



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

**Βέλτιστη λειτουργία γραμμών διανομής ηλεκτρικής
ενέργειας με υψηλή διεύθυνση διεσπαρμένης παραγωγής**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Θεολόγος Δ. Μπαμπαρούτσης

Επιβλέπων : Σταύρος Παπαθανασίου

Αν. Καθηγητής Ε.Μ.Π

Αθήνα, Μάρτιος 2015



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

Βέλτιστη λειτουργία γραμμών διανομής ηλεκτρικής ενέργειας με υψηλή διεύθυνση διεσπαρμένης παραγωγής

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Θεολόγος Δ. Μπαμπαρούτσης

Επιβλέπων : Σταύρος Παπαθανασίου

Αν. Καθηγητής Ε.Μ.Π

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την 23η Μαρτίου 2015.

.....
Σταύρος Παπαθανασίου
Αν. Καθηγητής Ε.Μ.Π

.....
Νίκος Χατζηαργυρίου
Καθηγητής Ε.Μ.Π

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

Αθήνα, Μάρτιος 2015

.....

Θεολόγος Δ. Μπαμπαρούτσης

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

Copyright © Θεολόγος Δ. Μπαμπαρούτσης, 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

Η παρούσα διπλωματική εργασία εκπονήθηκε στα πλαίσια του προπτυχιακού Προγράμματος Σπουδών της Σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου, στα πλαίσια του ερευνητικού προγράμματος SUSTAINABLE.

Αρχικά, θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά τον καθηγητή και επιβλέποντα της παρούσας εργασίας, κ. Σταύρο Παπαθανασίου για την πολύτιμη βοήθεια του, την επίβλεψη αλλά κυρίως για τις γνώσεις που αποκόμισα τόσο από την εκπόνηση αυτής της εργασίας, όσο και από την παρακολούθηση των διαλέξεων του. Επιπλέον, οφείλω να ευχαριστήσω ιδιαίτερα τον ηλεκτρολόγο μηχανικό του ΔΕΔΔΗΕ και συνεργάτη του κ. Παπαθανασίου, Παναγιώτη Αναγνωστόπουλο για όλη την συνεργασία μας και τον πολύτιμο χρόνο που αφιέρωσε, καθώς επίσης και για το γεγονός ότι η παρούσα εργασία αποτελεί επέκταση του έργου το οποίο είχε ο ίδιος αναπτύξει.

Τέλος, τις πιο θερμές μου ευχαριστίες τις οφείλω στην οικογένεια μου Δημήτρη, Όλγα, Γιώργο και Τάκη για την αδιάκοπη συνδρομή τους, τόσο σε ηθικό όσο και υλικό επίπεδο, όπως επίσης και στην Μαρία για την υποστήριξή της κατά την διάρκεια της συγγραφής της παρούσας εργασίας.

Περίληψη

Η ανάπτυξη της διεσπαρμένης παραγωγής (κυρίως μέσω των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας), των συσκευών αποθήκευσης στα δίκτυα μέσης και χαμηλής τάσης καθώς και των συστημάτων τηλεμέτρησης και των έξυπνων μετρητών, έχει ως αποτέλεσμα τα σημερινά δίκτυα διανομής να βρίσκονται σε κατάσταση μετάβασης από παθητικά σε «ενεργητικά» ή «ευφυή» δίκτυα διανομής. Είναι πρόδηλη λοιπόν, η ανάγκη ύπαρξης ενός κεντρικού συστήματος το οποίο διαθέτει μηχανισμούς ελέγχου και επικοινωνίας, τέτοιους ώστε ο διαχειριστής του δικτύου να μπορεί να έχει συνολική εποπτεία και να μπορεί να ελέγχει συντονισμένα όλες τις συσκευές σε αυτό.

Ο σκοπός της παρούσας εργασίας είναι η ανάπτυξη ενός ολοκληρωμένου λογισμικού, ικανού να προσομοιώσει ένα οποιοδήποτε δίκτυο διανομής και να δώσει σαν αποτέλεσμα την βέλτιστη λειτουργία του για τις επόμενες 24 ώρες. Αρχικά, περιγράφονται τα διαφορετικά είδη ελέγχου που εφαρμόζονται στα δίκτυα διανομής, από τον τοπικό έλεγχο κάθε συσκευής μέχρι τον κεντρικά συντονισμένο έλεγχο του συνολικού δικτύου. Επιπλέον, παραθέτονται και αναλύονται τα πλεονεκτήματα του ελέγχου αυτού. Γίνεται αναφορά στα θετικά και αρνητικά χαρακτηριστικά της διεσπαρμένης παραγωγής, των συσκευών αποθήκευσης και των ρυθμιστών τάσης, καθώς και στις μαθηματικές προκλήσεις που παρουσιάζει η βελτιστοποίηση των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας.

Στην συνέχεια αναλύεται το μαθηματικό μοντέλο που αναπτύχθηκε για την αναπαράσταση των δικτύων καθώς και οι λεπτομέρειες σχεδίασης του πολυαντικειμενικού προβλήματος βελτιστοποίησης προς επίλυση. Συγκεκριμένα, υπάρχουν οκτώ διαφορετικές αντικειμενικές συναρτήσεις για τις οποίες ο χρήστης επιλέγει τα αντίστοιχα βάρη που επιθυμεί. Το πρόβλημα βελτιστοποίησης διαθέτει γραμμικούς και τετραγωνικούς περιορισμούς, αναφορικά με το θερμικό όριο των γραμμών, τα όρια της τάσης κάθε κόμβου, τα χαρακτηριστικά των αντιστροφών κάθε μονάδας διεσπαρμένης παραγωγής καθώς και περιορισμούς που διέπουν την λειτουργία των λοιπών συσκευών.

