινης ζωής, τη βελτίωση της ποιότητας της παρεχόμενης ενέργειας, τη μείωση των απωλειών ισχύος, το σεβασμό προς το περιβάλλον και τη μέγιστη απορρόφηση ενέργειας από ΑΠΕ.

Πρέπει να τονιστεί ότι, η ανάπτυξη μιας περιοχής και η βελτίωση του βιοτικού επιπέδου συνοδεύεται από την ανάγκη επέκτασης και αναβάθμισης των υποδομών του ΔΔ, ώστε να καλύπτονται οι αυξημένες ανάγκες τροφοδότησης.

Η ποιότητα της παρεχόμενης ηλεκτρικής ενέργειας προσδιορίζεται από ένα σύνολο δεικτών και παραγόντων, κυριότεροι από τους οποίους είναι η διάρκεια και η συχνότητα των διακοπών της ηλεκτροδότησης. Οι βασικοί δείκτες που παρακολουθούνται επί πολλά έτη είναι ο χρόνος διακοπών στη MT και τη XT και το πλήθος των διακοπών στη MT και τη XT ανά 100 χλμ. δικτύου. Τα τελευταία χρόνια παρακολουθούνται επιπλέον (σύμφωνα με το πρότυπο EN50160) οι εξής δείκτες:

- Ετήσιος χρόνος διακοπής ανά πελάτη (SAIDI). Ο δείκτης SAIDI είναι η μέση διάρκεια διακοπής κάθε εξυπηρετούμενου καταναλωτή και υπολογίζεται ως εξής:

$$SAIDI = \frac{\text{sum of all customer interruption durations}}{\text{total number of customers served}}$$

- Ετήσιο πλήθος διακοπών ανά πελάτη (SAIFI). Ο δείκτης SAIFI είναι η μέση τιμή των διακοπών που θα υποστεί ένας καταναλωτής και υπολογίζεται ως εξής:

$$SAIFI = \frac{\text{total number of customer interruptions}}{\text{total number of customers served}}$$

Οι δείκτες αυτοί λαμβάνουν υπόψη τους τη διακοπόμενη εγκατεστημένη ισχύ ανά διακοπή και είναι πιο αντιπροσωπευτικοί για τον προσδιορισμό της ποιότητας ισχύος.

Για τον υπολογισμό των δεικτών ποιότητας ενέργειας δεν συνυπολογίζονται οι διακοπές που έχουν χαρακτηριστεί εξαιρούμενες (π.χ. έκτακτα γεγονότα που εμποδίζουν την πρόσβαση στο σημείο της βλάβης, όπως πυρκαγιά, πλημμύρα, χιονόπτωση και κατολίσθηση, υπερβολικό πλήθος βλαβών λόγω έντονης κακοκαιρίας, επέμβαση τρίτου στο δίκτυο, πρόβλημα σε εγκατάσταση πελάτη), ή διακοπές ειδικών καταστάσεων (αγροτικού ή εποχιακού καταναλωτή εκτός περιόδου ενδιαφέροντός του). [9]

3.2.1. Ανάπτυξη έργων υποδομής στο δίκτυο

Οι βασικές επιλογές για την ανάπτυξη του δικτύου παρουσιάζονται με ιεραρχική σειρά στη συνέχεια, ξεκινώντας από την επίλυση τοπικών κατ' αρχήν προβλημάτων και στη συνέχεια αντιμετώπιση αναγκών σε μεγαλύτερη γεωγραφική περιοχή και πιο μακροπρόθεσμα.

1. Ενισχύσεις-βελτιώσεις του δικτύου MT
 - a) Επεμβάσεις στις υφιστάμενες εναέριες γραμμές MT
 - i) Εγκατάσταση αποξέυξιμων πυκνωτών
 - ii) Εγκατάσταση ρυθμιστών τάσης
 - iii) Αντικατάσταση αγωγών σε γραμμές MT

- β) Δημιουργία νέων γραμμών MT (και του αντίστοιχου δικτύου XT)
- 2. Επαύξηση εγκατεστημένης ισχύος σε υφιστάμενους Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ
 - α) Αντικαταστάσεις και προσθήκες Μ/Σ ισχύος
 - β) Πλήρης ανάπτυξη των αναχωρήσεων ΜΤ και δημιουργία νέων γραμμών ΜΤ
- 3. Κατασκευή νέων Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ

Η εγκατάσταση αποζεύξιμων πυκνωτών είναι πολύ μικρού κόστους, σύντομη στην εκτέλεση και δίνει πολύ καλά αποτελέσματα στη μείωση των απωλειών και της πτώσης τάσης. Η αποτελεσματικότητα της είναι πολύ σημαντική σε γραμμές με μικρό $\cos\phi$, αλλά επιβάλλεται η εφαρμογή της ακόμη και για $\cos\phi$ της τάξης του 0,97 όταν έχουμε μεγάλα φορτία ($\cos\phi=0,97$ ισοδυναμεί με επαγωγικό φορτίο 24.3% του συνόλου των μεταφερομένων kVA).

Ακόμη, επιτυγχάνεται μείωση και της ολικής φόρτισης της γραμμής επειδή μειώνονται τα επαγωγικά φορτία. Ο συνδυασμός σταθερών και αποζεύξιμων πυκνωτών μας απαλλάσσει επιπλέον από τυχόν ανυψώσεις της τάσης, ή από αύξηση των απωλειών ενέργειας κατά τη διάρκεια των πολύ μικρών φορτίσεων. Η χρήση πυκνωτών είναι αναγκαία για όλες της γραμμές με σημαντικά φορτία, αφού το μικρό κόστος καλύπτεται σε ελάχιστο χρόνο από τη μείωση των απωλειών και τη βελτίωση της πτώσης τάσης, ενώ μεταθέτει μια ακριβότερη λύση στα επόμενα χρόνια. Στο ελληνικό δίκτυο χρησιμοποιούνται αποζεύξιμοι πυκνωτές 900kVar.

Η εγκατάσταση ρυθμιστών τάσης πραγματοποιείται στην περίπτωση που έχουμε σημαντικά φορτία σε μεγάλες αποστάσεις από την αρχή. Η λύση αυτή βελτιώνει μόνο την πτώση τάσης χωρίς καμία άλλη ωφέλεια, ενώ μας επιβαρύνει με τις πρόσθετες απώλειες σιδήρου του ρυθμιστή σε μόνιμη βάση και απώλειες χαλκού ανάλογες με το τετράγωνο του διερχόμενου φορτίου. Επίσης, δεν πρέπει να συνυπάρχουν σε μια γραμμή ρυθμιστής τάσης ακολουθούμενος από πυκνωτή μετά, γιατί υπάρχει το ενδεχόμενο προβλημάτων, λόγω αδυναμίας συντονισμού των ρυθμίσεων. Ο διαχειριστής του ελληνικού ΔΔ διαθέτει δύο είδη ρυθμιστών ισχύος 10 MVA: δύο μονοφασικούς με δυνατότητα ανύψωσης της τάσης μέχρι 10% και τρεις μονοφασικούς με δυνατότητα ανύψωσης μέχρι 15%.

Η αύξηση της διατομής των αγωγών των γραμμών παρέχει τη δυνατότητα παραλαβής μεγαλύτερων φορτίων με ταυτόχρονη μείωση των απωλειών και της πτώσης τάσης, αλλά πρακτικά είναι δύσκολη έως ανέφικτη για γραμμές σε ανώμαλο κυρίως έδαφος, λόγω των πολύωρων διακοπών που απαιτούνται για την αντικατάσταση των

αγωγών. Ειδικότερα, αν η αντικατάσταση αφορά αγωγούς μικρής διατομής με πολύ μεγαλύτερους (π.χ. από 16 σε 95 mm²), η αντικατάσταση αγωγών συνεπάγεται και την αντικατάσταση (ή πύκνωση) των περισσότερων στύλων και επιτόνων με αμφίβολο οικονομικό αποτέλεσμα. Παρά ταύτα σε κάποιες περιπτώσεις κρίνεται αναγκαία η λύση αυτή, γιατί δεν είναι εφικτή η κατασκευή νέας γραμμής σε παραπλήσια θέση.

Μία άλλη λύση άμεσα αποτελεσματική και σχετικά μικρού κόστους είναι η κατασκευή τμήματος νέας γραμμής, το οποίο θα παραλάβει τα φορτία της υφιστάμενης γραμμής πέραν του σημείου σύνδεσης με αυτή. Ο κόμβος μέχρι τον οποίο θα κατασκευαστεί η νέα γραμμή είναι αντικείμενο τεχνικοοικονομικής μελέτης και συνήθως εκτίνεται από το 1/3 ως το 1/2 του συνολικού μήκους της, ενώ είναι σκόπιμο το σημείο αυτό να βρίσκεται πριν από υπάρχοντα ρυθμιστή τάσης ή πυκνωτών ή υποβρυχίου καλωδίου.

Η λύση αυτή μειώνει απώλειες και περιορίζει την πτώση τάσης και τα φορτία διακοπών, αφού παρέχει μεγαλύτερη δυνατότητα διασυνδέσεων, ενώ αφήνει ανοικτή τη μελλοντική δυνατότητα ολοκλήρωσης της γραμμής μέχρι το τέλος και κατανομής των φορτίων και στις δύο γραμμές. Η κατασκευή ολόκληρης δεύτερης γραμμής έχει σαφώς μεγαλύτερο κόστος, αλλά προσφέρει μείωση απωλειών και πτώση τάσης στο μισό αν πρόκειται για ίδιας διατομής με την υπάρχουσα, ενώ δίνει ακόμη μεγαλύτερες δυνατότητες σε διασυνδέσεις. Αν η νέα και η υπάρχουσα γραμμή είναι ίδιας διατομής, τα φορτία ισοκατανέμονται, ενώ στην περίπτωση διαφορετικών διατομών τα φορτία κατανομούνται με τέτοιο τρόπο ώστε στα άκρα των κορμών να έχουμε την ίδια τάση. [9]

3.2.2. Ενισχύσεις και βελτιώσεις του δικτύου

Η υλοποίηση των έργων ενισχύσεων-βελτιώσεων συνδέεται με την ασφάλεια του Δικτύου, είναι απαραίτητη από τεχνική άποψη για την επάρκεια του δικτύου (θερμικό όριο αγωγών, αντοχή Μ/Σ, πτώση τάσης, συνθήκη ουδετέρωσης), έχει οικονομική σκοπιμότητα (μείωση τεχνικών απωλειών, μείωση μη διανεμόμενης ενέργειας, μείωση δαπανών εκμετάλλευσης), ενώ συμβάλει και στη βελτίωση της ποιότητας ενέργειας (μείωση βλαβών, μείωση χρόνου αποκατάστασης μετά από διακοπή με τη δημιουργία βρόχων και διασυνδέσεων, μείωση ατελώς διανεμόμενης ενέργειας).

Ειδικότερα η ενίσχυση-βελτίωση των υποδομών περιλαμβάνει τις εξής δράσεις:

- ανάπτυξη νέων υπόγειων αναχωρήσεων ΜΤ από τους νέους Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ και διασύνδεση με τους υφιστάμενους

- ανακαίνιση του υφιστάμενου δικτύου ΜΤ με αντικαταστάσεις καλωδίων χαμηλού βαθμού αξιοπιστίας λόγω παλαιότητας και εμφάνιση αυξημένου πλήθους βλαβών, κυρίως στα αρχικά τμήματα των αναχωρήσεων επιβαρυσμένων Κ/Δ
- αύξηση του βαθμού υπογειοποίησης του υφισταμένου δικτύου, ιδιαίτερα σε περιοχές με έντονο αστικό χαρακτήρα για λειτουργικούς λόγους
- πύκνωση Υ/Σ ΜΤ/ΧΤ και επαύξηση ισχύος σε υφιστάμενους Υ/Σ ΜΤ/ΧΤ, με αντικατάσταση Μ/Σ και ασφαλειοκιβωτίων
- κατασκευή νέων γραμμών ΜΤ.
- ενίσχυση τμημάτων γραμμών ΜΤ
- διασύνδεση γραμμών ΜΤ
- αναβάθμιση του δικτύου ΧΤ

Για τη βέλτιστη υλοποίηση του προϋπολογισμού επενδύσεων που αφορά στις ενισχύσεις-βελτιώσεις τα μεγάλα έργα ενισχύσεων προκρίνονται βάσει τεχνοοικονομικής μελέτης σκοπιμότητας.

Συγκεκριμένα για έργα ενίσχυσης μεγάλου κόστους εκπονούνται μελέτες κόστους-οφέλους, όπου λαμβάνεται υπόψη το κόστος επένδυσης και συντήρησης του έργου και το όφελος ανά έτος (από μείωση απωλειών, μείωση ατελώς διανεμόμενης ενέργειας, μείωση μη διανεμόμενης ενέργειας, μείωση δαπανών εκμετάλλευσης κλπ) εκφρασμένα σε παρούσα αξία.

Από τη μελέτη εξάγονται οι οικονομικοί δείκτες του έργου (επιτόκιο εσωτερικής απόδοσης, σχέση οφέλους /κόστους, χρόνος απόσβεσης δαπάνης έργου κλπ) με βάση τους οποίους αποφασίζεται η σκοπιμότητα κατασκευής του έργου. [9]

3.2.3. Κατασκευή νέων υποσταθμών ΥΤ/ΜΤ

Η ανάγκη για κατασκευή νέων Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ προκύπτει κυρίως στις ακόλουθες περιπτώσεις:

- στις αστικές περιοχές σε κεντροβαρική θέση ως προς τα φορτία
 - αύξηση της ζήτησης (π.χ. ταυτόχρονη χρήση κλιματιστικών)
 - νέα αιτήματα σύνδεσης μεγάλων πελατών (π.χ. εμπορικά κέντρα, συγκροτήματα κατοικιών, οδικές σήραγγες)
 - οικοδομική ανάπτυξη πόλεων περιφερειακά
- στις τουριστικές περιοχές

- κατακόρυφη αύξηση ζήτησης τους θερινούς μήνες
- οικοδομική ανάπτυξη κυρίως σε ξενοδοχειακές μονάδες
- στο επαρχιακό δίκτυο
 - μετάβαση από ακτινικά δίκτυα σε βροχοειδή (δυνατότητα εναλλακτικής τροφοδότησης των δικτύων MT από διαφορετικούς Υ/Σ ΥΤ/MT)
 - αποφυγή γραμμών MT μεγάλου μήκους (προβλήματα ποιότητας τάσης)

Οι επιπτώσεις από την καθυστέρηση κατασκευής νέων Υ/Σ ΥΤ/MT ή δικτύων MT είναι οι ακόλουθες:

- Μερική κάλυψη ή ακόμη και αδυναμία τροφοδότησης νέων αιτημάτων μεγάλης ισχύος
- Μη βέλτιστες τεχνοοικονομικές λύσεις (π.χ. κατασκευή νέων γραμμών MT, οι οποίες δεν θα κατασκευάζονταν σε περίπτωση κατασκευής νέου Υ/Σ ΥΤ/MT)
- Δυσκολία στη βελτίωση της ποιότητας της παρεχόμενης ενέργειας στους χρήστες του Δικτύου
- Δυσκολία βέλτιστου μακροχρόνιου προγραμματισμού ανάπτυξης του δικτύου

Προκειμένου να επιλεγεί η θέση και η σύνθεση ενός νέου Υ/Σ ΥΤ/MT εκπονείται τεχνοοικονομική μελέτη με κατάλληλο πρόγραμμα (π.χ. PRAO) όπου λαμβάνονται υπόψη οι ακόλουθες παράμετροι:

- ρυθμός αύξησης της ζήτησης
- φύση των φορτίων (π.χ. αστικά, τουριστικά)
- περίοδος εμφάνισης μεγίστου στην περιοχή
- κόστος των απωλειών ενέργειας και ισχύος

Στη συνέχεια γίνεται διερεύνηση μεταξύ διαφορετικών εναλλακτικών λύσεων και για την επιλογή της βέλτιστης λαμβάνονται υπόψη τα ακόλουθα κριτήρια:

- επιτρεπτά επίπεδα πτώσης τάσης στους καταναλωτές
- διατήρηση των ορίων φόρτισης των γραμμών MT και των εγκατεστημένων Μ/Σ ΥΤ/MT
- θετική καθαρά παρούσα αξία εντός 15ετίας

Θα πρέπει να τονιστεί ότι έχει εκτιμηθεί ότι η απομάκρυνση ενός Υ/Σ 150 MVA κατά 1 km ως προς την κεντροβαρική θέση ισοδυναμεί με αύξηση των απωλειών κατά 1 εκατομμύριο kWh/έτος ή ενέργεια για 200 νοικοκυριά. [9]

3.3.Σύγχρονες μέθοδοι

Τα ΔΔ σχεδιάζονται και αναπτύσσονται παραδοσιακά για την αντιμετώπιση της χειρότερης περίπτωσης (όσον αφορά στο φορτίο, την πτώση ή ανύψωση τάσης και ορισμένα θέματα ασφαλείας) για μια δεδομένη πρόβλεψη φορτίου με τέτοιο τρόπο ώστε να μη χρειαστούν περαιτέρω τροποποιήσεις κατά την περίοδο λειτουργίας.

Κατά τον προγραμματισμό ενός ΔΔ, εξετάζονται διάφορες εναλλακτικές για την ενίσχυση ή την επέκταση του δικτύου με βάση το φορτίο για ένα χρονικό ορίζοντα και επιλέγεται η πιο οικονομικά συμφέρουσα. Η μέθοδος αυτή έχει αποδειχτεί αποδοτική οικονομικά όλα αυτά τα χρόνια, αλλά στο μέλλον θα αποτελέσει εμπόδιο για τη μεγαλύτερη διείσδυση ΔΠ στα ΔΔ ή μη συμβατικών φορτίων, όπως τα ηλεκτρικά αυτοκίνητα. Με τα ιδιαίτερα αυτά χαρακτηριστικά που πρόκειται να αποκτήσουν τα ΔΔ στο κοντινό μέλλον, οι παραδοσιακές μέθοδοι του προγραμματισμού θα απαιτούν τεράστιες επενδύσεις στο δίκτυο για την αντιμετώπιση της χειρότερης περίπτωσης παρά το ότι μπορεί να είναι ελάχιστη η πιθανότητα να προκύψει.

Για να ξεπεραστούν οι παραπάνω περιορισμοί, έχουν αρχίσει και εφαρμόζονται πιο ενεργοί τρόποι διαχείρισης της λειτουργίας των ΔΔ, με πιθανοτικά μοντέλα σχεδιασμού, χρήση νέων μηχανισμών και συσκευών αποθήκευσης ενέργειας καθώς και υψηλότερη διείσδυση ΔΠ. Μια σύγκριση των νέων προσεγγίσεων στο σχεδιασμό και την ανάπτυξη των ΔΔ φαίνεται στον παρακάτω πίνακα:

Πίνακας 3-1: Συμβατικές και σύγχρονες μέθοδοι αντιμετώπισης τεχνικών ζητημάτων ΔΔ [19]

Ζήτημα προς αντιμετώπιση	Συμβατικές μέθοδοι	Νέες μέθοδοι
Πτώση/Ανύψωση τάσης	Ενίσχυση δικτύου Περικοπή παραγωγής Συστοιχίες πυκνωτών Εφαρμογή ορίων ζήτησης/παραγωγής	Συντονισμένος έλεγχος τάσης/αέργου ισχύος Συντονισμένη τοποθέτηση μονάδων ΔΠ Συσσωρευτές Δυναμική αναδιάρταξη διακοπών ισχύος δικτύου
Αύξηση φορτίου	Ενίσχυση δικτύου	Συντονισμένη τοποθέτηση μονάδων ΔΠ Συσσωρευτές Δυναμική αναδιάρταξη διακοπών ισχύος δικτύου
Υποστήριξη αέργου ισχύος	Δίκτυο μεταφοράς Συστοιχίες πυκνωτών Εφαρμογή ορίων ζήτησης/παραγωγής	Συντονισμένος έλεγχος τάσης/αέργου ισχύος Συσσωρευτές Συντονισμένη έγχυση/απορρόφηση αέργου ισχύος από μονάδε
Προστασία	Ρύθμιση στοιχείων προστασίας Νέα στοιχεία προστασίας	Δυναμική αναδιάρταξη διακοπών ισχύος δικτύου Δυναμικές ρυθμίσεις προστασίας
Διάρκεια ζωής στοιχείων	Αυστηρή σχεδίαση δικτύου βάσει τεχνοοικονομικών μελετών	Παρακολούθηση κατάστασης στοιχείων δικτύου

Το σημαντικότερο στοιχείο των σύγχρονων μεθόδων σχεδιασμού των ΔΔ είναι η ένταξη των μελλοντικών λύσεων στο σύνολο των εφικτών εναλλακτικών επέκτασης, έτσι ώστε να επιτευχθεί η καλύτερη δυνατή τεχνοοικονομική ισορροπία ανάμεσα στις καινοτόμες τεχνικές διαχείρισης του δικτύου, οι οποίες μπορούν να αξιοποιήσουν στο μέγιστο τις υφιστάμενες εγκαταστάσεις των ΔΔ, και τις παραδοσιακές μεθόδους επέκτασης. [19]

3.4.Φαινόμενο ανύψωσης τάσης στα δίκτυα διανομής

3.4.1. Κριτήρια σύνδεσης φωτοβολταϊκών στο δίκτυο διανομής MT

Η διασύνδεση των μονάδων ΔΠ σε ένα ΔΔ, και πιο συγκεκριμένα των Φ/Β, καθιστά αναγκαία την τήρηση ορισμένων αρχών για την εξασφάλιση της ποιότητας της

παρεχόμενης ηλεκτρικής ισχύος. Τα κριτήρια αυτά αφορούν στην επίδραση στη στάθμη βραχυκύκλωσης, στις αργές και ταχείες μεταβολές της τάσης, στην απομονωμένη λειτουργία (φαινόμενο νησιδοποίησης), στις εκπομπές αρμονικών και flicker, στην επάρκεια του δικτύου και στη διαμόρφωση των προστασιών διασύνδεσης του ΔΔ με τις μονάδες ΔΠ. [20]

Η στάθμη ή ισχύς βραχυκύκλωσης αποτελεί μια από τις σημαντικότερες παραμέτρους των ΔΔ που σχετίζεται με την επιλογή του εξοπλισμού και τον εγκαταστάσεων του. Εκφράζει την αντοχή σε ρεύματα βραχυκύκλωσης και δεν πρέπει σε καμία περίπτωση να υπερβαίνει το τυποποιημένο άνω όριο της, όπου στο ΔΔ MT των 20kV ανέρχεται στα 250MVA. Οι μονάδες ΔΠ συνεισφέρουν στα βραχυκυκλώματα και συνεπώς στην αύξηση της στάθμης βραχυκύκλωσης.

Οι αργές και ταχείες μεταβολές της τάσης οφείλονται σε διακυμάνσεις της ισχύος εξόδου των εγκαταστάσεων, σε χειρισμούς ή σε μεταβολές του φορτίου του δικτύου. Η ισχύς εξόδου σε μια μονάδα Φ/Β δεν είναι σταθερή λόγω της μεταβλητότητας των πηγών που χρησιμοποιούνται, που σχετίζεται άμεσα με τις υπάρχουσες κλιματολογικές συνθήκες και μπορεί να προκαλέσει έντονη διακύμανση της τάσης. Υπάρχει και το ενδεχόμενο της ανύψωσης της τάσης πάνω από τα επιτρεπτά όρια σε περιπτώσεις που η ζήτηση των υπόλοιπων φορτίων που συνδέονται στο δίκτυο είναι χαμηλή και ταυτόχρονα η παραγωγή από τα Φ/Β είναι υψηλή. [21]

Το φαινόμενο της νησιδοποίησης είναι μια ανεπιθύμητη κατάσταση, όπου ένα τμήμα του δικτύου λειτουργεί απομονωμένα από το υπόλοιπο δίκτυο. Στην περίπτωση αυτή δημιουργούνται διακυμάνσεις στην τάση και τη συχνότητα με την οποία τροφοδοτούνται οι τοπικοί καταναλωτές, ενώ υπάρχει πολύ σοβαρός κίνδυνος ασφαλείας για το προσωπικό που εργάζεται σε κάποιο τμήμα του δικτύου όπου συμβαίνει νησιδοποίηση. Είναι σημαντικό λοιπόν, οι μονάδες ΔΠ να ανιχνεύουν τη νησιδοποίηση και να αποσυνδέονται.

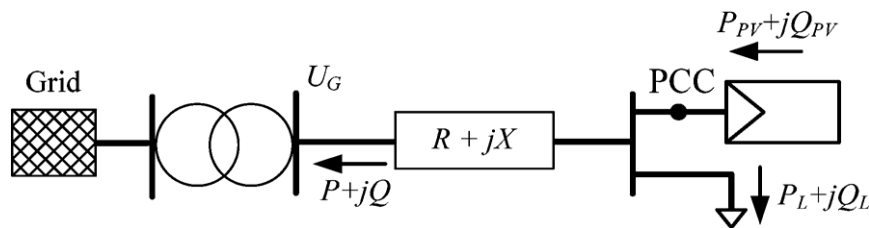
Η σύνδεση των μονάδων ΔΠ με το δίκτυο γίνεται μέσω ηλεκτρονικών ισχύος, η λειτουργία των οποίων έχει ως αποτέλεσμα την ύπαρξη αρμονικών συνιστωσών στις κυματομορφές του ρεύματος και της τάσης. Οι αρμονικές προκαλούν δυσλειτουργίες τόσο στο ίδιο το δίκτυο, όσο και σε εγκαταστάσεις που είναι συνδεδεμένες σε αυτό. Πρέπει, λοιπόν, να περιορίζεται η εκπομπή τους εντός των επιτρεπτών ορίων.

Η επάρκεια του δικτύου αποτελεί βασική προϋπόθεση προκειμένου να συνδεθεί μια μονάδα ΔΠ σε αυτό. Αφορά στην επάρκεια των υφιστάμενων γραμμών, Υ/Σ και Μ/Σ ώστε να επιτευχθεί η σύνδεση και η ομαλή λειτουργία της μονάδας.

Τέλος, η σύνδεση μιας μονάδας ΔΠ δημιουργεί τεχνικά ζητήματα στα μέσα προστασίας και τις ρυθμίσεις τους, αφού η αμφίδρομη ροή ισχύος μπορεί να έχει αρνητική επίδραση στη λειτουργία των μέσων αυτών. Για την αποφυγή τέτοιων καταστάσεων ρυθμίζεται εκ νέου το σύστημα προστασίας έτσι ώστε να ανιχνεύονται σφάλματα σε οποιαδήποτε πλευρά και να εκκαθαρίζονται. [22]

3.4.2. Ανύψωση τάσης λόγω υψηλής διείσδυσης φωτοβολταϊκών

Έστω το απλό ΔΔ που φαίνεται στην παρακάτω εικόνα, που αποτελείται από μια ακτινική σύνδεση μεταξύ ενός Μ/Σ ΥΤ/ΜΤ κι ενός ζυγού με έναν καταναλωτή με φορτίο $P_L + jQ_L$ και μια μονάδα Φ/Β.



Σχήμα 3-1: Απλοποιημένο μονογραμμικό διάγραμμα γραμμής MT με Φ/Β [23]

Η παραγόμενη ισχύς των Φ/Β θα δημιουργήσει μια αύξηση της τάσης ως εξής:

$$\Delta U = I(R + jX) = \frac{P - jQ}{U_G} (R + jX) = \frac{PR + QX}{U_G} + j \frac{PX - QR}{U_G} \quad (1)$$

Όπου U_G η τάση του ζυγού του δικτύου, $R + jX$ η σύνθετη αντίσταση της γραμμής του δικτύου και P και Q τα ισοζύγια ενεργού και αέργου ισχύος του ζυγού του καταναλωτή, δηλαδή:

$$P = P_{PV} - P_L \quad (2)$$

$$Q = Q_{PV} - Q_L \quad (3)$$

Όπου P_{PV} η παραγόμενη ενεργός ισχύς των Φ/Β και Q_{PV} η πιθανή ανταλλαγή αέργου ισχύος μεταξύ του αντιστροφέα των Φ/Β και του ΔΔ. Η τάση στο σημείο διασύνδεσης PCC υπολογίζεται ως εξής:

$$U_{PCC} = U_G + \frac{PR + QX}{U_G} + j \frac{PX - QR}{U_G} \quad (4)$$

Υποθέτουμε με ασφάλεια ότι το φανταστικό μέρος είναι πολύ μικρότερο από το πραγματικό και έτσι η τάση του σημείου διασύνδεσης θεωρείται ίση με:

$$U_{PCC} = U_G + \frac{PR + QX}{U_G} \quad (5)$$

Έτσι, σε περίπτωση που το φορτίο είναι μέγιστο και η παραγωγή των Φ/Β ελάχιστη, η ροή ισχύος είναι από το δίκτυο προς το σημείο διασύνδεσης και τείνει να μειώσει την τάση του. Αντίθετα, στην περίπτωση που το ελάχιστο φορτίο συμπέσει με τη μέγιστη παραγωγή της Φ/Β μονάδας, έχουμε ανάστροφη ροή ισχύος η οποία τείνει να ανυψώσει την τάση του σημείου. Τέλος, οι περιπτώσεις μέγιστου φορτίου/μέγιστης παραγωγής Φ/Β και ελάχιστου φορτίου/ελάχιστης παραγωγής Φ/Β θεωρούνται ενδιάμεσες καταστάσεις με ελάχιστη επίδραση στην τάση του ζυγού διασύνδεσης. [23]

3.4.3. Αντιμετώπιση του φαινομένου

Λόγω της όλο και υψηλότερης διεύθυνσης των μονάδων ΔΠ στα ΔΔ έχουν προταθεί και εφαρμόζονται διάφοροι τρόποι αντιμετώπισης του φαινομένου της ανύψωσης της τάσης.

Η πλέον κλασσική προσέγγιση αφορά στην ενίσχυση και αναδιαμόρφωση του δικτύου για την αναπροσαρμογή των βασικών του χαρακτηριστικών έτσι ώστε να μπορεί να ανταπεξέλθει στις απαιτήσεις της υψηλής διεύθυνσης της ΔΠ. Ενέργειες όπως η δημιουργία νέων γραμμών διανομής, η αντικατάσταση των υπάρχουσών γραμμών με νέες μεγαλύτερης διατομής (μικρότερη σύνθετη αντίσταση), η αναβάθμιση των Μ/Σ ώστε να μπορούν να αντέξουν μεγαλύτερη φόρτιση και η εγκατάσταση ηλεκτρονικών συστημάτων με πιο έξυπνους αλγορίθμους ελέγχου είναι οι κυριότερες για την αναβάθμιση των ΔΔ, αποτελούν όμως και τις πλέον δαπανηρές. Η χρήση ΣΑΤΥΦ και ρυθμιστών τάσης ανήκει επίσης στην κατηγορία αυτή.

Ένας άλλος τρόπος αντιμετώπισης είναι η στατική αντιστάθμιση της αέργου ισχύος με τη χρήση STATCOM (Static Synchronous Compensator) και SVC (Static VAR Compensation). Το STATCOM είναι ένας μετατροπέας που λειτουργεί σαν πηγή τάσης βασισμένος σε ελεγχόμενους διακόπτες και λειτουργεί παράλληλα με την υπόλοιπη εγκατάσταση. Προσαρμόζει κατάλληλα το διάνυσμα του ρεύματός του, πάντα κάθετα με

την τάση, ανάλογα αν χρειάζεται επαγωγικό ή χωρητικό χαρακτήρα και με κατάλληλη στρατηγική ελέγχου μπορεί να ρυθμίσει την τάση, να διορθώσει το συντελεστή ισχύος, να αποσβέσει τις ταλαντώσεις της ισχύος και να εξισορροπήσει το φορτίο. Το SVC παρέχει δυναμική και γρήγορη απόκριση αέργου ισχύος ακολουθώντας τις μεταβάσεις που συμβαίνουν στο σύστημα, όπως βραχυκυκλώματα ή αποσυνδέσεις. Έχει μικρότερες απώλειες και χαμηλότερο κόστος από το STATCOM, αλλά η απόκριση του είναι πιο αργή και η μεταβολή της εξόδου του γίνεται με το τετράγωνο της τάσης μειώνοντας την ευστάθειά του.

Επιπλέον, η ανάπτυξη του συστήματος SCADA, δηλαδή του εποπτικού ελέγχου και συλλογής δεδομένων, βοήθησε τα συστήματα να κάνουν καλύτερη διαχείριση ανάλογα με την περίπτωση. Το σύστημα αυτό συλλέγει πληροφορίες σε πραγματικό χρόνο τις οποίες αποστέλλει στα κεντρικά σημεία διαχείρισης των δικτύων, αυτοματοποιώντας και επιταχύνοντας τη λειτουργία τους.

Μια ακόμη σημαντική προσέγγιση αποτελεί ο έλεγχος της αέργου ισχύος, η οποία παίζει σημαντικό ρόλο στην τάση των διαφόρων ζυγών του δικτύου. Η αέργος ισχύς είναι εύκολη στο χειρισμό, επομένως σε περιπτώσεις ανύψωσης της τάσης η απορρόφηση ενός μέρους της από κάποιες συσκευές μπορεί να επαναφέρει την τάση σε αποδεκτά επίπεδα.

Τέλος, έχουμε την αποκοπή της ενεργού ισχύος των Φ/Β. Οι ανάστροφες ροές ισχύος που προκαλούνται με την υψηλή παραγωγή των μονάδων ΔΠ μπορεί να ανυψώσουν την τάση πέρα από το άνω επιτρεπτό όριο, έτσι ο περιορισμός της ενεργού ισχύος που προσφέρουν στο δίκτυο μπορεί να δώσει λύση στο πρόβλημα. Φυσικά, η απώλεια ενέργειας που συνεπάγεται η τακτική αυτή δεν είναι οικονομικά συμφέρουσα και για το λόγο αυτό χρησιμοποιούνται μονάδες για την αποθήκευσή της. Με τον τρόπο αυτό η περίσσεια ενέργεια μπορεί να χρησιμοποιηθεί σε άλλη χρονική περίοδο που είναι πιο αναγκαία. Το μειονέκτημα, βέβαια, των μονάδων αποθήκευσης αποτελεί το πολύ υψηλό τους κόστος.

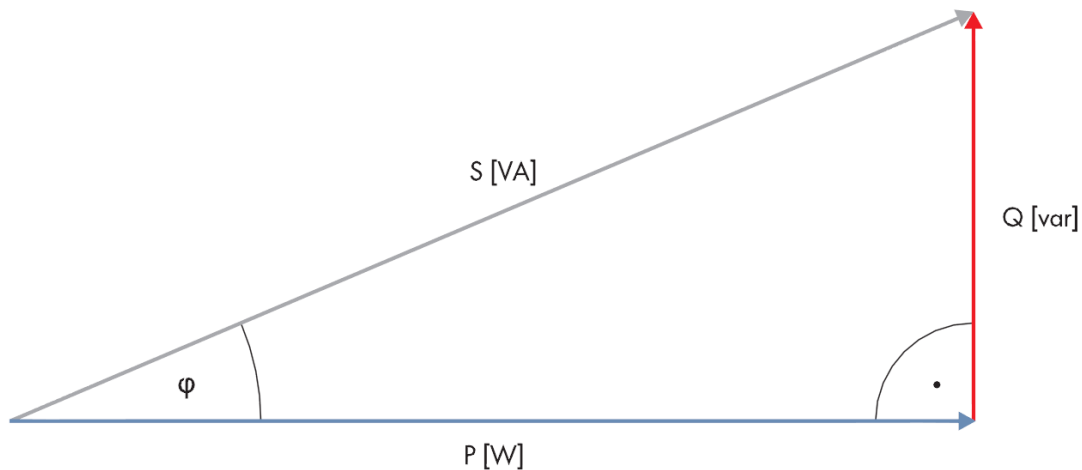
[24]

3.4.4. Απορρόφηση αέργου ισχύος από τον αντιστροφέα

Με την ανταλλαγή αέργου ισχύος μιας μονάδας ΔΠ με το ΔΔ, είναι δυνατόν να γίνει περιορισμός της τάσης του ζυγού της μεταξύ τους σύνδεσης, χωρίς να επιβαρύνεται ιδιαίτερα τη λειτουργία του αντιστροφέα, των γραμμών και των λοιπών στοιχείων του ΔΔ. Στα ΔΔ ΜΤ όπου ο επαγωγικός χαρακτήρας των γραμμών είναι αρκετά έντονος, ο έλεγχος της τάσης με τη μεταβολή της αέργου ισχύος είναι αρκετά αποδοτικός.

Έτσι, σε περίπτωση ανύψωσης της τάσης, ο αντιστροφέας λειτουργεί με επαγωγικός συντελεστή ισχύος και απορροφά άεργο ισχύ από το δίκτυο. Ο κάθε αντιστροφέας έχει βέβαια περιορισμό στη φαινόμενη ισχύ εξόδου του, που προκύπτει από το μέγιστο ρεύμα εξόδου που μπορούν να αντέξουν τα διακοπτικά στοιχεία του αντιστροφέα. Σε ορισμένες, λοιπόν, περιπτώσεις δεν είναι δυνατό να απορροφήσει την απαιτούμενη άεργο για να μειώσει την τάση σε ικανοποιητικό βαθμό. Για το λόγο αυτό, οι αντιστροφέες που χρησιμοποιούνται για τις εφαρμογές αυτές έχουν μεγαλύτερη ονομαστική φαινόμενη ισχύ από την ονομαστική ισχύ εξόδου της μονάδας των Φ/Β (υπερδιαστασιολόγηση).

Έστω, λοιπόν, μια μονάδα Φ/Β με μέγιστη παραγωγή ισχύος 100kW, ο αντιστροφέας της οποίας λειτουργεί με συντελεστή ισχύος $\cos\varphi = 1$ δηλαδή δεν έχει δυνατότητα ρύθμισης της αέργου ισχύος. Η φαινόμενη ισχύς του αντιστροφέα είναι 100kVA. Αν λοιπόν, θέλουμε να δουλεύει με συντελεστή ισχύος $\cos\varphi = 0,9$ και κατά την μέγιστη παραγωγή των 100kW να μπορεί να χειριστεί άεργο ισχύ ίση με $Q = P \cdot \tan(\cos^{-1}(0.9)) = 48,43kVar$ η φαινόμενη ισχύς του θα πρέπει να είναι ίση με $S = \sqrt{P^2 + Q^2} = 111,11kVA$. Άρα, ανάλογα με το ποσό της αέργου ισχύος που θέλουμε να μπορεί να χειριστεί ο αντιστροφέας και με το συντελεστή ισχύος που θα λειτουργεί, πρέπει να επιλεγεί και η κατάλληλη ονομαστική φαινόμενη ισχύς του.



Σχήμα 3-2: Εξάρτηση αέργου ισχύος από το συντελεστή ισχύος [25]

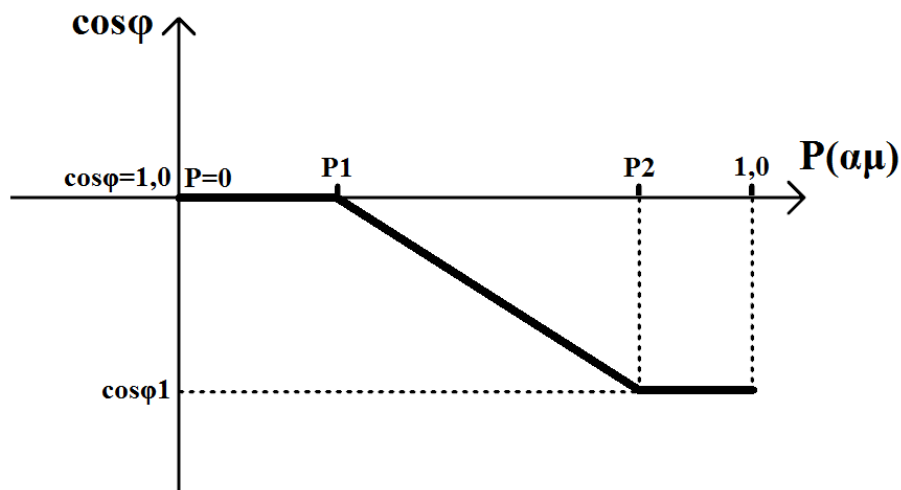
Υπάρχουν αρκετοί τρόποι με τους οποίους πραγματοποιείται η ρύθμιση της αέργου ισχύος. [26]

Ο πρώτος τρόπος αφορά στην προκαθορισμένη έγχυση ή απορρόφηση αέργου ισχύος, το ποσό της οποίας καθορίζεται ανάλογα με την περίπτωση και τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά του δικτύου. Έτσι, επιβάλλεται σε όλους τους αντιστροφέες ενός ΔΔ να απορροφούν ή να εγχέουν συνεχώς την ίδια ποσότητα αέργου ισχύος ανεξάρτητα με το αν

υπάρχει ή όχι πρόβλημα στο επίπεδο της τάσης. Είναι προφανές ότι το μειονέκτημα της συγκεκριμένης μεθόδου είναι ότι υπάρχει ανεπιθύμητη ροή αέργου ισχύος στο δίκτυο, που οδηγεί σε αυξημένες απώλειες.

Η δεύτερη μέθοδος στηρίζεται στη λειτουργία του αντιστροφέα με καθορισμένο συντελεστή ισχύος. Στην περίπτωση αυτή, η άεργος ισχύς που απορροφάται εξαρτάται άμεσα από την παραγόμενη ενεργό ισχύ των Φ/Β, με τη λογική ότι όσο μεγαλύτερη είναι η παραγωγή των Φ/Β τόσο αυξάνεται η πιθανότητα ανύψωσης της τάσης. Όμως, και με τη μέθοδο αυτή έχουμε ανεπιθύμητη κατανάλωση αέργου ισχύος αν το μέγεθος της παραγωγής της ΔΠ είναι μικρό και δεν προκαλεί πρόβλημα στην τάση.

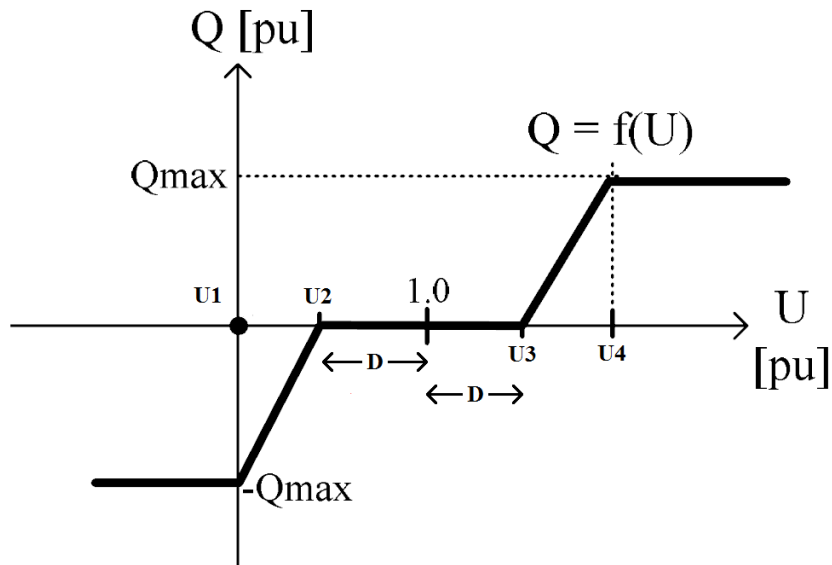
Ο επόμενος τρόπος ρύθμισης, που είναι παραλλαγή του ελέγχου με σταθερό συντελεστή ισχύος, βασίζεται στην καμπύλη $\cos\varphi = f(P)$, δηλαδή ο συντελεστής ισχύος δεν είναι σταθερός αλλά εξαρτάται από την ποσότητα της ενεργού ισχύος που εγχέεται μέσω του αντιστροφέα στο δίκτυο. Έτσι, κατά τη χαμηλή παραγωγή ενεργού ισχύος από τη μονάδα Φ/Β ($P < P_1$) όπου δεν είναι πιθανή η ανύψωση τάσης του ζυγού, ο αντιστροφέας λειτουργεί με $\cos\varphi = 1$. Όσο αυξάνεται η παραγόμενη ενεργός ισχύς, ο συντελεστής ισχύος του αντιστροφέα μειώνεται γραμμικά μέχρι μια ακραία τιμή όπου θα λειτουργεί με τον ελάχιστο δυνατό συντελεστή ισχύος.



Σχήμα 3-3: Καμπύλη $\cos\varphi=f(P)$ [26]

$$\cos\varphi = \begin{cases} 1, & P < P_1 \\ \frac{\cos\varphi_1 - 1}{P_2 - P_1}(P - P_1) + 1, & P_1 \leq P \leq P_2 \\ \cos\varphi_1, & P > P_2 \end{cases} \quad (6)$$

Στην τελευταία μέθοδο, η ρύθμιση της αέργου ισχύος εξαρτάται πλήρως από το επίπεδο της τάσης του ζυγού ($Q = f(U)$), με τη χρήση μιας καμπύλης στατισμού (droop curve).

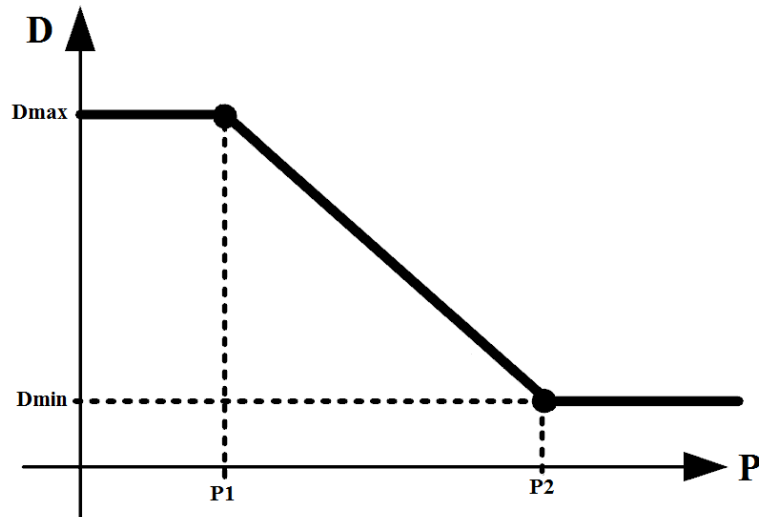


Σχήμα 3-4: Καμπύλη στατισμού $Q=f(U)$ [26]

Όπου U_1 είναι το κάτω όριο της τάσης του ζυγού, U_4 το άνω όριο και U_2, U_3 δύο εσωτερικά επίπεδα της τάσης, με πλάτος εύρους ζώνης (deadband) D , ανάμεσα στα οποία δεν είναι αναγκαία η απορρόφηση ή έγχυση αέργου ισχύος από τον αντιστροφέα. Σύμφωνα, λοιπόν με την παραπάνω καμπύλη στατισμού η αέργου ισχύς που απορροφά ($+Q_{max}$) ή εγχέει ($-Q_{max}$) ο αντιστροφέας δίνεται από τον παρακάτω τύπο:

$$Q = \begin{cases} -Q_{max}, & U < U_1 \\ Q_{max} \left(\frac{U - 1 + D}{1 - U_1 - D} \right), & U_1 \leq U < 1 - D \\ 0, & 1 - D \leq U \leq 1 + D \\ Q_{max} \left(\frac{U - 1 - D}{U_4 - 1 - D} \right), & 1 + D < U \leq U_4 \\ Q_{max}, & U > U_4 \end{cases} \quad (7)$$

Το μειονέκτημα της παραπάνω μεθόδου είναι ότι οι αντιστροφείς που βρίσκονται πιο μακριά από τον Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ έχουν μεγαλύτερο πρόβλημα με την τάση τους, άρα συμμετέχουν πολύ περισσότερο στην απορρόφηση αέργου ισχύος με αποτέλεσμα να καταπονούνται πολύ περισσότερο. Για την αντιμετώπιση του προβλήματος αυτού, χρησιμοποιείται μεταβλητό deadband που εξαρτάται από την παραγόμενη ισχύ του αντιστροφέα.



Σχήμα 3-5: Εξάρτηση deadband από παραγόμενη ενεργό ισχύ [26]

$$D = \begin{cases} D_{max}, & P < P1 \\ \frac{D_{min} - D_{max}}{P2 - P1} (P - P1) + D_{max}, & P1 \leq P \leq P2 \\ D_{min}, & P > P2 \end{cases} \quad (8)$$

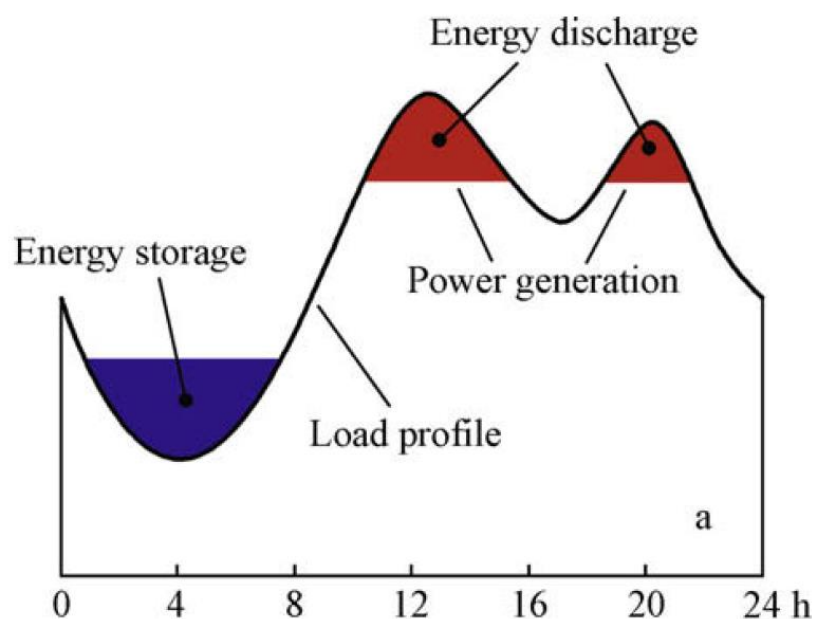
Για μέτρια παραγωγή ενεργού ισχύος ($P < P1$) η πιθανότητα ανύψωσης της τάσης είναι χαμηλή, άρα η τάση εκκίνησης της απορρόφησης αέργου ισχύος δε χρειάζεται να είναι κοντά στο 1 αμ και το deadband γίνεται μέγιστο (D_{max}). Για καθορισμένα ποσά παραγόμενης ενεργού ισχύος ($P1 \leq P \leq P2$), με την αύξησή της μειώνεται γραμμικά η τάση εκκίνησης απορρόφησης αέργου ισχύος μέχρι μια συγκεκριμένη υψηλή παραγωγή ενεργού ισχύος ($P > P2$) πάνω από την οποία το deadband γίνεται ελάχιστο. Η συνάρτηση (7) της απορροφούμενης ή εγχεόμενης αέργου ισχύος δεν αλλάζει, απλώς το D και κατ' επέκταση τα $U2, U3$ διαμορφώνονται σύμφωνα με την (8). [26]

3.5.Μείωση ισχύος αιχμής

Η μείωση της ισχύος αιχμής έχει αποκτήσει μεγάλο ενδιαφέρον για τους διαχειριστές των δικτύων με τη συνεχώς μεγαλύτερη ζήτηση για ΗΕ, λόγω της αύξησης του πληθυσμού, της βιομηχανίας και των νέων αναγκών των καταναλωτών. Η ζήτηση αυτή σε συνδυασμό με τις διακυμάνσεις της κατανάλωσης έχει επιφέρει μεγάλες αλλαγές στα μέγιστα και τα ελάχιστα των καμπυλών φορτίου, γεγονός που δημιουργεί προκλήσεις για την αξιόπιστη λειτουργία των δικτύων.

Συχνά, βιομηχανικοί αλλά και απλοί οικιακοί ή εμπορικοί καταναλωτές χρειάζονται μεγάλα ποσά ηλεκτρικής ισχύος για μια μικρή χρονική περίοδο, που επιφέρει μεγάλα κόστη για υπερδιαστασιοποιημένους και ακριβούς σταθμούς παραγωγής προκειμένου το δίκτυο να μπορεί να ανταπεξέλθει στη ζήτηση. Η μείωση της ισχύος αιχμής είναι μια τεχνική που χρησιμοποιείται για να περιορίσει την κατανάλωση ΗΕ για τις περιόδους αυτές που εμφανίζεται η μέγιστη ζήτηση.

Ένας διαδεδομένος τρόπος για την επίτευξη της μείωσης είναι η υιοθέτηση μεθόδων αποθήκευσης, έτσι ώστε να αποθηκεύεται ΗΕ κατά τις ώρες χαμηλής ζήτησης για εκμετάλλευση κατά την περίοδο αιχμής, τόσο από τους διαχειριστές του δικτύου όσο και από μεγάλες βιομηχανικές εγκαταστάσεις.



Σχήμα 3-6: Λειτουργία μονάδων αποθήκευσης ενέργειας για μείωση ισχύος αιχμής [27]

Με τη χρήση μονάδων αποθήκευσης μεγάλης κλίμακας οι ηλεκτρικές εταιρίες καταφέρνουν να περιορίσουν τη μέγιστη ζήτηση για ηλεκτρική ενέργεια, η οποία μπορεί να εμφανίζεται ακόμα και για λίγες ώρες μέσα στο έτος. Ταυτόχρονα, μπορούν να εκμεταλλευτούν τις μονάδες αυτές για επιπλέον επικουρικές λειτουργίες όπως η παροχή στρεφόμενης εφεδρείας, η υποστήριξη τάσης και συχνότητας του δικτύου, ο περιορισμός των απωλειών του δικτύου κ.α.

Επιπλέον, η αποθήκευση της ΗΕ καθίσταται επιτακτική με τη συνεχώς αυξανόμενη διείσδυση της ΔΠ στα ΔΔ. Παρότι οι μονάδες ΔΠ είναι αρκετά αξιόπιστες και γενικά φιλικές προς το περιβάλλον, δημιουργούν επιπλέον διακυμάνσεις τόσο στις τάσεις των ζυγών όσο και στα φορτία που καλούνται να εξυπηρετήσουν οι Υ/Σ των ΔΔ. Οι μονάδες

αποθήκευσης μπορούν να λύσουν πολλά από αυτά τα προβλήματα και να συνεισφέρουν στη σωστή λειτουργία των δικτύων. [28]

3.5.1. Τεχνολογίες αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας

Τα συστήματα αποθήκευσης ΗΕ που εγκαθίστανται στα ηλεκτρικά δίκτυα πρέπει να χαρακτηρίζονται από υψηλό βαθμό απόδοσης, ευελιξία στη λειτουργία τους, μεγάλη διάρκεια ζωής, χαμηλό κόστος λειτουργίας και συντήρησης καθώς και χαμηλό κόστος επένδυσης. Στηρίζουν τη λειτουργία τους στη μετατροπή της ΗΕ σε χημική, μαγνητική ή δυναμική ενέργεια για την αποθήκευσή της και κατά την αποφόρτισή τους εκ νέου σε ΗΕ για την έγχυσή της στο δίκτυο.

Σφόνδυλοι

Σε ένα σύστημα αποθήκευσης ενέργειας με σφόνδυλο, η κινητική ενέργεια αποθηκεύεται στο σύστημα μέσω της περιστροφής ενός δίσκου ή ενός δρομέα γύρω από τον άξονα του και η ποσότητα της είναι ανάλογη με την ροπή αδρανείας του δρομέα και το τετράγωνο της ταχύτητας περιστροφής. Όταν υπάρχει αυξημένη ζήτηση ΗΕ, ο σφόνδυλος εκμεταλλεύεται την αδράνεια του δρομέα και η κινητική ενέργεια που έχει προηγουμένως αποθηκευτεί αποδίδεται για την μετατροπή της σε ΗΕ. Τα συστήματα αυτά χρησιμοποιούνται, κυρίως, για την αντιμετώπιση θεμάτων ευστάθειας και δυναμικών μεταβατικών φαινομένων.

Αντλησιοταμίευση

Η λειτουργία των συστημάτων αυτών βασίζεται στην εκμετάλλευση της υδροηλεκτρικής ενέργειας, όπου το πλεόνασμα ενέργειας που εμφανίζεται σε περιόδους χαμηλής ζήτησης ή αυξημένης παραγωγής μονάδων ΔΠ χρησιμοποιείται μέσω άντλησης για την ανύψωση νερού από ένα ταμιευτήρα που βρίσκεται σε ένα χαμηλό επίπεδο σε έναν άλλο που βρίσκεται σε υψηλότερη στάθμη. Συνεπώς, το σύστημα αυτό αποθηκεύει την ΗΕ σε μορφή δυναμικής και κινητικής ενέργειας. Κατά τη διάρκεια των ωρών αιχμής, το νερό απελευθερώνεται από τον άνω ταμιευτήρα και οι υδροστρόβιλοι με τις γεννήτριες της εγκατάστασης, παράγουν ΗΕ. Το κύριο μειονέκτημα της τεχνολογίας αυτής είναι ότι πρέπει να εγκατασταθεί σε περιοχή με συγκεκριμένα χαρακτηριστικά και το κόστος κεφαλαίου της είναι υψηλό, λόγω της κατασκευής των δύο ταμιευτήρων.

Σύστημα συμπίεσης αέρα

Σε περιόδους χαμηλής ζήτησης του φορτίου καταναλώνεται ισχύς από συστοιχία συμπιεστών, οι οποίοι συμπιέζουν αέρα που αποθηκεύεται σε κάποια δεξαμενή με τη χρήση κοινού άξονα με ένα ηλεκτρικό κινητήρα, ο οποίος απορροφά ηλεκτρική ισχύ για την περιστροφή του. Συνεπώς, η ηλεκτρική ενέργεια μετατρέπεται σε δυναμική ενέργεια του αέρα. Έτσι, σε περιόδους αιχμής του φορτίου, ο πεπιεσμένος αέρας από τη δεξαμενή, αφού προθερμανθεί, εκτονώνεται σε έναν στρόβιλο, παράγοντας περιστροφική ισχύ, η οποία μέσω της γεννήτριας που είναι προσαρτημένη στον ίδιο άξονα, μετατρέπεται σε ηλεκτρική και εγχέεται στο δίκτυο.

Παρότι, λοιπόν, οι παραπάνω μέθοδοι παρέχουν ιδιαίτερα αξιόπιστη αποθήκευση ενέργειας από οικονομικής άποψης δεν είναι συχνά συμφέρουσες λόγω του κόστους κεφαλαίου, των γεωγραφικών τους απαιτήσεων και του κόστους κατασκευής και εγκατάστασης. Τα τελευταία χρόνια οι μέθοδοι αποθήκευσης της ΗΕ με τη χρήση συσσωρευτών υιοθετούνται όλο και περισσότερο λόγω του χρόνου απόκρισης, του κόστους λειτουργίας και της δαπάνης κεφαλαίου τους.

Συσσωρευτές μολύβδου οξέος

Οι συσσωρευτές μολύβδου οξέος (lead-acid batteries) είναι οι πλέον διαδεδομένοι παγκοσμίως και ο παλιότερος τύπος επαναφορτιζόμενων συσσωρευτών. Είναι ιδανικοί για εφαρμογές μακροπρόθεσμης αποθήκευσης ενέργειας λόγω του μικρού ποσοστού αυτοεκφόρτισης τους, με βασικό μειονέκτημα τη μικρή διάρκεια ζωής τους που εξισορροπείται όμως από το χαμηλό τους κόστος. Για το λόγο αυτό είναι οι συνηθέστερα χρησιμοποιούμενοι σε μονάδες Φ/Β, ενώ βελτιώνονται σταδιακά με διάφορες τεχνικές, όπως η χρήση ηλεκτρολυτών σε μορφή γέλης.

Συσσωρευτές νικελίου καδμίου

Οι συσσωρευτές νικελίου καδμίου, ή αλκαλικές μπαταρίες όπως είναι κοινώς γνωστές, έχουν αρκετά μεγαλύτερο κόστος από τους αντίστοιχους τεχνολογίας μολύβδου οξέος όμως έχουν και διπλάσιο χρόνο ζωής, ο οποίος είναι άμεσα εξαρτημένος από το βάθος εκφόρτισής τους. Ακόμη, δε χρειάζονται παρακολούθηση κατά τη λειτουργία τους και ιδιαίτερη συντήρηση και επομένως μπορούν να τοποθετηθούν σε απομακρυσμένες περιοχές με δυσμενείς κλιματολογικές συνθήκες. Ένα επιπλέον μειονέκτημα αποτελεί η

μεγάλη διάρκεια ζωής των τοξικών αποβλήτων τους, καθώς και τα περιορισμένα αποθέματα καδμίου στη γη.

Συσσωρευτές νατρίου θείου

Οι συσσωρευτές νατρίου θείου είναι μια σχετικά νέα και πολλά υποσχόμενη τεχνολογία αποθήκευσης ΗΕ για εφαρμογές αποθήκευσης μεγάλης ισχύος. Σημαντικό χαρακτηριστικό τους είναι η υψηλή θερμοκρασία λειτουργίας τους, κοντά στους 350 C°, ενώ έχουν μεγάλη ενεργειακή πυκνότητα και απόδοση πάνω από 85%. Επιπλέον πλεονεκτήματα τους αποτελεί το γεγονός ότι δε χρειάζονται συντήρηση, δεν πραγματοποιούν αυτοεκφόρτιση και είναι κατά 99% ανακυκλώσιμοι.

Συσσωρευτές ιόντων λιθίου

Οι συσσωρευτές αυτοί παρουσιάζουν υψηλή πυκνότητα ενέργειας, ενεργειακή απόδοση, καθώς και μεγάλο κύκλο ζωής, ενώ απαιτούν ελάχιστη συντήρηση. Είναι, επίσης, κατά πολύ ελαφρύτεροι από τους συνηθισμένους συσσωρευτές, γιατί χρησιμοποιούν το λίθιο που είναι το ελαφρύτερο στερεό στοιχείο. Λόγω του μικρού βάρους και της μεγάλης απόδοσής τους, βρίσκουν πολλές εφαρμογές στα κινητά τηλέφωνα και τους φορητούς υπολογιστές, όμως με την πρόοδο της τεχνολογίας και τη μείωση του κόστους τους έχει επεκταθεί και η υιοθέτησή τους σε εφαρμογές των ΣΗΕ.

Συσσωρευτές ροής

Οι συσσωρευτές ροής (ZnBr) αποτελούν μια σχετικά νέα τεχνολογία, με κύρια χαρακτηριστικά την αποκλειστική εξάρτηση της χωρητικότητας αποθήκευσης από την ποσότητα των χρησιμοποιούμενων ηλεκτρολυτών και τον καθορισμό της ισχύος από την ενεργό περιοχή της στοίβας του στοιχείου (cell stack). Το γεγονός αυτό καθιστά την ενέργεια και τη ισχύ ανεξάρτητα μεγέθη λόγω του διαχωρισμού του ηλεκτρολύτη και του cell stack. Σε σχέση με τις μπαταρίες μολύβδου οξέος, είναι πιο αποδοτικές και έχουν μεγαλύτερο χρόνο εκφόρτισης, ενώ λόγω της άμεσης ανταπόκρισής τους από τη λειτουργία φόρτισης ή εκφόρτισης, τις καθιστούν κατάλληλες για την εγκατάστασή τους σε δίκτυα με υψηλή διείδυση ΔΠ. Επίσης, το κόστος τους ανά μονάδα ισχύος καθώς και κόστος ανά μονάδα ενέργειας είναι μικρότερα από αυτό των συμβατικών συσσωρευτών. Τέλος, αυτό το είδος συσσωρευτών μπορεί να χρησιμοποιηθεί σε μεγάλης κλίμακας συστήματα αποθήκευσης, συγκρίσιμα με τα συστήματα αντλησιοταμίευσης και πεπιεσμένου αέρα. [29]

3.5.2. Χαρακτηριστικά μεγέθη συσσωρευτών

Τα βασικά μεγέθη που χαρακτηρίζουν τη λειτουργία των συσσωρευτών και λαμβάνονται υπόψη για τη μελέτη και τη χρήση τους είναι τα εξής:

- Η ονομαστική χωρητικότητα q_{max} ενός συσσωρευτή είναι η μέγιστη ποσότητα ηλεκτρικού φορτίου που μπορούν να αποθηκεύσουν. Η μονάδα μέτρησής της είναι το Coulomb, αλλά επειδή είναι πολύ μικρή μονάδα έχει καθιερωθεί να χρησιμοποιούνται τα Αμπερώρια (Ah) όπου $1Ah=3600$ Coulomb. Για παράδειγμα αν η χωρητικότητα ενός συσσωρευτή είναι 10Ah σημαίνει ότι μπορεί να παρέχει ρεύμα έντασης 1A για 10 ώρες, 2A για 5 ώρες κ.ο.κ.

- Η κατάσταση φόρτισης ενός συσσωρευτή (SOC – State of Charge) είναι ο λόγος του φορτίου που είναι αποθηκευμένο στο συσσωρευτή προς την ονομαστική χωρητικότητα του. Μετρείται σε απόλυτες μονάδες και κυμαίνεται από 0 έως 1 (ή 0% έως 100% αντίστοιχα).

- Η απόδοση των συσσωρευτών είναι ο λόγος του φορτίου που μπορεί να ληφθεί κατά την εκφόρτισή τους προς το μέγεθος του φορτίου που απαιτείται για να αποκατασταθεί η αρχική κατάσταση φόρτισης και εξαρτάται από την κατάσταση φόρτισης τους καθώς και από το ρεύμα φόρτισης και εκφόρτισης.

- Η διάρκεια ζωής του συσσωρευτή αφορά στο πλήθος των κύκλων φόρτισης/εκφόρτισης που μπορεί να υποβληθεί μέχρι να χάσει το 20% της ονομαστικής του χωρητικότητας. Διαφέρει ανάλογα με το είδος των συσσωρευτών καθώς και με το βάθος εκφόρτισης με το οποίο λειτουργούν. [28]

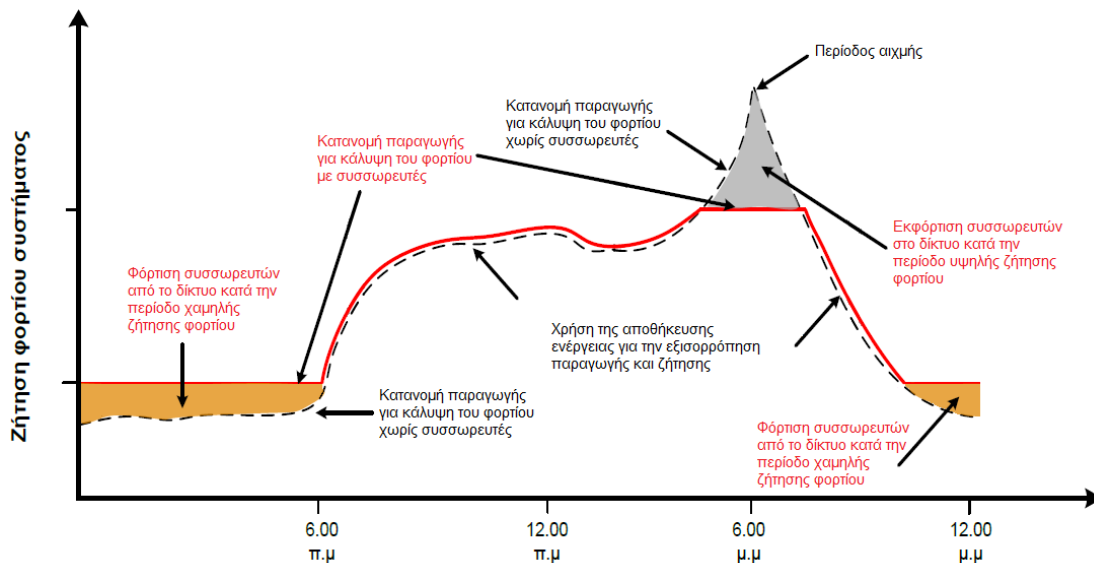
Πίνακας 3-2: Σύνοψη τεχνολογιών και χαρακτηριστικών συσσωρευτών [30]

Τύπος	Μεγαλύτερη χωρητικότητα (εμπορική μονάδα)	Απόδοση (%)	Διάρκεια ζωής (κύκλους)
Μολύβδου οξέως	10MW/40MWh	72-78	1000-1200
Νικελίου Καδμίου	27MW/67,5MWh	72-78	3000
Νατρίου Θείου	9,6MW/64MWh	90	2500
Ιόντων λιθίου	πειραματική	>90	3000
Ροής ZnBr	1MW/4MWh	75	10000

3.5.3. Στρατηγική φόρτισης-εκφόρτισης συσσωρευτών

Είναι, λοιπόν, σαφές ότι η ζήτηση που καλείται να καλύψει ένα ΔΔ είναι επιθυμητό να παρουσιάζει όσο το δυνατόν λιγότερες αιχμές και γενικά να μην έχει μεγάλες διακυμάνσεις ανάμεσα στη μέγιστη και την ελάχιστη τιμή της. Η μείωση της ισχύος αιχμής

μπορεί να επιτευχθεί με την τοποθέτηση συσσωρευτών σε ένα ή περισσότερα σημεία του ΔΔ, οι οποίοι θα αποθηκεύουν ενέργεια όταν η ζήτηση θα είναι χαμηλή και θα την εγχέουν πίσω στο δίκτυο κατά τη διάρκεια των αιχμών.



Σχήμα 3-7: Στρατηγική φόρτισης-εκφόρτισης συσσωρευτών για μείωση ισχύος αιχμής [29]

Για την υλοποίηση της λογικής του παραπάνω σχήματος είναι απαραίτητη η ανάπτυξη μιας στρατηγικής φόρτισης και εκφόρτισης των συσσωρευτών.

Οι συσσωρευτές χρησιμοποιούνται στα ηλεκτρικά δίκτυα για διάφορους λόγους, όπως η κάλυψη της ζήτησης κατά τη μη διαθεσιμότητα των κεντρικών μονάδων παραγωγής ΗΕ, η αποφυγή παραβίασης τεχνικών ορίων, η εξομάλυνση της παραγωγής από μονάδες ΔΠ, η διαχείριση ζητημάτων ποιότητας ισχύος κ.α. Ανάλογα με το τι καλείται να επιτύχει η χρήση συσσωρευτών, ακολουθείται και μια στρατηγική φόρτισης-εκφόρτισής τους.

Για τη μείωση της ισχύος αιχμής, έχουν προταθεί πολλές διαφορετικές μέθοδοι για την φόρτιση και την εκφόρτιση των συσσωρευτών. Η πιο απλή υλοποίηση αφορά στη φόρτιση με σταθερό ρυθμό κατά τις ώρες ελάχιστης ζήτησης και αντίστοιχα φόρτιση κατά τις ώρες αιχμής.

Μία πιο εξελιγμένη και αποτελεσματική μέθοδος, που προτείνεται στο [28], στηρίζεται στην αναδιαμόρφωση της αθροιστικής καμπύλης φορτίου που καλείται να εξυπηρετήσει ο Υ/Σ YT/MT (με τη συμβολή της παραγόμενης από μονάδες ΔΠ ενέργειας) μέσα σε μια ορισμένη χρονική περίοδο. Η περίοδος αυτή αφορά σε ένα κύκλο φόρτισης και εκφόρτισης των συσσωρευτών, επομένως η κατάσταση φόρτισής τους στην αρχή της περιόδου θα είναι ίδια με την αντίστοιχη στο τέλος της.

Η υλοποίηση της μεθόδου στηρίζεται στην πρόβλεψη της αθροιστικής καμπύλης φορτίου για τη συγκεκριμένη περίοδο, δηλαδή τόσο της καμπύλη φορτίου όσο και της παραγωγής από τις μονάδες ΔΠ και θα παράξει μια στρατηγική φόρτισης και εκφόρτισης των εγκατεστημένων συσσωρευτών έτσι ώστε να επιτευχθεί η μείωση της αιχμής ισχύος. Το κύριο πλεονέκτημα της συγκεκριμένης μεθόδου είναι ότι δε στηρίζεται στην τοπολογία του δικτύου ή στις παραμέτρους του, όπως οι σύνθετες αντιστάσεις των γραμμών, ενώ οι εντολές φόρτισης και εκφόρτισης εκφράζονται μέσω απλών μαθηματικών σχέσεων.

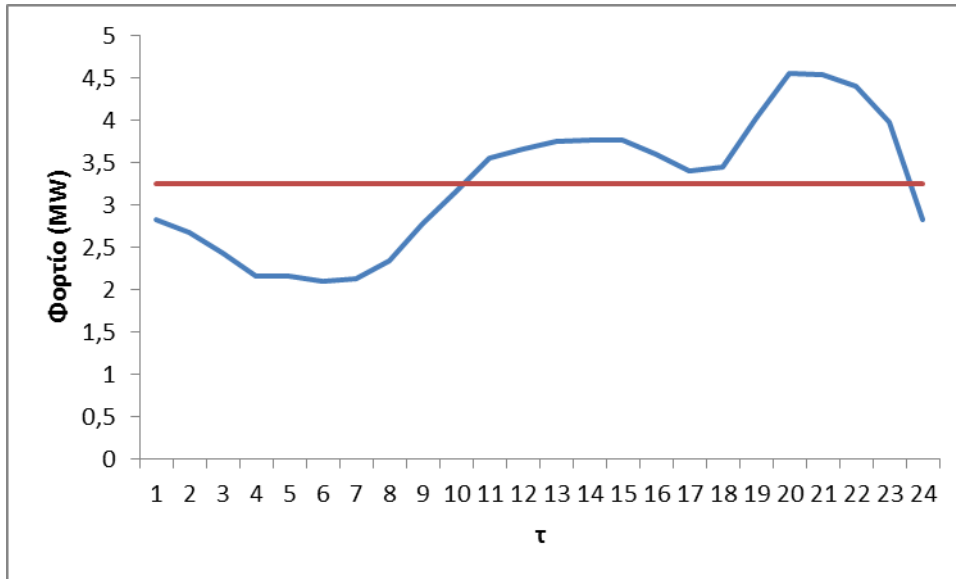
Κάθε συσσωρευτής χαρακτηρίζεται από τη μέγιστη και την ελάχιστη κατάσταση φόρτισης στην οποία μπορεί να υπάρξει, SOC_{max} και SOC_{min} αντίστοιχα. Έτσι, η κατάσταση φόρτισής του κάθε χρονική στιγμή, SOC_m , πρέπει να ικανοποιεί τον εξής περιορισμό:

$$SOC_{min} \leq SOC_m \leq SOC_{max} \quad (9)$$

Η κατάσταση φόρτισης του κάθε συσσωρευτή SOC_m αποτελεί ποσοστό της μέγιστης χωρητικότητας του E_{max} (σε Wh). Μία επιπλέον παράμετρος του συσσωρευτή είναι και ο μέγιστος ρυθμός με τον οποίο μπορεί να φορτιστεί ή να εκφορτιστεί (P_{max}) σε μια χρονική περίοδο τ και επομένως ισχύει:

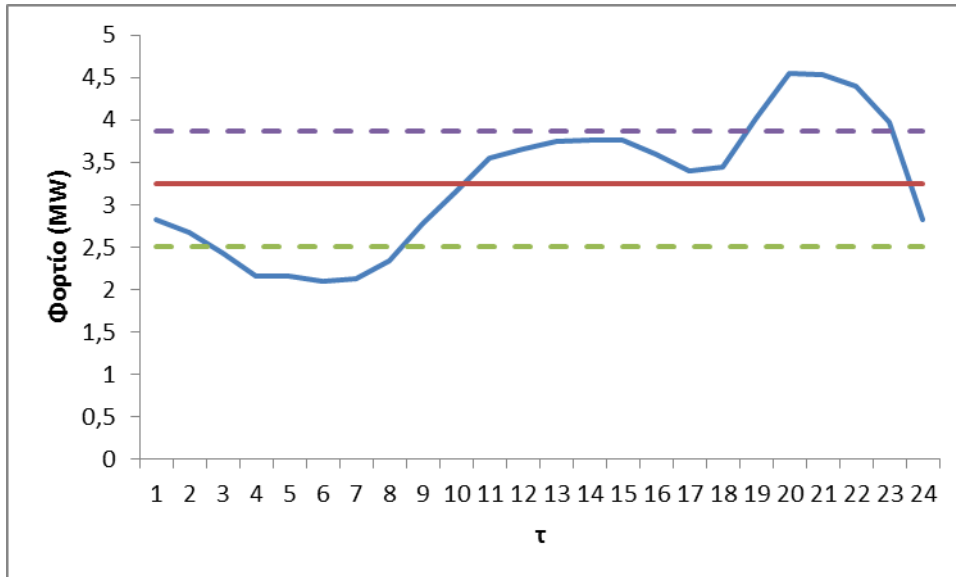
$$P_{max} \geq \frac{E_{max}}{\tau} \quad (10)$$

Το ποσό της ισχύος που θα φορτιστεί ή θα εκφορτιστεί από το συσσωρευτή σε κάθε χρονική περίοδο υπολογίζεται με βάση την αθροιστική καμπύλη φορτίου. Από αυτή υπολογίζεται το μέσο φορτίο, $P_{L,av}$, με το οποίο χωρίζονται οι διάφορες χρονικές περιόδους σε αυτές κατά τις οποίες το φορτίο είναι μεγαλύτερο του μέσου και σε αυτές κατά τις οποίες είναι μικρότερες του μέσου. Ένα παράδειγμα φαίνεται στο παρακάτω διάγραμμα:



Σχήμα 3-8: Διαχωρισμός περιόδων σύμφωνα με το μέσο φορτίο

Στη συνέχεια για την κάθε ομάδα χρονικών περιόδων, αυτές κατά τις οποίες το φορτίο είναι μεγαλύτερο του μέσου και σε αυτές κατά τις οποίες είναι μικρότερες του μέσου, γίνεται επιπλέον διαχωρισμός με βάση ένα ποσοστό, π.χ. 50%, του φορτίου που ξεπερνάει το μέσο, $P_{L,avmax}$, και του φορτίου που υπολείπεται του μέσου, $P_{L,avmin}$, όπως φαίνεται στο παρακάτω διάγραμμα:



Σχήμα 3-9: Περίοδος αιχμής και ελάχιστου φορτίου

Έτσι, κατά τις χρονικές περιόδους που το φορτίο υπολείπεται του νέου κατώτερου διαχωρισμού θα πραγματοποιηθεί φόρτιση του συσσωρευτή, ενώ κατά τις χρονικές περιόδους που το φορτίο ξεπερνάει το νέο ανώτερο διαχωρισμό θα πραγματοποιείται

εκφόρτιση του συσσωρευτή. Το ποσό της ισχύος φόρτισης ή εκφόρτισης του συσσωρευτή, P_m , προκύπτει αναλογικά ως εξής:

- Για μια περίοδο φόρτισης τ :

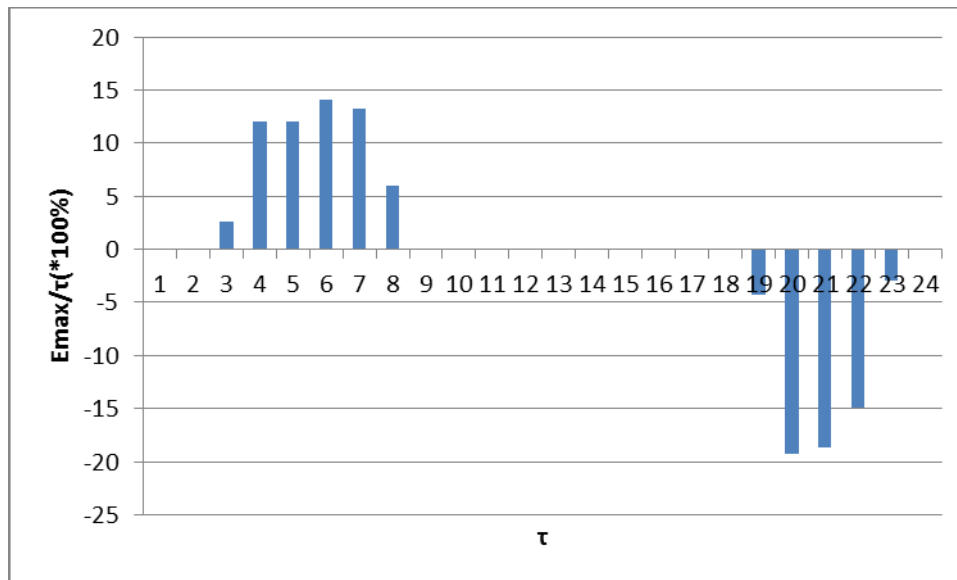
$$P_m = (SOC_{max} - SOC_{min}) \cdot \frac{P_{L,avmin} - P_\tau}{\sum(P_{L,avmin} - P_i)} \cdot \frac{E_{max}}{\tau} \quad (11)$$

Όπου P_τ είναι το φορτίο κατά την περίοδο αυτή και το $\sum(P_{L,avmin} - P_i)$ είναι το άθροισμα των διαφορών των φορτίων όλων των περιόδων φόρτισης από το $P_{L,avmin}$.

- Για μια περίοδο εκφόρτισης τ :

$$P_m = (SOC_{max} - SOC_{min}) \cdot \frac{P_\tau - P_{L,avmax}}{\sum(P_i - P_{L,avmax})} \cdot \frac{E_{max}}{\tau} \quad (12)$$

Όπου πάλι P_τ είναι το φορτίο κατά την περίοδο αυτή και το $\sum(P_i - P_{L,avmax})$ είναι το άθροισμα των διαφορών των φορτίων όλων των περιόδων φόρτισης από το $P_{L,avmax}$. Έτσι, για την καμπύλη φορτίου των παραπάνω διαγραμμάτων και $SOC_{max} = 0,8$ και $SOC_{min} = 0.2$ θα προκύψει το εξής προφίλ φόρτισης των συσσωρευτών:



Σχήμα 3-10: Φόρτιση και εκφόρτιση συσσωρευτών

3.5.4. Κόστος Συσσωρευτών

Το Συνολικό κόστος (TC) της απόκτησης και σύνδεσης των συσσωρευτών σε ένα δίκτυο προκύπτει από τα εξής επιμέρους κόστη [31]:

- Συνολικό κόστος κεφαλαίου (Total Capital Cost – TCC) σε €.

- Κόστος λειτουργίας και συντήρησης (Operation and Maintenance Cost – OMC) σε €, που προκύπτει ως το γινόμενο του κόστους λειτουργίας και συντήρησης ανά μονάδα ισχύος των συσσωρευτών (€/kW) επί τη συνολική ονομαστική τους ισχύ (kW).
- Κόστος αντικατάστασης (Replacement Cost – RC) σε €, που προκύπτει ως το γινόμενο του κόστους αντικατάστασης ανά μονάδα χωρητικότητας των συσσωρευτών (€/kWh) επί τη συνολική χωρητικότητά τους (kWh).

Το Συνολικό κόστος κεφαλαίου είναι άθροισμα των εξής τριών όρων:

- Κόστος συσσωρευτών (SUC) σε €, που προκύπτει ως το γινόμενο του κόστους ανά μονάδα χωρητικότητας των συσσωρευτών (€/kWh) επί τη συνολική χωρητικότητά τους (kWh).
- Κόστος ηλεκτρονικών ισχύος (PCS) σε €, που προκύπτει ως το γινόμενο του κόστους των ηλεκτρονικών ισχύος ανά μονάδα ισχύος των συσσωρευτών (€/kW) επί τη συνολική ονομαστική τους ισχύ (kW).
- Κόστος υπόλοιπων κατασκευαστικών μερών (BOP) σε €, που προκύπτει ως το γινόμενο του κόστους των υπόλοιπων κατασκευαστικών μερών ανά μονάδα χωρητικότητας των συσσωρευτών (€/kWh) επί τη συνολική χωρητικότητά τους (kWh).

Συνεπώς:

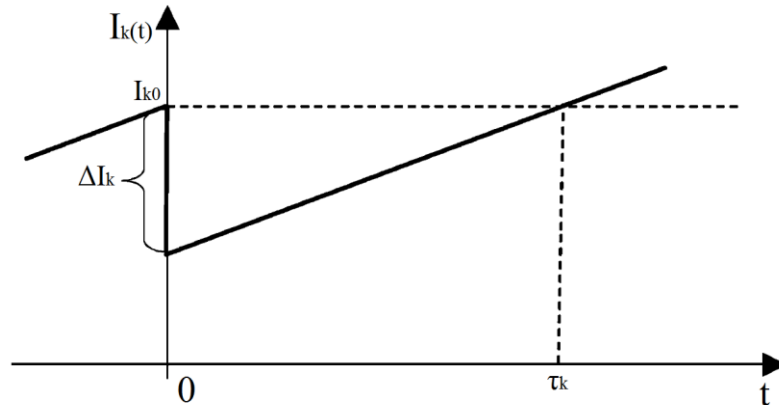
$$TCC=SUC+PCS+BOP \text{ και } TC=TCC+OMC+RC$$

3.5.5. Αναβολή επένδυσης

Οι διαχειριστές των ΔΔ παραδοσιακά ακολουθούν την αύξηση του φορτίου, επενδύοντας σε μεγαλύτερους Μ/Σ και αγωγούς όταν φτάσουν στα όρια λειτουργίας τους. Το κόστος μιας τέτοιας επένδυσης μπορεί να φτάσει σε πολύ υψηλά επίπεδα, επομένως με την εγκατάσταση μονάδων ΔΠ ή αποθήκευσης ενέργειας σε συγκεκριμένα σημεία του δικτύου, μπορεί να αναβληθεί για ορισμένο χρονικό διάστημα εξοικονομώντας μέρος του κεφαλαίου για το διαχειριστή του δικτύου.