Επιπλέον, ο αλγόριθμος εφαρμόζεται σε πρότυπο δίκτυο, και συγκεκριμένα συγκρίνεται με την κλασική μέθοδο ρύθμισης της τάσης. Έξι διαφορετικοί δείκτες (KPI's) χρησιμοποιήθηκαν για την ποσοτικοποίηση των οφελών του, για ημερήσια και ετήσια λειτουργία, ενώ στην συνέχεια για την ανάδειξη των λεπτομερειών του, αναφέρονται ξεχωριστές περιπτώσεις δικτύων. Τέλος, για την μοντελοποίηση των εξισώσεων, καθώς και των απαιτούμενων υπολογισμών έγινε χρήση του λογισμικού MATLAB, ενώ η ίδια η βελτιστοποίηση πραγματοποιήθηκε μέσω του CPLEX της IBM.

Λέξεις κλειδιά

Διεσπαρμένη παραγωγή, Δίκτυα διανομής ενέργειας, Βέλτιστη ροή ισχύος, Βελτιστοποίηση, Αποθηκευτική μονάδα, Ρυθμιστής τάσης, Ενεργητικά δίκτυα, Ευφυή δίκτυα, Κεντρικός συντονισμένος έλεγχος, Έλεγχος τάσης, Ρύθμιση τάσης, Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας ΑΠΕ, Απώλειες ισχύος, Matlab, Cplex

Abstract

The development of distributed generation (based on renewable energy), energy storage technologies implemented on low and medium voltage grid, as well as telemetry systems and smart meters, resulted in the transition of modern power distribution systems from passive to “active” or “smart” grids. The need for a central distribution management scheme which incorporates control and communication systems, enabling the network operator to have an overall supervision of the grid and to coordinate effectively the devices on it, is of utmost importance.

The main purpose of this paper is the development of a robust optimization software, capable of modeling any distribution power network and optimizing its operation for the next 24 hours. Initially, all different control methods implemented on distribution networks are described, varying from the local control of any device, to the centralized and coordinated control of the grid. Moreover, the advantages of this control scheme are presented in detail. The thesis refers to the positive and negative effects of distributed generation, storage devices and voltage regulators to the grid, as well as to the mathematical challenges that arise from the optimization of electrical power systems.

Next, the mathematical model developed in order to simulate the distribution networks is analyzed, as well as the details concerning the design of the multi-objective optimization problem. Specifically, there are eight different objective functions, for which user selects the weight factors he desires. The optimization problem includes linear and quadratic constraints, referring to the thermal limit of the lines, the voltage limits for every node, the characteristics of each DG unit inverter, as well as constraints which describe the operation of the remaining devices.

Moreover, the proposed algorithm is tested on a standard distribution network, and specifically, it is compared to the conventional voltage regulation method. Six different indices (KPI's) were used to quantify the improvement in smart-grid scenario, for daily and annual operation, while a variety of other networks are used as case studies in order to illustrate the remaining beneficial characteristics of the algorithm. Finally, simulations of all models, as well as the necessary calculations, are all implemented in Matlab, whereas the software used for the optimization is IBM's CPLEX.

Keywords

Distributed Generation, Distribution power networks, Optimal power flow, Optimization, Energy storage, Voltage regulator, Active network, Smart grid, Centralized coordinated control, Voltage control, Renewable energy sources RES, Power losses, Matlab, Cplex

Περιεχόμενα

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ	7
ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΕΙΚΟΝΩΝ	10
ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΠΙΝΑΚΩΝ	15
1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ	17
1.1 Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΣΗΕ)	18
1.1.1 Δομή και σκοπός ενός ΣΗΕ	18
1.1.2 Δίκτυα διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΔΗΕ)	20
1.1.3 Απώλειες ισχύος	22
1.1.4 Πτώση και ανύψωση τάσης	23
1.1.5 Θερμικό όριο γραμμών και μετασχηματιστή	25
1.2 Διεσπαρμένη Παραγωγή	25
1.2.1 Ορισμός και επιδράσεις της Διεσπαρμένης παραγωγής	26
1.2.2 Ενεργητικά Δίκτυα διανομής (Active Distribution Networks)	27
1.3 Σκοπός της διπλωματικής και δομή της εργασίας	28
1.3.1 Σκοπός της παρούσας εργασίας	28
1.3.2 Μαθηματικό μοντέλο	29
1.3.3 Λογισμικό που χρησιμοποιήθηκε	29
1.3.4 Δομή της εργασίας	29
2 ΘΕΩΡΗΤΙΚΟ ΥΠΟΒΑΘΡΟ	31
2.1 Στοιχεία και μηχανισμοί ενός ΣΗΕ	31
2.1.1 Μετασχηματιστές με Σύστημα Αλλαγής Τάσης Υπό Φορτίο	31
2.1.2 Ρυθμιστές Τάσης (PT) (VR)	33
2.1.3 Αποθήκευση ενέργειας και αποθηκευτικές μονάδες	37
2.1.4 Πυκνωτές	39
2.1.5 Άεργος λειτουργία των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής	40
2.1.6 Ρύθμιση ΣΑΤΥΦ και PT – Line Drop Compensation	42
2.2 Θεωρητικό υπόβαθρο βελτιστοποίησης	47
2.2.1 Βασική ορολογία	47
2.2.2 Κυρτά προβλήματα βελτιστοποίησης-Convex	49
2.2.3 Γραμμικά προβλήματα βελτιστοποίησης - Linear [LP]	49
2.2.4 Ακέραια προβλήματα βελτιστοποίησης – Integer [IP]	50
2.2.5 Τετραγωνικά προβλήματα – Quadratic [QP]	50
2.2.6 Mixed-Integer Γραμμικά προβλήματα – [MILP]	51
2.2.7 Mixed-Integer Τετραγωνικά προβλήματα – [MIQP]	51
2.2.8 Προβλήματα τετραγωνικών περιορισμών - [QCP]	52
2.3 Λογισμικό βελτιστοποίησης CPLEX και MATLAB	52