Όταν εγκατασταθεί μία μονάδα αυτού του είδους στο ΔΔ, το ρεύμα που διαρρέει γραμμές που βρίσκονται κοντύτερα στον Υ/Σ που τροφοδοτεί τους καταναλωτές του δικτύου θα μειωθεί, αφού μέρος της απαιτούμενης ισχύος θα καλύπτεται από τη μονάδα αυτή. Η μείωση αυτή εξαρτάται τόσο από το μέγεθος της μονάδας, όσο και από τη θέση

που θα τοποθετηθεί στο ΔΔ. Με την προϋπόθεση ότι το φορτίο αυξάνεται με την πάροδο του χρόνου, μετά από ένα χρονικό διάστημα το ρεύμα θα επανέλθει στο επίπεδο που ήταν πριν την τοποθέτηση της μονάδας, όπως φαίνεται στο παρακάτω διάγραμμα:



Σχήμα 3-11: Χρόνος αναβολής επένδυσης με τη μείωση του ρεύματος γραμμής [32]

Η έναρξη της λειτουργίας της μονάδας τη χρονική στιγμή $t = 0$ μειώνει το ρεύμα της γραμμής k , όπου μπορεί να βρίσκεται ένας Μ/Σ που χρειάζεται αντικατάσταση, κατά ΔI_k . Μετά από ένα χρονικό διάστημα τ_k το ρεύμα της γραμμής k θα επανέλθει στο επίπεδο I_{k0} που βρισκόταν πριν την εγκατάσταση της μονάδας και άρα αυτός θα είναι και ο χρόνος αναβολής της επένδυσης στην αντικατάσταση του Μ/Σ. Το οικονομικό όφελος από την αναβολή της επένδυσης εξαρτάται από το κόστος της επένδυσης και από το επιτόκιο με το οποίο αλλάζει η αξία του χρήματος με την πάροδο του χρόνου.

Για την εκτίμηση του οφέλους αυτού θα πρέπει, καταρχάς, να υπολογιστεί η επίδραση που έχει η αύξηση του φορτίου κάθε ζυγού του δικτύου στο ρεύμα της γραμμής που μας ενδιαφέρει. Ο υπολογισμός αυτός αφορά στην ευαισθησία γ_{ik} του ρεύματος I_k της γραμμής k ως προς την αύξηση του φορτίου P_{di} ενός ζυγού i , μέσω του τύπου:

$$\gamma_{ik} = \frac{\partial I_k}{\partial P_{di}} \quad (13)$$

Ο υπολογισμός της ευαισθησίας του ρεύματος ως προς το φορτίο είναι σχετικά πολύπλοκος και πραγματοποιείται αναλυτικά μέσω της Ιακωβιανής μήτρας της μεθόδου Newton-Raphson της ανάλυσης ροής φορτίου, ωστόσο μπορεί να γίνει και αριθμητικά. Συγκεκριμένα, υπολογίζεται η τιμή του ρεύματος στη γραμμή k για μια δεδομένη φόρτιση του ζυγού i και στη συνέχεια αυξάνοντας το φορτίο κατά ένα μικρό ποσοστό μεταξύ του

0,1% και του 1% υπολογίζεται ξανά η τιμή του ρεύματος. Ιδανικά, η τιμή της γ_{ik} θα έπρεπε να μένει σταθερή για τις διάφορες τιμές αύξησης του φορτίου όμως λόγω της μη γραμμικότητας του συστήματος παρατηρούνται ελάχιστες μεταβολές.

Με τη μέθοδο αυτή, η ευαισθησία γ_{ik} δίνεται από τη σχέση:

$$\gamma_{ik} = \frac{I_{k,\tau\epsilon\lambda} - I_{k,\alpha\rho\chi}}{P_{di,\tau\epsilon\lambda} - P_{di,\alpha\rho\chi}} \quad (14)$$

Ο υπολογισμός του χρόνου αναβολής της επένδυσης και του κέρδους από αυτή απαιτεί επιπλέον την εύρεση της μεταβολής στην τιμή του ρεύματος που επέφερε η λειτουργία της μονάδας που τοποθετήθηκε καθώς και του συνολικού κόστους της επένδυσης.

Στη μεταβολή του ρεύματος συνεισφέρουν όλοι οι ζυγοί i στους οποίους έχουμε μεταβολή του φορτίου με το χρόνο και, επομένως, το μέγεθος της συνολικής μεταβολής του ρεύματος της γραμμής k προκύπτει ως το άθροισμα των μεταβολών του φορτίου κάθε ζυγού i πολλαπλασιασμένων με την αντίστοιχη ευαισθησία:

$$dI_k = \sum_i \gamma_{ik} \cdot dP_{di} \quad (15)$$

Για αύξηση του φορτίου με την πάροδο του χρόνου με ρυθμό σ_i για κάθε ζυγό, η αύξηση του φορτίου dP_{di} εκφράζεται ως:

$$dP_{di} = \sigma_i \cdot dt \quad (16)$$

Ο ρυθμός αυτός μπορεί να μην είναι σταθερός και να μεταβάλλεται με το χρόνο, ενώ και η ευαισθησία του ρεύματος εξαρτάται σε μικρό βαθμό από το φορτίο. Έτσι, η συνολική μεταβολή του ρεύματος της γραμμής k θα υπολογίζεται πλέον από τη σχέση:

$$dI_k = \sum_i \gamma_{ik}(P_{di}) \cdot \sigma_i \cdot dt \quad (17)$$

Με τη λειτουργία της μονάδας αποθήκευσης ενέργειας το ρεύμα της γραμμής k θα μειωθεί κατά μια τιμή ΔI_{km} . Ο χρόνος αναβολής της επένδυσης είναι το χρονικό διάστημα τ_k που μεσολαβεί μέχρις ότου το ρεύμα της γραμμής k να επανέλθει στην τιμή που είχε

πριν την τοποθέτηση της μονάδας. Η σχέση που συνδέει την αύξηση του ρεύματος με το χρονικό διάστημα τ_k στο οποίο η αύξηση αυτή θα ισούται με την τιμή ΔI_{km} είναι:

$$\int_0^{\tau_k} \sum_i \gamma_{ik}(P_{di}) \cdot \sigma_i \cdot dt = \Delta I_{km} \quad (18)$$

Μπορούμε να θεωρήσουμε, χωρίς να έχουμε μεγάλη απόκλιση από την πραγματικότητα, ότι ο συντελεστής ευαισθησίας έχει σταθερή τιμή σ_i και ότι ο ρυθμός αύξησης του φορτίου παραμένει σταθερός. Επιλύοντας, λοιπόν, την παραπάνω σχέση ως προς τ_k , ο χρόνος αναβολής της επένδυσης είναι:

$$\sum_i \gamma_{ik} \cdot \sigma_i \cdot \tau_k = \Delta I_{km} \Rightarrow$$

$$\tau_k = \frac{\Delta I_{km}}{\sum_i \gamma_{ik} \cdot \sigma_i} \quad (19)$$

Γνωρίζοντας, λοιπόν, το χρόνο αναβολής της επένδυσης μπορούμε να υπολογίσουμε το κέρδος από αυτή, το οποίο προκύπτει από τη χρονική αξία του χρήματος. Αν C το κόστος της επένδυσης η οποία θα αναβληθεί για το χρονικό διάστημα τ_k και ρ το επιτόκιο αναγωγής, η παρούσα αξία της επένδυσης είναι:

$$PV(\tau_k) = \frac{C}{e^{\rho \cdot \tau_k}} \quad (20)$$

Η σχέση αυτή εκφράζει το κόστος της επένδυσης, αν πραγματοποιηθεί μετά από χρονικό διάστημα τ_k , εκφρασμένο με τη σημερινή αξία των χρημάτων. Το κέρδος από την αναβολή της επένδυσης είναι η διαφορά ανάμεσα στο παραπάνω κόστος και στο κόστος που θα είχε η επένδυση αυτή αν πραγματοποιούταν σήμερα, δηλαδή C . Το κέρδος αυτό προκύπτει:

$$B_k(\tau_k) = C \cdot \left(1 - \frac{1}{e^{\rho \cdot \tau_k}}\right) \quad (21)$$

Από την παραπάνω σχέση είναι φανερό ότι το κέρδος από την αναβολή της επένδυσης είναι μεγαλύτερο για μεγαλύτερες τιμές το κόστους C , του επιτοκίου αναγωγής ρ και του χρόνου αναβολής τ_k . [32]

4. ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΑ

4.1.MATLAB

Η MATLAB είναι μια γλώσσα τέταρτης γενιάς, έχει διαδραστικό περιβάλλον και επιτρέπει στο χρήστη να κάνει τεχνικούς υπολογισμούς. Χρησιμοποιείται κατά κύριο λόγο για την επίλυση μαθηματικών προβλημάτων, ωστόσο μπορεί να χρησιμοποιηθεί και για προγραμματισμό. Είναι ειδικά σχεδιασμένη για υπολογισμούς με πίνακες, όπως η επίλυση γραμμικών συστημάτων, η εύρεση ιδιοτιμών και ιδιοδιανυσμάτων, η αντιστροφή τετραγωνικών πινάκων κ.α.

Επιπλέον, δίνεται στο χρήστη η δυνατότητα να επεκτείνει τη MATLAB με δικά του προγράμματα, ενώ είναι σχεδιασμένη για την αριθμητική επίλυση προβλημάτων σε αριθμητική πεπερασμένης ακρίβειας, δίνει δηλαδή μια προσεγγιστική λύση του προβλήματος. Τα κυριότερα χαρακτηριστικά της είναι τα εξής:

- Προγραμματισμός σε γλώσσα scripting, που μοιάζει πολύ με τη γλώσσα προγραμματισμού C.
- Δυνατότητα δημιουργίας εκτελέσιμων αρχείων με χρήση μεταγλωττιστή (compiler).
- Εύκολη διαχείριση διανυσμάτων και πινάκων.
- Ποικίλες δυνατότητες δημιουργίας γραφικών παραστάσεων 2 και 3 διαστάσεων.

[33]

4.2.MATPOWER

Το MATPOWER είναι ένα πακέτο προσομοίωσης ΣΗΕ ανοικτού κώδικα της MATLAB, που προσφέρει εργαλεία υψηλού επιπέδου για ροή φορτίου και βέλτιστη ροή φορτίου. Αποτελείται από αρχεία M-files της MATLAB και είναι χρήσιμο για ερευνητικούς σκοπούς, καθώς ο κώδικας του είναι κατανοητός και τροποποιήσιμος.

Το MATPOWER χρησιμοποιήθηκε στο πλαίσιο της παρούσας διπλωματικής εργασίας για την επίλυση ροών φορτίου εναλλασσόμενου ρεύματος (AC). [34]

4.2.1. Εκτέλεση ροής φορτίου

Για την εκτέλεση της ροής φορτίου με τη μέθοδο Newton-Raphson με τις προκαθορισμένες επιλογές για το δίκτυο των 9 ζυγών (case9) που περιλαμβάνεται στα

αρχεία του MATPOWER, αρκεί η πληκτρολόγηση στο παράθυρο εντολών της MATLAB την εντολή: `runpf('case9')`

Υπάρχει, βέβαια, η δυνατότητα επιλογής διαφορετικής τεχνικής επίλυσης ροής φορτίου. Εκτός από την παραπάνω, που αποτελεί μία πρότυπη μέθοδο Newton σε συνδυασμό με μία Ιακωβιανή ενημερωμένη σε κάθε επανάληψη, οι αλγόριθμοι που μπορούν να επιλεγούν είναι παραλλαγές της ταχείας αποζευγμένης μεθόδου (εκδόσεις XB και BX) καθώς και η μέθοδος Gauss-Seidel. [34]

4.2.2. Διάταξη αρχείου δεδομένων δικτύου

Τα αρχεία δεδομένων που χρησιμοποιούνται για την εκτέλεση ροών φορτίου από το MATPOWER είναι M-files του MATLAB, στα οποία ορίζονται και επιστρέφονται για χρήση οι μεταβλητές βάση ισχύος (baseMVA), ζυγοί (bus), γραμμές (branches), παραγωγή (gen) και κόστη (gencost) σε πίνακες. Οι λεπτομέρειες προδιαγραφής των αρχείων case του MATPOWER είναι οι εξής [35]:

Διάταξη δεδομένων ζυγών

Πίνακας 4-1: Δεδομένα ζυγών δικτύου [35]

Bus_i	Αριθμός του ζυγού (1 έως 29997)
Type	Τύπος ζυγού
	1 για PQ ζυγό
	2 για PV ζυγό
	3 για ζυγό αναφοράς
	4 για απομονωμένο ζυγό
Pd	Ζήτηση Ενεργού Ισχύος (MW)
Qd	Ζήτηση Άεργου Ισχύος (MVar)
Gs	Εγκάρσια αγωγιμότητα (MW Ζητούμενη για τάση 1 p.u.)
Bs	Εγκάρσια επιδεκτικότητα (MVar Ζητούμενη για τάση 1 p.u.)
area	Αριθμός περιοχής
Vm	Μέτρο τάσης (p.u.)
Va	Γωνία τάσης (μοίρες)
baseKV	Βασική τιμή τάσης (kV)
zone	Ζώνη Απωλειών
Vmax	Μέγιστο μέτρο τάσης (p.u.)
Vmin	Ελάχιστο μέτρο τάσης (p.u.)

Πίνακας 4-2: Δεδομένα γεννητριών δικτύου [35]

Bus	Αριθμός ζυγού
Pg	Έξοδος ενεργού ισχύος (MW)
Qg	Έξοδος άεργου ισχύος (MVar)
Qmax	Μέγιστη έξοδος άεργου ισχύος (Mvar)
Qmin	Ελάχιστη έξοδος άεργου ισχύος (Mvar)
Vg	Δεδομένο μέτρο τάσης (p.u.)
mBase	Βασική Ισχύς MVA
status	Κατάσταση Μηχανής
	>0, Μηχανή σε λειτουργία
	≤0, Μηχανή εκτός λειτουργίας
Pmax	Μέγιστη έξοδος ενεργού ισχύος (MW)
Pmin	Ελάχιστη έξοδος ενεργού ισχύος (MW)
Pc1	Κατώτερη έξοδος ενεργού ισχύος της PQ καμπύλης ικανότητας (MW)
Pc2	Ανώτερη έξοδος ενεργού ισχύος της PQ καμπύλης ικανότητας (MW)
Qc1min	Ελάχιστη έξοδος άεργου ισχύος στο Pc1 (Mvar)
Qc1max	Μέγιστη έξοδος άεργου ισχύος στο Pc1 (Mvar)
Qc2min	Ελάχιστη έξοδος άεργου ισχύος στο Pc2 (Mvar)
Qc2max	Μέγιστη έξοδος άεργου ισχύος στο Pc2 (Mvar)
Ramp_agc	Κλίση ράμπας για το επόμενο φορτίο/AGC (MW/min)
Ramp_10	Κλίση ράμπας για 10 λεπτά εφεδρείας (MW)
Ramp_30	Κλίση ράμπας για 30 λεπτά εφεδρείας (MW)
Ramp_q	Κλίση ράμπας για άεργο ισχύ (Mvar/min)
Apf	Παράγοντας συμμετοχής της περιοχής

Πίνακας 4-3: Δεδομένα κλάδων δικτύου [35]

fbus	Αριθμός ζυγού αναχώρησης (from)
tbus	Αριθμός ζυγού άφιξης (to)
r	Αντίσταση (p.u.)
x	Αντίδραση (p.u.)
b	Συνολική Επιδεκτικότητα (p.u.)
rateA	MVA rating A (long term rating)
rateB	MVA rating B (short term rating)
rateC	MVA rating C (emergency rating)
ratio	Λόγος M/Σ με tap (0 για τις γραμμές)
angle	Φασική γωνία μετατόπισης M/Σ (μοίρες)
status	Αρχική κατάσταση κλάδου
	1, σε λειτουργία
	0, εκτός λειτουργίας
angmin	Ελάχιστη διαφορά φάσης angle(Vf)-angle(Vt) (μοίρες)
angmax	Μέγιστη διαφορά φάσης angle(Vf)-angle(Vt) (μοίρες)

4.2.3. Μοντελοποίηση

Τα σταθερά φορτία μοντελοποιούνται ως εγχύσεις σταθερής ενεργού ισχύος P_d και άεργου ισχύος Q_d και καθορίζονται στην 3η και την 4η στήλη του πίνακα bus. Στην 5η και την 6η στήλη του πίνακα bus, καθορίζονται τα και που προκύπτουν από την αντίσταση εισόδου στοιχείων σύνθετης αντίστασης στον εκάστοτε ζυγό:

$$Y_{sh} = \frac{G_{sh} + B_{sh}}{baseMVA} \quad (22)$$

Κάθε κλάδος (γραμμή μεταφοράς, M/Σ, ολισθητής φάσης) μοντελοποιείται ως μια γραμμή μεταφοράς του πρότυπου π-μοντέλου, με αντίσταση σειράς R , αντίδραση σειράς X και συνολική χωρητικότητα φορτίου γραμμής B_c , σε σειρά με έναν ιδανικό M/Σ και ολισθητή φάσης, στο άκρο from, με λόγο tap τ και ολίσθηση φάσης θ_{shift} . Οι παράμετροι R , X , B_c , τ και θ_{shift} βρίσκονται στην 3η, την 4η, την 5η, την 9η και την 10η στήλη του πίνακα branch, αντίστοιχα. Η σχέση που συνδέει τις τάσεις και τα ρεύματα στα άκρα from και to του κλάδου με τον πίνακα αγωγιμοτήτων του κλάδου Y_{br} , ως εξής:

$$\begin{bmatrix} I_f \\ I_t \end{bmatrix} = Y_{br} \begin{bmatrix} V_f \\ V_t \end{bmatrix} \quad (23)$$

όπου:

$$Y_{br} = \begin{bmatrix} (Y_s + j\frac{B}{2})\frac{1}{\tau^2} & -Y_s\frac{1}{\tau e^{j\theta_{shift}}} \\ -Y_s\frac{1}{\tau e^{-j\theta_{shift}}} & (Y_s + j\frac{B}{2}) \end{bmatrix} \text{ με } Y_s = \frac{1}{R+jX} \quad (24)$$

Τα στοιχεία των πινάκων αγωγιμοτήτων κλάδων και των πινάκων αγωγιμοτήτων ζυγών συνδυάζονται για να διαμορφώσουν ένα σύνθετο πίνακα αγωγιμοτήτων ζυγών Y_{bus} , σχετίζοντας το διάνυσμα της σύνθετης τάσης του ζυγού V_{bus} με το διάνυσμα του σύνθετου ρεύματος I_{bus} ως εξής:

$$I_{bus} = Y_{bus}V_{bus} \quad (25)$$

Οι πίνακες αγωγιμοτήτων Y_f και Y_t , με δεδομένες τις τάσεις των ζυγών V_{bus} διαμορφώνονται για να υπολογιστεί το διάνυσμα των σύνθετων εγχύσεων ρεύματος στα άκρα from και to ως εξής:

$$I_f = Y_f V_{bus} \quad (26)$$

$$I_t = Y_t V_{bus} \quad (27)$$

Αν V_f και V_t τα διανύσματα σύνθετων αντιστάσεων στα άκρα from και to, τα διανύσματα των σύνθετων εγχύσεων ισχύος ζυγών και κλάδων μπορούν να εκφραστούν ως:

$$S_{bus} = \text{diag}(V_{bus})I_{bus}^* \quad (28)$$

$$S_f = \text{diag}(V_f)I_f^* \quad (29)$$

$$S_t = \text{diag}(V_t)I_t^* \quad (30)$$

Όπου το $\text{diag}()$ μετατρέπει ένα διάνυσμα σε ένα διαγώνιο πίνακα με το καθορισμένο διάνυσμα στη διαγώνιο. [35]

4.3. 1^η Εφαρμογή – Αντιμετώπισης ανύψωσης τάσης σε δίκτυο διανομής MT

Η πρώτη εφαρμογή που υλοποιήθηκε αφορά στην αντιμετώπιση του φαινομένου της ανύψωσης τάσης των ζυγών ενός ΔΔ MT πάνω από τα επιτρεπτά όρια, λόγω υψηλής διείσδυσης μονάδων ΔΠ και συγκεκριμένα Φ/Β. Το φαινόμενο αυτό είναι πιθανό να

εμφανιστεί σε ακραία σενάρια όπου το φορτίο που καλείται να καλύψει το ΔΔ είναι ελάχιστο και η παραγωγή από τις μονάδες ΔΠ μέγιστη.

4.3.1. Συμβατική και προτεινόμενη λύση

Οι ζυγοί στους οποίους εμφανίζεται η ανύψωση τάσης σε ένα ΔΔ ΜΤ είναι συνήθως αυτοί στους οποίους είναι συνδεδεμένες οι μονάδες ΔΠ (ή παραπλήσιοι αυτών) και είναι απομακρυσμένοι από το υπόλοιπο δίκτυο.

Η αντιμετώπιση του φαινομένου της ανύψωσης τάσης των ζυγών ενός ΔΔ ΜΤ, μπορεί να επιτευχθεί με την αντικατάσταση των γραμμών που συνδέουν τους ζυγούς που έχουν πρόβλημα με το υπόλοιπο δίκτυο, με γραμμές μεγαλύτερης διατομής. Οι νέες γραμμές έχουν μικρότερη σύνθετη αντίσταση με αποτέλεσμα να περιορίζεται η ανύψωση στην τάση του ζυγού. Ενδεικτικά, για τους αγωγούς ACSR που συναντώνται στα εναέρια ΔΔ ΜΤ του ελληνικού συστήματος, παρουσιάζονται η αντίσταση και η αντίδραση ανά χλμ. μήκους για την κάθε διατομή στον παρακάτω πίνακα:

Πίνακας 4-4: Ηλεκτρικά χαρακτηριστικά αγωγών ACSR

Διατομή αγωγού	R (Ω/χλμ)	X (Ω/χλμ)
3x16 mm ²	1,268	0,422
3x35 mm ²	0,576	0,397
3x95 mm ²	0,215	0,334

Η αντικατάσταση των αγωγών είναι πρακτικά δύσκολη σε ανώμαλο κυρίως έδαφος, λόγω των πολύωρων διακοπών που απαιτούνται για την αντικατάσταση των αγωγών, ενώ συνεπάγεται και την αντικατάσταση (ή πύκνωση) των περισσότερων στύλων και επιτόνων με αμφίβολο οικονομικό αποτέλεσμα. Παρά ταύτα σε κάποιες περιπτώσεις κρίνεται αναγκαία η λύση αυτή, λόγω της αδυναμίας υλοποίησης εναλλακτικών ενεργειών. Σε ομαλά εδάφη, φυσικά, οι διαδικασίες είναι απλούστερες.

Μια άλλη προσέγγιση, όπως αναπτύχθηκε στην παράγραφο 3.4.4., είναι η απορρόφηση αέργου ισχύος από τον αντιστροφέα της μονάδας των Φ/Β. Με την αντικατάσταση των συμβατικών αντιστροφέων (που συνήθως λειτουργούν με σταθερό συντελεστή ισχύος $\cos\varphi = 1$) με αντιστροφείς που έχουν τη δυνατότητα να μεταβάλλουν την άεργο ισχύ που απορροφούν ή εγχέουν στο δίκτυο ανάλογα με την τάση του ζυγού στον οποίο είναι συνδεδεμένοι, είναι δυνατό να περιοριστεί το φαινόμενο της ανύψωσης της τάσης.

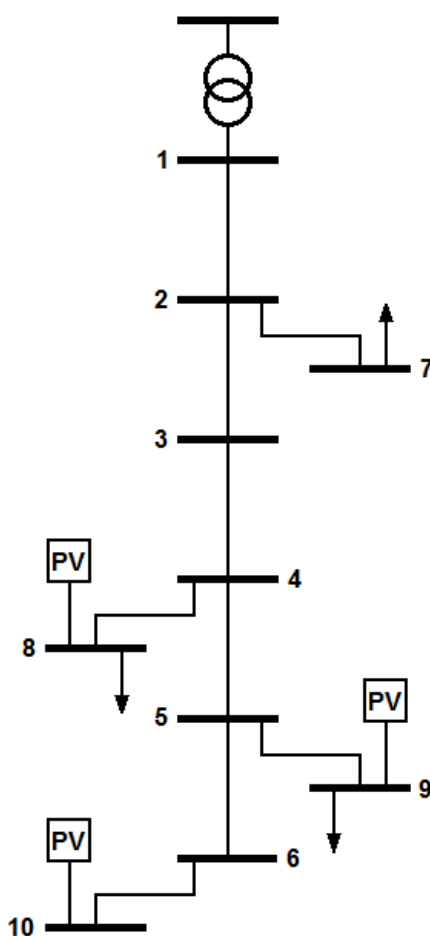
4.3.2. Εξεταζόμενα δίκτυα

Στα ΔΔ ΜΤ τα όρια της τάσης που έχουν τεθεί από τη ΔΕΗ είναι $\pm 5\%$ της ονομαστικής τάσης, δηλαδή 0,95 α.μ. το ελάχιστο και 1,05 α.μ. το μέγιστο όριο το οποίο δεν πρέπει να ξεπερνιέται. Για τη μελέτη του φαινομένου της ανύψωσης της τάσης και την εξέταση των προτάσεων για την επίλυσή του, εξετάστηκαν δύο ΔΔ ΜΤ στο πλαίσιο αυτής της διπλωματικής εργασίας.

Το πρώτο δίκτυο είναι ένα απλουστευμένο ακτινικό ΔΔ 10 ζυγών, με εγκατεστημένο φορτίο 4,5 MVA που τροφοδοτείται από έναν Υ/Σ 150kV/20kV. Σε τρεις από τους ζυγούς του δικτύου είναι συνδεδεμένες μονάδες συνολικής Φ/Β ισχύος 900 kW.

Πίνακας 4-5: Ονομαστική ισχύς μονάδων Φ/Β δικτύου 10 ζυγών

Ζυγός σύνδεσης Φ/Β	Μέγιστη παραγωγή (kW)
8	300
9	300
10	300



Σχήμα 4-1: Δίκτυο 10 ζυγών

Οι αγωγοί των γραμμών του (εναέριες τριφασικές) είναι τύπου ACSR και τα στοιχεία τους είναι τα εξής:

Πίνακας 4-6: Χαρακτηριστικά κλάδων δικτύου 10 ζυγών

Από ζυγό	Σε ζυγό	Διατομή (mm ²)	Μήκος (χλμ)
1	2	95	4
2	3	95	8
3	4	95	8
4	5	95	12
5	6	16	12
2	7	16	8
4	8	16	8
5	9	16	12
6	10	16	12

Θεωρήθηκε ότι το φορτίο του είναι οικιακό και λειτουργεί με επαγωγικό συντελεστή ισχύος $\cos\varphi = 0,85$.

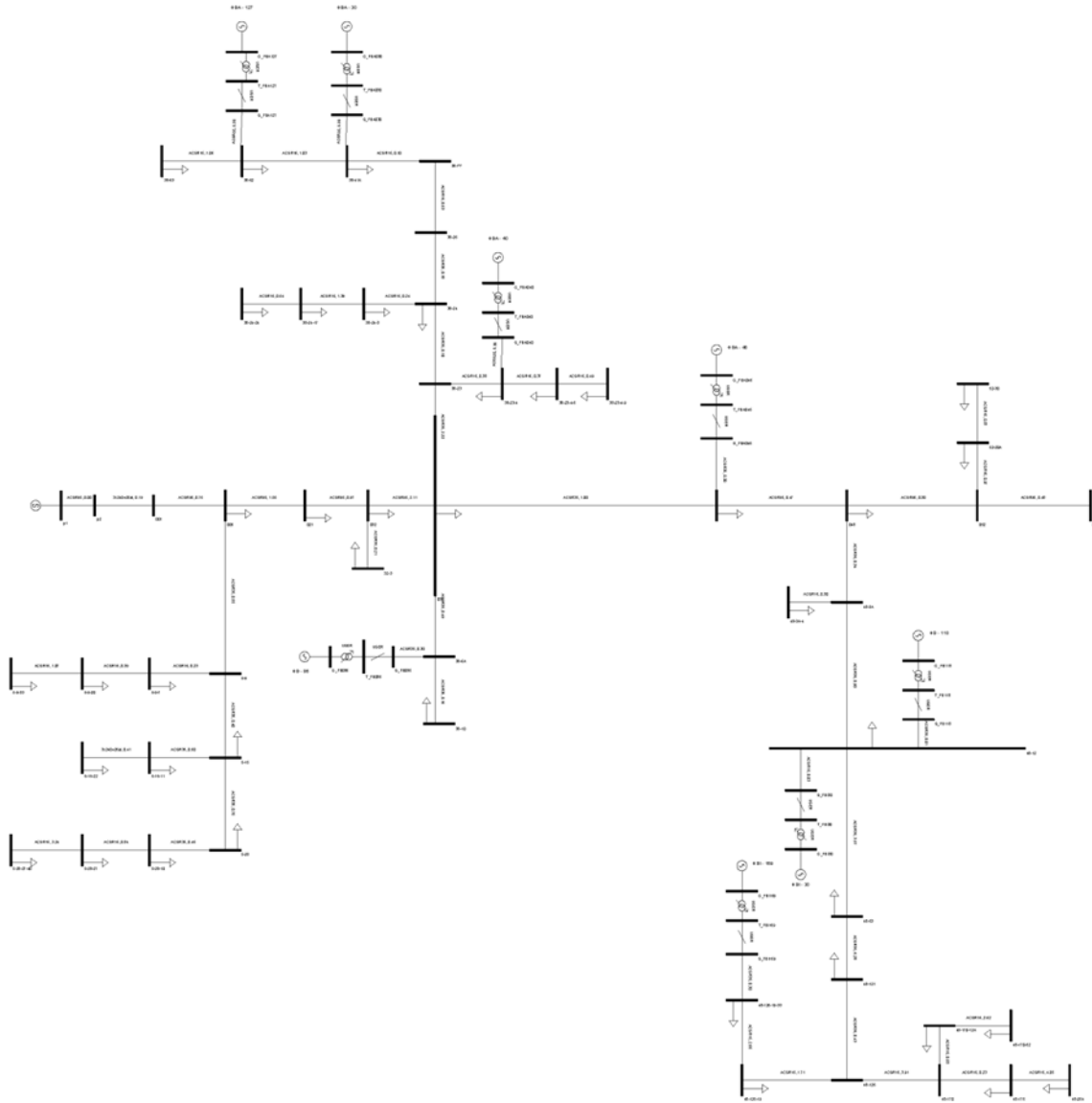
Το δεύτερο δίκτυο που εξετάστηκε είναι το πραγματικό δίκτυο P23 Σπερχειάδας. Το εγκατεστημένο φορτίο του είναι 6,97 MVA και τροφοδοτείται από έναν Υ/Σ 150kV/20kV. Στα πραγματικά δεδομένα των μονάδων Φ/Β έγινε μια επαύξηση (νέα συνολική ισχύς Φ/Β 3 MW) έτσι ώστε να παρουσιαστεί πρόβλημα ανύψωσης τάσης σε ορισμένους ζυγούς του.

Οι συνδεδεμένες μονάδες Φ/Β με τους αντίστοιχους ζυγούς σύνδεσής τους στο δίκτυο έχουν ως εξής:

Πίνακας 4-7: Ονομαστική ισχύς μονάδων Φ/Β δικτύου P23 Σπερχειάδας

Ζυγός σύνδεσης Φ/Β	Μέγιστη παραγωγή (kW)
9	100
25	200
38	100
50	200
60	200
61	200
62	200
63	100
65	200
68	200
69	200
72	100
73	200
75	200

76	200
77	200
78	200



Σχήμα 4-2: Δίκτυο P23 Σπερχειάδας

Τα στοιχεία των γραμμών του είναι τα εξής:

Πίνακας 4-8: Χαρακτηριστικά κλάδων δικτύου P23 Σπερχειάδας

Από ζυγό	Σε ζυγό	Τύπος	Μήκος (χλμ)
1	2	ACSR95	0,001
3	4	ACSR95	0,764
4	5	ACSR95	1,556
4	6	ACSR35	0,553
6	7	ACSR35	0,395
7	8	ACSR35	0,759
9	10	ACSR35	0,300
11	12	ACSR35	0,212
13	14	ACSR35	0,897
15	16	ACSR16	0,391
17	18	3x240+25al	0,410
19	20	ACSR16	0,837
2	3	3x240+25al	0,186
21	22	ACSR35	6,275
16	23	ACSR16	1,072
20	24	ACSR16	3,241
25	14	ACSR35	0,010
6	15	ACSR16	0,234
7	17	ACSR35	0,502
22	26	ACSR35	0,434
27	28	ACSR16	1,057
29	13	ACSR35	0,335
8	19	ACSR35	0,458
30	31	ACSR95	0,484
10	32	ACSR95	6,280
33	32	ACSR95	0,030
14	21	ACSR35	3,571
34	35	ACSR35	0,494
35	36	ACSR35	0,158
34	45	ACSR35	2,220
14	38	ACSR16	0,030
26	39	ACSR16	3,913
45	40	ACSR35	0,100
40	41	ACSR16	0,24
41	42	ACSR16	1,394
42	43	ACSR16	0,641
45	44	ACSR16	0,383
44	46	ACSR16	0,371
46	47	ACSR16	0,491
39	48	ACSR16	0,229
48	49	ACSR16	4,054
50	44	ACSR35	0,300
39	51	ACSR16	0,676

40	52	ACSR35	0,181
52	64	ACSR16	0,533
64	54	ACSR16	0,104
51	55	ACSR16	2,621
26	56	ACSR16	1,710
13	57	ACSR16	0,300
56	58	ACSR16	2,660
54	28	ACSR16	1,033
58	60	ACSR35	0,300
61	54	ACSR35	0,300
62	28	ACSR35	0,300
35	63	ACSR35	0,300
5	11	ACSR95	0,968
34	10	ACSR35	1,000
10	29	ACSR95	0,465
29	30	ACSR95	0,300
30	53	ACSR16	0,967
53	59	ACSR16	0,870
11	34	ACSR95	2,106
56	37	ACSR16	3,316
27	65	ACSR35	0,300
58	66	ACSR16	4,499
66	67	ACSR16	3,022
66	68	ACSR35	0,300
67	69	ACSR35	0,300
10	70	ACSR16	1,142
70	71	ACSR16	1,130
70	72	ACSR35	0,300
71	73	ACSR35	0,300
36	74	ACSR16	0,512
36	75	ACSR35	0,300
74	76	ACSR35	0,300
46	77	ACSR35	0,300
47	78	ACSR35	0,300

Το φορτίο του P23 είναι οικιακό και λειτουργεί με επαγωγικό συντελεστή ισχύος $\cos\varphi = 0,85$.

4.3.3. Φορτίο δικτύου και παραγωγή φωτοβολταϊκών

Στην εφαρμογή αυτή θα εξετάσουμε το ακραίο σενάριο όπου το συνολικό φορτίο του ΔΔ είναι ελάχιστο και η παραγωγή από τα Φ/Β είναι μέγιστη. Για το λόγο αυτό δε μας ενδιαφέρει η ημερήσια καμπύλη της παραγόμενης ενέργειας των Φ/Β, ούτε και η ημερήσια

καμπύλη φορτίου αφού το εξεταζόμενο σενάριο αποτελεί ένα στιγμιότυπο, επομένως λαμβάνουμε τη μέγιστη παραγωγή των Φ/Β ως ίση με την ονομαστική τους ισχύ και το ελάχιστο φορτίο ως ένα μικρό ποσοστό του εγκατεστημένου φορτίου.

4.3.4. Εγκατάσταση και χαρακτηριστικά αντιστροφών

Οι μονάδες Φ/Β είναι εφοδιασμένες με αντιστροφείς DC/AC για τη μετατροπή του συνεχούς ρεύματος της παραγωγής τους σε εναλλασσόμενο για τη σύνδεσή τους στο ΔΔ. Οι πιο προηγμένοι αντιστροφείς έχουν τη δυνατότητα να προσαρμόζουν τη λειτουργία του ανάλογα με την τάση του ζυγού στον οποίο είναι συνδεδεμένοι, όπως περιγράφηκε στην παράγραφο 3.4.4.. Με τον τρόπο αυτό μπορούν να απορροφούν ή να εγχέουν και άεργο ισχύ στο δίκτυο. Η λειτουργία τους περιορίζεται από τα εξής:

- Η ενεργός ισχύς που μπορεί να δώσει ο αντιστροφέας P_{inv} στο ΔΔ περιορίζεται καταρχάς από την ονομαστική ισχύ της μονάδας των Φ/Β $P_{ov,\Phi/B}$ με την οποία συνδέεται:

$$0 \leq P_{inv} \leq P_{ov,\Phi/B} \quad (31)$$

- Ο κάθε αντιστροφέας χαρακτηρίζεται από την ονομαστική φαινόμενη ισχύ του S_{ov} και επομένως η φαινόμενη ισχύς του S κάθε στιγμή δεν μπορεί να ξεπερνάει το όριο αυτό:
-

$$\sqrt{P^2 + Q^2} = S \leq S_{ov} \quad (32)$$

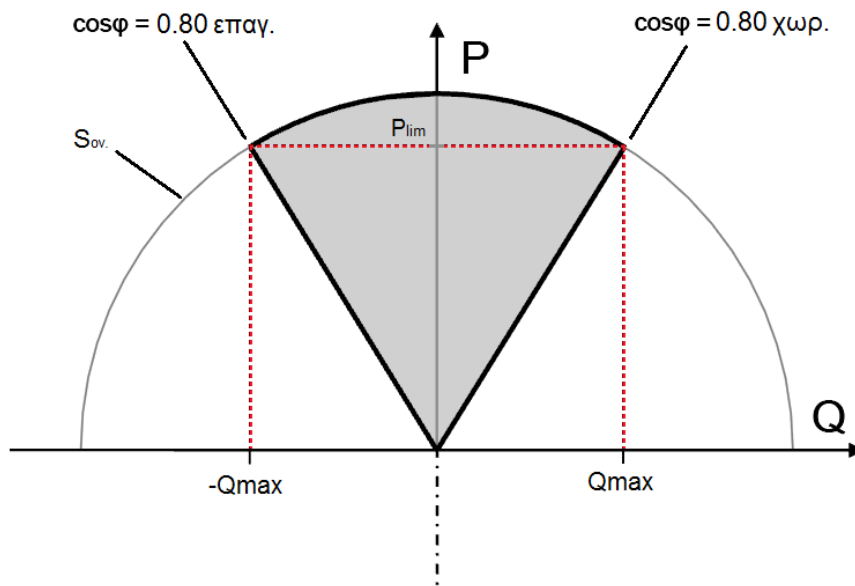
- Μπορεί να επιλεγεί η μέγιστη άεργος ισχύς Q_{max} που μπορεί να απορροφάει ή να εγχέει ο αντιστροφέας σύμφωνα με τον ελάχιστο συντελεστή ισχύος $\cos\varphi_{min}$. Η μέγιστη άεργος ισχύς Q_{max} μπορεί να απορροφάται ή να εγχέεται κατά τη μέγιστη παραγωγή ενεργού ισχύος P_{max} και υπολογίζεται ως εξής:

$$Q_{max} = P_{max} \tan(\arccos(\cos\varphi_{min})) \text{ και άρα} \quad (33)$$

$$0 \leq Q_{inv} \leq Q_{max} \text{ κάθε στιγμή} \quad (34)$$

Στην κατεύθυνση νέων προτύπων για παροχή επικουρικών υπηρεσιών (BDEW για τη MT) [36] και με βάση τα μοντέλα των εμπορικών αντιστροφών, επιλέξαμε για τους

αντιστροφείς της εφαρμογής μας ελάχιστο συντελεστή ισχύος $\cos\varphi = 0,80$. Έτσι, προκύπτει το παρακάτω διάγραμμα λειτουργίας για τους αντιστροφείς:



Σχήμα 4-3: Διάγραμμα λειτουργίας αντιστροφέα

Βλέπουμε, λοιπόν, ότι για λειτουργία σύμφωνα με τους περιορισμούς η μέγιστη αέργος ισχύς που απορροφάει ή εγχέει στο δίκτυο ο αντιστροφέας είναι για παραγωγή των Φ/B ίση με $P_{lim} = 0,80S_{ov}$. Προκειμένου να έχουμε μέγιστη έγχυση ή απορρόφηση αέργου ισχύος θα πρέπει να υπερδιαστασιολογήσουμε τον αντιστροφέα, έτσι ώστε:

$$P_{max,\Phi/B} \leq 0,80S_{ov} \Rightarrow$$

$$S_{ov} \geq \frac{P_{max,\Phi/B}}{0,80} \quad (35)$$

Άρα για τα μεγέθη που συναντάμε στα υπό εξέταση δίκτυα ($P_1 = 100kW$, $P_2 = 200kW$ και $P_3 = 300kW$) θα επιλέξουμε τις εξής ονομαστικές ισχύς αντιστροφέων:

$$S_1 \geq \frac{P_1}{0,80} \Rightarrow S_1 \geq 125kVA$$

$$S_2 \geq \frac{P_2}{0,80} \Rightarrow S_2 \geq 250kVA$$

$$S_3 \geq \frac{P_3}{0,80} \Rightarrow S_3 \geq 375kVA$$

Έτσι επιλέξαμε αντιστροφέα ονομαστικής ισχύος 125kVA για τις μονάδες Φ/Β ισχύος 100kW, 250kVA για αυτές των 200kW και 375kVA για αυτές των 300kW αντίστοιχα.