2.3.1	CPLEX	52
2.3.2	MATLAB	53
3	ΑΝΑΣΚΟΠΗΣΗ ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑΣ	60
3.1	Βιβλιογραφική ανασκόπηση	60
3.2	Πλεονεκτήματα αντικειμενικών συναρτήσεων	63
4	ΑΝΑΛΥΣΗ ΜΟΝΤΕΛΟΥ	67
4.1	Ανασκόπηση μοντέλου	67
4.2	Μοντελοποίηση εξισώσεων	74
4.2.1	Τάση σε κάθε κόμβο	75
4.2.2	Αποθηκευτικές μονάδες	78
4.2.3	Βοηθητικές μεταβλητές για ΣΑΤΥΦ/ΡΤ/Πυκνωτές	78
4.3	Αντικειμενική συνάρτηση	80
4.4	Περιορισμοί	84
4.4.1	Γραμμικοί Περιορισμοί	84
4.4.2	Τετραγωνικοί Περιορισμοί	96
4.5	Δομικό Διάγραμμα του αλγορίθμου	97
4.6	Τελική μορφή πινάκων	100
4.6.1	Μορφή πινάκων για μία γραμμή	101
4.6.2	Μορφή πινάκων για περισσότερες γραμμές	104
5	ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ	107
5.1	Τοπολογίες και λεπτομέρειες των προσομοιώσεων	107
5.1.1	Βασικό δίκτυο προσομοίωσης	107
5.1.2	Key Performance Indicators	109
5.1.3	Baseline Σενάριο – LDC	113
5.1.4	Smart grid Σενάριο	114
5.1.5	Excel Αποτελεσμάτων	115
5.2	2 πανομοιότυπες γραμμές αναχώρησης	123
5.2.1	Τοπολογία	123
5.2.2	Αποτελέσματα προσομοίωσης για 24 ώρες	134
5.2.3	Αποτελέσματα προσομοίωσης για 365 ημέρες	180
5.3	Αποτελέσματα για την ανάδειξη των επί μέρους σημείων	187
5.3.1	Επιδράσεις των Penalties σε υψηλή διείσδυση ΑΠΕ	187
5.3.2	Παράδειγμα χρήσης Ρυθμιστή τάσης	189
5.3.3	Βέλτιστη χωρητική/επαγωγική λειτουργία των ΜΔΠ	193
5.4	Συγκεντρωτικά αποτελέσματα	197

6	ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ ΚΑΙ ΠΡΟΤΑΣΕΙΣ ΓΙΑ ΜΕΛΛΟΝΤΙΚΗ ΕΡΕΥΝΑ	199
6.1	Συμπεράσματα	199
6.2	Βελτιώσεις	200
7	ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ	202

Κατάλογος Εικόνων

Εικόνα 1.1 Δίκτυο Ηλεκτρικής Ενεργείας: Μια άκρως σημαντική υποδομή[1]	17
Εικόνα 1.2 Δίκτυο Ηλεκτρικής Ενεργείας[3]	20
Εικόνα 1.3 Τυπικό ακτινικό Δίκτυο Διανομής.....	21
Εικόνα 1.4 Μονοφασικό ισοδύναμο κύκλωμα γραμμής[7]	24
Εικόνα 1.5 Είδη τεχνολογιών ΜΔΠ.....	27
Εικόνα 2.1 Αλλαγή στις λήψεις ΣΑΤΥΦ Μ/Σ [13]	32
Εικόνα 2.2 Αυτομετασχηματιστής... ..	34
Εικόνα 2.3 steps Αυτομετασχηματιστή	34
Εικόνα 2.4 Ρυθμιστές τάσης σε σειρά[17]	36
Εικόνα 2.5 Σύνδεση αποθηκευτικής μονάδας με το ηλεκτρικό δίκτυο	37
Εικόνα 2.6 LDC σε Ρυθμιστή Τάσης	42
Εικόνα 2.7 block διάγραμμα της LDC λειτουργίας[24]	43
Εικόνα 2.8 LDC διάγραμμα- σημείο ρύθμισης.....	44
Εικόνα 2.9 Λειτουργία BW και Time Delay σε ΣΑΤΥΦ [14]	46
Εικόνα 2.10 Παρουσίαση της ρύθμισης τάσης με LDC	47
Εικόνα 2.11 Το περιβάλλον της MATLAB	55
Εικόνα 2.12 Κομμάτι Κώδικα MATLAB.....	59
Εικόνα 4.1 Μονογραμμικό διάγραμμα δικτύου διανομής[39]	75
Εικόνα 4.2 Όριο ενεργού ισχύος.....	86
Εικόνα 4.3 Όριο φαινόμενης ισχύος	86
Εικόνα 4.4 Όριο μέγιστης άεργου ισχύος	87
Εικόνα 4.5 Όριο συντελεστή ισχύος	88
Εικόνα 4.6 Κανονική λειτουργία.....	89
Εικόνα 4.7 Q at night.....	90
Εικόνα 4.8 Μηδενική λειτουργία	90
Εικόνα 4.9 Συνολικός περιορισμός λειτουργίας των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής	91
Εικόνα 4.10 Τελικός έλεγχος της ισχύος του αντιστροφέα μιας μονάδας διεσπαρμένης παραγωγής	91
Εικόνα 4.11 Λειτουργία και περιορισμοί της Αποθηκευμένης Ενεργείας	94
Εικόνα 4.12 Λειτουργία και περιορισμοί της Ενεργού Ισχύος Αποθήκευσης.....	95
Εικόνα 4.13 Λειτουργία και περιορισμοί της Άεργου Ισχύος Αποθήκευσης.....	96
Εικόνα 4.14 Ένωση γραμμικών πινάκων διαφορετικών γραμμών	104
Εικόνα 4.15 Ένωση δυσδιάστατων πινάκων διαφορετικών γραμμών	105
Εικόνα 5.1 Μονογραμμικό διάγραμμα γραμμής R220	108
Εικόνα 6.2 Τελικό δίκτυο, μετά την απλοποίηση	109
Εικόνα 5.3 Άεργος ισχύς από τις μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής και συντελεστής ισχύος	115
Εικόνα 5.4 Tap και περικοπές ενεργού ισχύος	116
Εικόνα 5.5 Υπόλοιπες μεταβλητές και έλεγχος περιορισμών	116
Εικόνα 5.6 Αποτελέσματα-τιμές αντικειμενικών συναρτήσεων	117

Εικόνα 5.7 Τιμές της τάσης σε κάθε κόμβο κάθε ώρα.....	117
Εικόνα 5.8 Διάγραμμα τάσης-σημείου πάνω στην γραμμή για κάθε ώρα	118
Εικόνα 5.9 Διάγραμμα τάσης-κόμβου για κάθε ώρα	118
Εικόνα 5.10 Διάγραμμα τάσης-ώρας για κάθε κόμβο.....	119
Εικόνα 5.11 Διαγράμματα λειτουργίας ισχύος των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής	122
Εικόνα 5.12 Τελικό δίκτυο προσομοίωσης.....	123
Εικόνα 5.13 Επίπεδα Φορτίου και ΑΠΕ κατά μήκος της γραμμής.....	123
Εικόνα 5.14 Συγκεντρωτικές λεπτομέρειες δικτύου κάθε γραμμής R220	124
Εικόνα 5.15 Ημερήσιες χρονοσειρές Φορτίου και Αιολικής-Φωτοβολταϊκής Παραγωγής	124
Εικόνα 5.16 Ημερήσιες χρονοσειρές Φορτίου και Αιολικής-Φωτοβολταϊκής Παραγωγής	124
Εικόνα 5.17 Επιθυμητή και πραγματική τάση ανάλογα την τιμή του ρεύματος .	126
Εικόνα 5.18 Επιθυμητή και πραγματική τάση κατά την διάρκεια της ημέρας	126
Εικόνα 5.19 Επιθυμητή τάση ανάλογα το ρεύμα του ΜΣ	127
Εικόνα 5.20 Προφίλ της τάσης χωρίς την ύπαρξη ΜΔΠ για την περίπτωση LDC	127
Εικόνα 5.21 Επιθυμητή και πραγματική τάση ανάλογα την τιμή του ρεύματος .	128
Εικόνα 5.22 Επιθυμητή και πραγματική τάση κατά την διάρκεια της ημέρας	128
Εικόνα 5.23 Επιθυμητή και πραγματική τάση ανάλογα το ρεύμα του ΜΣ	129
Εικόνα 5.24 Σύγκριση καμπύλης LDC που επιλέχθηκε με την βέλτιστη	129
Εικόνα 5.25 Σύγκριση της τάσης του ζυγού για τις δύο περιπτώσεις.....	130
Εικόνα 5.26 Σύνολο των ορίων που διέπουν την λειτουργία του αντιστροφέα (Για τα ΦΒ).....	131
Εικόνα 5.27 Τελικός συνδυασμός/τομή των ορίων για την άεργο ισχύ των ΜΔΠ	132
Εικόνα 5.28 Βάρη κανονικοποίησης	133
Εικόνα 5.29 Παραμετρικά αποτελέσματα της εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ του ΚΡΙ 1: Απώλειες για την περίπτωση χωρίς storage	136
Εικόνα 5.30 Παραμετρικά αποτελέσματα του μείγματος αντικειμενικής συνάρτησης του ΚΡΙ 1: Απώλειες για την περίπτωση χωρίς storage.....	136
Εικόνα 5.31 Διάγραμμα απωλειών ανάλογα την εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ για την περίπτωση χωρίς storage	137
Εικόνα 5.32 Παραμετρικά αποτελέσματα της εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ του ΚΡΙ 1: Απώλειες για την περίπτωση με storage.....	138
Εικόνα 5.33 Παραμετρικά αποτελέσματα του μείγματος αντικειμενικής συνάρτησης του ΚΡΙ 1: Απώλειες για την περίπτωση με storage	138
Εικόνα 5.34 Διάγραμμα απωλειών ανάλογα την εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ για την περίπτωση με storage	139
Εικόνα 5.35 ΚΡΙ 1: απώλειες, ανά εγκατεστημένη ισχύ 0-9.8 MW	140
Εικόνα 5.36 Απώλειες ανά εγκατεστημένη ισχύ 0-9.8 MW	140
Εικόνα 5.37 Αποτελέσματα ΚΡΙ 2: αύξηση της διείσδυσης ΑΠΕ παραμετρικά με το όριο επιτρεπόμενων περικοπών.....	143