4.3.5. Προσομοιώσεις

Τα βήματα των προσομοιώσεων που πραγματοποιήσαμε για καθένα από τα υπό εξέταση δίκτυα είναι τα εξής:

- Στο πρώτο βήμα, υποθέσαμε ελάχιστο φορτίο που καλείται να ικανοποιήσει το δίκτυο και ταυτόχρονα μέγιστη παραγωγή από τα Φ/Β. Επίσης, θεωρήσαμε πως οι μονάδες των Φ/Β συνδέονται στο δίκτυο μέσω απλών αντιστροφέων που λειτουργούν με συντελεστή ισχύος $\cos\varphi = 1$. Μέσω του MATPOWER επιλύσαμε τη ροή φορτίου, κρατώντας τα αποτελέσματα για τις τάσεις όλων των ζυγών του δικτύου.
- Στο δεύτερο βήμα, θεωρήσαμε αντικατάσταση των αντιστροφέων των ζυγών που παρουσίασαν τάση μεγαλύτερη των επιτρεπτών ορίων με πιο προηγμένους, οι οποίοι έχουν τη δυνατότητα ρύθμισης της αέργου ισχύος ανάλογα με την τάση του ζυγού. Η υλοποίηση πραγματοποιήθηκε με τη χρήση της συνάρτησης `inv_function.m` (ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ) που αναπτύξαμε στη MATLAB. Η συνάρτηση αυτή δέχεται ως ορίσματα τα στοιχεία του εκάστοτε δικτύου, τα μεγέθη και τους ζυγούς σύνδεσης των Φ/Β, τους ζυγούς στους οποίους έγινε αντικατάσταση των αντιστροφέων καθώς και τα χαρακτηριστικά τους. Η `inv_function.m` καλεί δύο βοηθητικές συναρτήσεις για των υπολογισμό του deadband και της απορροφούμενης (ή εγχεόμενης για περιπτώσεις που έχουμε πτώση τάσεως) αέργου ισχύος από τον αντιστροφήα. Οι βοηθητικές αυτές συναρτήσεις είναι οι `deadband.m` και `reactive.m` που βρίσκονται στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ. Η `inv_function.m` επιλύσει τη ροή φορτίου και επιστρέφει ως αποτέλεσμα τις τάσεις των ζυγών έτσι όπως διαμορφώθηκαν μετά τη ρύθμιση της αέργου ισχύος.
- Τέλος, εξετάσαμε το αποτέλεσμα που θα επέφερε η συμβατική προσέγγιση για την επίλυση του προβλήματος. Αντικαταστήσαμε, λοιπόν, τους κατάλληλους αγωγούς με μεγαλύτερης διατομής και επιλύσαμε τη ροή φορτίου.

Τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων παρουσιάζονται αναλυτικά στο επόμενο κεφάλαιο.

4.3.6. Οικονομική αξιολόγηση

Για κάθε ένα από τα δίκτυα που εξετάσαμε, υπολογίστηκε το συνολικό κόστος των επεμβάσεων που πραγματοποιήθηκαν στο δίκτυο. Η συμβατική αντιμετώπιση αφορούσε στην αύξηση της διατομής των αγωγών των γραμμών. Από τη βιβλιογραφία και εμπειρικά δεδομένα, για την αντικατάσταση των αγωγών, το συνολικό κόστος ανέρχεται στα 14500€/χλμ, ενώ μπορεί να ανέλθει σε πολύ υψηλότερα επίπεδα ανάλογα με τα γεωγραφικά και πολεοδομικά χαρακτηριστικά της εκάστοτε περιοχής. Η δημιουργία νέας γραμμής διακλάδωσης σε ένα ΔΔ έχει κόστος 18000€/χλμ.

Για τον υπολογισμό του κόστους των αντιστροφέων λάβαμε υπόψη τα κόστη των προϊόντων που κυκλοφορούν σήμερα στην αγορά με τα ανάλογα χαρακτηριστικά:

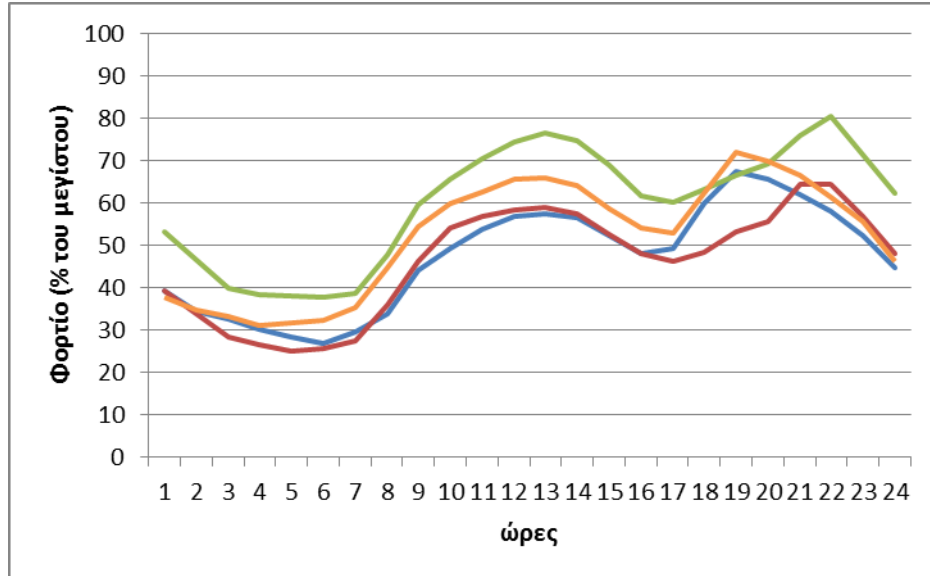
Πίνακας 4-9: Χαρακτηριστικά εμπορικών κεντρικών αντιστροφέων

Εταιρία	Μοντέλο	kW	cosφ min	ΜΟ τιμών	€/kW
SMA	sunny central	250	0,8	69570	278,28
SMA	sunny central	500	0,8	130520	261,04
ABB	PVI-330	330	0,9	53800	163,03
ABB	PVI-400	400	0,9	65650	164,13
Fronius	Agilo TL	360	0,8	89224	247,84
Fronius	Agilo TL	460	0,8	95025	206,58
Siemens	SINVERT PVS	500	0,8	124305	248,61

Παρατηρούμε ότι το κόστος των αντιστροφέων, οι οποίοι μπορούν να λειτουργήσουν με ελάχιστο συντελεστή ισχύος ίσο με 0,9 είναι αρκετά μικρότερο των αντίστοιχων με ελάχιστο συντελεστή ισχύος 0,8. Οι αντιστροφείς που χρησιμοποιήθηκαν στις προσομοιώσεις επιλέχθηκαν να έχουν ελάχιστο συντελεστή ισχύος ίσο με 0,8 και για το λόγο αυτό το κόστος τους θεωρήθηκε ίσο με το μέσο όρο του κόστους των αντίστοιχων εμπορικών προϊόντων, που είναι 248,47€/kW. Για τους αντιστροφείς δεν υπολογίστηκε κόστος εγκατάστασης, καθότι σε κάθε σημείο σύνδεσης υπάρχουν οι υποδομές για τους ήδη εγκατεστημένους αντιστροφείς, ενώ το κόστος αντικατάστασης τους με τους πιο σύγχρονους αντιστροφείς θεωρήθηκε αμελητέο.

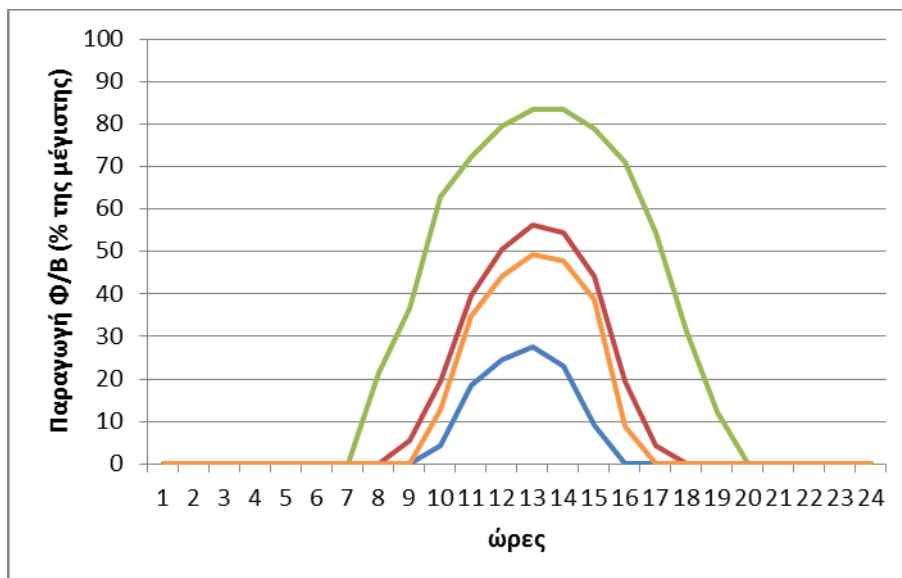
Υπολογίστηκε, επίσης, η επίπτωση στις συνολικές απώλειες ενέργειας που επιφέρουν οι εκάστοτε επεμβάσεις στο ΔΔ. Για το λόγο αυτό, πραγματοποιήθηκε μια εκτίμηση των συνολικών απωλειών ως εξής:

- Για κάθε μία εποχή του έτους, θεωρήθηκε μια μέση καμπύλη ωριαίου φορτίου για τη διάρκεια μιας ημέρας, όπως φαίνεται στο παρακάτω διάγραμμα (με μπλε χρώμα για το χειμώνα, κόκκινο για την άνοιξη, πράσινο για το καλοκαίρι και πορτοκαλί για το φθινόπωρο):



Σχήμα 4-4: Μέση καμπύλη ωριαίου φορτίου μιας ημέρας κάθε εποχής του έτους [37]

- Αντίστοιχα, μια μέση καμπύλη παραγωγής των Φ/Β κατά τη διάρκεια μιας ημέρας [38] [39] [40] (με μπλε χρώμα για το χειμώνα, κόκκινο για την άνοιξη, πράσινο για το καλοκαίρι και πορτοκαλί για το φθινόπωρο):



Σχήμα 4-5: Μέση παραγωγή Φ/Β μιας ημέρας κάθε εποχής του έτους

- Υπολογίστηκαν με τη χρήση του MATPOWER οι συνολικές απώλειες κατά τη διάρκεια μιας ημέρας για κάθε εποχή με τα παραπάνω δεδομένα και οι συνολικές απώλειες για όλο το έτος (360 ημέρες) υπολογίστηκαν ως εξής:

$$P_{\text{απ,ετήσιο}} = 90 \cdot (P_{\text{απ,χειμ}} + P_{\text{απ,αν}} + P_{\text{απ,καλ}} + P_{\text{απ,φθιν}}) \quad (36)$$

όπου $P_{\text{απ,χειμ}}$, $P_{\text{απ,αν}}$, $P_{\text{απ,καλ}}$ και $P_{\text{απ,φθιν}}$ οι συνολικές απώλειες για μια ημέρα της κάθε εποχής.

Το κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας λήφθηκε ίσο με 30€/MWh. [41]

4.4. 2^η Εφαρμογή – Μείωση αιχμής ισχύος

Η δεύτερη εφαρμογή που υλοποιήθηκε στα πλαίσια της παρούσας διπλωματικής αφορά στη μείωση της αιχμής της ισχύος σε ένα ΔΔ ΜΤ, με την τοποθέτηση συσσωρευτών σε ορισμένους ζυγούς του δικτύου. Στόχος της συγκεκριμένης υλοποίησης είναι η βελτίωση της καμπύλης του φορτίου που καλείται να εξυπηρετήσει ο Υ/Σ του ΔΔ. Αυτό επιτυγχάνεται με τη φόρτιση των συσσωρευτών κατά τις ώρες χαμηλής ζήτησης και με την εκφόρτιση τους κατά τις ώρες αιχμής. Ταυτόχρονα, επιτυγχάνεται και καλύτερη εκμετάλλευση των της παραγόμενης ισχύος από μονάδες ΔΠ που είναι συνδεδεμένες στο δίκτυο.

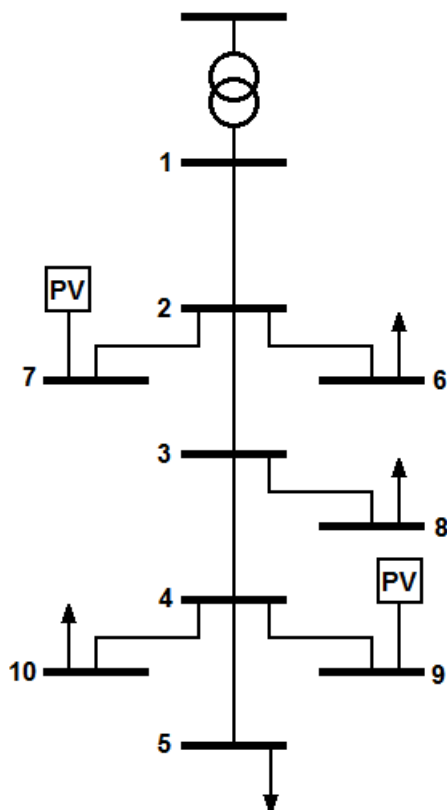
Η μελέτη περιλαμβάνει τη συμπεριφορά του δικτύου κατά τη διάρκεια μιας ημέρας, όπου για κάθε ώρα λαμβάνονται υπόψη το προς εξυπηρέτηση φορτίο (από την καμπύλη φορτίου), η παραγωγή των μονάδων ΔΠ (από την καμπύλη παραγωγής των Φ/Β στα προς εξέταση δίκτυα) καθώς και η επίδραση της φόρτισης ή εκφόρτισης των συσσωρευτών (μέσω των σεναρίων φόρτισης εκφόρτισης) όταν αυτοί τοποθετηθούν.

4.4.1. Εξεταζόμενα δίκτυα

Όπως στην 1^η εφαρμογή, για την καλύτερη κατανόηση της μεθόδου εξετάστηκαν δύο ΔΔ ΜΤ. Το πρώτο δίκτυο είναι ένα απλουστευμένο ΔΔ 10 ζυγών, με εγκατεστημένο φορτίο 6 MVA που τροφοδοτείται από έναν Υ/Σ 150kV/20kV. Σε δύο από τους ζυγούς του είναι συνδεδεμένες μονάδες Φ/Β συνολικής ισχύος 600kW.

Πίνακας 4-10: Ονομαστική ισχύς μονάδων Φ/Β δικτύου 10 ζυγών

Ζυγός σύνδεσης Φ/Β	Μέγιστη παραγωγή (kW)
7	300
9	300



Σχήμα 4-6: Δίκτυο 10 ζυγών

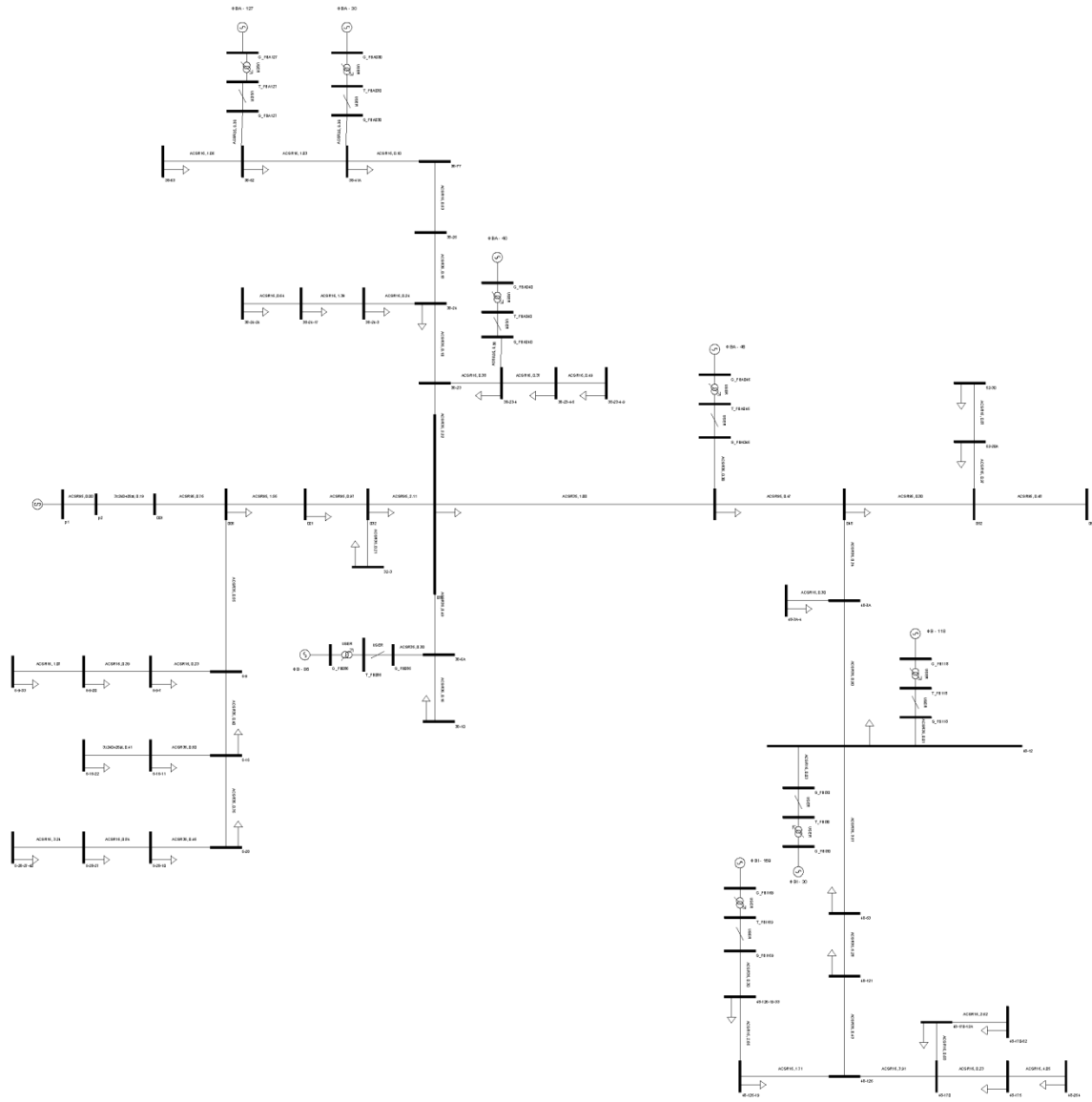
Οι αγωγοί των γραμμών του (εναέριες τριφασικές) είναι τύπου ACSR και τα στοιχεία τους είναι τα εξής:

Πίνακας 4-11: Χαρακτηριστικά κλάδων δικτύου 10 ζυγών

Από ζυγό	Σε ζυγό	Διατομή (mm^2)	Μήκος (χλμ)
1	2	95	6
2	3	95	6
3	4	95	6
4	5	95	6
2	6	35	6
2	7	35	6
3	8	35	6
4	9	35	6
4	10	35	6

Θεωρήθηκε ότι το φορτίο του είναι οικιακό και λειτουργεί με επαγωγικό συντελεστή ισχύος $\cos\varphi = 0,85$.

Το δεύτερο δίκτυο που εξετάστηκε είναι το πραγματικό δίκτυο P23 Σπερχειάδας. Το εγκατεστημένο φορτίο του είναι 6,97 MVA και τροφοδοτείται από έναν Υ/Σ 150kV/20kV.



Σχήμα 4-7: Δίκτυο P23 Σπερχειάδας

Η συνολική ονομαστική ισχύς των μονάδων Φ/Β του δικτύου αυτού είναι 1,3MW και συγκεκριμένα οι συνδεδεμένες μονάδες με τους αντίστοιχους ζυγούς σύνδεσής τους στο δίκτυο έχουν ως εξής:

Πίνακας 4-12: Ονομαστική ισχύς μονάδων Φ/Β δικτύου P23 Σπερχειάδας

Ζυγός σύνδεσης Φ/Β	Μέγιστη παραγωγή (kW)
9	100
25	200
38	100
50	200
60	200
61	200
62	200
63	100

Τα στοιχεία των γραμμών του είναι τα εξής:

Πίνακας 4-13: Χαρακτηριστικά κλάδων δικτύου P23 Σπερχειάδας

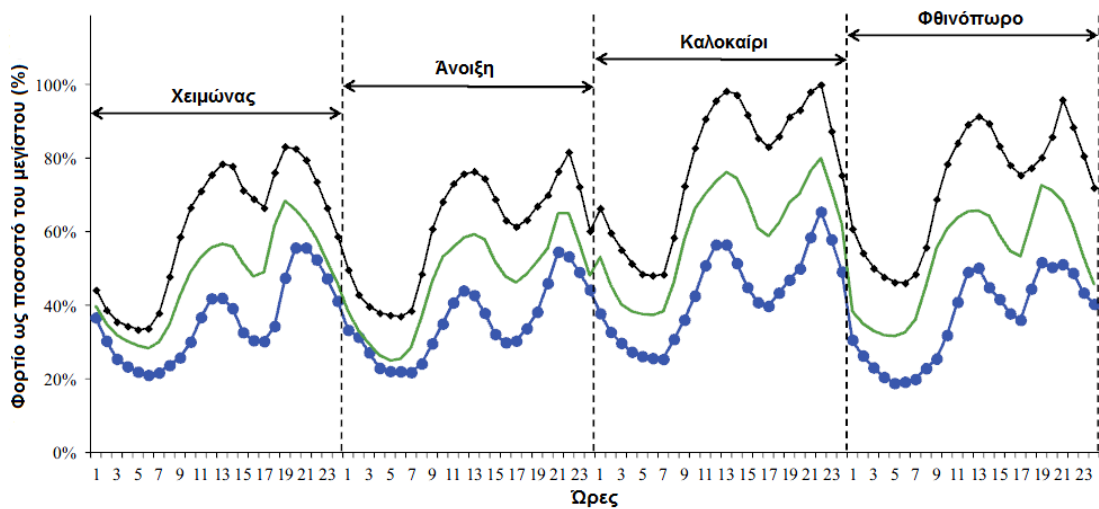
Από ζυγό	Σε ζυγό	Τύπος	Μήκος (χλμ)
1	2	ACSR95	0,001
3	4	ACSR95	0,764
4	5	ACSR95	1,556
4	6	ACSR35	0,553
6	7	ACSR35	0,395
7	8	ACSR35	0,759
9	10	ACSR35	0,300
11	12	ACSR35	0,212
13	14	ACSR35	0,897
15	16	ACSR16	0,391
17	18	3x240+25al	0,410
19	20	ACSR16	0,837
2	3	3x240+25al	0,186
21	22	ACSR35	6,275
16	23	ACSR16	1,072
20	24	ACSR16	3,241
25	14	ACSR35	0,010
6	15	ACSR16	0,234
7	17	ACSR35	0,502
22	26	ACSR35	0,434
27	28	ACSR16	1,057
29	13	ACSR35	0,335
8	19	ACSR35	0,458
30	31	ACSR95	0,484

10	32	ACSR95	6,280
33	32	ACSR95	0,030
14	21	ACSR35	3,571
34	35	ACSR35	0,494
35	36	ACSR35	0,158
34	45	ACSR35	2,220
14	38	ACSR16	0,030
26	39	ACSR16	3,913
45	40	ACSR35	0,100
40	41	ACSR16	0,24
41	42	ACSR16	1,394
42	43	ACSR16	0,641
45	44	ACSR16	0,383
44	46	ACSR16	0,371
46	47	ACSR16	0,491
39	48	ACSR16	0,229
48	49	ACSR16	4,054
50	44	ACSR35	0,300
39	51	ACSR16	0,676
40	52	ACSR35	0,181
52	64	ACSR16	0,533
64	54	ACSR16	0,104
51	55	ACSR16	2,621
26	56	ACSR16	1,710
13	57	ACSR16	0,300
56	58	ACSR16	2,660
54	28	ACSR16	1,033
58	60	ACSR35	0,300
61	54	ACSR35	0,300
62	28	ACSR35	0,300
35	63	ACSR35	0,300
5	11	ACSR95	0,968
34	10	ACSR35	1,000
10	29	ACSR95	0,465
29	30	ACSR95	0,300
30	53	ACSR16	0,967
53	59	ACSR16	0,870
11	34	ACSR95	2,106
56	37	ACSR16	3,316

Το φορτίο του P23 είναι οικιακό και λειτουργεί με επαγωγικό συντελεστή ισχύος $\cos\varphi = 0,85$.

4.4.2. Φορτίο δικτύου και παραγωγή φωτοβολταϊκών

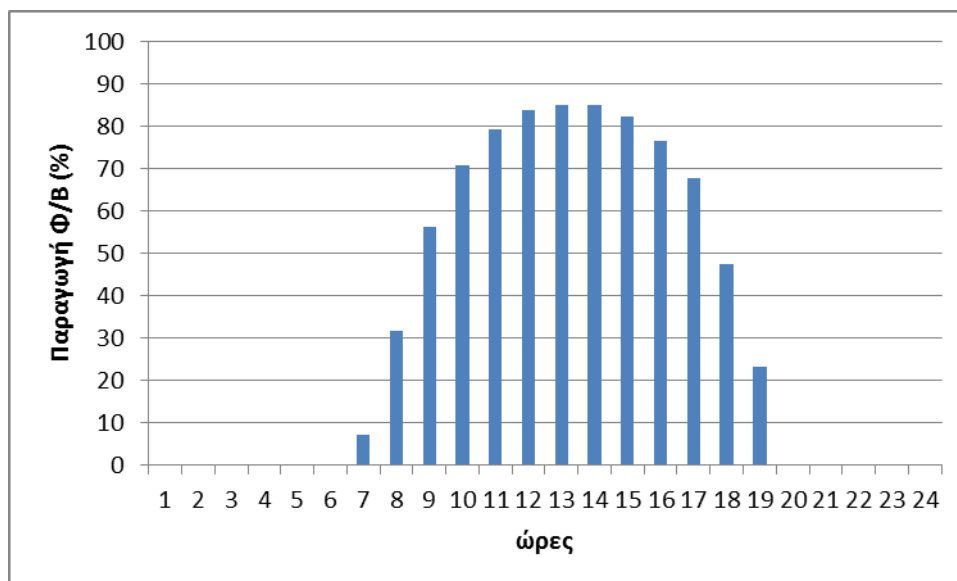
Στην εφαρμογή αυτή θα προσομοιάσουμε τη λειτουργία του δικτύου κατά τη διάρκεια μιας ημέρας, επομένως θα χρησιμοποιήσουμε το ωριαίο φορτίο που εξυπηρετεί το δίκτυο για την ημέρα αυτή καθώς και την ωριαία παραγωγή των μονάδων Φ/Β. Στο παρακάτω διάγραμμα φαίνεται το ωριαίο φορτίο ως ποσοστό της αιχμής για κάθε εποχή (με μαύρο χρώμα το μέγιστο, με μπλε το ελάχιστο και με πράσινο το μέσο):



Σχήμα 4-8: Ωριαίο φορτίο για κάθε εποχή ως ποσοστό του μέγιστου φορτίου [37]

Φυσικά για κάθε φορτίο που είναι συνδεδεμένο στο ΔΔ η ωριαία κατανάλωση του διαφέρει, όμως για λόγους απλότητας θα θεωρήσουμε ότι τα όλα φορτία της εφαρμογής μας ακολουθούν την ίδια ωριαία καμπύλη φορτίου.

Μια τυπική καμπύλη ωριαίας παραγωγής Φ/Β ως ποσοστό της μέγιστης παραγωγής τους για μια καλοκαιρινή ημέρα όπου υπάρχει υψηλή παραγωγή παρουσιάζεται στο παρακάτω διάγραμμα:



Σχήμα 4-9: Τυπική καμπύλη παραγωγής φωτοβολταϊκών καλοκαιρινής ημέρας

Για τις μονάδες Φ/Β που συνδέονται στο ίδιο ΔΔ μπορούμε να θεωρήσουμε ότι η καμπύλη ωριαίας παραγωγής τους (ως ποσοστό της μέγιστης παραγωγής της κάθε μιας) είναι ίδια αφού βρίσκονται στην ίδια γεωγραφική περιοχή, όπου επικρατούν οι ίδιες καιρικές συνθήκες.

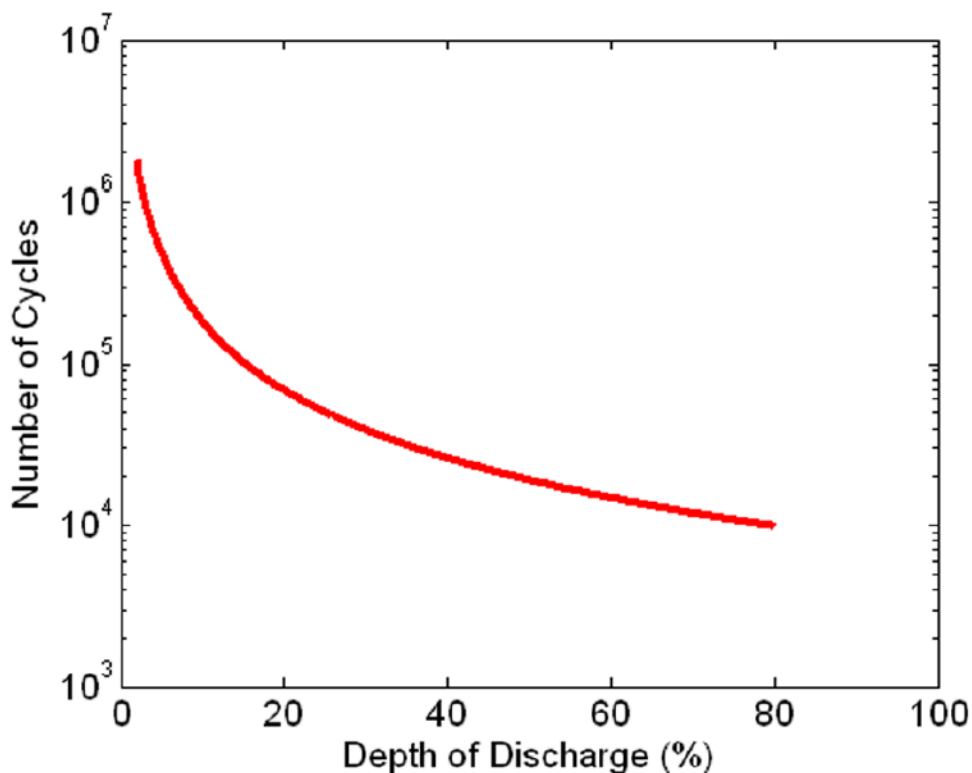
4.4.3. Στοιχεία και λειτουργία συσσωρευτών

Οι συσσωρευτές που χρησιμοποιήθηκαν στην εφαρμογή αυτή είναι τύπου ιόντων λιθίου. Οι συσσωρευτές αυτού του τύπου χρησιμοποιούνται όλο και περισσότερο τα τελευταία χρόνια σε εφαρμογές διεσπαρμένης αποθήκευσης ενέργειας, λόγω της υψηλής ενεργειακής τους πυκνότητας και της άριστης απόδοσης τους που ξεπερνάει το 90%. Επιπλέον, έχουν το πλεονέκτημα ότι δε χρειάζονται ιδιαίτερη συντήρηση.

Η διάρκεια ζωής αυτού των συσσωρευτών νατρίου θείου εξαρτάται άμεσα από το βάθος το βάθος της εκφόρτισής τους (DoD – Depth of Discharge), δηλαδή από τη διαφορά της ελάχιστης από τη μέγιστη κατάσταση φόρτισής τους:

$$DoD = SOC_{max} - SOC_{min} \quad (37)$$

Η εξάρτηση της διάρκειας ζωής (σε πλήρεις κύκλους φόρτισης) από το βάθος εκφόρτισης των συσσωρευτών ιόντων λιθίου φαίνεται στο παρακάτω διάγραμμα:



Σχήμα 4-10: Διάρκεια ζωής συσσωρευτών ιόντων λιθίου εξαρτώμενη από το βάθος εκφόρτισης [42]

Έτσι, ακόμα και για μεγάλο βάθος εκφόρτισης 80% οι συσσωρευτές αυτοί μπορούν να αντέξουν μέχρι και 10000 κύκλους φόρτισης. Αυτό σημαίνει ότι αν υποθεθεί ένας κύκλος φόρτισης σε κάθε ημέρα του έτους, η διάρκεια ζωής τους ξεπερνάει τα 27 έτη.

Όσον αφορά στην τοποθεσία των συσσωρευτών στο ΔΔ, επιλέχθηκε να τοποθετηθούν σε προκαθορισμένους ζυγούς όπου είναι συνδεδεμένες οι μονάδες Φ/Β. Κάτι τέτοιο δεν υπαγορεύεται από τη νομοθεσία στην Ελλάδα, σε αντίθεση με άλλες χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης. Επίσης, λειτουργούν ως φορτίο κατά τις ώρες φόρτισης και ως πηγή κατά τις ώρες εκφόρτισης.

Ως ποσοστό διείσδυσης των αποθηκευτικών μονάδων σε ένα δίκτυο ορίζεται ο δείκτης β (%) που είναι ο λόγος της μέγιστης ισχύος των εγκατεστημένων συσσωρευτών προς το εγκατεστημένο φορτίο του δικτύου αυτού. Για τη συνολική ισχύ των συσσωρευτών που εγκαταστάθηκαν στα προς εξέταση ΔΔ, επιλέξαμε να εξετάσουμε δύο περιπτώσεις με διείσδυση $\beta = 10\%$ και $\beta = 20\%$. Επίσης, επιλέχθηκε συντελεστής λειτουργίας $\cos\varphi = 1$, επομένως αποθηκεύεται μόνο ενεργός ισχύς.

Επίσης, επιλέχθηκε να υλοποιηθεί μόνο η δεύτερη στρατηγική φόρτισης-εκφόρτισης από αυτές που περιγράφηκαν στην παράγραφο 3.5.3.. Η πρώτη στρατηγική, που αφορά στη φόρτιση με σταθερό ρυθμό $P_{m,ch}$ κατά τις ώρες ελάχιστης ζήτησης και στην εκφόρτιση με σταθερό ρυθμό $P_{m,disch}$ κατά τις ώρες αιχμής αντίστοιχα δεν κρίθηκε απαραίτητο να υλοποιηθεί. Στη δεύτερη στρατηγική ο ρυθμός φόρτισης κατά της ώρες χαμηλής ζήτησης και εκφόρτισης κατά τις ώρες αιχμής δεν είναι σταθερός και εξαρτάται από την αθροιστική καμπύλη φορτίου που καλείται να εξυπηρετήσει ο Υ/Σ του ΔΔ, όπως έχει περιγραφεί.

Η λειτουργία των συσσωρευτών περιορίζεται από τα εξής:

- Η κατάσταση φόρτισης κάθε στιγμή πρέπει να βρίσκεται εντός των ορίων που επιλέχθηκαν. Αυτά είναι $SOC_{min} = 0,1$ και $SOC_{max} = 0,9$ για όλες τις προσομοιώσεις. Επομένως, το βάθος εκφόρτισης των συσσωρευτών προκύπτει $DoD = 0,8$.
- Ισχύει η συνθήκη μηδενικής συνολικής έγχυσης/απορρόφησης ενέργειας από τους συσσωρευτές κατά τη διάρκεια της ημέρας, δηλαδή η κατάσταση φόρτισής τους στην αρχή και στο τέλος της ημέρας είναι ίδια.
- Η ενεργός ισχύς που αποθηκεύεται ή εγχέεται από τον κάθε συσσωρευτή P_m κάθε ώρα δεν μπορεί να ξεπερνά τη μέγιστη ισχύ του:

$$|P_m| \leq P_{max} \quad (38)$$

- Η αποθηκευμένη ενέργεια στο συσσωρευτή $E_{m,t}$ (Wh) κάθε ώρα t είναι η εξής:

$$E_{m,t} = E_{m,0} + \sum_{i=1}^t P_{m,i} \quad (39)$$

όπου $E_{m,0}$ η αποθηκευμένη ενέργεια στην αρχή της ημέρας και $P_{m,i}$ η ισχύς που αποθηκεύεται κάθε ώρα.

4.4.4. Προσομοιώσεις

Για την επίλυση των ροών φορτίου για κάθε ώρα της ημέρας για το υπό εξέταση δίκτυο κάθε περίπτωσης αναπτύχθηκαν δύο συναρτήσεις στη MATLAB. Η κύρια συνάρτηση `batt_function.m` (ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ) δέχεται ως ορίσματα τα στοιχεία του εκάστοτε δικτύου, την ωριαία καμπύλη φορτίου για μία ημέρα, τα μεγέθη και τους ζυγούς σύνδεσης των Φ/Β, την ωριαία καμπύλη παραγωγής των Φ/Β, τα μεγέθη και τους ζυγούς

σύνδεσης των συσσωρευτών (αν υπάρχουν) καθώς και τη μέγιστη και ελάχιστη επιτρεπτή κατάσταση φόρτισης και την απόδοση των συσσωρευτών.

Η συνάρτηση αυτή επιστρέφει ως αποτέλεσμα τη ροή φαινόμενης ισχύος από τον Υ/Σ του δικτύου. Αν έχουν τοποθετηθεί συσσωρευτές στο δίκτυο, η κύρια συνάρτηση καλεί τη βοηθητική συνάρτηση `batt_schedule.m` (ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ) η οποία επιστρέφει τη στρατηγική φόρτισης για τους συσσωρευτές μέσω ενός πίνακα. Η κύρια συνάρτηση αναλαμβάνει να επιλύσει τις ροές φορτίου λαμβάνοντας υπόψη τη φόρτιση και εκφόρτιση των συσσωρευτών.

Για κάθε ένα από τα δύο προς εξέταση ΔΔ ακολουθήθηκαν τα εξής βήματα με τη βοήθεια του MATPOWER και των συναρτήσεων που περιγράφηκαν παραπάνω:

- Αρχικά, επιλύθηκαν οι ροές φορτίου για κάθε ώρα της ημέρας χωρίς την τοποθέτηση συσσωρευτών.
- Στη συνέχεια τοποθετήθηκαν τα διαφορετικά μεγέθη συσσωρευτών και επιλύθηκαν οι ροές φορτίου.

Τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων παρουσιάζονται αναλυτικά στο επόμενο κεφάλαιο.

4.4.5. Οικονομική αξιολόγηση

Ο υπολογισμός του κόστους απόκτησης και σύνδεσης των συσσωρευτών της 2ης εφαρμογής πραγματοποιήθηκε σύμφωνα με τα παρακάτω δεδομένα, όπως προέκυψαν από τη βιβλιογραφία [43] [44]:

- Κόστος κεφαλαίου
 - Κόστος συσσωρευτών: $300 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \sum E_b$
 - Κόστος ηλεκτρονικών ισχύος: $155 \frac{\text{€}}{\text{kW}} \sum P_b$
 - Κόστος υπόλοιπων μερών: $0 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \sum E_b$ (θεωρείται αμελητέο)
- Κόστος λειτουργίας και συντήρησης: $6 \frac{\text{€}}{\text{kW}} \sum P_b$
- Κόστος αντικατάστασης: $135 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \sum E_b$

Ακόμη, υπολογίστηκε η επίπτωση στις συνολικές απώλειες ενέργειας που επιφέρει οι σύνδεση στο δίκτυο και η λειτουργία των αποθηκευτικών μονάδων. Ακολουθήθηκε και

στην εφαρμογή αυτή η μεθοδολογία που περιγράφηκε στην παράγραφο 4.3.6 για την εκτίμηση των απωλειών.

Τέλος, υπολογίστηκε ο χρόνος αναβολής της επένδυσης για την ενίσχυση του δικτύου. Με τη μείωση της ισχύος αιχμής μειώνεται η ροή ισχύος από το Μ/Σ του Υ/Σ καθώς και η φόρτιση της γραμμής που αναχωρεί από τον Υ/Σ. Αναβάλλεται, λοιπόν, για κάποιο χρονικό διάστημα η προσθήκη νέας πύλης αναχώρησης ΜΤ στον Υ/Σ ή η αντικατάσταση του Μ/Σ.

Τα κόστη αντικατάστασης ή προσθήκης Μ/Σ σε υφιστάμενους Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ για το διαχειριστή του ελληνικού δικτύου διανομής είναι τα εξής:

Πίνακας 4-14: Κόστη προσθήκης ή αντικατάστασης Μ/Σ σε Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ

Ενέργεια	Κόστος (€)
Προσθήκη Μ/Σ 40/50ΜVΑ σε υφιστάμενο Υ/Σ	730000
Προσθήκη Μ/Σ 20/25ΜVΑ σε υφιστάμενο Υ/Σ	665000
Αντικατάσταση Μ/Σ 20/25ΜVΑ με Μ/Σ 40/50ΜVΑ	535000
Αντικατάσταση Μ/Σ 10/12,5ΜVΑ με Μ/Σ 20/25ΜVΑ	360000

Αντίστοιχα, τα κόστη προσθήκης νέας πύλης αναχώρησης ΜΤ σε υφιστάμενο Υ/Σ είναι:

Πίνακας 4-15: Κόστη προσθήκης πύλης αναχώρησης σε Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ

Ενέργεια	Κόστος (€)
Προσθήκη υπαίθριας πύλης αναχώρησης ΜΤ σε υφιστάμενο Υ/Σ	73000
Προσθήκη πύλης αναχώρησης ΜΤ εντός κτιρίου σε υφιστάμενο Υ/Σ	48000

Το κόστος δημιουργίας νέας γραμμής αγωγών ACSR 95 mm² είναι 18000€/χλμ.