Εικόνα 5.38 Αποτελέσματα KPI 2: αύξηση της διείσδυσης ΑΠΕ παραμετρικά με το πραγματικό ποσοστό των περικοπών	144
Εικόνα 5.39 Αποτελέσματα KPI 2: αύξηση της διείσδυσης ΑΠΕ παραμετρικά με την ενέργεια που περικόπηκε.....	144
Εικόνα 5.40 Προφίλ της τάσης για κάθε ώρα ανά χιλιόμετρο στην γραμμή.....	146
Εικόνα 5.41 Προφίλ της τάσης για κάθε ώρα ανά χιλιόμετρο στην γραμμή.....	146
Εικόνα 5.42 Προφίλ της τάσης για κάθε ώρα ανά χιλιόμετρο στην γραμμή.....	147
Εικόνα 5.43 Προφίλ της τάσης για κάθε ώρα ανά χιλιόμετρο στην γραμμή.....	147
Εικόνα 5.44 Προφίλ της τάσης για κάθε ώρα ανά κόμβο.....	148
Εικόνα 5.45 Προφίλ της τάσης για κάθε κόμβο ανά ώρα.....	148
Εικόνα 5.46 Ισχύς που διαρρέει τον ΜΣ και ποσοστά περικοπών των ΜΔΠ	149
Εικόνα 5.47 Προφίλ της τάσης για κάθε ώρα ανά κόμβο.....	150
Εικόνα 5.48 Προφίλ της τάσης για κάθε ώρα ανά κόμβο.....	150
Εικόνα 5.49 Αποτελέσματα KPI: Αύξηση μεριδίου ενέργειας από ΑΠΕ παραμετρικά με το ποσοστό επιτρεπόμενων περικοπών	152
Εικόνα 5.50 Αποτελέσματα KPI: Αύξηση μεριδίου ενέργειας από ΑΠΕ παραμετρικά με το πραγματικό ποσοστό των περικοπών.	152
Εικόνα 5.51 Απόκλιση τάσης dV ανά εγκατεστημένη ισχύ για τις τρεις περιπτώσεις	155
Εικόνα 5.52 Απόκλιση τάσης όπως υπολογίζεται για το KPI ανά εγκατεστημένη ισχύ για τις τρεις περιπτώσεις	155
Εικόνα 5.53 Αποτελέσματα KPI 4: Ρύθμιση της τάσης, για τις περιπτώσεις με και χωρίς storage	156
Εικόνα 5.54 Προφίλ τάσης ανά χιλιόμετρα γραμμής LDC 5 MW	156
Εικόνα 5.55 Προφίλ τάσης ανά χιλιόμετρα γραμμής SG χωρίς storage 5 MW ..	157
Εικόνα 5.56 Προφίλ τάσης ανά χιλιόμετρα γραμμής SG με storage 5 MW.....	157
Εικόνα 5.57 Λήψεις ΣΑΤΥΦ κάθε ώρα για τις τρεις περιπτώσεις	158
Εικόνα 5.58 Συντελεστής Ισχύος για τις ΜΔΠ κάθε ώρα	159
Εικόνα 5.59 Άεργος λειτουργία των ΜΔΠ κάθε ώρα	159
Εικόνα 5.60 Άεργος λειτουργία των ΜΔΠ κάθε ώρα χωρίς το Α/Π	160
Εικόνα 5.61 Προφίλ τάσης ανά χιλιόμετρα γραμμής LDC 9.8 MW	161
Εικόνα 5.62 Προφίλ τάσης ανά χιλιόμετρα γραμμής SG χωρίς storage 9.8 MW	161
Εικόνα 5.63 Προφίλ τάσης ανά χιλιόμετρα γραμμής SG με storage 9.8 MW.....	162
Εικόνα 5.64 Τιμές των 8 αντικειμενικών συναρτήσεων για τις τρεις διαφορετικές περιπτώσεις	162
Εικόνα 5.65 Λήψεις ΣΑΤΥΦ κάθε ώρα για τις τρεις περιπτώσεις	163
Εικόνα 5.66 Συντελεστής Ισχύος για τις ΜΔΠ κάθε ώρα	163
Εικόνα 5.67 Άεργος λειτουργία των ΜΔΠ κάθε ώρα	164
Εικόνα 5.68 Άεργος λειτουργία των ΜΔΠ κάθε ώρα χωρίς το Α/Π	164
Εικόνα 5.69 Άεργος λειτουργία των ΜΔΠ κάθε ώρα	165
Εικόνα 5.70 Άεργος λειτουργία των ΜΔΠ κάθε ώρα χωρίς το Α/Π	165
Εικόνα 5.71 Άεργος λειτουργία και όρια της δεύτερης ΜΔΠ.....	166
Εικόνα 5.72 Άεργος λειτουργία και όρια της όγδοης ΜΔΠ.....	166

Εικόνα 5.73 Προφίλ τάσης ανά χιλιόμετρα γραμμής SG χωρίς storage 15 MW	167
Εικόνα 5.74 Προφίλ τάσης ανά χιλιόμετρα γραμμής SG με storage 15MW	167
Εικόνα 5.75 Λειτουργία και περιορισμοί της Ενεργού ισχύος αποθήκευσης	168
Εικόνα 5.76 Λειτουργία και περιορισμοί της Άεργου Ισχύος Αποθήκευσης	168
Εικόνα 5.77 Λειτουργία και περιορισμοί της Αποθηκευμένης Ενέργειας	169
Εικόνα 5.78 Τιμές των 8 αντικειμενικών συναρτήσεων για τις δύο διαφορετικές περιπτώσεις	169
Εικόνα 5.79 Αποτελέσματα KPI 5: Μείωση των εκπομπών για τις περιπτώσεις με και χωρίς storage	171
Εικόνα 5.80 Ποσοστό αύξησης της ενέργειας από ΑΠΕ, για τις περιπτώσεις με και χωρίς storage	172
Εικόνα 5.81 Αποτελέσματα KPI 5: Μείωση των εκπομπών για τις περιπτώσεις με και χωρίς storage	172
Εικόνα 5.82 Ποσοστό αύξησης της ενέργειας από ΑΠΕ, για τις περιπτώσεις με και χωρίς storage	173
Εικόνα 5.83 Ποσοστό περικοπών για διαφορετικά επίπεδα εγκατεστημένης ισχύος.	174
Εικόνα 5.84 Αποτελέσματα KPI 6: Μείωση των περικοπών ενέργειας στις ΜΔΠ για διαφορετικά επίπεδα εγκατεστημένης ισχύος	175
Εικόνα 5.85 Περικοπές για διαφορετικά επίπεδα εγκατεστημένης ισχύος	175
Εικόνα 5.86 Βελτίωση στην ρύθμιση της τάσης με σταδιακή εφαρμογή των μέσων ελέγχου	176
Εικόνα 5.87 Περιβάλλουσες γραμμές τάσης (MIN,MAX) κατά την διάρκεια της ημέρας για τις περιπτώσεις LDC και βελτιστοποίησης μόνο της μεταβλητής tap	177
Εικόνα 5.88 Περιβάλλουσες γραμμές τάσης (MIN,MAX) κατά την διάρκεια της ημέρας για τις περιπτώσεις LDC, και βελτιστοποίησης των μεταβλητών tap, πυκνωτή και των ΜΔΠ	177
Εικόνα 5.89 Προφίλ της τάσης κατά μήκος της γραμμής την 14η ώρα για όλες τις περιπτώσεις	178
Εικόνα 5.90 Προφίλ της τάσης κατά μήκος της γραμμής την 22 ^η ώρα για όλες τις περιπτώσεις	178
Εικόνα 5.91 Τάση του 1 ^{ου} κόμβου κατά την διάρκεια της ημέρας για όλες τις περιπτώσεις	179
Εικόνα 5.92 Τάση του 9 ^{ου} κόμβου κατά την διάρκεια της ημέρας για όλες τις περιπτώσεις	179
Εικόνα 5.93 Τάση του 13 ^{ου} κόμβου κατά την διάρκεια της ημέρας για όλες τις περιπτώσεις	180
Εικόνα 5.94 Ετήσιες καμπύλες φορτίου και παραγωγής	181
Εικόνα 5.95 KPI 1 για κάθε ημέρα	182
Εικόνα 5.96 Ημερήσιες απώλειες για τις δύο περιπτώσεις	182
Εικόνα 5.97 Περιβάλλουσες γραμμές τάσης (MIN,MAX) κατά την διάρκεια του έτους για τις περιπτώσεις LDC και SG	185
Εικόνα 5.98 Ημερήσια αποτελέσματα KP4: Ρύθμιση της τάσης	186

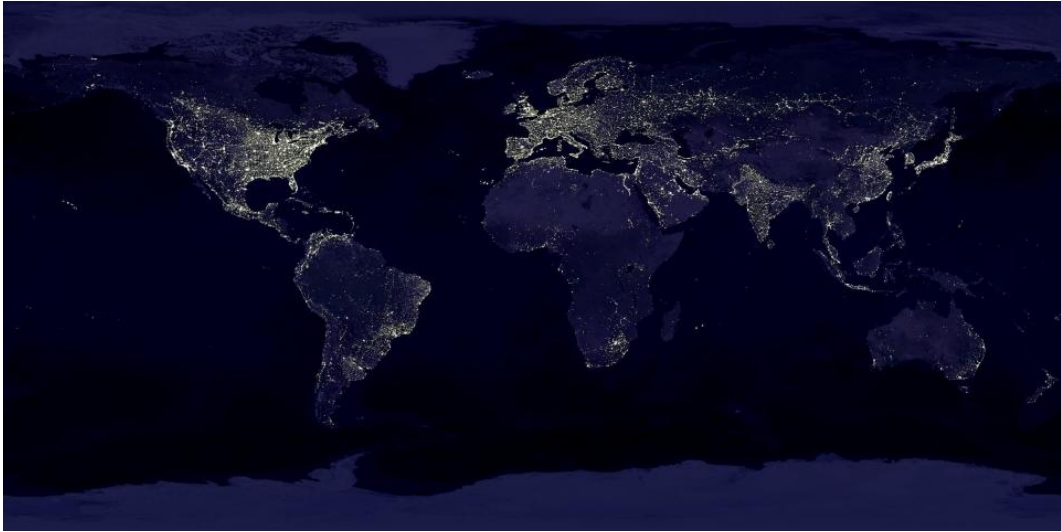
Εικόνα 5.99 Ημερήσια τιμή dV για τις περιπτώσεις LDC και SG	186
Εικόνα 5.100 Μείγμα αντικειμενικών συναρτήσεων και αποτελέσματα για την περίπτωση με τα penalties ενεργά	187
Εικόνα 5.101 Προφίλ της τάσης για την περίπτωση με τα penalties ενεργά.....	188
Εικόνα 5.102 Μείγμα αντικειμενικών συναρτήσεων και αποτελέσματα για την περίπτωση χωρίς τα penalties	188
Εικόνα 5.103 Προφίλ της τάσης για την περίπτωση με τα penalties ενεργά.....	188
Εικόνα 5.104 Προφίλ της τάσης χωρίς την ύπαρξη ρυθμιστή τάσης	189
Εικόνα 5.105 Προφίλ της τάσης με έναν ρυθμιστή τάσης.....	190
Εικόνα 5.106 Προφίλ της τάσης με έναν ρυθμιστή τάσης χωρίς τον εικονικό κόμβο	190
Εικόνα 5.107 Προφίλ της τάσης με δύο ρυθμιστές τάσης.....	191
Εικόνα 5.108 Προφίλ της τάσης με δύο ρυθμιστές τάσης χωρίς τον εικονικό κόμβο.	191
Εικόνα 5.109 Προφίλ της τάσης με δύο ρυθμιστές τάσης με μοναδική αντικειμενική συνάρτηση την ρύθμιση της τάσης.....	192
Εικόνα 5.110 Καμπύλες εισόδου για φορτίο και ΦΒ	193
Εικόνα 5.111 Λόγος εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ προς το φορτίο για κάθε κόμβο και συνολικά για το δίκτυο	194
Εικόνα 5.112 Λειτουργία του αντιστροφέα των Φωτοβολταϊκών	194
Εικόνα 5.113 Λειτουργία του αντιστροφέα των Φωτοβολταϊκών για την περίπτωση συνεχούς ΣΑΤΥΦ	196
Εικόνα 5.114 Προφίλ της τάσης για την περίπτωση $\Sigma I=0,9$	197
Εικόνα 5.115 Συγκεντρωτικά αποτελέσματα KPI's για ημερήσια και ετήσια λειτουργία.....	198
Εικόνα 6.1 Συγκεντρωτικά αποτελέσματα KPI's για ημερήσια και ετήσια λειτουργία.....	200