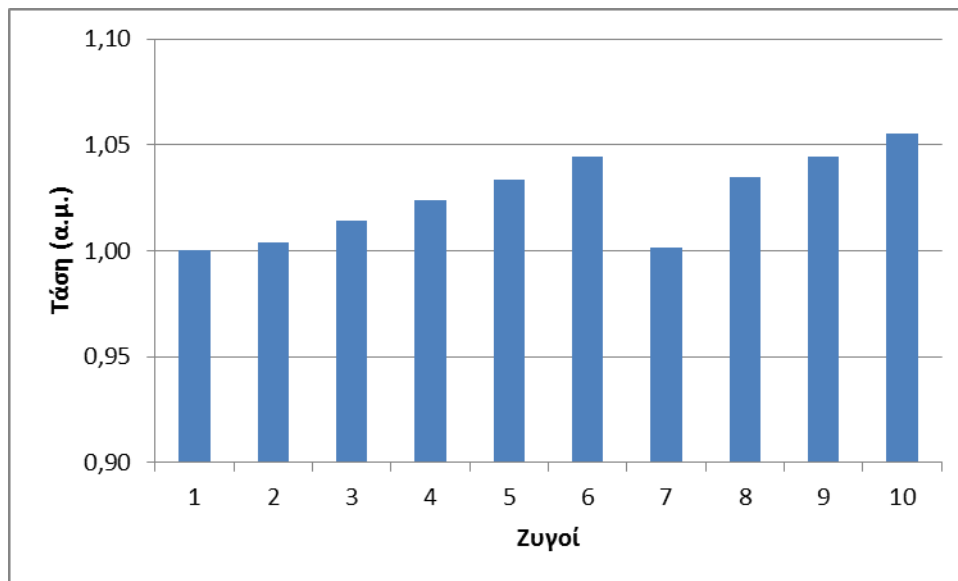
5. ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ

5.1.1^η Εφαρμογή

5.1.1. Δίκτυο 10 ζυγών

Η πρώτη προσομοίωση αφορούσε στη λειτουργία του δικτύου των 10 ζυγών, όπως περιγράφηκε στην παράγραφο 4.3.2., για το σενάριο του ελάχιστου φορτίου με τη μέγιστη παραγωγή των Φ/Β. Ο ζυγός 1 στον οποίο είναι συνδεδεμένος ο Μ/Σ του Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ του δικτύου είναι ο ζυγός αναφοράς, ενώ οι ζυγοί στους οποίους είναι συνδεδεμένα τα φορτία των καταναλωτών είτε τα Φ/Β θεωρούνται ζυγοί PQ.

Οι ακραίες τιμές παραγωγής και κατανάλωσης επιλέχθηκαν έτσι ώστε να αναδειχθεί το πρόβλημα της ανύψωσης της τάσης το οποίο πρέπει να αντιμετωπιστεί. Έτσι για ελάχιστο φορτίο ίσο με 172,13kW και ταυτόχρονα μέγιστη παραγωγή ίση με 900kW από τις μονάδες Φ/Β οι τάσεις στους ζυγούς του δικτύου φαίνονται στο παρακάτω διάγραμμα:

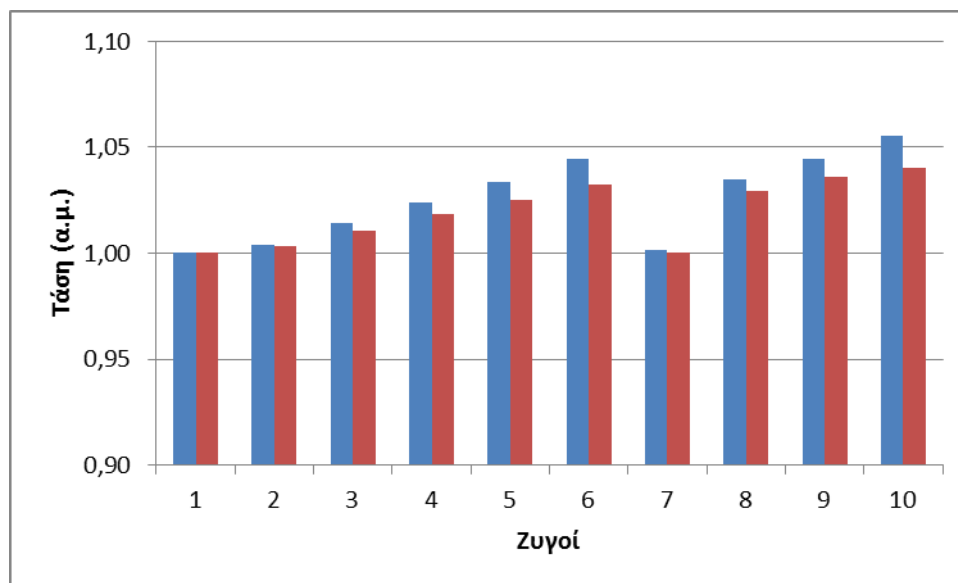


Σχήμα 5-1: Ανύψωση τάσης ζυγών δικτύου

Η τάση στο ζυγό 10 ξεπερνάει, λοιπόν, το όριο του 1,05 α.μ. και επομένως θα αντιμετωπίσει πρόβλημα σε ακραίες περιπτώσεις. Για την αντιμετώπιση του φαινομένου, επιλέξαμε να αντικαταστήσουμε τον αντιστροφέα της μονάδας Φ/Β που συνδέεται στο ζυγό 10 με έναν ο οποίος έχει δυνατότητα απορρόφησης αέργου ισχύος.

Ο νέος αντιστροφέας λειτουργεί όπως περιγράφηκε στις παραγράφους 3.4.4 και 4.3.4. Έχει ονομαστική ισχύ 375kVA, ελάχιστο συντελεστή ισχύος $\cos\phi=0,80$ και άρα η μέγιστη άεργος ισχύς που μπορεί να απορροφήσει είναι 225kVar. Το ελάχιστο deadband του επιλέχθηκε ίσο με 0,01 για παραγωγή πάνω από 200kW της μονάδας Φ/Β και το μέγιστο ίσο με 0,03 για παραγωγή μέχρι 100kW.

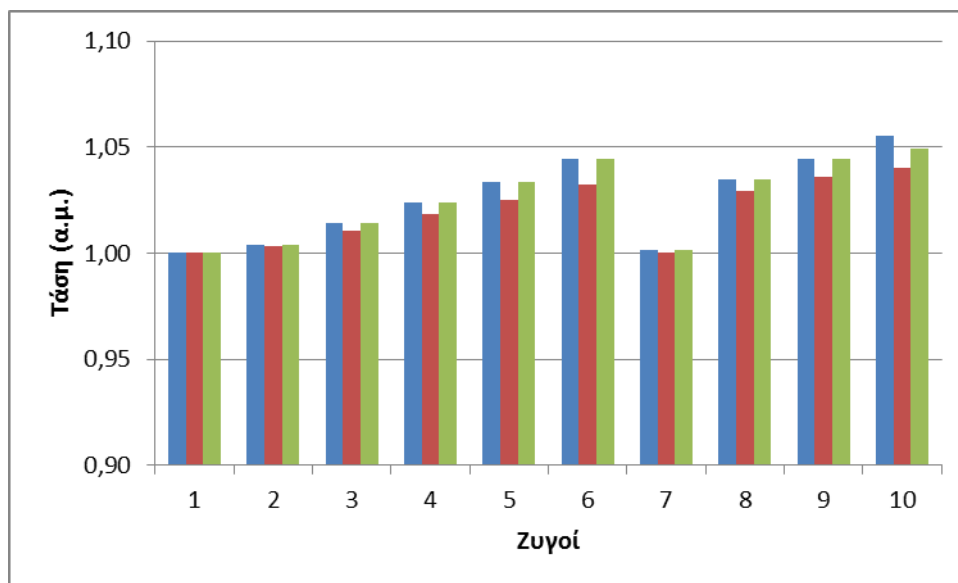
Με τη χρήση της συνάρτησης `inv_function.m` επιλύσαμε τη ροή φορτίου και οι τάσεις των ζυγών μετά τη ρύθμιση μέσω απορρόφησης αέργου ισχύος από τον αντιστροφέα φαίνονται στο παρακάτω διάγραμμα (με μπλε χρώμα οι τάσεις πριν την αντικατάσταση του αντιστροφέα και με κόκκινο μετά την αντικατάσταση):



Σχήμα 5-2: Μεταβολή στις τάσεις των ζυγών μετά την αντικατάσταση αντιστροφέα

Παρατηρούμε καταρχάς, ότι η τάση του ζυγού 10 μειώθηκε αρκετά επανερχόμενη εντός των επιτρεπτών ορίων (1,040 α.μ.). Επιπλέον όμως, βλέπουμε ότι υπήρξε βελτίωση του επιπέδου των τάσεων και των υπόλοιπων ζυγών.

Μια αντιμετώπιση του φαινομένου της ανύψωσης τάσης από τους διαχειριστές των ΔΔ σήμερα αφορά στην αντικατάσταση των γραμμών με τις οποίες συνδέονται οι ζυγοί που εμφανίζουν πρόβλημα στην τάση με γραμμές μικρότερης σύνθετης αντίστασης (μεγαλύτερης διατομής). Αντικαταστήσαμε, λοιπόν, την γραμμή που συνδέει τους ζυγούς 6 και 10 (ACSR 16 mm²) με μεγαλύτερης διατομής (ACSR 35 mm²), χωρίς να αντικαταστήσουμε τον αρχικό αντιστροφέα και επιλύσαμε τη ροή φορτίου. Οι τάσεις των ζυγών με τα νέα δεδομένα φαίνονται στο παρακάτω διάγραμμα (με πράσινο χρώμα):



Σχήμα 5-3: Μεταβολή στις τάσεις των ζυγών μετά την αντικατάσταση των αγωγών

Η τάση του ζυγού 10 μετά την αντικατάσταση των γραμμών μειώθηκε κάτω από το όριο του 1,05 α.μ. (1,048 α.μ.). Η μείωση αυτή ήταν κατά πολύ μικρότερη από τη μείωση που προκάλεσε η αντικατάσταση του αντιστροφέα, ενώ σε αντίθεση με την πρώτη υλοποίηση οι τάσεις των υπόλοιπων ζυγών έμειναν ανεπηρέαστες.

Το συνολικό κόστος των επεμβάσεων στο δίκτυο με την αντικατάσταση του αντιστροφέα έφτασε τις 93176,25€, ίσο δηλαδή με το κόστος αγοράς του. Για την αντικατάσταση των αγωγών με μεγαλύτερης διατομής, το κόστος ανήλθε στις 174000€.

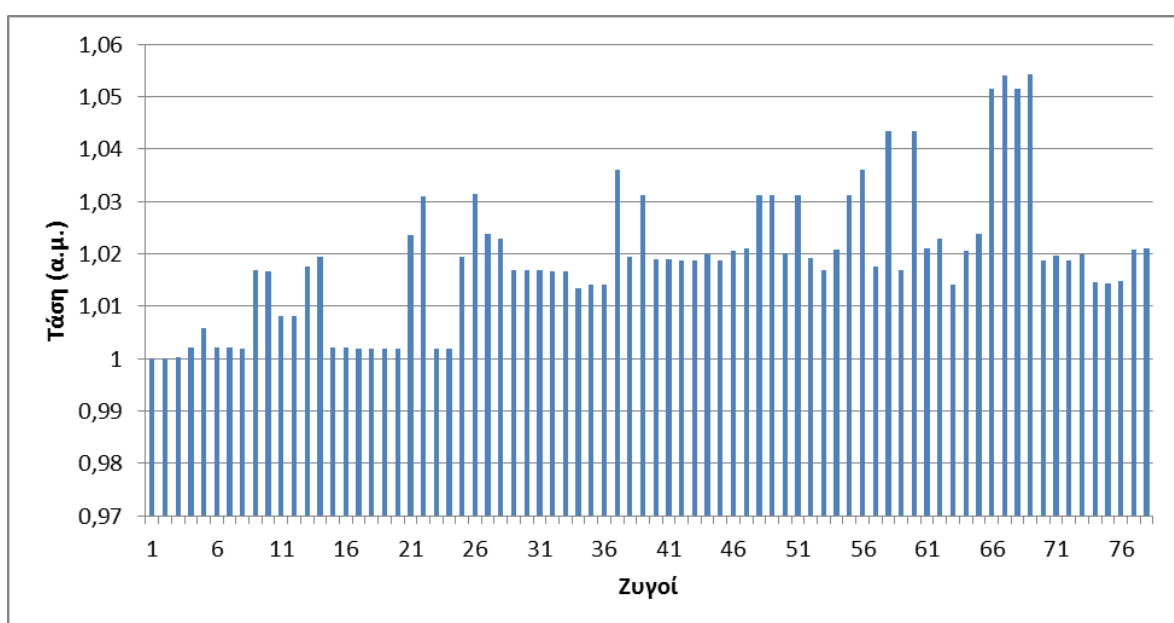
Οι συνολικές ετήσιες απώλειες ενέργειας του δικτύου πριν τις επεμβάσεις σε αυτό υπολογίστηκαν ίσες με 494,42MWh. Η αντικατάσταση του αντιστροφέα στο ζυγό 10, επέφερε μικρή μείωση στις ετήσιες απώλειες (493,09MWh) της τάξεως του 0,26%. Η αντικατάσταση των αγωγών της γραμμής 6-10, είχε ως αποτέλεσμα μικρή επίσης μείωση των ετήσιων απωλειών, οι οποίες μειώθηκαν στις 486,22MWh (μείωση 1,66%).

Η μείωση αυτή στις απώλειες και με βάση την τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας (30€/MWh) κρίνεται ότι έχει αμελητέο οικονομικό συμφέρον σε ετήσια βάση σε σχέση με το ύψος του κόστους των επενδύσεων για την αντικατάσταση του αντιστροφέα ή των αγωγών της γραμμής.

5.1.2. Δίκτυο P23 Σπερχειάδας

Η αντίστοιχη διαδικασία ακολουθήθηκε και για την περίπτωση του δικτύου P23 Σπερχειάδας. Και για το δίκτυο αυτό, ο ζυγός 1 στον οποίο είναι συνδεδεμένος ο Μ/Σ του Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ του δικτύου είναι ο ζυγός αναφοράς, ενώ οι ζυγοί στους οποίους είναι συνδεδεμένα τα φορτία των καταναλωτών είτε τα Φ/Β θεωρούνται ζυγοί PQ.

Προκειμένου να γίνει έντονο το φαινόμενο της ανύψωσης της τάσης επιλέχθηκε ελάχιστο φορτίο ίσο με 266,4kW και μέγιστη παραγωγή από τα Φ/Β η οποία φτάνει τα 3000kW. Με αυτά τα δεδομένα οι τάσεις στους ζυγούς του δικτύου που προκύπτουν από την επίλυση της ροής φορτίου είναι οι εξής:



Σχήμα 5-4: Ανύψωση τάσης ζυγών δικτύου

Οι τάσεις στους ζυγούς 66, 67, 68 και 69 έχουν ξεπεράσει το επιτρεπτό όριο του 1,05 α.μ. και πιο συγκεκριμένα:

$$V_{66} = 1,051 \text{ α.μ.}$$

$$V_{67} = 1,054 \text{ α.μ.}$$

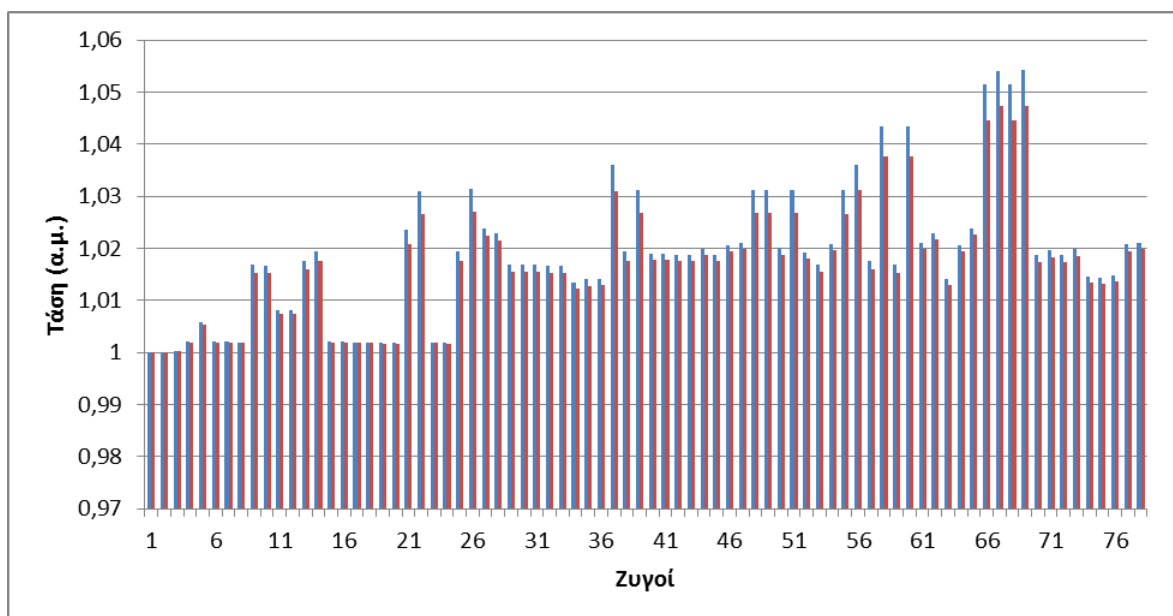
$$V_{68} = 1,052 \text{ α.μ.}$$

$$V_{69} = 1,054 \text{ α.μ.}$$

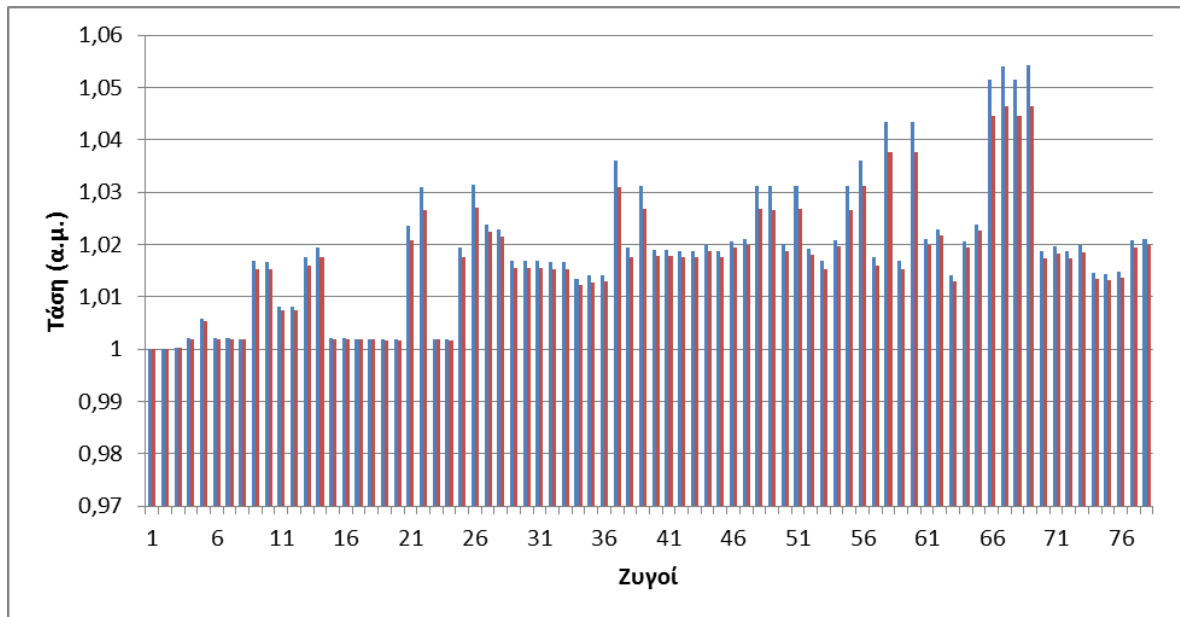
Στους ζυγούς 68 και 69 είναι συνδεδεμένες δύο μονάδες Φ/Β ισχύος 300kW η κάθε μία, ενώ μέσω των ζυγών 66 και 67 συνδέονται αντίστοιχα οι παραπάνω ζυγοί με το υπόλοιπο δίκτυο. Για την αντιμετώπιση της ανύψωσης της τάσης των ζυγών αυτών, επιλέξαμε την αντικατάσταση των αντιστροφέων σύνδεσης των δύο μονάδων Φ/Β με αντιστροφείς που έχουν τη δυνατότητα να απορροφούν άεργο ισχύ.

Καθώς οι δύο αυτές μονάδες Φ/Β είναι ίσης ισχύος με την αντίστοιχη της περίπτωσης του δικτύου των 10 ζυγών, οι αντιστροφείς που επιλέχθηκαν είναι επίσης ισχύος 375kVA, με ελάχιστο συντελεστή ισχύος $\cos\phi=0,80$ και άρα μέγιστη δυνατή απορρόφηση άεργο ισχύος έως 225kVar. Το ελάχιστο deadband του επιλέχθηκε ίσο με 0,01 για παραγωγή πάνω από 200kW της μονάδας Φ/Β και το μέγιστο ίσο 0,03 για παραγωγή μέχρι 100kW.

Λόγω του γεγονότος ότι οι συγκεκριμένοι ζυγοί είναι γειτονικοί και συνδέονται στον κορμό του δικτύου μέσω της ίδιας διακλάδωσης, αντικαταστήσαμε αρχικά τον αντιστροφέα μόνο της μιας από τις δύο μονάδες Φ/Β. Επιλύοντας της ροή φορτίου, οι τάσεις των ζυγών μετά την αντικατάσταση του αντιστροφέα που συνδέεται στο ζυγό 68 και 69 αντίστοιχα, παρουσιάζονται στα παρακάτω διαγράμματα (με μπλε χρώμα οι τάσεις πριν την αντικατάσταση του αντιστροφέα και με κόκκινο μετά την αντικατάσταση):



Σχήμα 5-5: Μεταβολή στις τάσεις των ζυγών μετά την αντικατάσταση αντιστροφέα ζυγού 68



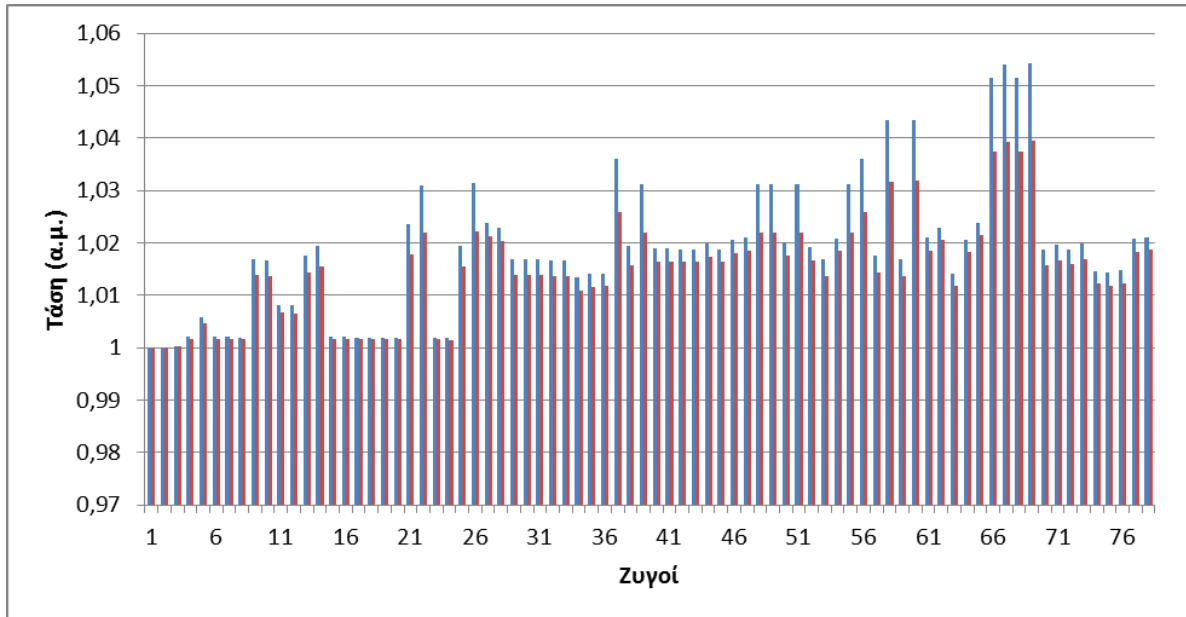
Σχήμα 5-6: Μεταβολή στις τάσεις των ζυγών μετά την αντικατάσταση αντιστροφέα ζυγού 68

Οι τάσεις των ζυγών που είχαν ξεπεράσει το επιτρεπτό όριο περιορίστηκαν και στις δύο περιπτώσεις και πιο συγκεκριμένα:

Πίνακας 5-1: Μεταβολή τάσεων ζυγών που βρίσκονταν εκτός ορίων

Αντικατάσταση στον ζυγό 68	Αντικατάσταση στο ζυγό 69
$V_{66} = 1,045 \text{ α. μ.}$	$V_{66} = 1,045 \text{ α. μ.}$
$V_{67} = 1,047 \text{ α. μ.}$	$V_{67} = 1,046 \text{ α. μ.}$
$V_{68} = 1,045 \text{ α. μ.}$	$V_{68} = 1,045 \text{ α. μ.}$
$V_{69} = 1,047 \text{ α. μ.}$	$V_{69} = 1,046 \text{ α. μ.}$

Στη συνέχεια, έγινε προσομοίωση για ταυτόχρονη αντικατάσταση των αντιστροφέων και στις δύο μονάδες Φ/Β. Οι τάσεις των ζυγών μετά τη ρύθμιση μέσω απορρόφησης αέργου ισχύος από τους αντιστροφείς σε σύγκριση με τις αρχικές είναι οι εξής (με μπλε χρώμα οι τάσεις πριν την αντικατάσταση των αντιστροφέων και με κόκκινο μετά την αντικατάσταση):



Σχήμα 5-7: Μεταβολή στις τάσεις των ζυγών μετά την αντικατάσταση αντιστροφών ζυγών 68,69

Πλέον, οι τάσεις των ζυγών που είχαν εμφανίσει πρόβλημα μειώθηκαν στις εξής τιμές:

$$V_{66} = 1,037 \text{ α.μ.}$$

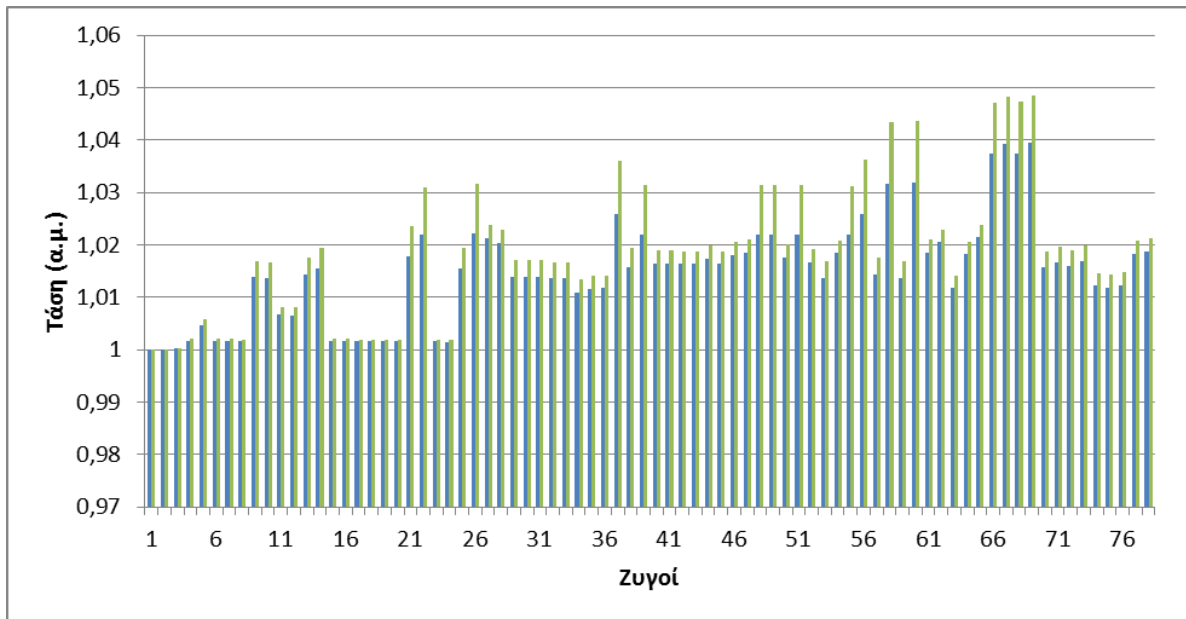
$$V_{67} = 1,039 \text{ α.μ.}$$

$$V_{68} = 1,037 \text{ α.μ.}$$

$$V_{69} = 1,039 \text{ α.μ.}$$

Ενώ, ταυτόχρονα, βελτιώθηκε και το επίπεδο των τάσεων των υπόλοιπων ζυγών του δικτύου.

Και για την περίπτωση του δικτύου P23 εξετάσαμε και την αντιμετώπιση του φαινομένου της ανύψωσης τάσης μέσω τις αντικατάστασης των αγωγών ορισμένων γραμμών. Για την αποκατάσταση των τάσεων εντός των επιτρεπτών ορίων, αντικαταστήσαμε τις γραμμές που συνδέουν τους ζυγούς 66-67 και 58-66, οι αγωγοί των οποίων ήταν τύπου ACSR διατομής 16 mm^2 με νέους τύπου ACSR και διατομής 35 mm^2 , χωρίς φυσικά την αντικατάσταση των αρχικών αντιστροφών. Οι τάσεις των ζυγών διαμορφώθηκαν ως εξής (με μπλε χρώμα οι τάσεις στην περίπτωση αντικατάστασης των αντιστροφών και με πράσινο οι τάσεις στην περίπτωση αντικατάστασης των γραμμών):



Σχήμα 5-8: Μεταβολή στις τάσεις των ζυγών μετά την αντικατάσταση των αγωγών

Και με τη μέθοδο αυτή είχαμε περιορισμό των τάσεων εντός των ορίων, όμως η μείωση αυτή δεν ήταν τόσο αισθητή όσο στην περίπτωση αντικατάστασης των αντιστροφών. Συγκεκριμένα, οι τάσεις των ζυγών που είχαν πρόβλημα έπεσαν οριακά κάτω από το 1,05 α.μ. και διαμορφώθηκαν ως εξής:

$$V_{66} = 1,047 \text{ α.μ.}$$

$$V_{67} = 1,048 \text{ α.μ.}$$

$$V_{68} = 1,047 \text{ α.μ.}$$

$$V_{69} = 1,048 \text{ α.μ.}$$

Σε αντίθεση με την πρώτη υλοποίηση οι τάσεις των υπόλοιπων ζυγών έμειναν ανεπηρέαστες.

Οι συνολικές δαπάνες για τις επεμβάσεις στο δίκτυο στην περίπτωση της αντικατάστασης των αντιστροφών, ήταν 93176,25€ και 186352,5€ για την αντικατάσταση ενός και δύο αντιστροφών αντίστοιχα. Στην περίπτωση της αύξησης της διατομής των γραμμών (συνολικού μήκους 7,52χλμ.), το συνολικό κόστος ανήλθε στις 109054,5€.

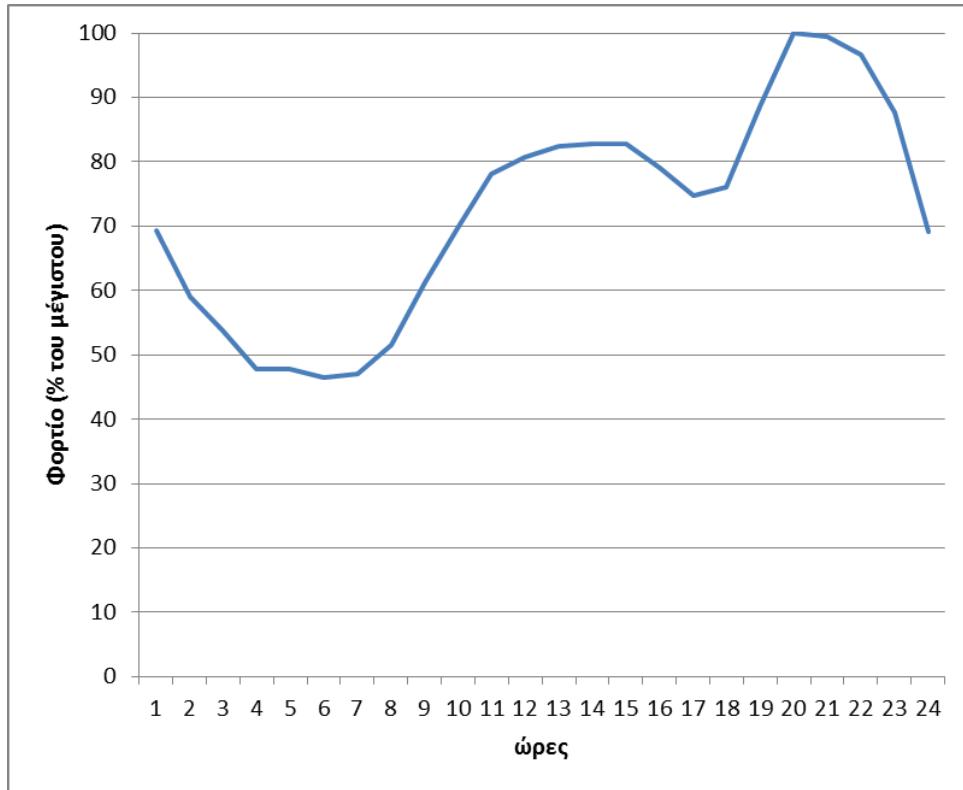
Οι συνολικές ετήσιες απώλειες ενέργειας του δικτύου πριν τις επεμβάσεις σε αυτό υπολογίστηκαν ίσες με 345,17MWh. Η αντικατάσταση του αντιστροφέα σε μια εκ των δύο μονάδων Φ/Β, μείωσε τις ετήσιες απώλειες στις 339,17MWh (μείωση κατά 1,74%) ενώ με την τοποθέτηση νέων αντιστροφέων και στις δύο μονάδες Φ/Β οι απώλειες ήταν 333,90MWh (μείωση κατά 3,27%). Η αντικατάσταση των αγωγών στις γραμμές 58-66 και 66-67 διαμόρφωσε τις συνολικές απώλειες στις 339,39MWh, μειώνοντάς τις δηλαδή κατά 1,67%.

Η μείωση αυτή στις απώλειες και με βάση την τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας (30€/MWh) κρίνεται ότι έχει αμελητέο οικονομικό συμφέρον σε ετήσια βάση σε σχέση με το ύψος του κόστους των επενδύσεων για την αντικατάσταση του αντιστροφέα ή των αγωγών της γραμμής.

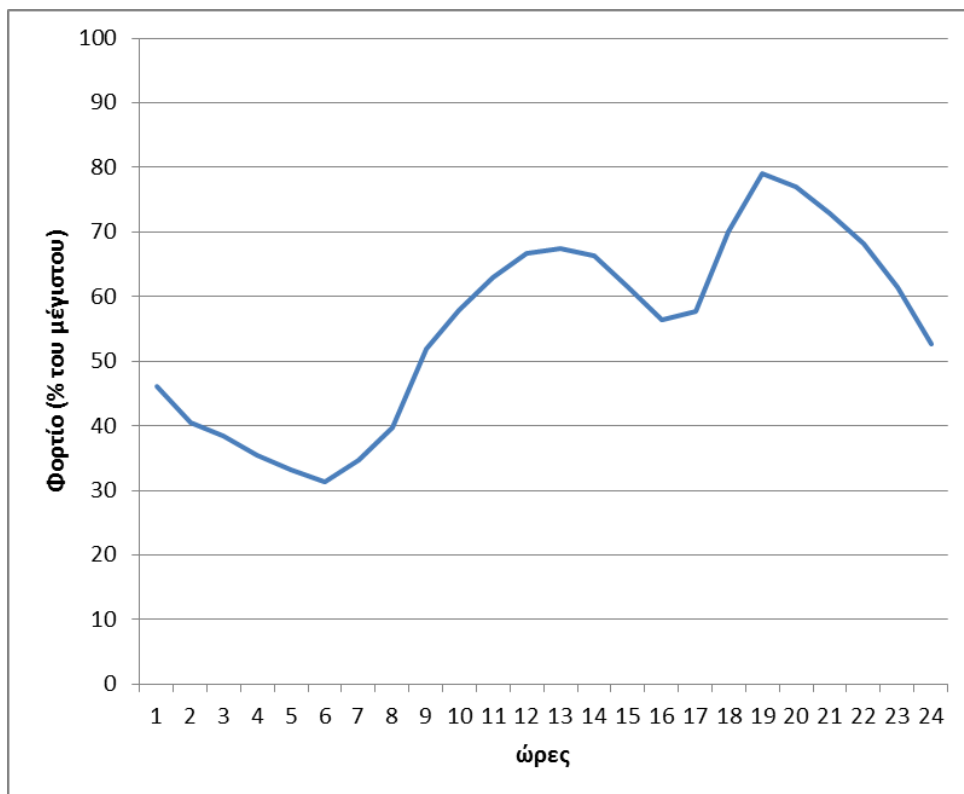
Παρατηρούμε, λοιπόν, ότι δεν μπορούμε να καταλήξουμε με σαφήνεια στο αν υπερτερεί η μια μέθοδος της άλλης. Ανάλογα με την τοπολογία του κάθε δικτύου, τα μήκη των γραμμών και τα γεωφυσικά χαρακτηριστικά της περιοχής πρέπει να γίνει οικονομοτεχνική εκτίμηση για το είδος της επέμβασης που θα πραγματοποιηθεί.

5.2.2¹ Εφαρμογή

Για την εφαρμογή αυτή, χρησιμοποιήθηκαν δύο ωριαίες καμπύλες φορτίου για μια ημέρα του καλοκαιριού και μία του χειμώνα, στις οποίες η ζήτηση φτάνει το μέγιστο της αντίστοιχης εποχής. Οι καμπύλες αυτές παρουσιάζονται στα παρακάτω διαγράμματα:

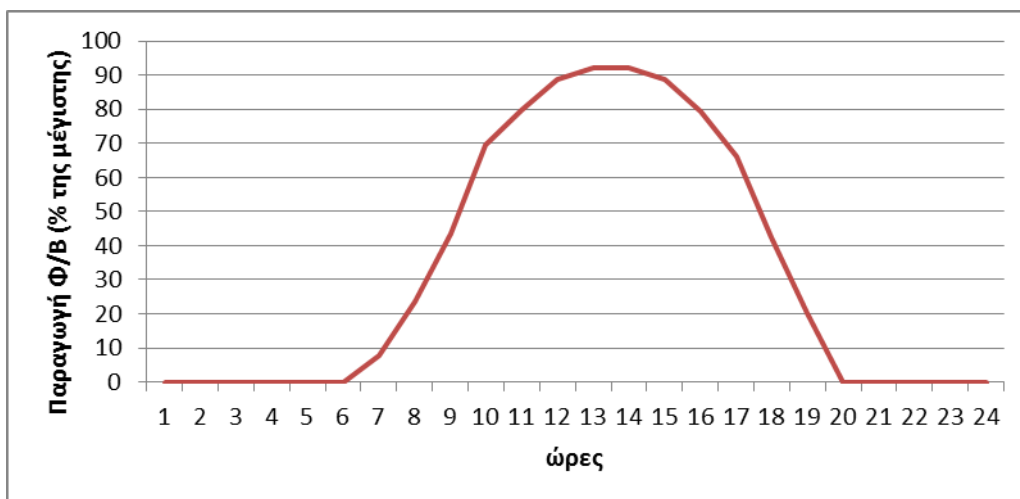


Σχήμα 5-9: Καμπύλη ωριαίου φορτίου ημέρας καλοκαιριού με μέγιστη ζήτηση

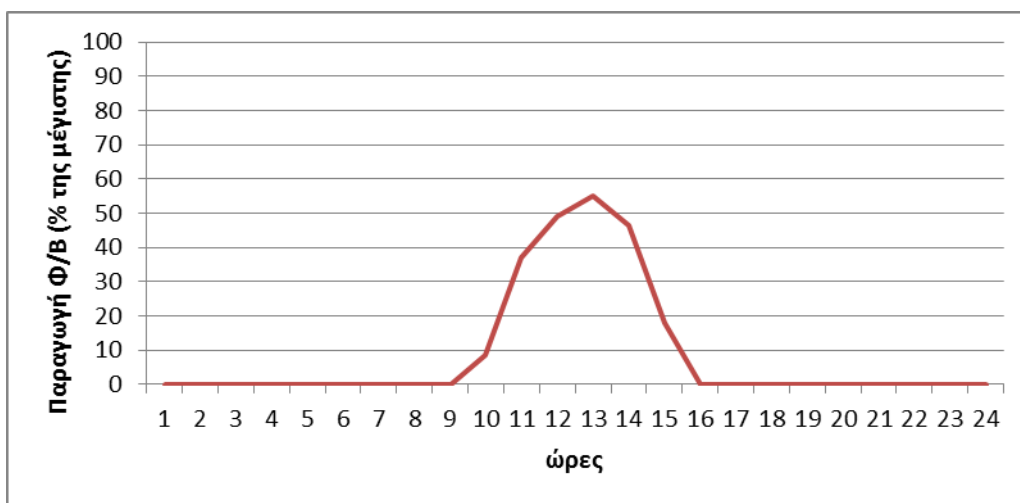


Σχήμα 5-10: Καμπύλη ωριαίου φορτίου ημέρας χειμώνα με μέγιστη ζήτηση

Χρησιμοποιήθηκαν, επίσης, δύο διαφορετικές καμπύλες για κάθε εποχή οι οποίες αφορούν στην παραγωγή των μονάδων Φ/Β κάθε ώρας της μέρας. Για την καλοκαιρινή ημέρα η παραγωγή των Φ/Β είναι αρκετά υψηλή ενώ στη χειμερινή η αντίστοιχη παραγωγή των Φ/Β είναι χαμηλή. Τα αντίστοιχα διαγράμματα είναι τα εξής:



Σχήμα 5-11: Καμπύλη ωριαίας παραγωγής Φ/Β ημέρας καλοκαιριού



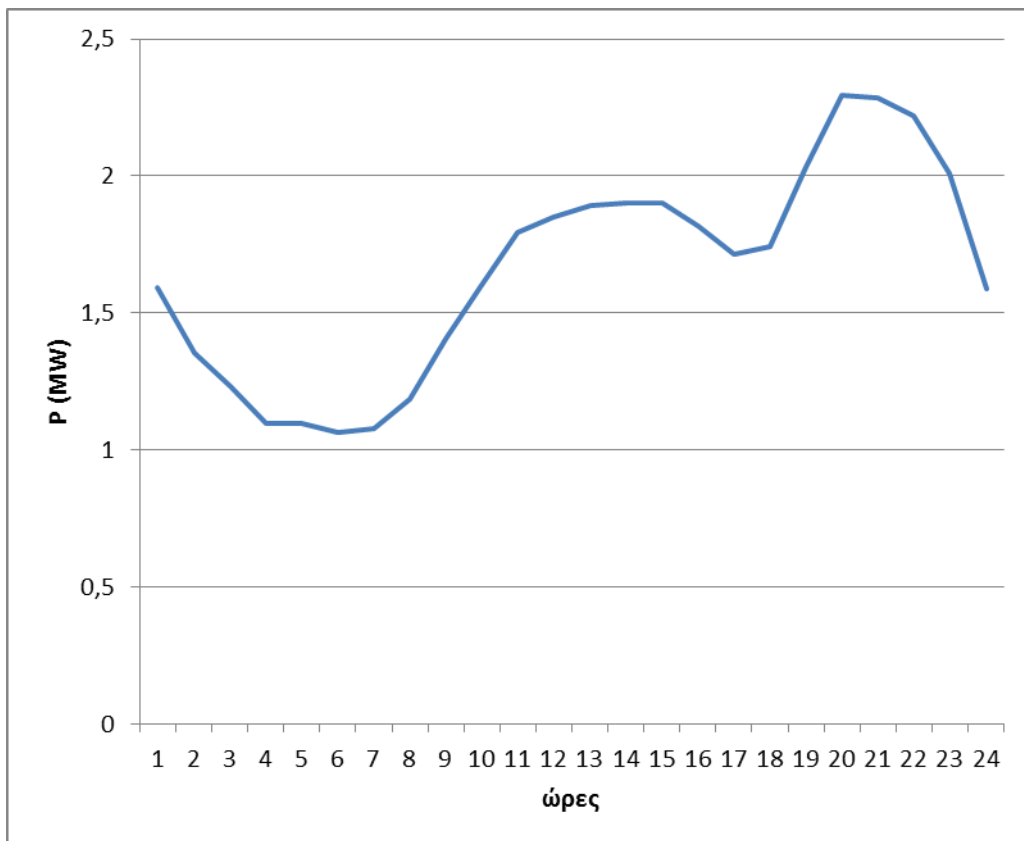
Σχήμα 5-12: Καμπύλη ωριαίας παραγωγής Φ/Β ημέρας χειμώνα

Οι παραπάνω καμπύλες χρησιμοποιήθηκαν στις προσομοιώσεις και του απλουστευμένου δικτύου των 10 ζυγών και στις αντίστοιχες του δικτύου P23 Σπερχειάδας.