Κατάλογος Πινάκων

Πίνακας 1.1 Ιδιότητες μοντέλου βελτιστοποίησης	29
Πίνακας 2.1 Τάση στην MT για όλους τους συνδυασμούς τάσης στην YT και tap	33
Πίνακας 3.1 Λίστα μεθόδων βελτιστοποίησης.....	62
Πίνακας 4.1 Μεταβλητές του προβλήματος	68
Πίνακας 4.2 Άνω και κάτω όρια των μεταβλητών.....	69
Πίνακας 4.3 Ανισοτικοί περιορισμοί του προβλήματος	71
Πίνακας 4.4 Ισοτικοί περιορισμοί του προβλήματος	72
Πίνακας 4.5 Τετραγωνικοί περιορισμοί του προβλήματος	72
Πίνακας 4.6 Προδιαγραφές της αποθηκευτικής μονάδας.....	93
Πίνακας 4.7 Δομικό Διάγραμμα/Ψευδοκώδικας του αλγορίθμου	100
Πίνακας 4.8 Τμήμα πίνακα Aeq	101
Πίνακας 4.9 Τμήμα πίνακα Aineq.....	102
Πίνακας 4.10 Τμήμα πίνακα H	103
Πίνακας 5.1 Τελικό δίκτυο, μετά την απλοποίηση	109
Πίνακας 5.2 Ρύθμιση των αντιστροφών των μονάδων παραγωγής	131
Πίνακας 5.3 Παραμετρικά αποτελέσματα του KPI 1: Απώλειες για την περίπτωση χωρίς storage.....	135
Πίνακας 5.4 Αποτελέσματα του KPI 1: Απώλειες για την περίπτωση με storage	137
Πίνακας 5.5 Απώλειες ανά εγκατεστημένη ισχύ 0-9.8 MW	140
Πίνακας 5.6 Αποτελέσματα KPI 2: αύξηση της διείσδυσης ΑΠΕ παραμετρικά με το όριο επιτρεπόμενων περικοπών για την περίπτωση χωρίς storage	142
Πίνακας 5.7 Αποτελέσματα KPI 2: αύξηση της διείσδυσης ΑΠΕ παραμετρικά με το όριο επιτρεπόμενων περικοπών για την περίπτωση χωρίς storage φτάνοντας στο μέγιστο όριο.....	142
Πίνακας 5.8 Αποτελέσματα KPI 2: αύξηση της διείσδυσης ΑΠΕ παραμετρικά με το όριο επιτρεπόμενων περικοπών για την περίπτωση με storage	143
Πίνακας 5.9 Αποτελέσματα KPI 3: Αύξηση του μεριδίου ενέργειας από ΑΠΕ... ..	151
Πίνακας 5.10 Αποτελέσματα KPI 3: Αύξηση του μεριδίου ενέργειας από ΑΠΕ. ..	152
Πίνακας 5.11 Αποτελέσματα KPI 4: Ρύθμιση τάσης, παραμετρικά με την εγκατεστημένη ισχύ για την περίπτωση χωρίς storage	154
Πίνακας 5.12 Αποτελέσματα KPI 4: Ρύθμιση τάσης, παραμετρικά με την εγκατεστημένη ισχύ για την περίπτωση με storage.....	154
Πίνακας 5.13 Τιμές των 8 αντικειμενικών συναρτήσεων για τις τρεις διαφορετικές περιπτώσεις.....	157
Πίνακας 5.14 Αποτελέσματα KPI 5: Μείωση των εκπομπών για την περίπτωση χωρίς storage.....	170
Πίνακας 5.15 Αποτελέσματα KPI 5: Μείωση των εκπομπών για την περίπτωση χωρίς storage.....	171

Πίνακας 5.16 Αποτελέσματα KPI 6: Μείωση των περικοπών ενέργειας στις ΜΔΠ για διαφορετικά επίπεδα εγκατεστημένης ισχύος.	174
Πίνακας 5.17 Μέσο ημερήσιο φορτίο/παραγωγή σε ποσοστό της ονομαστικής τους τιμής	181
Πίνακας 5.18 Αποτελέσματα KPI 1: Μείωση των απωλειών, κατά την διάρκεια ενός	182
Πίνακας 5.19 Αποτελέσματα KPI 2: Αύξηση της χωρητικότητας του δικτύου σε ΑΠΕ, κατά την διάρκεια ενός έτους	184
Πίνακας 5.20 Αποτελέσματα KPI 3: Αύξηση του μεριδίου ΑΠΕ, κατά την διάρκεια ενός έτους	184
Πίνακας 5.21 Αποτελέσματα KPI 4: Ρύθμιση της τάσης, κατά την διάρκεια ενός έτους	185
Πίνακας 5.22 Αποτελέσματα KPI 5: Μείωση των εκπομπών, κατά την διάρκεια ενός έτους	187
Πίνακας 5.23 Τιμές αντικειμενικών συναρτήσεων για κάθε περίπτωση.....	192
Πίνακας 5.24 Συγκεντρωτικά αποτελέσματα KPI's για ημερήσια και ετήσια λειτουργία.....	197

1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ



Εικόνα 1.1 Δίκτυο Ηλεκτρικής Ενέργειας: Μια άκρως σημαντική υποδομή[1]

Η ηλεκτρική ενέργεια είναι από τις πιο εδραιωμένες μορφές ενέργειας και ο σημαντικότερος λόγος για την διαφοροποίηση της από τις υπόλοιπες είναι η φθηνή, εύκολη και με πολύ υψηλή απόδοση, μεταφορά της. Αποτέλεσμα αυτού, σε συνδυασμό με το γεγονός ότι μπορεί εύκολα να μετατραπεί σε κάποια άλλη μορφή ενέργειας είναι η τεράστια χρησιμοποίησή της. Το μεγαλύτερο μέρος των συσκευών λειτουργεί με ηλεκτρικό ρεύμα, καθιστώντας έτσι την ηλεκτρική ενέργεια έναν από τους πιο σημαντικούς παράγοντες ευημερίας και επιβίωσης του σημερινού κόσμου.

Η παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας γίνεται με πολλούς τρόπους, με κυρίαρχο την καύση διαφόρων ορυκτών, όπως του λιγνίτη. Άλλοι τρόποι είναι τα πυρηνικά εργοστάσια, ενώ τα τελευταία χρόνια γίνεται μεγάλη προσπάθεια για την ένταξη όλο και περισσότερων μονάδων Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) για να αντικαταστήσουν τα συμβατικά εργοστάσια.