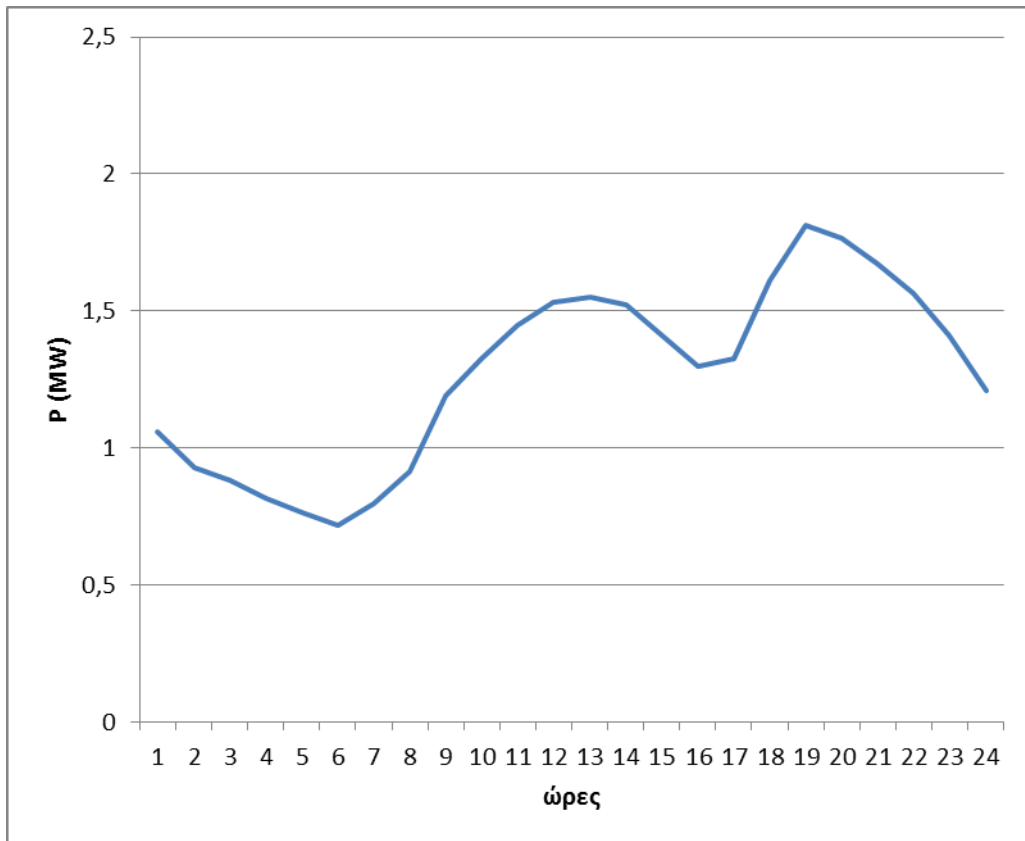
5.2.1. Δίκτυο 10 ζυγών

Η πρώτη προσομοίωση αφορά στη λειτουργία του δικτύου των 10 ζυγών, όπως περιγράφηκε στην παράγραφο 4.4.1.. Ο ζυγός 1 στον οποίο συνδέεται ο Μ/Σ του Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ του δικτύου είναι ο ζυγός αναφοράς, ενώ οι ζυγοί στους οποίους συνδέονται τα φορτία των καταναλωτών, οι μονάδες Φ/Β και θα συνδεθούν οι συσσωρευτές θεωρούνται ζυγοί PQ.

Για μέγιστο φορτίο 2,295MW οι καμπύλες φορτίου διαμορφώνονται ως εξής:

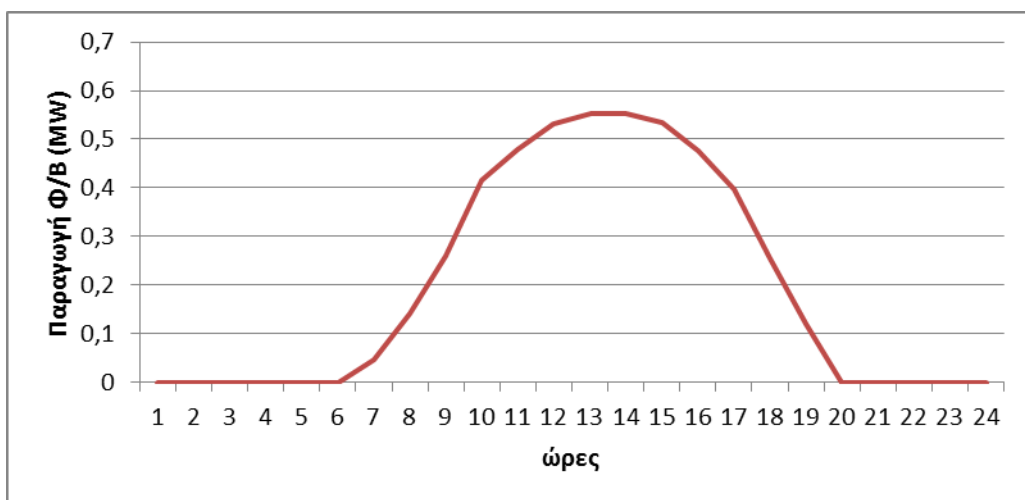


Σχήμα 5-13: Καμπύλη ωριαίου φορτίου ημέρας καλοκαιριού δικτύου 10 ζυγών

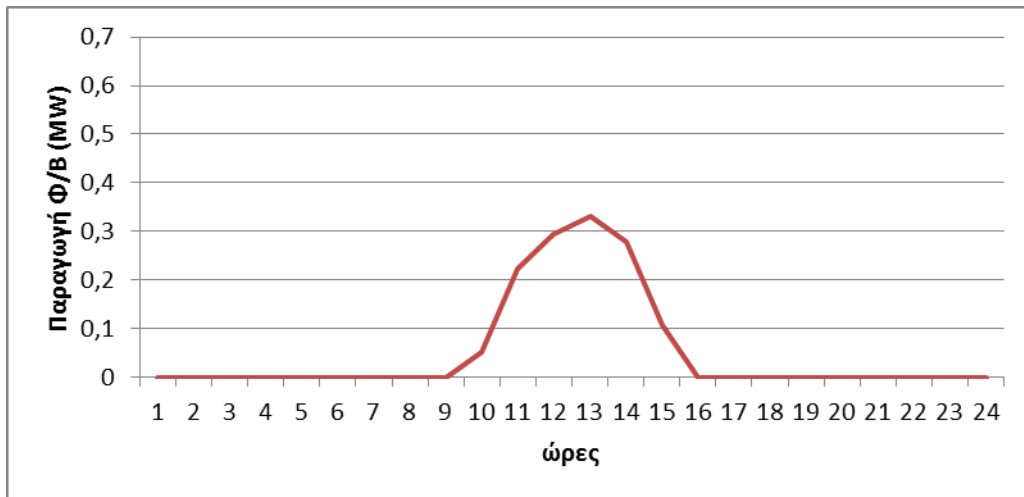


Σχήμα 5-14: Καμπύλη ωριαίου φορτίου ημέρας χειμώνα δικτύου 10 ζυγών

Η συνολική μέγιστη ισχύς που μπορούν να παράγουν οι μονάδες Φ/Β του δικτύου είναι 600kW, επομένως οι αντίστοιχες καμπύλες παραγωγής τους είναι οι εξής:

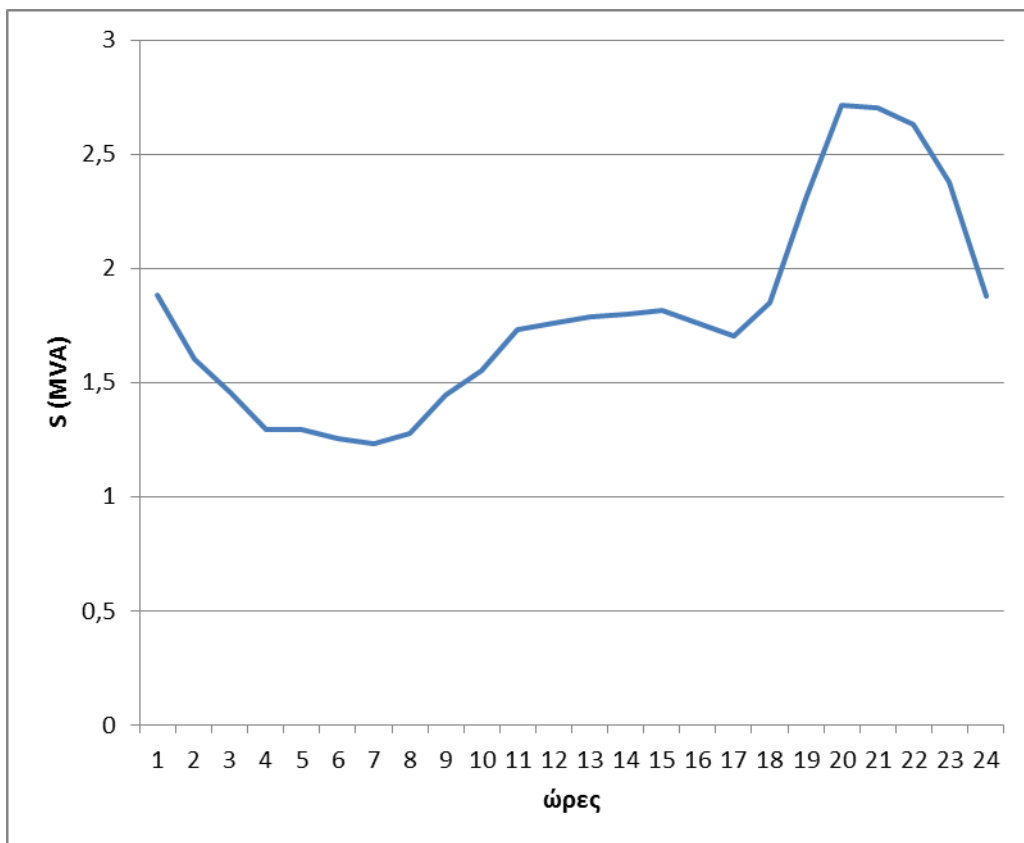


Σχήμα 5-15: Καμπύλη ωριαίας παραγωγής Φ/Β ημέρας καλοκαιριού δικτύου 10 ζυγών



Σχήμα 5-16: Καμπύλη ωριαίας παραγωγής Φ/Β ημέρας χειμώνα δικτύου 10 ζυγών

Με τα παραπάνω δεδομένα, επιλύθηκε η ροή φορτίου για κάθε ώρα της ημέρας. Για την καλοκαιρινή ημέρα, η ροή της φαινόμενης ισχύος από τον Υ/Σ του δικτύου φαίνεται παρακάτω:



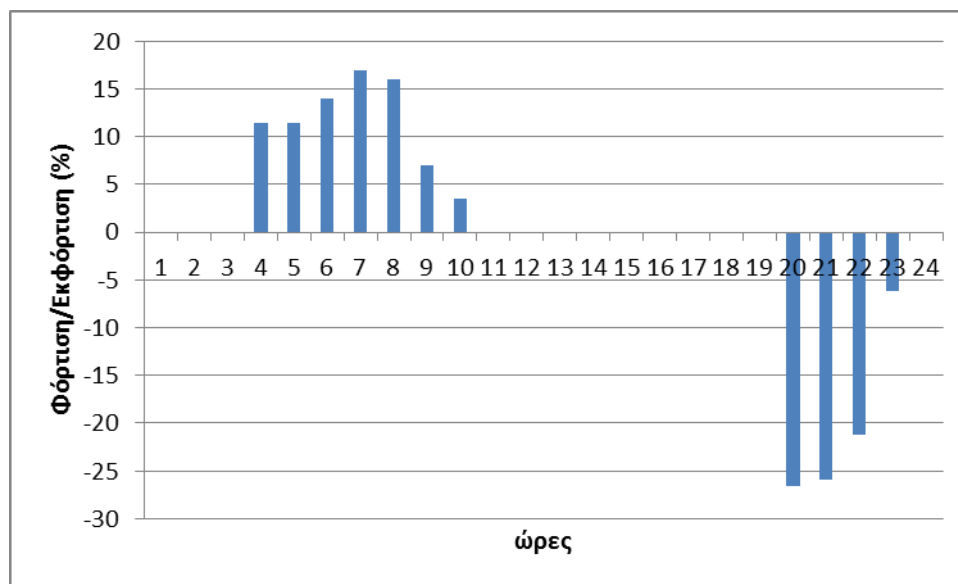
Σχήμα 5-17: Ροή φαινόμενης ισχύος από τον Υ/Σ του δικτύου 10 ζυγών την ημέρα του καλοκαιριού

Βλέπουμε, λοιπόν, ότι για να καλυφθεί το εξυπηρετούμενο φορτίο κάθε ώρα της ημέρας η ροή φαινόμενης ισχύος από τον Υ/Σ διαφέρει σε μεγάλο βαθμό αφού για τις ώρες

ελάχιστου φορτίου η ροή ισχύος είναι ακόμα και μικρότερη του 1,5MVA (ελάχιστη 1,233MVA την 7^η ώρα της ημέρας) ενώ κατά τις ώρες αιχμής ξεπερνάει τα 2,5MVA (μέγιστη 2,717MVA την 20^η ώρα της ημέρας).

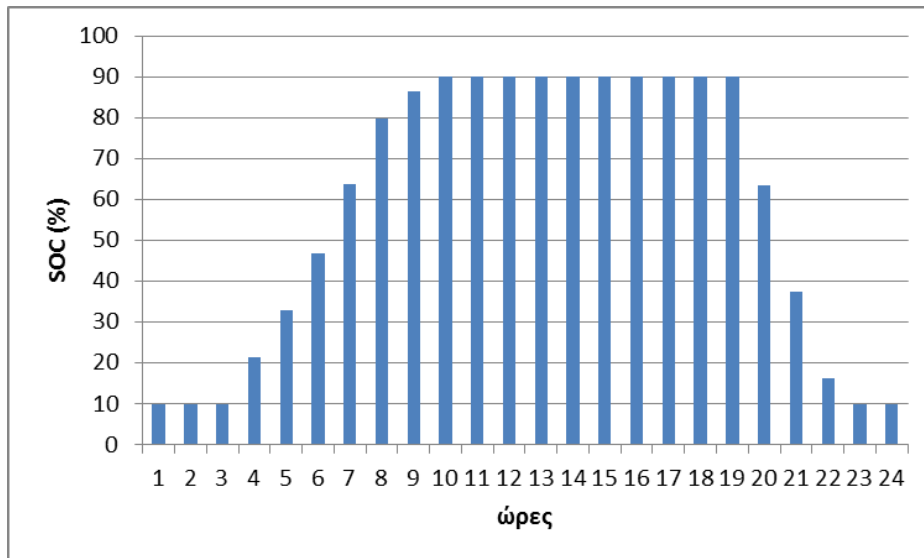
Προκειμένου να περιοριστεί η αιχμή που καλείται να εξυπηρετήσει ο Υ/Σ τοποθετήθηκαν συσσωρευτές σύμφωνα με τα όσα περιγράφηκαν στις παραγράφους 3.5 και 4.4. Αρχικά, στους ζυγούς 7 και 9 εγκαταστάθηκαν συσσωρευτές 300kW/300kWh (συνολική ισχύς 600kW ίση με το 10% της εγκατεστημένης ισχύος του δικτύου). Η μέγιστη κατάσταση φόρτισης τους επιλέχθηκε ίση με $SOC_{max} = 0,9$ και η ελάχιστη ίση με $SOC_{min} = 0,1$ και άρα το βάθος εκφόρτισής τους ήταν $DoD = 0,8$. Ως κατάσταση φόρτισης στην αρχή κάθε ημέρας επιλέξαμε την ελάχιστη, δηλαδή $SOC_0 = 0,1$.

Η στρατηγική φόρτισης, που περιγράφηκε στην παράγραφο 3.5.3., υλοποιήθηκε με τη χρήση της συνάρτησης `batt_schedule.m` στη MATLAB και το διάγραμμα του ρυθμού φόρτισης ή εκφόρτισης των συσσωρευτών που προκύπτει είναι το εξής:



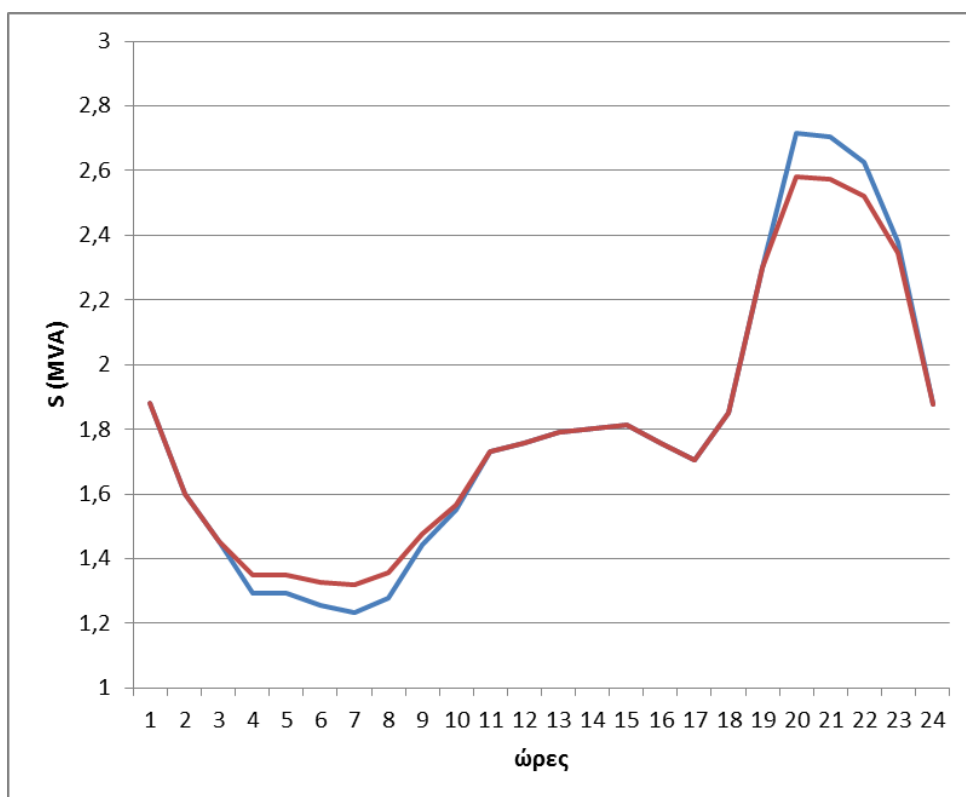
Σχήμα 5-18: Ρυθμός φόρτισης/εκφόρτισης συσσωρευτών δικτύου 10 ζυγών την ημέρα του καλοκαιριού

Η φόρτισή τους λαμβάνει χώρα τις ώρες $t=4$ έως $t=10$ και η εκφόρτιση τις ώρες $t=20$ έως $t=23$. Αντίστοιχα, η κατάσταση φόρτισης των συσσωρευτών κατά τη διάρκεια της ημέρας είναι η εξής:



Σχήμα 5-19: Κατάσταση φόρτισης συσσωρευτών δικτύου 10 ζυγών την ημέρα του καλοκαιριού

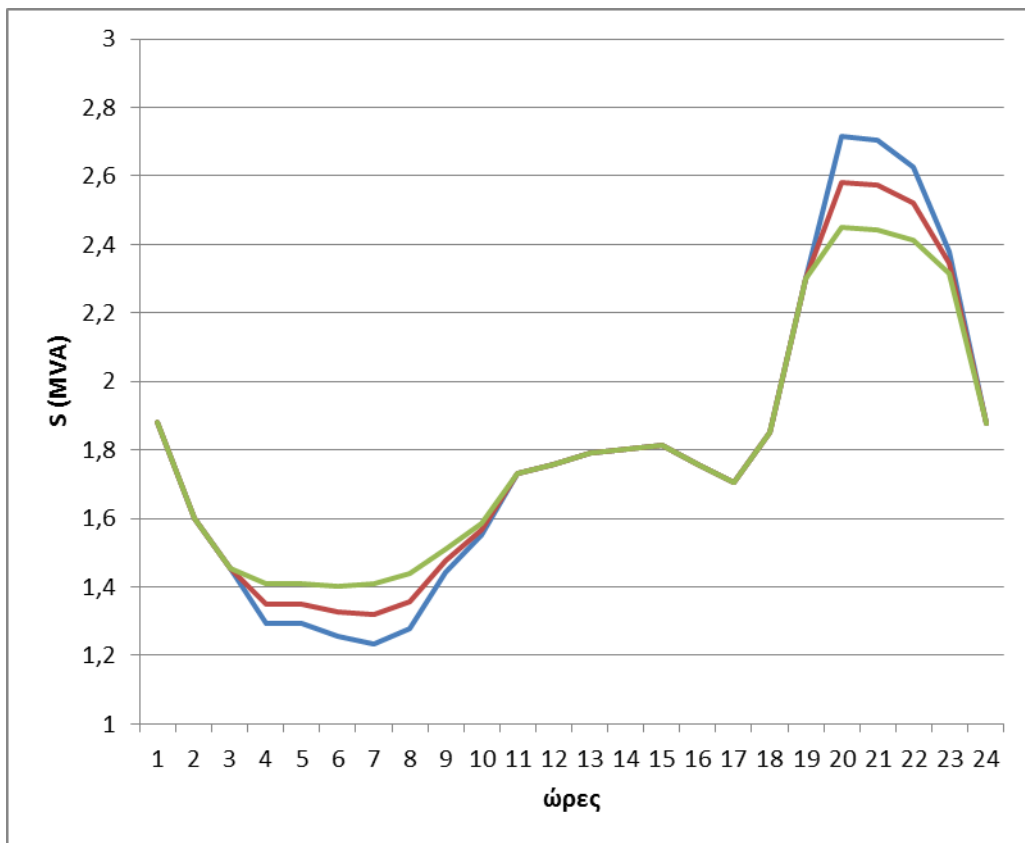
Με την προσθήκη των συσσωρευτών στο δίκτυο, επιλύθηκε η ροή φορτίου για κάθε ώρα και η ροή της φαινόμενης ισχύος από τον Υ/Σ του δικτύου φαίνεται στο παρακάτω διάγραμμα (με μπλε χρώμα η ροή φαινόμενης ισχύος πριν την εγκατάσταση των συσσωρευτών και με κόκκινο μετά):



Σχήμα 5-20: Μεταβολή στη ροή φαινόμενης ισχύος από τον Υ/Σ του δικτύου 10 ζυγών την ημέρα του καλοκαιριού μετά την εγκατάσταση συσσωρευτών σε ποσοστό 10%

Βλέπουμε, λοιπόν, ότι μετά την τοποθέτηση των συσσωρευτών η αιχμή του δικτύου περιορίστηκε, έχοντας πλέον μέγιστη τιμή ίση με 2,581MVA την 20^η ώρα της ημέρας. Με τις παραπάνω επεμβάσεις στο δίκτυο η μείωση των συνολικών απωλειών του δικτύου ήταν μικρή (της τάξεως του 0,60%).

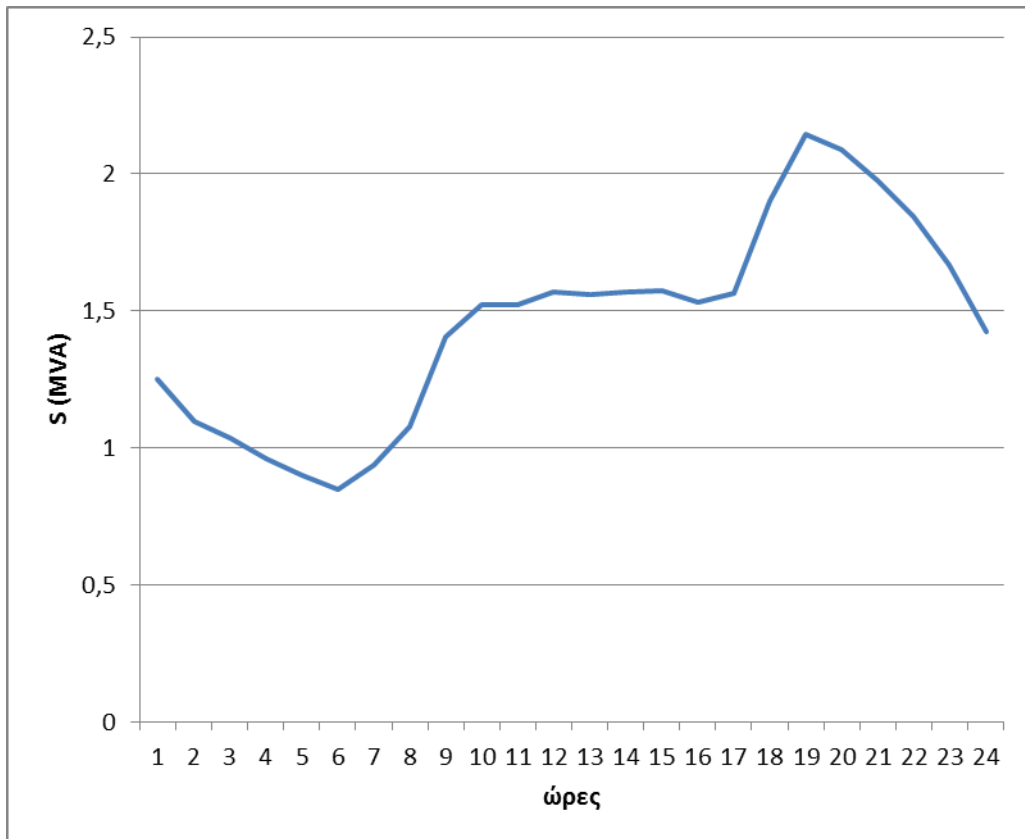
Στη συνέχεια, στους ζυγούς 7 και 9 εγκαταστάθηκαν συσσωρευτές μεγαλύτερης ισχύος 600kW/600kWh (συνολική ισχύς 1,2MW ίση με το 20% της εγκατεστημένης ισχύος του δικτύου). Η μέγιστη κατάσταση φόρτισης τους επιλέχθηκε και στην περίπτωση αυτή ίση με $SOC_{max} = 0,9$ και η ελάχιστη $SOC_{min} = 0,1$ ($DoD = 0,8$). Ως κατάσταση φόρτισης στην αρχή κάθε ημέρας επιλέξαμε και πάλι την ελάχιστη, δηλαδή $SOC_0 = 0,1$, ενώ η στρατηγική φόρτισης-εκφόρτισης παρέμεινε ίδια. Επιλύθηκε η ροή φορτίου για κάθε ώρα και η ροή της φαινόμενης ισχύος από τον Υ/Σ του δικτύου μετά τις νέες παρεμβάσεις στο δίκτυο (πράσινο χρώμα) σε σύγκριση με τις προηγούμενες περιπτώσεις φαίνεται στο παρακάτω διάγραμμα:



Σχήμα 5-21: Μεταβολή στη ροή φαινόμενης ισχύος από τον Υ/Σ του δικτύου 10 ζυγών την ημέρα του καλοκαιριού μετά την εγκατάσταση συσσωρευτών σε ποσοστό 20%

Η αύξηση, λοιπόν, του μεγέθους των συσσωρευτών επέφερε επιπλέον μείωση στην αιχμή του δικτύου, με μέγιστη πλέον τιμή ίση με 2,449MVA την 20^η ώρα της ημέρας. Οι μείωση των συνολικών απωλειών του δικτύου κατά τη διάρκεια της ημέρας ήταν της τάξεως του 0,85% των απωλειών πριν την τοποθέτηση των συσσωρευτών.

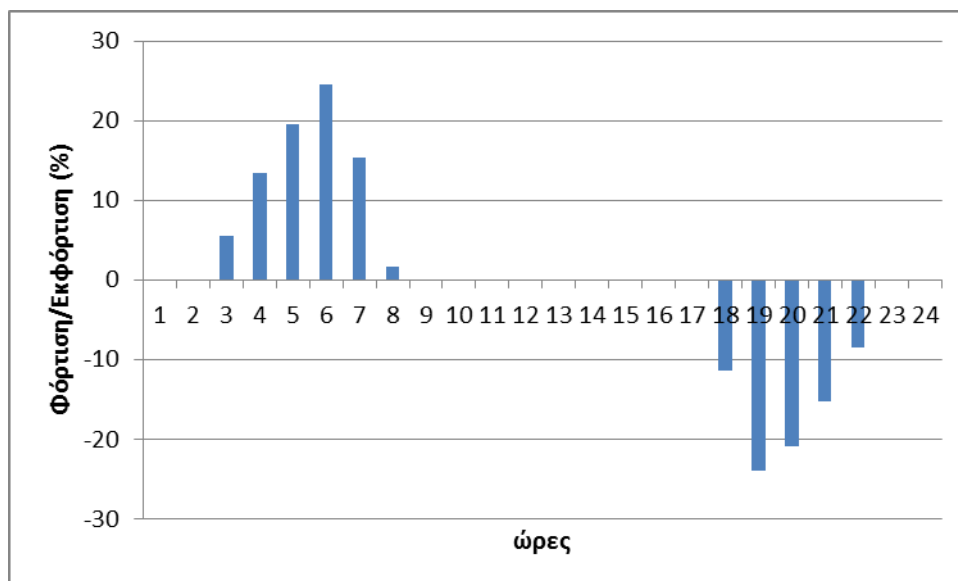
Στην περίπτωση της ημέρας του χειμώνα, η ροή της φαινόμενης ισχύος από τον Υ/Σ του δικτύου έχει ως εξής:



Σχήμα 5-22: Ροή φαινόμενης ισχύος από τον Υ/Σ του δικτύου 10 ζυγών την ημέρα του χειμώνα

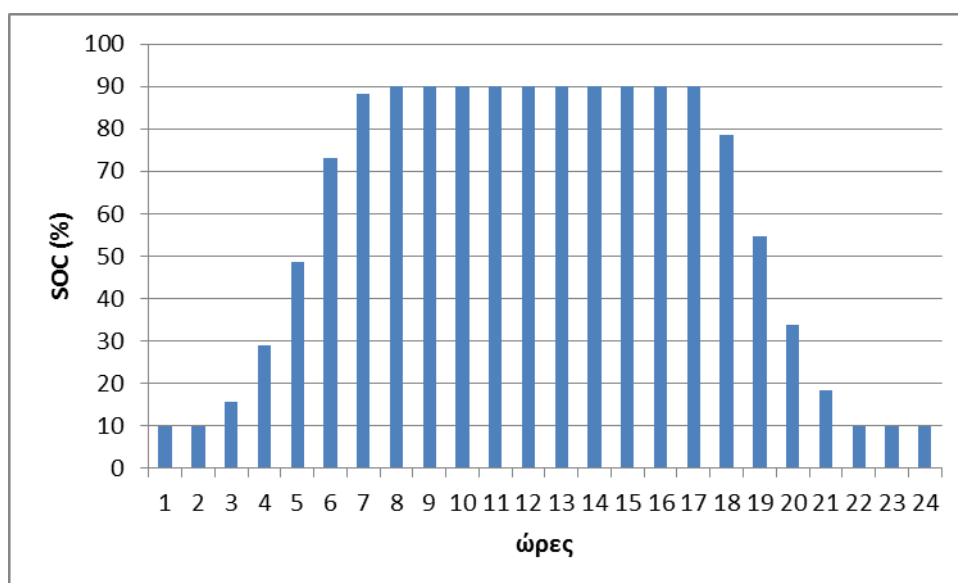
Και εδώ, προκειμένου να καλυφθεί το εξυπηρετούμενο φορτίο κάθε ώρα της ημέρας η ροή φαινόμενης ισχύος από τον Υ/Σ για τις ώρες ελάχιστου φορτίου είναι κάτω από το 1MVA (ελάχιστη 0,848MVA την 6^η ώρα της ημέρας) ενώ κατά τις ώρες αιχμής ξεπερνάει τα 2MVA (μέγιστη 2,143MVA την 19^η ώρα της ημέρας).

Εγκαταστήσαμε και στην περίπτωση αυτοί τους συσσωρευτές συνολικής ισχύος 600kW, όπως παραπάνω. Το διάγραμμα του ρυθμού φόρτισης ή εκφόρτισης τους προέκυψε ως εξής:



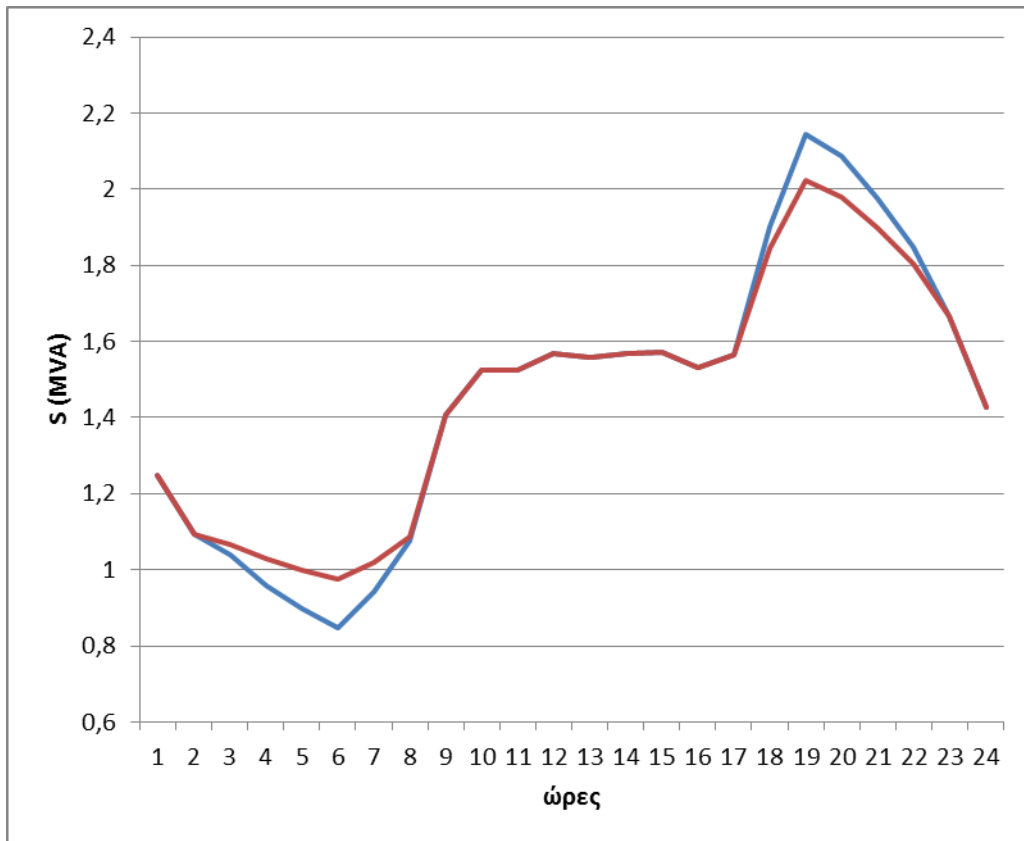
Σχήμα 5-23: Ρυθμός φόρτισης/εκφόρτισης συσσωρευτών δικτύου 10 ζυγών την ημέρα του χειμώνα

Και αντίστοιχα, η κατάσταση φόρτισης των συσσωρευτών για κάθε ώρα της ημέρας είναι η εξής:



Σχήμα 5-24: Κατάσταση φόρτισης συσσωρευτών δικτύου 10 ζυγών την ημέρα του χειμώνα

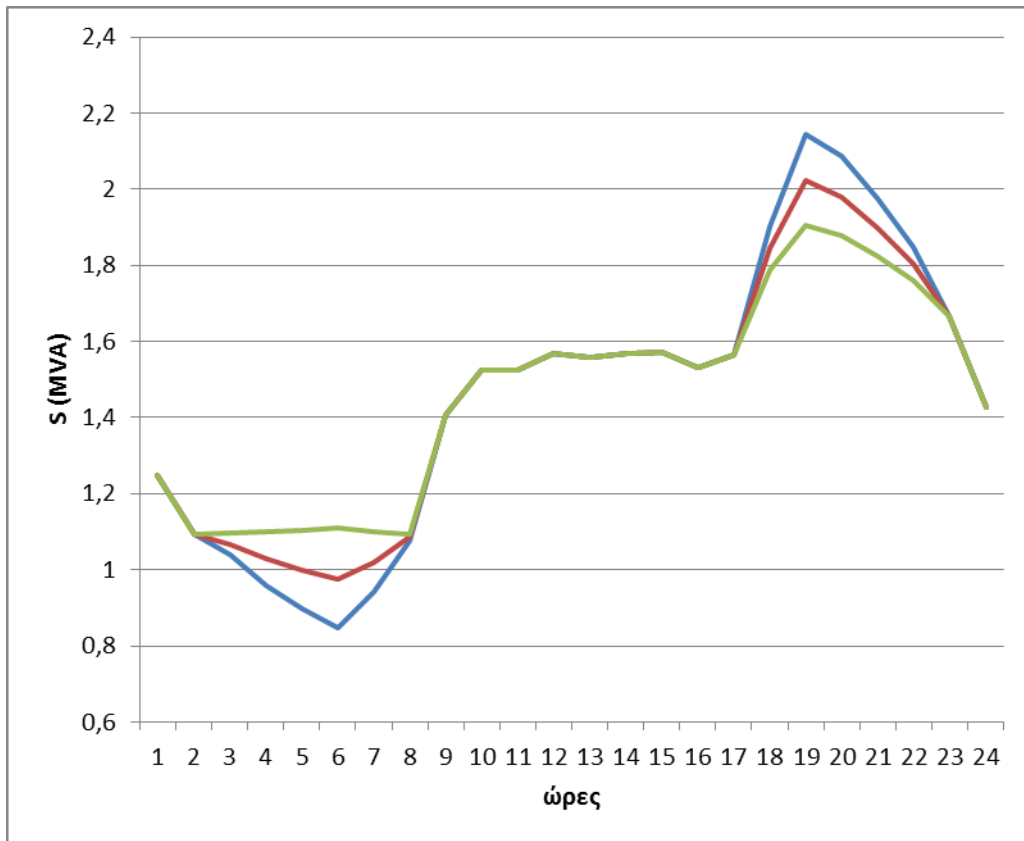
Με τους συσσωρευτές τοποθετημένους στο δίκτυο, επιλύθηκε η ροή φορτίου για κάθε ώρα και η μεταβολή στη ροή της φαινόμενης ισχύος από τον Υ/Σ του δικτύου φαίνεται στο παρακάτω διάγραμμα (με μπλε χρώμα η ροή φαινόμενης ισχύος πριν την εγκατάσταση των συσσωρευτών και με κόκκινο μετά):



Σχήμα 5-25: Μεταβολή στη ροή φαινόμενης ισχύος από τον Υ/Σ του δικτύου 10 ζυγών την ημέρα του χειμώνα μετά την εγκατάσταση συσσωρευτών σε ποσοστό 10%

Μετά την τοποθέτηση των συσσωρευτών η αιχμή του δικτύου περιορίστηκε, με μέγιστη πλέον τιμή ίση με 2,022 MVA τη 19^η ώρα της ημέρας. Η μείωση στις συνολικές απώλειες του δικτύου ήταν πολύ μικρή, ίση με 0,62%.

Στη συνέχεια, τοποθετήθηκαν οι συσσωρευτές συνολικής ισχύος 1,2MW, οι οποίοι ρυθμίστηκαν να φορτίζονται και να εκφορτίζονται με την ίδια στρατηγική. Η ροή της φαινόμενης ισχύος από τον Υ/Σ του δικτύου μετά τις νέες παρεμβάσεις (πράσινο χρώμα), όπως υπολογίστηκε από την επίλυση της ροής φορτίου για κάθε ώρα της ημέρας σε σύγκριση με τις προηγούμενες περιπτώσεις παρουσιάζεται στο παρακάτω διάγραμμα:



Σχήμα 5-26: Μεταβολή στη ροή φαινόμενης ισχύος από τον Υ/Σ του δικτύου 10 ζυγών την ημέρα του χειμώνα μετά την εγκατάσταση συσσωρευτών σε ποσοστό 20%

Η αύξηση του μεγέθους των συσσωρευτών είχε ως αποτέλεσμα την επιπλέον μείωση στην αιχμή του δικτύου, με μέγιστη πλέον τιμή ίση με 1,904MVA την 19^η ώρα της ημέρας. Οι μείωση των συνολικών απωλειών του δικτύου κατά τη διάρκεια της ημέρας ήταν της τάξεως του 0,68% των απωλειών πριν τις παρεμβάσεις στο δίκτυο.

Συγκεντρωτικά, τα αποτελέσματα των παραπάνω περιπτώσεων έχουν ως εξής:

Πίνακας 5-2: Επίδραση εγκατάστασης συσσωρευτών στη λειτουργία του δικτύου 10 ζυγών

Εποχή	Καλοκαίρι			Χειμώνας		
	0	10	20	0	10	20
Διείσδυση αποθ. μονάδων (%)	0	10	20	0	10	20
Μέγιστη ροή από Υ/Σ (MVA)	2,717	2,581	2,449	2,143	2,022	1,904
Μείωση αιχμής (%)	-	4,98	9,85	-	5,65	11,15
Απώλειες ενέργειας (kWh)	437,2	434,6	433,5	270,3	268,6	268,4
Μείωση απωλειών (%)	-	0,60	0,85	-	0,59	0,94

Οι συνολικές ετήσιες απώλειες ενέργειας του δικτύου πριν την εγκατάσταση των συσσωρευτών υπολογίστηκαν ίσες με 401,11MWh. Η διείσδυση αποθηκευτικών μονάδων σε ποσοστό 10%, επέφερε μικρή μείωση στις ετήσιες απώλειες (397,30MWh) της τάξεως

του 0,95%, ενώ με το μεγαλύτερο μέγεθος συσσωρευτών μειώθηκαν στις 395,68MWh (μείωση 1,35%).

Για την απόκτηση και την εγκατάσταση των συσσωρευτών στις παραπάνω περιπτώσεις, σύμφωνα με όσα περιγράφηκαν στην παράγραφο 4.4.5. το κόστος ήταν το εξής:

Πίνακας 5-3: Κόστη συσσωρευτών που εγκαταστάθηκαν στο δίκτυο 10 ζυγών

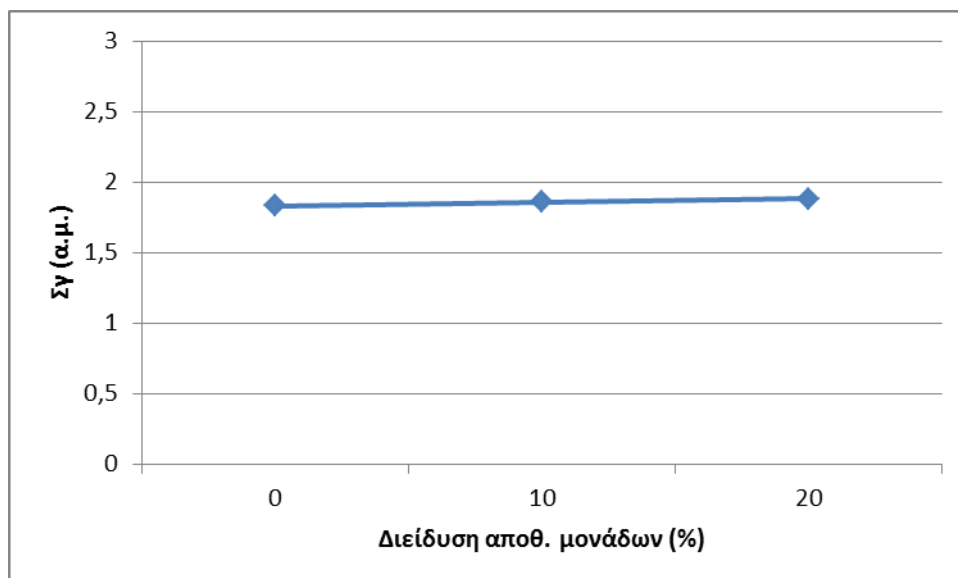
Διείσδυση αποθ. μονάδων (%)	10	20
Συνολική ισχύς μονάδων (MW)	0,6	1,2
Συνολική χωρητικότητα μονάδων (MWh)	0,6	1,2
Κόστος συσσωρευτών (€)	180000	360000
Κόστος ηλεκτρονικών ισχύος (€)	93000	186000
Κόστος υπόλοιπων μερών (€)	0	0
Κόστος λειτουργίας και συντήρησης (€)	3600	7200
Κόστος αντικατάστασης	0	0
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ (€)	276600	553200

Το κόστος αντικατάστασης θεωρήθηκε ίσο με 0 διότι με βάθος εκφόρτισης ίσο με 80% οι συσσωρευτές ιόντων λιθίου αντέχουν περισσότερους από 10000 κύκλους και για 1 κύκλο φόρτισης ανά ημέρα, η διάρκεια ζωής τους ξεπερνά τα 27 έτη.

Στη συνέχεια, υπολογίστηκε ο χρόνος αναβολής επενδύσεων για την ενίσχυση του δικτύου που προκύπτει από τη μείωση της αιχμής λόγω της εγκατάστασης των συσσωρευτών.

Η ανάλυση, λοιπόν, έγινε ως προς το ρεύμα που διαρρέει το ζυγό 1 του δικτύου στον οποίο συνδέεται ο Μ/Σ. Για τη μελέτη επιλέχθηκαν διαφορετικά σενάρια συνδυασμού της αύξησης του φορτίου σ (1%, 2% και 3% ανά έτος) και του επιτοκίου αναγωγής ρ (3%, 5% και 7% ανά έτος). Για τους ζυγούς στους οποίους έχουμε φορτίο υποθέσαμε ότι αυτό αυξάνεται με τον ίδιο με τον ίδιο ρυθμό για λόγους απλότητας, παρόλο που η αύξησή του καθενός μπορεί να διαφέρει.

Η εξάρτηση της ευαισθησίας του ρεύματος από το ποσοστό διείσδυσης μονάδων αποθήκευσης φαίνεται στο παρακάτω διάγραμμα:



Σχήμα 5-27: Σχέση ευαισθησίας ρεύματος με την ισχύ των εγκατεστημένων συσσωρευτών

Φαίνεται, λοιπόν, πως η συνολική ευαισθησία του ρεύματος του ζυγού 1 εξαρτάται από το μέγεθος των συσσωρευτών στο δίκτυο. Η εξάρτηση αυτή είναι όμως πολύ μικρή και μπορεί να παραληφθεί από τους υπολογισμούς. Για το λόγο αυτό, υπολογίσαμε την ευαισθησία χωρίς την τοποθέτηση συσσωρευτών και οι υπολογισμοί έγιναν με βάση αυτή:

$$\sum_{i=2}^{10} \gamma_{i,1} = 1,833225 \text{ α. μ.}$$

Η μείωση που επήλθε στο ρεύμα που διαρρέει το ζυγό 1 στην περίπτωση της διείσδυσης μονάδων αποθήκευσης σε ποσοστό 10% είναι ίση με:

$$\Delta I_{1,10\%} = 0,001082 \text{ α. μ.}$$

Ενώ, στην περίπτωση διείσδυσης 20% η μείωση είναι:

$$\Delta I_{1,20\%} = 0,002144 \text{ α. μ.}$$

Το κόστος της επένδυσης για τη δημιουργία νέας υπαίθριας πύλης αναχώρησης από τον Υ/Σ είναι 73000€ και για την ανάπτυξη νέας γραμμής μήκους 24 χλμ. προκειμένου να διαμοιραστούν τα φορτία του δικτύου είναι 432000€, επομένως το συνολικό κόστος είναι C=505000€.

Τα αποτελέσματα για το χρόνο αναβολής της επένδυσης για την περίπτωση διείσδυσης αποθηκευτικών μονάδων σε ποσοστό 10% έχουν ως εξής:

Πίνακας 5-4: Χρόνος αναβολής και κέρδος από την επένδυση για 10% διείσδυση συσσωρευτών

σ (%)	ρ (%)	τ_1 (έτη)	B (€)
1	3	3,952781	56470,26
2	3	1,985359	29199,97
3	3	1,329531	19745,98
1	5	3,952781	90563,66
2	5	1,985359	47722,48
3	5	1,329531	32479,15
1	7	3,952781	122065,58
2	7	1,985359	65523,92
3	7	1,329531	44878,19

Αντίστοιχα, για το σενάριο της διείσδυσης 20% των συσσωρευτών τα αποτελέσματα είναι:

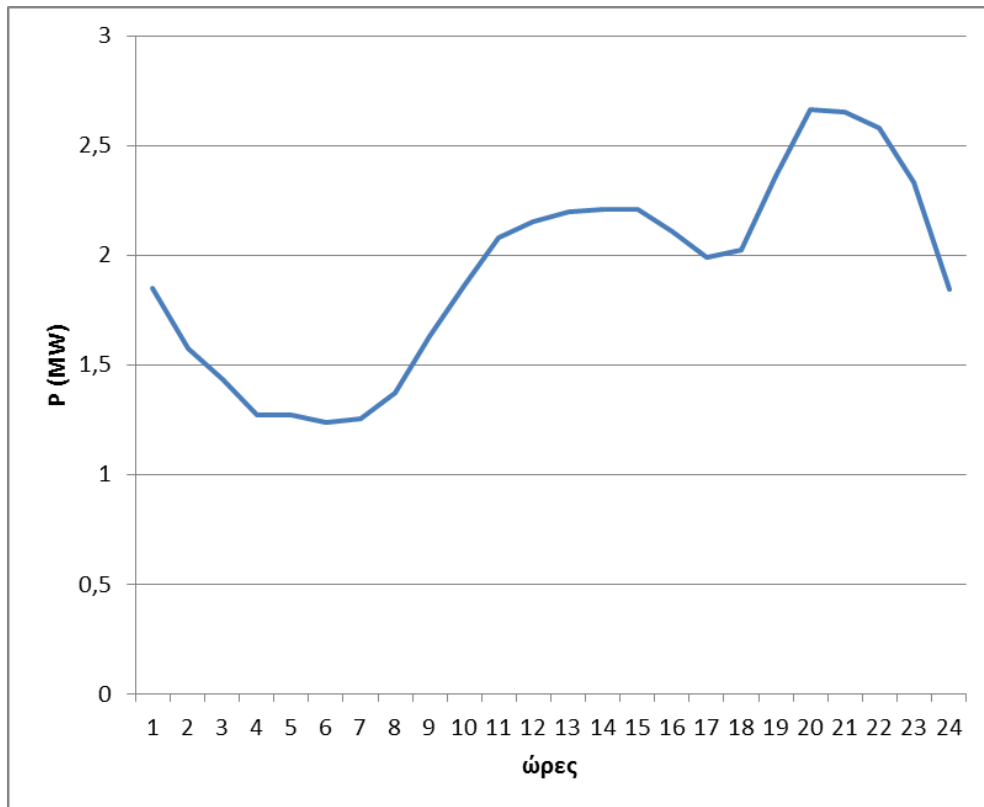
Πίνακας 5-5: Χρόνος αναβολής και κέρδος από την επένδυση για 20% διείσδυση συσσωρευτών

σ (%)	ρ (%)	τ_1 (έτη)	B (€)
1	3	7,832498	105751,72
2	3	3,934021	56217,75
3	3	2,634487	38375,99
1	5	7,832498	163641,40
2	5	3,934021	90174,74
3	5	2,634487	62325,79
1	7	7,832498	213137,28
2	7	3,934021	121562,38
3	7	2,634487	85046,35

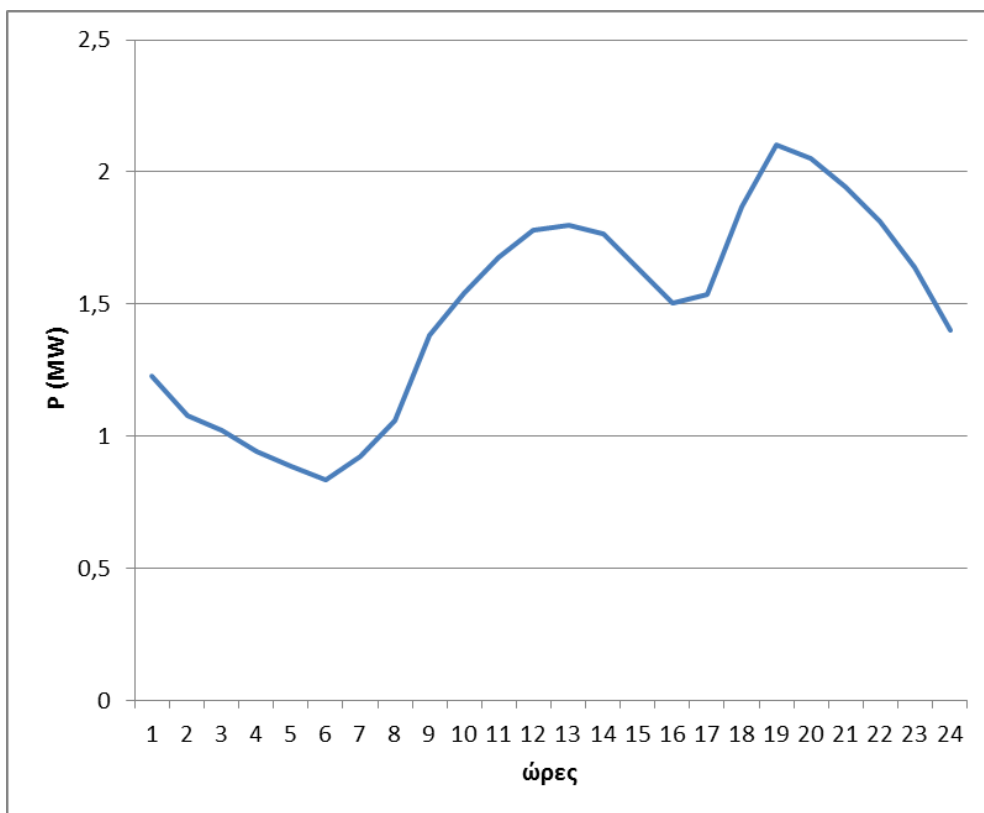
5.2.2. Δίκτυο P23 Σπερχειάδας

Για την περίπτωση του δικτύου P23 Σπερχειάδας ακολουθήθηκε η ίδια διαδικασία. Και για το δίκτυο αυτό, ο ζυγός 1 στον οποίο είναι συνδεδεμένος ο Μ/Σ του Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ είναι ο ζυγός αναφοράς, ενώ οι ζυγοί στους οποίους είναι συνδεδεμένα τα φορτία των καταναλωτών, οι μονάδες Φ/Β και θα συνδεθούν οι συσσωρευτές θεωρούνται ζυγοί PQ.

Για μέγιστο φορτίο 2,664MW οι καμπύλες φορτίου για την καλοκαιρινή και τη χειμερινή ημέρα αντίστοιχα διαμορφώνονται ως εξής:

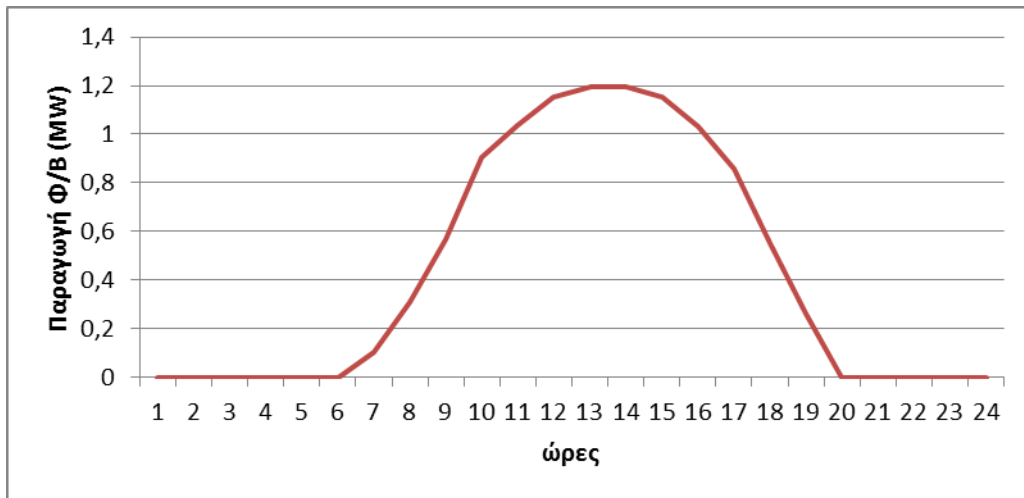


Σχήμα 5-28: Καμπύλη ωριαίου φορτίου ημέρας καλοκαιριού δικτύου P23 Σπερχειάδας

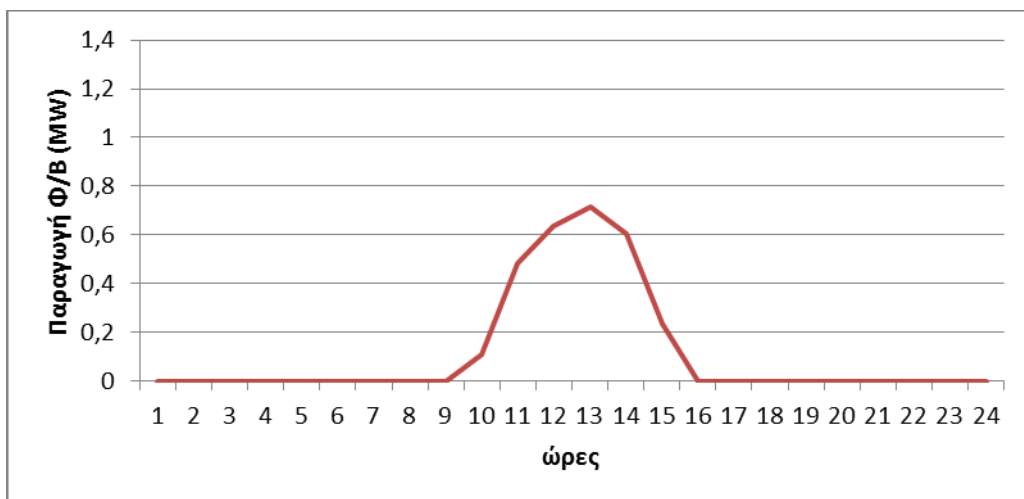


Σχήμα 5-29: Καμπύλη ωριαίου φορτίου ημέρας χειμώνα δικτύου P23 Σπερχειάδας

Η συνολική μέγιστη ισχύς που μπορούν να παράγουν οι μονάδες Φ/Β του δικτύου είναι 1300kW και επομένως οι αντίστοιχες καμπύλες παραγωγής τους είναι:

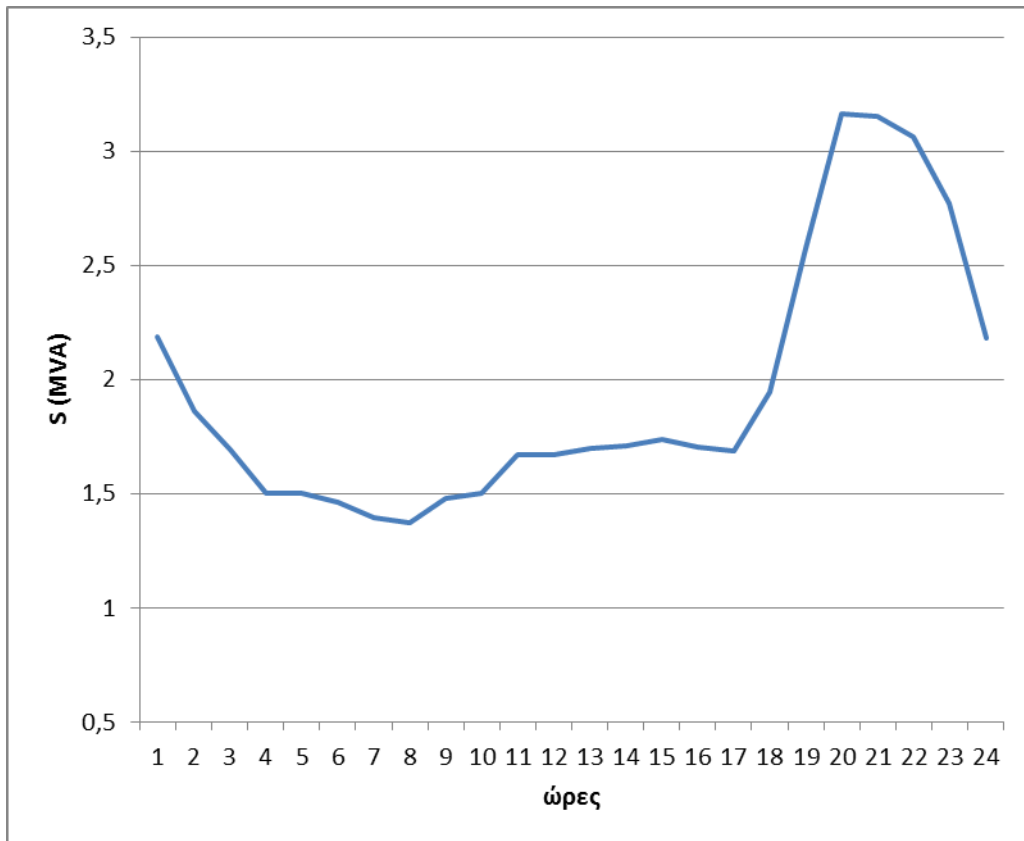


Σχήμα 5-30: Καμπύλη ωριαίας παραγωγής Φ/Β ημέρας καλοκαιριού δικτύου P23 Σπερχειάδας



Σχήμα 5-31: Καμπύλη ωριαίας παραγωγής Φ/Β ημέρας χειμώνα δικτύου P23 Σπερχειάδας

Για τα δεδομένα αυτά, επιλύθηκε η ροή φορτίου για κάθε ώρα της ημέρας και για την καλοκαιρινή ημέρα, η ροή της φαινόμενης ισχύος από τον Υ/Σ του δικτύου φαίνεται στο διάγραμμα:

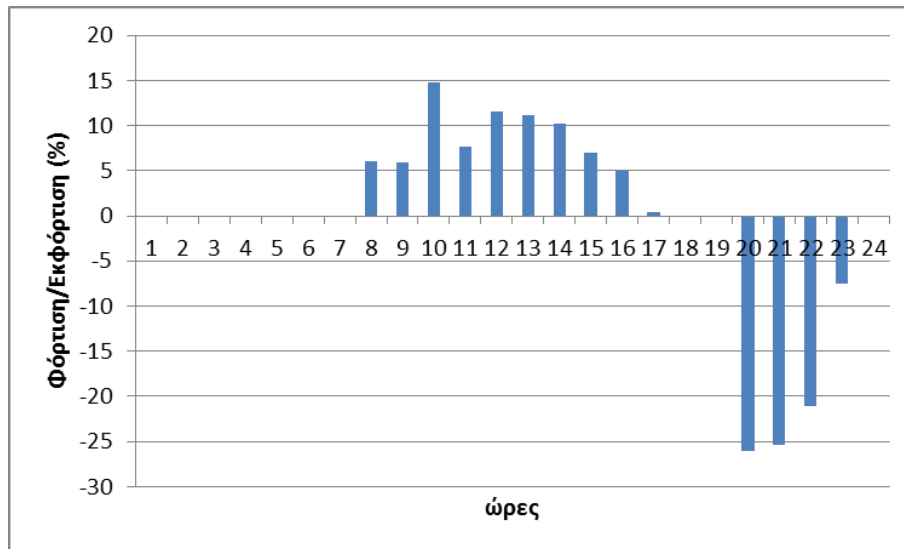


Σχήμα 5-32: Ροή φαινόμενης ισχύος από τον Υ/Σ του δικτύου P23 Σπερχειάδας την ημέρα του καλοκαιριού

Όπως και στην περίπτωση του δικτύου των 10 ζυγών, παρατηρούμε ότι για να καλυφθεί το εξυπηρετούμενο φορτίο κάθε ώρα της ημέρας η μέγιστη ροή φαινόμενης ισχύος από τον Υ/Σ (3,165MVA την 20^η ώρα της ημέρας) διαφέρει σε μεγάλο βαθμό από την ελάχιστη (1,369MVA την 8^η ώρα της ημέρας). Η διαφορά που υπάρχει, είναι ότι λόγω της υψηλότερης διείσδυσης μονάδων Φ/Β στο δίκτυο αυτό η μέγιστη παραγόμενη ισχύς από αυτές έχει μειώσει κατά πολύ τη ροή ισχύος από τον Υ/Σ κατά τις ώρες υψηλής παραγωγής, φέρνοντάς τις κοντά στην αντίστοιχη των ωρών ελάχιστης ζήτησης.

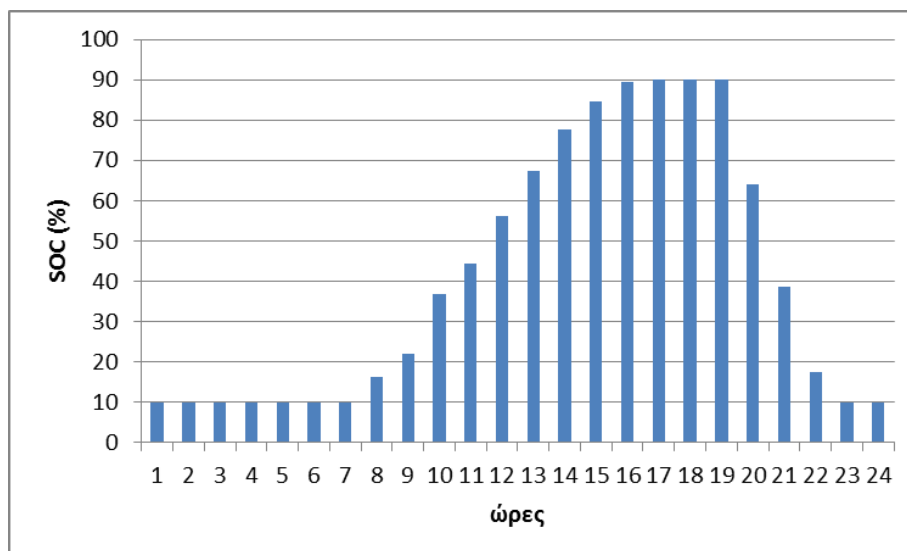
Για να περιοριστεί η αιχμή που καλείται να εξυπηρετήσει ο Υ/Σ τοποθετήθηκαν συσσωρευτές 90kW/90kWh στους ζυγούς 9, 25, 38, 50, 60, 61, 62 και 63 (συνολικής ισχύος 720kW ίσης με το 10,33% της εγκατεστημένης ισχύος του δικτύου). Η μέγιστη κατάσταση φόρτισης τους επιλέχθηκε ίση με $SOC_{max} = 0,9$ και η ελάχιστη ίση με $SOC_{min} = 0,1$ ($DoD = 0,8$). Ως κατάσταση φόρτισης στην αρχή κάθε ημέρας επιλέξαμε την ελάχιστη, $SOC_0 = 0,1$.

Με τη χρήση της συνάρτησης `batt_schedule.m`, προέκυψε το εξής διάγραμμα του ρυθμού φόρτισης ή εκφόρτισης των συσσωρευτών:



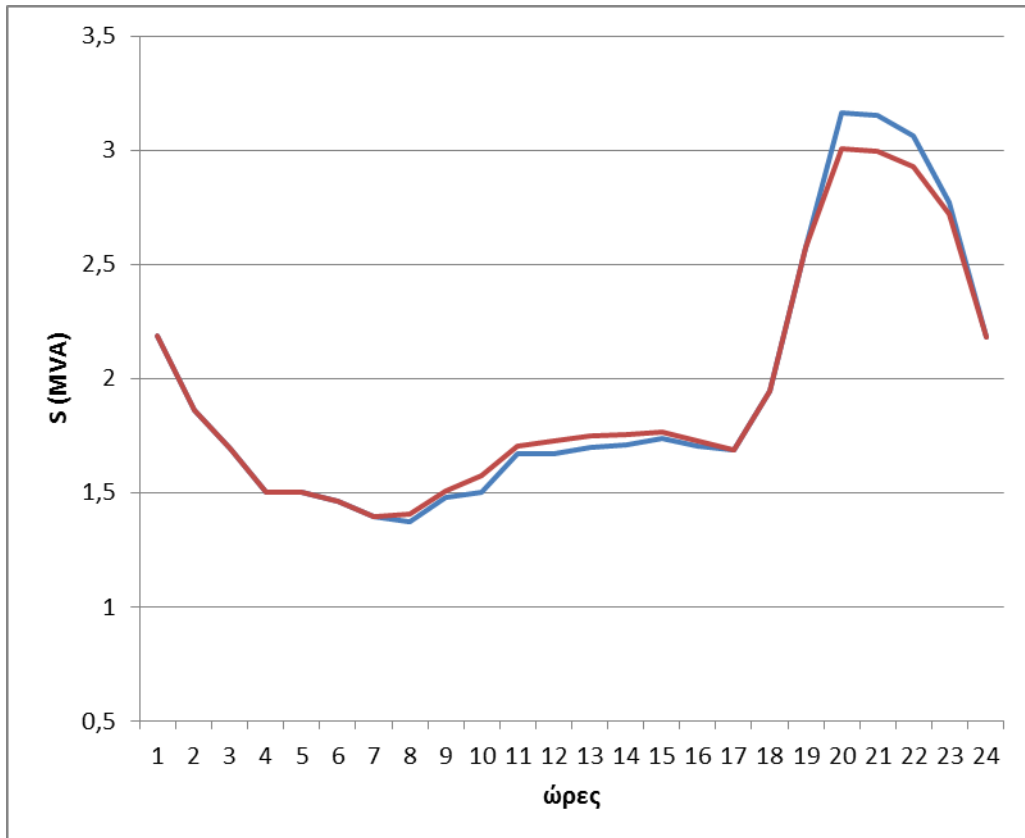
Σχήμα 5-33: Ρυθμός φόρτισης/εκφόρτισης συσσωρευτών δικτύου P23 Σπερχειάδας την ημέρα του καλοκαιριού

Και εδώ παρατηρούμε διαφορά σε σχέση με τη στρατηγική φόρτισης-εκφόρτισης των συσσωρευτών που εγκαταστάθηκαν στο δίκτυο 10 ζυγών. Η διαδικασία της φόρτισης πραγματοποιείται τις ώρες $t=8$ έως $t=17$, όπου λόγω της παραγωγής των Φ/Β έχουμε μειωμένη ροή ισχύος από τον Υ/Σ του δικτύου. Έτσι, η κατάσταση φόρτισης των συσσωρευτών κατά τη διάρκεια της ημέρας διαμορφώνεται ως εξής:



Σχήμα 5-34: Κατάσταση φόρτισης συσσωρευτών δικτύου P23 Σπερχειάδας την ημέρα του καλοκαιριού

Μετά την προσθήκη των συσσωρευτών στο δίκτυο, επιλύθηκε η ροή φορτίου για κάθε ώρα της ημέρας και η ροή της φαινόμενης ισχύος από τον Υ/Σ του δικτύου παρουσιάζεται στο παρακάτω διάγραμμα (με μπλε χρώμα η ροή φαινόμενης ισχύος πριν την εγκατάσταση των συσσωρευτών και με κόκκινο μετά):

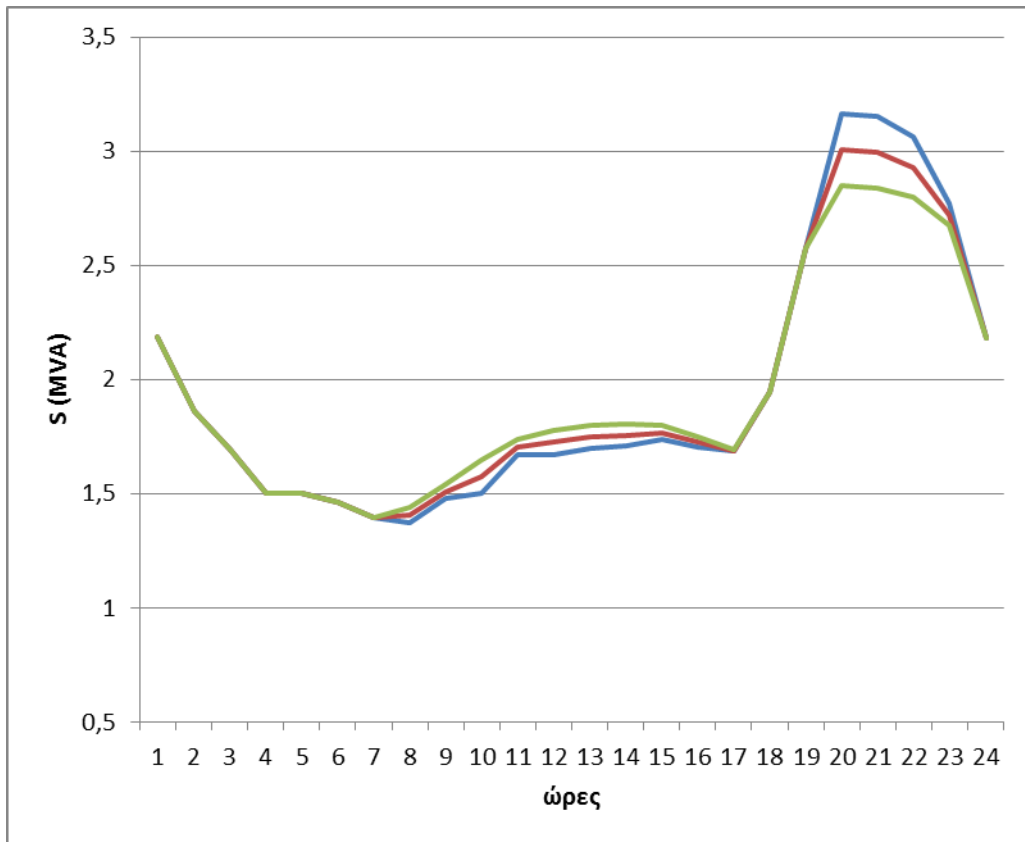


Σχήμα 5-35: Μεταβολή στη ροή φαινόμενης ισχύος από τον Υ/Σ του δικτύου P23 Σπερχειάδας την ημέρα του καλοκαιριού μετά την εγκατάσταση συσσωρευτών σε ποσοστό 10%

Μετά την εγκατάσταση των συσσωρευτών η αιχμή του δικτύου μειώθηκε, με μέγιστη πλέον τιμή ίση με 3,004MVA την 20^η ώρα της ημέρας και οι συνολικές απώλειες του δικτύου μειώθηκαν κατά 3,62%.

Στη συνέχεια, στους ίδιους ζυγούς με παραπάνω εγκαταστάθηκαν συσσωρευτές μεγαλύτερης ισχύος 180kW/180kWh, συνολική επομένως ισχύος 1,44MW ίσης με το 20,66% της εγκατεστημένης ισχύος του δικτύου. Η μέγιστη κατάσταση φόρτισης τους επιλέχθηκε και στην περίπτωση αυτή ίση με $SOC_{max} = 0,9$, η ελάχιστη $SOC_{min} = 0,1$ ($DoD = 0,8$) και η αρχική κατάσταση φόρτισης $SOC_0 = 0,1$, ενώ η στρατηγική φόρτισης-εκφόρτισης παρέμεινε ίδια. Επιλύθηκε η ροή φορτίου για κάθε ώρα και η ροή της φαινόμενης ισχύος από τον Υ/Σ του δικτύου με εγκατεστημένα τα νέα μεγέθη

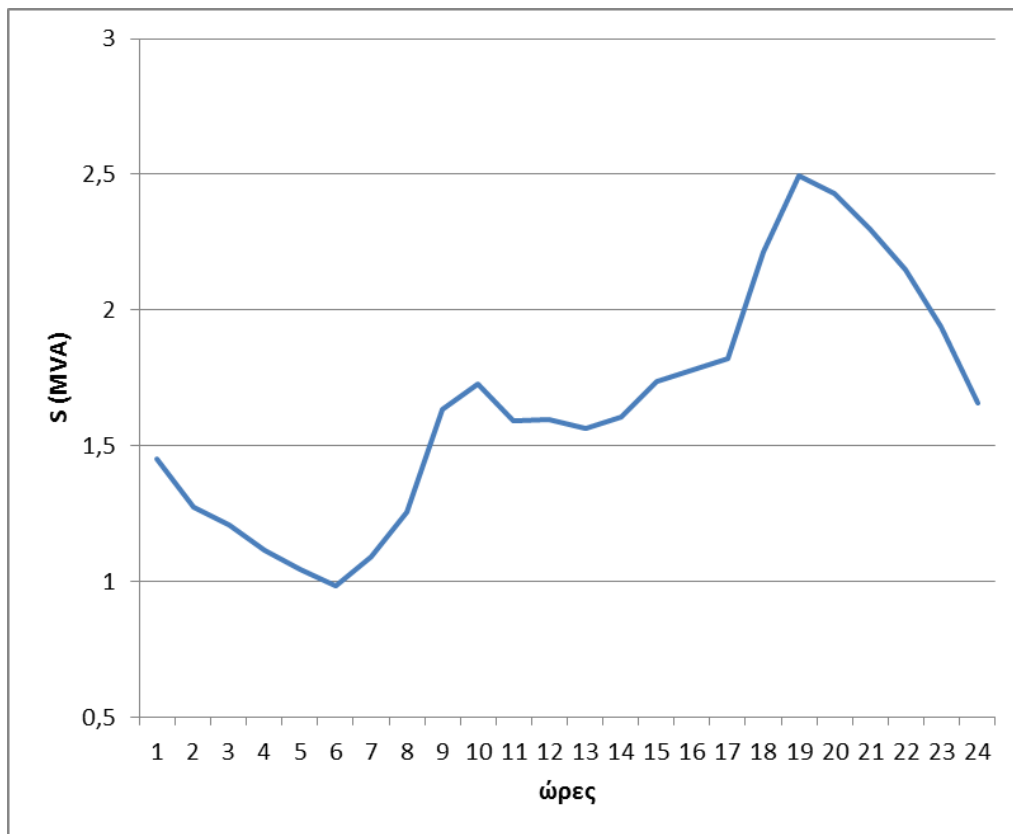
συσσωρευτών (πράσινο χρώμα) σε σύγκριση με τις προηγούμενες περιπτώσεις φαίνεται στο παρακάτω διάγραμμα:



Σχήμα 5-36: Μεταβολή στη ροή φαινόμενης ισχύος από τον Υ/Σ του δικτύου P23 Σπερχειάδας την ημέρα του καλοκαιριού μετά την εγκατάσταση συσσωρευτών σε ποσοστό 20%

Με την αύξηση του μεγέθους των συσσωρευτών, η αιχμή του δικτύου μειώθηκε επιπλέον, με μέγιστη πλέον τιμή ίση με 2,847MVA την 20^η ώρα της ημέρας. Οι μείωση των συνολικών απωλειών του δικτύου κατά τη διάρκεια της ημέρας υπολογίστηκε ίση με 6,57%.

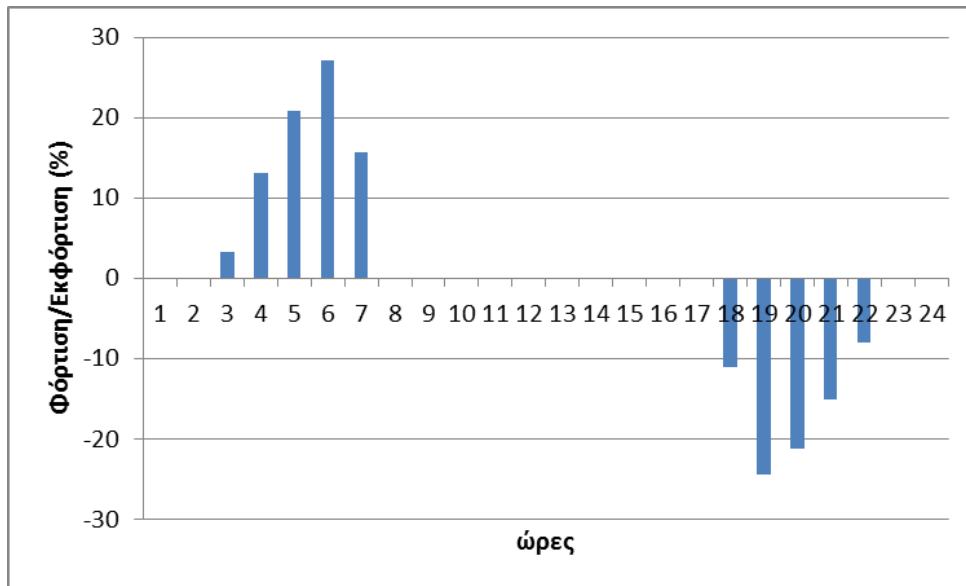
Στην περίπτωση της ημέρας του χειμώνα, η ροή της φαινόμενης ισχύος από τον Υ/Σ του δικτύου έχει ως εξής:



Σχήμα 5-37: Ροή φαινόμενης ισχύος από τον Υ/Σ του δικτύου P23 Σπερχειάδας την ημέρα του χειμώνα

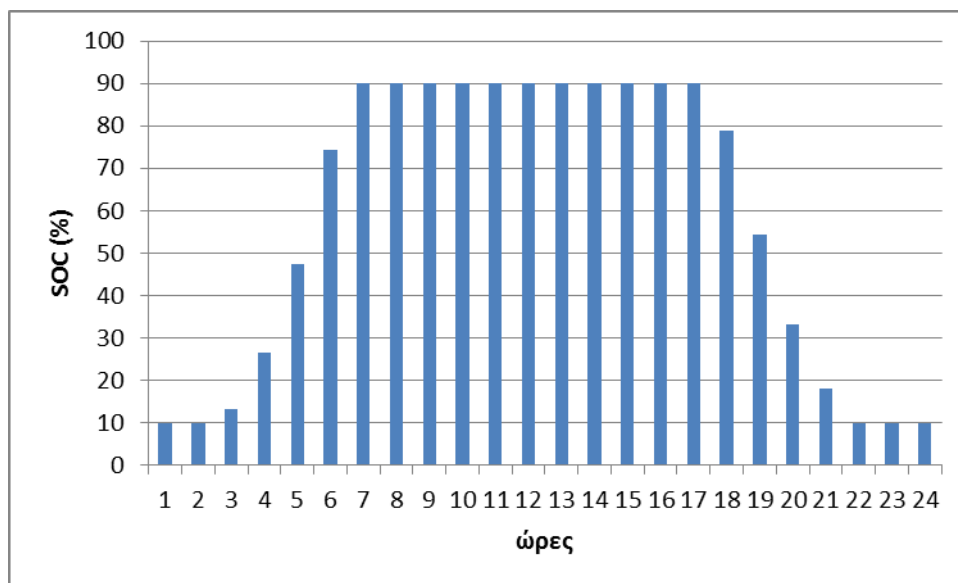
Για την κάλυψη του φορτίου των καταναλωτών κάθε ώρα της ημέρας η ροή φαινόμενης ισχύος από τον Υ/Σ κυμαίνεται από λίγο κάτω από το 1MVA για τις ώρες χαμηλής ζήτησης (ελάχιστη ροή ίση με 0,986MVA την 6^η ώρα της ημέρας) έως και λίγο κάτω από 2,5MVA κατά τις ώρες υψηλής ζήτησης (μέγιστη 2,495MVA την 19^η ώρα της ημέρας).

Με την εγκατάσταση των συσσωρευτών συνολικής ισχύος 720kW, όπως παραπάνω, το διάγραμμα του ρυθμού φόρτισης ή εκφόρτισης τους προέκυψε ως εξής:



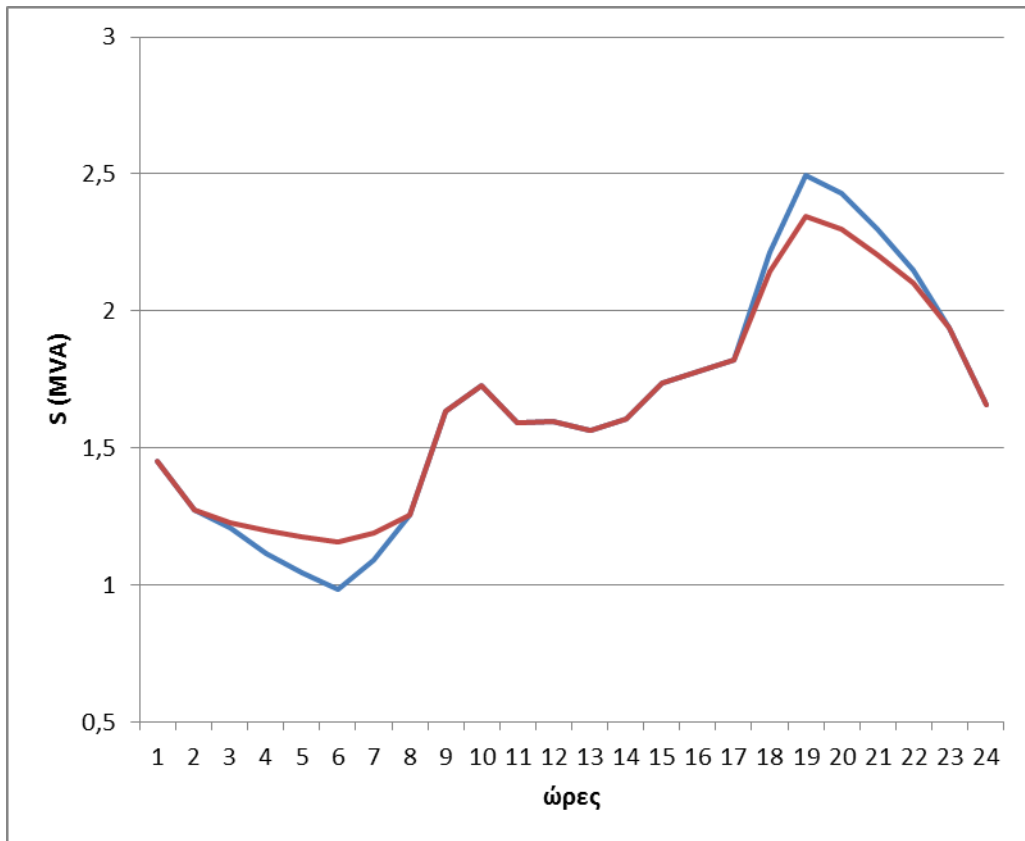
Σχήμα 5-38: Ρυθμός φόρτισης/εκφόρτισης συσσωρευτών δικτύου P23 Σπερχειάδας την ημέρα του χειμώνα

Αντίστοιχα, η κατάσταση φόρτισης των συσσωρευτών για κάθε ώρα της ημέρας είναι:



Σχήμα 5-39: Κατάσταση φόρτισης συσσωρευτών δικτύου P23 Σπερχειάδας την ημέρα του χειμώνα

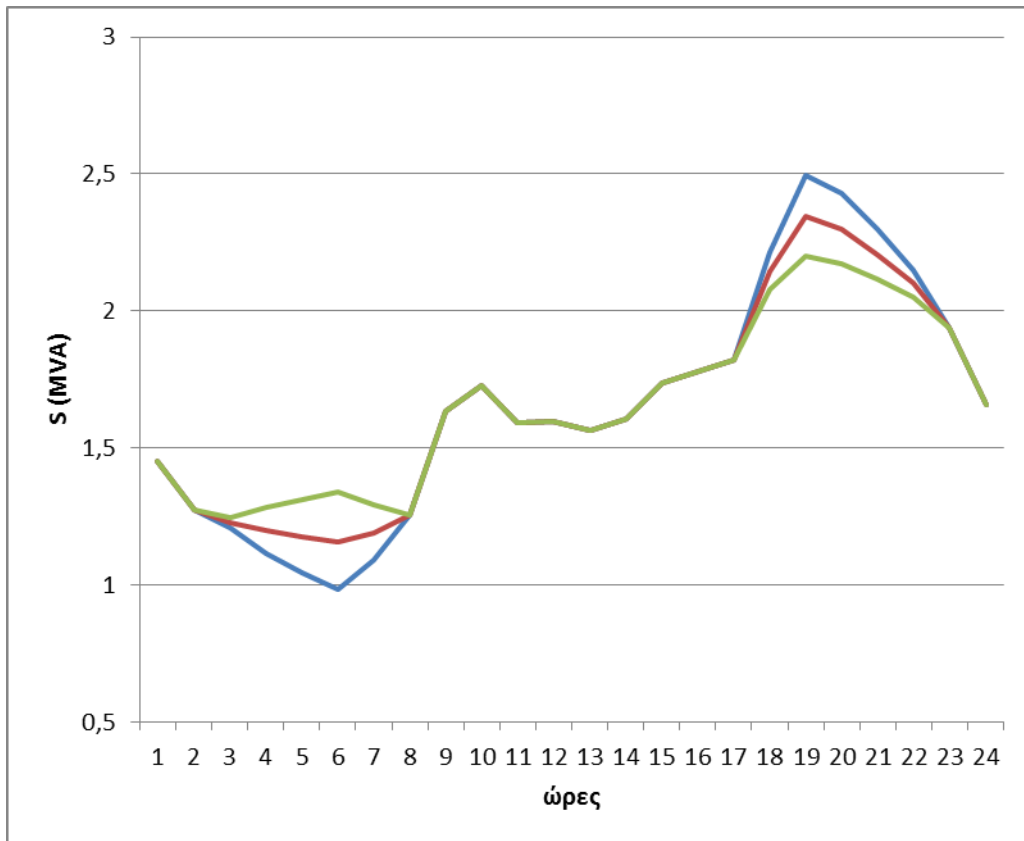
Με τοποθετημένους τους συσσωρευτές, επιλύθηκε η ροή φορτίου για κάθε ώρα και η μείωση της ροής της φαινόμενης ισχύος από τον Υ/Σ του δικτύου φαίνεται στο παρακάτω διάγραμμα (με μπλε χρώμα η ροή φαινόμενης ισχύος πριν την εγκατάσταση των συσσωρευτών και με κόκκινο μετά την τοποθέτηση):



Σχήμα 5-40: Μεταβολή στη ροή φαινόμενης ισχύος από τον Υ/Σ του δικτύου P23 Σπερχειάδας την ημέρα του χειμώνα μετά την εγκατάσταση συσσωρευτών σε ποσοστό 10%

Η επέμβαση αυτή στο δίκτυο είχε ως αποτέλεσμα τη μείωση της αιχμής, η μέγιστη τιμή του οποίου είναι πλέον 2,345 MVA κατά την 19^η ώρα της ημέρας. Η μείωση στις συνολικές απώλειες του δικτύου ήταν της τάξεως του 2,02%.

Ακολούθως, τοποθετήθηκαν οι συσσωρευτές συνολικής ισχύος 1,44MW, οι οποίοι ακολούθησαν την ίδια στρατηγική φόρτισης-εκφόρτισης. Η ροή της φαινόμενης ισχύος από τον Υ/Σ του δικτύου με τους συσσωρευτές εγκατεστημένους (πράσινο χρώμα) σε σύγκριση με τις προηγούμενες περιπτώσεις έχει ως εξής:



Σχήμα 5-41: Μεταβολή στη ροή φαινόμενης ισχύος από τον Υ/Σ του δικτύου P23 Σπερχειάδας την ημέρα του χειμώνα μετά την εγκατάσταση συσσωρευτών σε ποσοστό 20%

Η αύξηση του μεγέθους των συσσωρευτών είχε ως αποτέλεσμα την επιπλέον μείωση της αιχμής, η μέγιστη τιμή της οποίας έγινε ίση με 2,199MVA για την 19^η ώρα της ημέρας. Οι μείωση στις απώλειες του δικτύου κατά τη διάρκεια της ημέρας ήταν 2,93% σε σχέση με τις αρχικές.

Συγκεντρωτικά, τα αποτελέσματα των παραπάνω προσομοιώσεων είναι:

Πίνακας 5-6: Επίδραση εγκατάστασης συσσωρευτών στη λειτουργία του δικτύου P23 Σπερχειάδας

Εποχή	Καλοκαίρι			Χειμώνας		
	Διείσδυση αποθ. μονάδων (%)	0	10,33	20,66	0	10,33
Μέγιστη ροή από Υ/Σ (MVA)	3,165	3,004	2,847	2,495	2,345	2,199
Μείωση αιχμής (%)	-	5,09	10,06	-	6,02	11,87
Απώλειες ενέργειας (kWh)	239,1	230,5	223,4	167,8	164,4	162,9
Μείωση απωλειών (%)	-	3,62	6,57	-	2,02	2,93

Οι συνολικές ετήσιες απώλειες ενέργειας του δικτύου πριν την εγκατάσταση των συσσωρευτών υπολογίστηκαν ίσες με 236,01MWh. Η διείσδυση αποθηκευτικών μονάδων σε ποσοστό 10%, επέφερε μείωση στις ετήσιες απώλειες κατά 2,77%, οι οποίες υπολογίστηκαν ίσες με 229,47MWh, ενώ με το μεγαλύτερο μέγεθος συσσωρευτών μειώθηκαν στις 226,22MWh (μείωση 1,35%).

Το συνολικό κόστος απόκτησης και εγκατάστασης των συσσωρευτών στις παραπάνω περιπτώσεις έχει ως εξής:

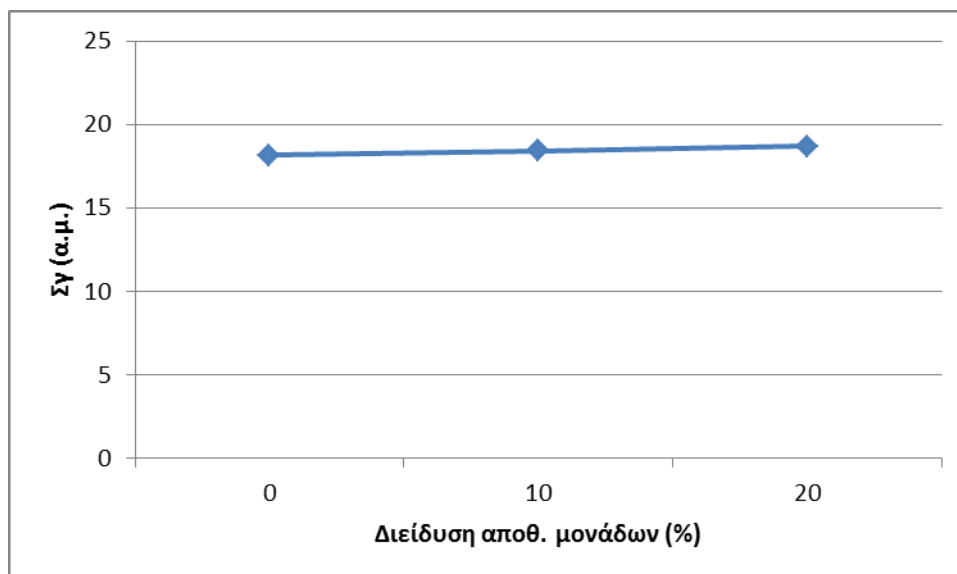
Πίνακας 5-7: Κόστη συσσωρευτών που εγκαταστάθηκαν στο δίκτυο P23 Σπερχειάδας

Διείσδυση αποθ. μονάδων (%)	10,33	20,66
Συνολική ισχύς μονάδων (MW)	0,72	1,44
Συνολική χωρητικότητα μονάδων (MWh)	0,72	1,44
Κόστος συσσωρευτών (€)	216000	432000
Κόστος ηλεκτρονικών ισχύος (€)	111600	223200
Κόστος υπόλοιπων μερών (€)	0	0
Κόστος λειτουργίας και συντήρησης (€)	4320	8640
Κόστος αντικατάστασης	0	0
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ (€)	331920	663840

Το κόστος αντικατάστασης θεωρήθηκε και εδώ ίσο με 0 λόγω της μεγάλης διάρκειας ζωής τους.

Υπολογίστηκε και για την περίπτωση του δικτύου αυτού, ο χρόνος αναβολής επενδύσεων για την ενίσχυση του, που προκύπτει από τη μείωση της αιχμής λόγω της εγκατάστασης των συσσωρευτών.

Η ανάλυση έγινε ως προς το ρεύμα που διαρρέει το ζυγό 1 του δικτύου στον οποίο συνδέεται ο Μ/Σ και επιλέχθηκαν και εδώ διαφορετικά σενάρια συνδυασμού της αύξησης του φορτίου σ (1%, 2% και 3% ανά έτος) και του επιτοκίου αναγωγής ρ (3%, 5% και 7% ανά έτος). Για τους ζυγούς στους οποίους έχουμε φορτίο υποθέσαμε ότι αυτό αυξάνεται με τον ίδιο με τον ίδιο ρυθμό. Η εξάρτηση της ευαισθησίας του ρεύματος από το ποσοστό διείσδυσης μονάδων αποθήκευσης φαίνεται στο εξής διάγραμμα:



Σχήμα 5-42: Σχέση ευαισθησίας ρεύματος με την ισχύ των εγκατεστημένων συσσωρευτών

Η εξάρτηση της συνολικής ευαισθησία του ρεύματος του ζυγού 1 από το μέγεθος των συσσωρευτών στο δίκτυο είναι πολύ μικρή και μπορεί να παραληφθεί, επομένως για τους υπολογισμούς χρησιμοποιήθηκε η τιμή της ευαισθησίας χωρίς την τοποθέτηση συσσωρευτών που είναι:

$$\sum_{i=2}^{64} \gamma_{i,1} = 18,173675 \text{ α. μ.}$$

Και η μείωση που επήλθε στο ρεύμα που διαρρέει το ζυγό 1 στην περίπτωση της διείσδυσης σε ποσοστό 10% είναι:

$$\Delta I_{1,10\%} = 0,001155 \text{ α. μ.}$$

Ενώ, στην περίπτωση διείσδυσης 20% η μείωση είναι ίση με:

$$\Delta I_{1,20\%} = 0,002191 \text{ α. μ.}$$

Το κόστος της επένδυσης για τη δημιουργία νέας υπαίθριας πύλης αναχώρησης από τον Υ/Σ είναι 73000€ και για την ανάπτυξη νέας γραμμής μήκους 7,62 χλμ. προκειμένου να διαμοιραστούν τα φορτία του δικτύου είναι 137160€, επομένως το συνολικό κόστος είναι C=210160€.

Τα αποτελέσματα για το χρόνο αναβολής της επένδυσης για την περίπτωση διείσδυσης αποθηκευτικών μονάδων σε ποσοστό 10% έχουν ως εξής:

Πίνακας 5-8: Χρόνος αναβολής και κέρδος από την επένδυση για 10% διείσδυση συσσωρευτών

σ (%)	ρ (%)	τ_1 (έτη)	B (€)
1	3	3,757966	22406,46
2	3	1,887510	11569,71
3	3	1,264005	7820,09
1	5	3,757966	36000,62
2	5	1,887510	18926,79
3	5	1,264005	12871,15
1	7	3,757966	48610,51
2	7	1,887510	26011,33
3	7	1,264005	17796,12

Για τη διείσδυση των συσσωρευτών σε ποσοστό 20% τα αντίστοιχα αποτελέσματα είναι:

Πίνακας 5-9: Χρόνος αναβολής και κέρδος από την επένδυση για 20% διείσδυση συσσωρευτών

σ (%)	ρ (%)	τ_1 (έτη)	B (€)
1	3	7,450859	42096,25
2	3	3,742336	22318,39
3	3	2,506122	15221,23
1	5	7,450859	65363,95
2	5	3,742336	35864,46
3	5	2,506122	24751,21
1	7	7,450859	85410,34
2	7	3,742336	48433,66
3	7	2,506122	33815,29

Από τα αποτελέσματα των εφαρμογών, παρατηρούμε ότι προκύπτει κέρδος από την αναβολή των επενδύσεων για την ενίσχυση του δικτύου. Το κέρδος αυτό, εξαρτάται άμεσα από το συνολικό κόστος της επένδυσης, όπου στην περίπτωση του δικτύου των 10 ζυγών είναι κατά πολύ μεγαλύτερο λόγω του μήκους της νέας γραμμής που πρόκειται να κατασκευαστεί. Επίσης, όσο μικρότερος είναι ο ρυθμός της αύξησης του φορτίου κάθε έτος το κέρδος μεγαλώνει. Αντίστοιχα, το επιτόκιο αναγωγής επηρεάζει το μέγεθος του κέρδους, αφού για υψηλότερες τιμές του το κέρδος μειοποιείται.

Και στις δύο περιπτώσεις, βέβαια, το συνολικό κόστος των αποθηκευτικών μονάδων που χρησιμοποιήθηκαν είναι κατά πολύ μεγαλύτερο του κέρδους που προκύπτει από τη λειτουργία τους.

Στις παραπάνω εφαρμογές, παρατηρούμε ότι η μείωση των απωλειών ενέργειας σε ετήσια βάση με την εγκατάσταση και τη λειτουργία των συσσωρευτών ήταν πολύ μικρή. Η μείωση αυτή με τη σημερινή χρέωση στην Ελλάδα (30€/MWh) έχει αμελητέο οικονομικό συμφέρον σε ετήσια βάση. Αντίθετα, θα μπορούσε να προκύψει μεγάλο κέρδος από τη λειτουργία των συσσωρευτών σε περίπτωση που ίσχυε μια διπλή ταρίφα χρέωσης της ενέργειας. Σε μια τέτοια περίπτωση, για παράδειγμα, κατά τις ώρες χαμηλής ζήτησης ($t=1$ έως $t=8$) η χρέωση θα ήταν 10€/MWh, ενώ τις υπόλοιπες ώρες της ημέρας ($t=9$ έως $t=24$) η χρέωση θα ήταν 40€/MWh.

Με τη φόρτιση των μονάδων αποθήκευσης, που χρησιμοποιήθηκαν στις παραπάνω εφαρμογές, κατά τις ώρες χαμηλής ζήτησης και την εκφόρτιση του κατά τις ώρες όπου η ενέργεια έχει μεγαλύτερη χρέωση, το κέρδος από τη διαφορά στην τιμή της ενέργειας θα ήταν πολύ μεγάλο. Με τα σημερινά, λοιπόν, δεδομένα και στις δύο περιπτώσεις που εξετάστηκαν η χρήση των μονάδων αποθήκευσης δεν φαίνεται οικονομικά συμφέρουσα για το διαχειριστή του δικτύου.

6. ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Η εκμετάλλευση των νέων τεχνολογιών για την ενίσχυση των Δικτύων Διανομής παρουσιάζει ιδιαίτερο ενδιαφέρον. Η συνεχής αύξηση της διείσδυσης μονάδων Διεσπαρμένης Παραγωγής και η όλο και μεγαλύτερη ζήτηση ενέργειας από τους καταναλωτές δημιουργούν ζητήματα τα οποία καλούνται να αντιμετωπίσουν οι διαχειριστές των Δικτύων Διανομής. Οι νέες συνθήκες δημιουργούν την ανάγκη για αύξηση της ποιότητας της παρεχόμενης ισχύος, καλύτερη αξιοποίηση των διαθέσιμων πόρων, κατά το δυνατόν αδιάκοπη παροχή και βελτίωση στη διαχείριση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας.

Σε αυτή τη διπλωματική εργασία, αναλύθηκε αρχικά η δομή των Δικτύων Διανομής ενώ δόθηκε ιδιαίτερη έμφαση στη συγκέντρωση των απαραίτητων πληροφοριών και της σχετικής βιβλιογραφίας που αφορά στις μεθόδους που χρησιμοποιούνται για τον προγραμματισμό και την ενίσχυση των Δικτύων Διανομής.

Το φαινόμενο ανύψωσης της τάσης, που ανακύπτει λόγω της διείσδυσης της Διεσπαρμένης Παραγωγής, είναι ένα πολύ βασικό ζήτημα. Η ρύθμιση της αέργου ισχύος μέσω της λειτουργίας των αντιστροφών με τους οποίους συνδέονται οι μονάδες φωτοβολταϊκής παραγωγής σε ένα Δίκτυο Διανομής Μέσης Τάσης είναι μια σύγχρονη λύση για την αντιμετώπιση αυτού του προβλήματος.

Στα σενάρια που μελετήθηκαν, σε συνεργασία με το ΔΕΔΔΗΕ και βασιζόμενα σε πραγματικά δεδομένα και προβλήματα του ελληνικού Δικτύου Διανομής, προσομοιώθηκαν με ρεαλιστικό τρόπο σύγχρονοι εμπορικοί αντιστροφείς, που λειτουργούν με καμπύλες στατισμού για τον καθορισμό της απορρόφησης αέργου ισχύος. Με τον τρόπο αυτό παρατηρήθηκε μείωση του επιπέδου της τάσης σε προβληματικούς ζυγούς εντός των επιτρεπτών ορίων. Σε ορισμένες περιπτώσεις και ανάλογα με την τοπολογία του εκάστοτε δικτύου η λειτουργία αυτή είναι δυνατόν να έχει καλύτερα αποτελέσματα και να είναι πιο συμφέρουσα από την επένδυση σε αγωγούς μεγαλύτερης διατομής. Συγκεκριμένα, στο απλουστευμένο δίκτυο των 10 ζυγών η αντικατάσταση του αντιστροφέα στο ζυγό όπου παρουσιαζόταν το πρόβλημα της ανύψωσης της τάσης κρίνεται πιο συμφέρουσα οικονομικά σε σχέση με την αντικατάσταση της γραμμής. Αντίθετα, στην περίπτωση της γραμμής P23 η αντικατάσταση των αγωγών επιφέρει μικρότερη οικονομική επιβάρυνση για το διαχειριστή του δικτύου σε σχέση με την επένδυση σε νέους αντιστροφείς.

Η μείωση της ισχύος αιχμής σε ένα Δίκτυο Διανομής Μέσης Τάσης είναι δυνατόν να επιφέρει πολλαπλά οφέλη για το διαχειριστή, αφού μειώνει τη φόρτιση των γραμμών κατά τις περιόδους υψηλής ζήτησης αναβάλλοντας την ανάγκη για επενδύσεις που αφορούν στην ενίσχυση του δικτύου. Η επίτευξή της μπορεί να πραγματοποιηθεί με την εγκατάσταση συσσωρευτών σε ορισμένα σημεία του δικτύου και την κατάλληλη στρατηγική φόρτισης και εκφόρτισής τους. Ο κύριος ανασταλτικός παράγοντας για την ευρεία χρήση τους είναι το πολύ υψηλό τους κόστος, το οποίο όπως προέκυψε από τις εφαρμογές που υλοποιήθηκαν είναι κατά πολύ μεγαλύτερο του κέρδους από την αναβολή των επενδύσεων που είναι αποτέλεσμα της χρήσης των αποθηκευτικών μονάδων.

Τόσο για το απλουστευμένο δίκτυο των 10 ζυγών όσο και στη γραμμή P23 της Σπερχειάδας εξετάστηκαν δύο περιπτώσεις διείσδυσης αποθηκευτικών μονάδων, σε ποσοστό 10% και 20% επί του εγκατεστημένου φορτίου αντίστοιχα. Υπολογίστηκε ο χρόνος αναβολής της επένδυσης για την ενίσχυση των δικτύων και το αντίστοιχο κέρδος που προκύπτει, το οποίο σε κάθε περίπτωση ήταν κατά πολύ χαμηλότερο του κόστους εγκατάστασης των συσσωρευτών. Τέλος, από την εκτίμηση των ετήσιων απωλειών ενέργειας προέκυψε ότι το κέρδος από τη μείωση τους με την λειτουργία των συσσωρευτών ήταν πολύ χαμηλό.

Πέρα από το υψηλό τους κόστος, η εγκατάσταση των μονάδων αποθήκευσης σε ένα Δίκτυο Διανομής βελτιώνει τη λειτουργία του σε μεγάλο βαθμό περιορίζοντας την υψηλή ροή ισχύος από τον υποσταθμό του δικτύου κατά τις ώρες υψηλής ζήτησης. Επιπλέον κέρδος από την αποθήκευση ενέργειας και την έγχυσή της στο δίκτυο κατά τις ώρες αιχμής, θα μπορούσε να προκύψει σε περίπτωση διακριτής τιμολόγησης της ενέργειας, με πολύ χαμηλότερη τιμή για τις ώρες χαμηλής ζήτησης σε σύγκριση με την αντίστοιχη των ωρών αιχμής.

Από την υλοποίηση των εφαρμογών αυτής της διπλωματικής εργασίας προέκυψε το συμπέρασμα ότι η τοπολογία του υπό εξέταση δικτύου είναι καθοριστική για την εξαγωγή συμπερασμάτων σχετικά με τη σύγκριση των συμβατικών και νέων μεθόδων ενίσχυσης των ΔΔ. Τα μήκη των γραμμών, η κατανομή του φορτίου στους ζυγούς καθώς και το ποσοστό και η τοποθεσία της Διεσπαρμένης Παραγωγής στο δίκτυο διαμορφώνουν το είδος και το κόστος των απαιτούμενων ενεργειών που θα εξασφαλίσουν την καλύτερη δυνατή λειτουργία του για την εξυπηρέτηση των αναγκών των καταναλωτών.

Ως επέκταση της υλοποίησης που πραγματοποιήθηκε για την αντιμετώπιση του φαινομένου της ανύψωσης τάσης, θα μπορούσε να μελετηθεί η συντονισμένη λειτουργία αντιστροφέων που λειτουργούν με τον τρόπο αυτό σε ένα Δίκτυο Διανομής καθώς και ο συνδυασμός της λειτουργίας των αντιστροφέων με την εγκατάσταση αποθηκευτικών μονάδων οι οποίες θα συμβάλουν στην αντιμετώπιση του φαινομένου της ανύψωσης τάσης για ακόμη μεγαλύτερο ποσοστό διείσδυσης Διεσπαρμένης Παραγωγής στο δίκτυο.

Αντίστοιχα, σε μελλοντική επέκταση της εφαρμογής της μείωσης της ισχύος αιχμής με τη χρήση συσσωρευτών, θα μπορούσε να μελετηθεί η βέλτιστη διαστασιολόγηση των αποθηκευτικών μονάδων για το εκάστοτε δίκτυο, η βέλτιστη τοποθέτησή τους σε συγκεκριμένα σημεία του δικτύου καθώς και η συντονισμένη λειτουργία τους για την επίτευξη του καλύτερου δυνατού οικονομικού αποτελέσματος. Ακόμη, σημαντική θα ήταν η μελέτη της επίδρασης της λειτουργίας των συσσωρευτών στη ρύθμιση της τάσης των ζυγών του Δικτύου Διανομής. Τέλος, θα μπορούσε να μελετηθεί η λειτουργία αυτόματων ρυθμιστών τάσης τόσο στους Μ/Σ ΥΤ/ΜΣ όσο και στους Μ/Σ ΜΤ/ΧΤ.

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ

Κώδικας για τη λειτουργία του δικτύου με αντιστροφείς:

```
function [ ] = inv_function( mpc, PV, inverters, PV_limits )
voltages.arr1 = zeros(size(mpc.bus,1),1);
voltages.arr2 = zeros(size(mpc.bus,1),1);
res = runpf(mpc);
res.bus(:,3)=res.bus(:,3)-PV(:,1);
res = runpf(res);
voltages.arr1 = res.bus(:,8);
N = size(mpc.bus,1);
Dmax = 0.03;
Dmin = 0.01;
Vhigh = 1.05;
Vlow = 0.95;
for i = 1:N
    if inverters(i,1) > 0
        D = deadband(PV(i,1),PV_limits(i,2),PV_limits(i,1),Dmax,Dmin);
        Q = reactive(res.bus(i,8),D,Vhigh,Vlow,inverters(i,1));
        res.bus(i,4) = res.bus(i,4) + Q;
    end
end
res = runpf(res);
voltages.arr2 = res.bus(:,8);
end
```

Κώδικας για τον υπολογισμό του deadband:

```
function [ ] = deadband( PV_gen, PV_high, PV_low, Dmax, Dmin )
if (PV_gen < PV_low)
    D = Dmax;
elseif ((PV_low < PV_gen) && (PV_gen < PV_high))
    D = ((Dmax - Dmin) / (PV_low - PV_high)) * (PV_gen - PV_low) + Dmax;
else
    D = Dmin;
end
end
```

Κώδικας για τον έλεγχο της αέργου ισχύος από τον αντιστροφέα:

```
function [ ] = reactive( V, D, Vhigh, Vlow, Qmax )
a = (Qmax / (Vhigh - (1 + D)));
if (V < Vlow)
    Q = - Qmax;
elseif ((Vlow <= V) && (V <= (1 - D)))
    Q = a * V - a * (1 - D);
elseif (((1 - D) <= V) && (V <= (1 + D)))
    Q = 0;
elseif (((1 + D) <= V) && (V <= Vhigh))
    Q = a * V - a * (1 + D);
else
    Q = Qmax;
end
```

end

Κώδικας για τη λειτουργία του δικτύου με συσσωρευτές:

```
function [ ] = batt_function( mpc, load_curve, PV, PV_curve, batt, SOCmax,
SOCmin, nm )
daily.arr1 = zeros(1,24);
daily.arr2 = zeros(1,24);
N = size(mpc.branch,1);
batt_sch=batt_schedule(mpc,load_curve,PV,PV_curve,SOCmax,SOCmin);
for i = 1:24
    res = runpf(mpc);
    if (batt_sch.sch(1,i)>0)
        res.bus(:,3) = res.bus(:,3) * load_curve(1,i) - PV(:,1) *
PV_curve(1,i) + batt(:,1) * batt_sch.sch(1,i)/nm;
    elseif (batt_sch.sch(1,i)<0)
        res.bus(:,3) = res.bus(:,3) * load_curve(1,i) - PV(:,1) *
PV_curve(1,i) + batt(:,1) * batt_sch.sch(1,i)*nm;
    else
        res.bus(:,3) = res.bus(:,3) * load_curve(1,i) - PV(:,1) *
PV_curve(1,i) + batt(:,1) * batt_sch.sch(1,i);
    end
    res.bus(:,4) = res.bus(:,4) * load_curve(1,i);
    res = runpf(res);
    daily.arr1(i) = sqrt(res.gen(1,2)^2+res.gen(1,3)^2);
    for j=1:N
        daily.arr2(i)=daily.arr2(i)+res.branch(j,14)+res.branch(j,16);
    end
end
end
```

Κώδικας για τη στρατηγική φόρτισης-εκφόρτισης συσσωρευτών:

```
function [ batteries_sch ] = batt_schedule( mpc, load_curve, PV, PV_curve,
SOCmax, SOCmin)
batt_sch.arr1 = zeros(1,24);
batt_sch.avg = zeros(1,1);
batt_sch.avgmax = zeros(1,3);
batt_sch.avgmin = zeros(1,3);
batt_sch.overmax = zeros(1,2);
batt_sch.overmin = zeros(1,2);
batt_sch.sch = zeros(1,24);
for i = 1:24
    res = runpf(mpc);
    res.bus(:,3) = res.bus(:,3) * load_curve(1,i) - PV(:,1) *
PV_curve(1,i);
    res.bus(:,4) = res.bus(:,4) * load_curve(1,i);
    res = runpf(res);
    batt_sch.arr1(i) = res.gen(1,2);
end
for i = 1:24
    batt_sch.avg(1,1)=batt_sch.avg(1,1)+batt_sch.arr1(i);
end
batt_sch.avg(1,1)=batt_sch.avg(1,1)/24;
for i=1:24
    if (batt_sch.arr1(i) < batt_sch.avg(1,1))
```

```

        batt_sch.avgmin(1,1)=batt_sch.avgmin(1,1)+batt_sch.arr1(i);
        batt_sch.avgmin(1,2)=batt_sch.avgmin(1,2)+1;
    elseif (batt_sch.arr1(i) > batt_sch.avg(1,1))
        batt_sch.avgmax(1,1)=batt_sch.avgmax(1,1)+batt_sch.arr1(i);
        batt_sch.avgmax(1,2)=batt_sch.avgmax(1,2)+1;
    end
end

batt_sch.avgmin(1,3)=batt_sch.avgmin(1,1)/batt_sch.avgmin(1,2);
batt_sch.avgmax(1,3)=batt_sch.avgmax(1,1)/batt_sch.avgmax(1,2);
for i=1:24
    if (batt_sch.arr1(i) < batt_sch.avgmin(1,3))
        batt_sch.overmin(1,1)=batt_sch.overmin(1,1)+batt_sch.avgmin(1,3)-
batt_sch.arr1(i);
        batt_sch.overmin(1,2)=batt_sch.overmin(1,2)+1;
    elseif (batt_sch.arr1(i) > batt_sch.avgmax(1,3))
        batt_sch.overmax(1,1)=batt_sch.overmax(1,1)-
batt_sch.avgmax(1,3)+batt_sch.arr1(i);
        batt_sch.overmax(1,2)=batt_sch.overmax(1,2)+1;
    end
end

end
for i=1:24
    if (batt_sch.arr1(i) < batt_sch.avgmin(1,3))
        batteries_sch.sch(i)=(batt_sch.avgmin(1,3)-
batt_sch.arr1(i))/(batt_sch.overmin(1,1))*(SOCmax-SOCmin);
    elseif (batt_sch.arr1(i) > batt_sch.avgmax(1,3))
        batteries_sch.sch(i)=-(((batt_sch.avgmax(1,3)+batt_sch.arr1(i))/(batt_sch.overmax(1,1)))*(SOCmax-
SOCmin));
    else
        batteries_sch.sch(i)=0;
    end
end
end
end

```


Βιβλιογραφία

- [1] Β. Κ. Παπαδιάς, *Ανάλυση Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας : Τόμος Ι - Μόνιμη Κατάσταση Λειτουργίας*. Αθήνα: Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, 1985.
- [2] Κ. Βουρνάς & Γ. Κονταξής, *Εισαγωγή στα Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας*. Αθήνα: Εκδόσεις Συμμετρία, 2010.
- [3] H. Saadat, *Power System Analysis*. New York: McGraw-Hill, Inc., 1999.
- [4] Κ. Βουρνάς, Β. Κ. Παπαδιάς, & Κ. Ντελκής, *Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας - Έλεγχος και Ευστάθεια Συστήματος*. Αθήνα: Εκδόσεις Συμμετρία, 2011.
- [5] Regulatory Authority for Energy (RAE), “2014 National Report to the European Commission,” Athens, 2014.
- [6] Μ. Π. Παπαδόπουλος, *Δίκτυα Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας*. Αθήνα: Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, 1994.
- [7] ABB, “Smart Grids,” *ABB review: The corporate technical journal*, 2010.
- [8] W. H. Kersting, *Distribution System Modeling and Analysis*. CRC Press LLC, 2002.
- [9] Ε. Λεωνιδάκη, “Δομή και ανάπτυξη του δικτύου,” 2010.
- [10] T. A. Short, *Electric power distribution handbook*, vol. 10, no. C. CRC Press LLC, 2004.
- [11] J. J. Grainger & W. D. Stevenson, *Power System Analysis*. New York: McGraw-Hill, Inc., 1994.
- [12] P. Dondi, D. Bayoumi, C. Haederli, D. Julian, & M. Suter, “Network Integration of Distributed Power Generation,” *J. Power Sources*, vol. 106, no. 1–2, pp. 1–9, 2002.
- [13] Β. Πούλιος, Α. Σαφηγιάννη, & Γ. Κουτρομπέζης, “Διεϊσδυση Μονάδων Κατανεμημένης Παραγωγής Διαφόρων Τεχνολογιών σε Δίκτυο Μέσης Τάσης,” 2012.
- [14] T. Ackerman, G. Andersson, & L. Soder, “Distributed Generation: a definition,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 57, pp. 195–204, 2001.
- [15] G. Pepermans, J. Driesen, D. Haeseldonckx, R. Belmans, & W. D’haeseleer, “Distributed Generation: definition, benefits and issues,” *Energy Policy*, vol. 33, pp. 787–798, 2005.
- [16] W. El-Khattam & M. M. A. Salama, “Distributed Generation technologies, definitions and benefits,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 71, pp. 119–128, 2004.

- [17] J. Lopes, “Integration of dispersed generation on distribution networks-impact studies,” *Power Eng. Soc. Winter Meet.*, vol. 1, p. 2002, 2002.
- [18] T. Gonen, *Electric Power Distribution System Engineering*. McGraw-Hill, Inc., 1986.
- [19] G. Celli, F. Pilo, G. G. Soma, R. Cicoria, G. Mauri, E. Fasciolo, & G. Fogliata, “A comparison of distribution network planning solutions: traditional reinforcement versus integration of Distributed Energy Storage,” *PowerTech (POWERTECH), 2013 IEEE Grenoble*, pp. 1–6, 2013.
- [20] K. S. Turitsyn, P. Sulc, S. Backhaus, & M. Chertkov, “Local Control of Reactive Power by Distributed Photovoltaic Generators,” in *Smart Grid Communications (SmartGridComm), 2010 First IEEE International Conference on. IEEE*, 2010.
- [21] J. Bebic, R. Walling, K. O’Brien, & B. Kroposki, “The sun also rises,” *IEEE power energy Mag.*, vol. 7, no. 3 May/June, pp. 45–54, 2009.
- [22] Ι. Τ. Παπαϊωάννου, “Επίδραση της ένταξης Φ/Β μονάδων στην ποιότητα ισχύος δικτύων διανομής,” Αριστοτέλειο Πανεπιστήμιο Θεσσαλονίκης, 2010.
- [23] F. Marra, G. Yang, C. Træholt, J. Østergaard, & E. Larsen, “A decentralized storage strategy for residential feeders with photovoltaics,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, no. 2, pp. 974–981, 2014.
- [24] PV GRID, “Μειώνοντας τα εμπόδια για τη μεγάλης κλίμακας διείσδυση φωτοβολταϊκών στα δίκτυα διανομής,” 2013.
- [25] SMA, “PV Grid Integration,” *Technol. Compedium 3.4*, no. May, 2012.
- [26] E. Demirok, D. Sera, R. Teodorescu, P. Rodriguez, & U. Borup, “Evaluation of the voltage support strategies for the low voltage grid connected PV generators,” *2010 IEEE Energy Convers. Congr. Expo. ECCE 2010 - Proc.*, pp. 710–717, 2010.
- [27] H. Chen, T. N. Cong, W. Yang, C. Tan, Y. Li, & Y. Ding, “Progress in electrical energy storage system: A critical review,” *Prog. Nat. Sci.*, vol. 19, no. 3, pp. 291–312, 2009.
- [28] A. Rahimi, M. Zarghami, M. Vaziri, & S. Vadhva, “A Simple and Effective Approach for Peak Load Shaving Using Battery Storage Systems,” *North Am. Power Symp. (NAPS), 2013*, pp. 1–5, 2013.
- [29] D. O. Akinyele & R. K. Rayudu, “Review of energy storage technologies for sustainable power networks,” *Sustain. Energy Technol. Assessments*, vol. 8, pp. 74–91, 2014.
- [30] “Energy Storage Association.” [Online]. Available: <http://energystorage.org/>. [Accessed: 13-Oct-2015].

- [31] Y. M. Atwa & E. F. El-Saadany, “Optimal allocation of ESS in distribution systems with a high penetration of wind energy,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 4, pp. 1815–1822, 2010.
- [32] H. a. Gil & G. Joos, “On the quantification of the network capacity deferral value of distributed generation,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 4, pp. 1592–1599, 2006.
- [33] “MATLAB - The Language of Technical Computing.” [Online]. Available: <http://www.mathworks.com/products/matlab/>. [Accessed: 13-Oct-2015].
- [34] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo Sánchez, & R. J. Thomas, “MATPOWER: Steady-State Operations, Planning, and Analysis Tools for Power Systems Research and Education,” *Power Syst. IEEE Trans.*, vol. 26, no. 1, pp. 12–19, 2011.
- [35] R. D. Zimmerman and C. E. Murillo-Sanchez, “Matpower 5.1 - User’s Manual.”
- [36] P. Kotsampopoulos, N. Hatziaargyriou, B. Bletterie, & G. Lauss, “Review, analysis and recommendations on recent guidelines for the provision of ancillary services by Distributed Generation,” *2013 IEEE Int. Work. Intel. Energy Syst.*, pp. 185–190, 2013.
- [37] E. E. Sfikas, Y. a. Katsigiannis, & P. S. Georgilakis, “Simultaneous capacity optimization of distributed generation and storage in medium voltage microgrids,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 67, pp. 101–113, 2015.
- [38] A. Ματζαράκης & Β. Κατσούλης, “Διάρκεια των ωρών ηλιοφάνειας στον Ελληνικό χώρο,” *Μετεωρολογικός Σύνδεσμος Κύπρου*.
- [39] “Ευρώπη - Προγνωστικοί χάρτες καιρού.” [Online]. Available: <http://www.weatheronline.gr/cgi-app>. [Accessed: 13-Oct-2015].
- [40] “SoDa Service - Knowledge in Solar Radiation.” [Online]. Available: <http://www.soda-is.com/eng/index.html>. [Accessed: 13-Oct-2015].
- [41] “Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας.” [Online]. Available: <http://www.rae.gr> [Accessed: 05-Oct-2015].
- [42] J. Marcos, I. de la Parra, M. García, & L. Marroyo, “Control Strategies to Smooth Short-Term Power Fluctuations in Large Photovoltaic Plants Using Battery Storage Systems,” *Energies*, vol. 7, no. 2012, pp. 6593–6619, 2014.
- [43] B. Nykvist & M. Nilsson, “Rapidly falling costs of battery packs for electric vehicles,” *Nat. Clim. Chang.*, vol. 5, no. 4, pp. 329–332, Mar. 2015.
- [44] P. Poonpun & W. T. Jewell, “Analysis of the cost per kilowatt hour to store electricity,” *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 23, pp. 529–534, 2008.