Το μοναδικό και πολύ μεγάλο μειονέκτημα της ηλεκτρικής ενέργειας είναι η αδυναμία μακροχρόνιας αποθήκευσής της. Αποτέλεσμα αυτού είναι η αναγκαιότητα της ταυτόχρονης κατανάλωσης και παραγωγής της, κάτι το οποίο έχει οδηγήσει στα σύγχρονα ηλεκτρικά δίκτυα που συνδέουν τα διάφορα σημεία παραγωγής και κατανάλωσης. Ο συνηθέστερος, μέχρι τώρα, τρόπος αποθήκευσης της ηλεκτρικής ενέργειας είναι η αποθήκευσή της αφού πρώτα μετατραπεί σε άλλη μορφή ενέργειας (πχ. Δυναμική, χημική).

1.1 Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΣΗΕ)

1.1.1 Δομή και σκοπός ενός ΣΗΕ

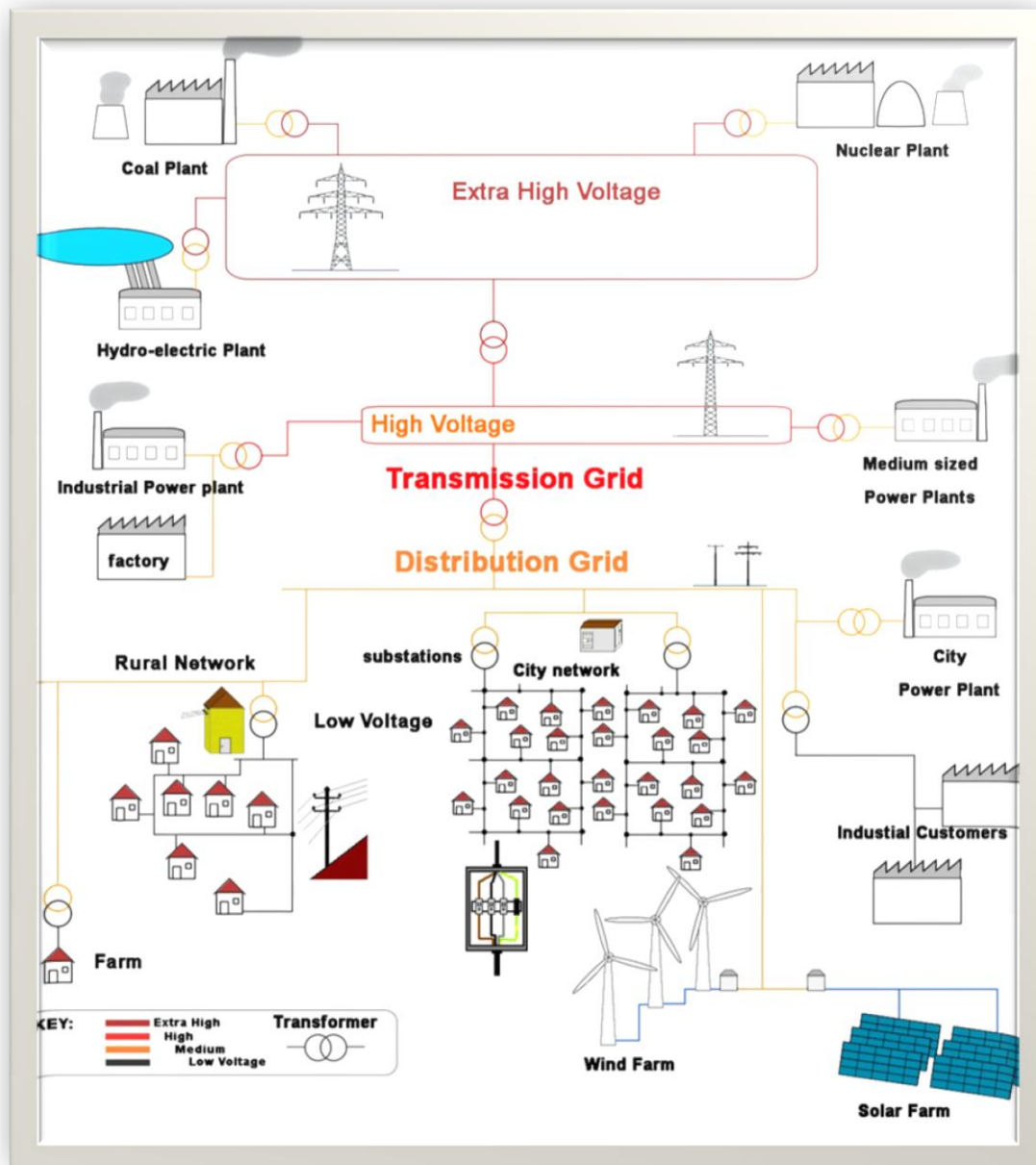
Αναφέρθηκε προηγουμένως η ανάγκη ύπαρξης ενός συστήματος για την άμεση παροχή της ηλεκτρικής ενέργειας όπου ζητείται, από τα σημεία παραγωγής. Το σύνολο των εγκαταστάσεων και των μέσων που χρησιμοποιούνται για την παροχή ηλεκτρικής ενέργειας σε εξυπηρετούμενες περιοχές κατανάλωσης ονομάζεται **Σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας (ΣΗΕ)**. Σε ένα ΣΗΕ μπορούν να διακριθούν τα παρακάτω συστήματα:

- Το σύστημα παραγωγής, που περιλαμβάνει τους κύριους σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μαζί με τους μετασχηματιστές ανύψωσης τάσης για την μεταφορά του ρεύματος σε υψηλή και υπερυψηλή τάση. Η πλειονότητα των σταθμών αυτών είναι θερμικοί και υδροηλεκτρικοί σταθμοί, εκμεταλλευόμενοι την θερμική ενέργεια των ορυκτών καυσίμων και την μηχανική ενέργεια των υδάτινων ροών αντίστοιχα.
- Το σύστημα μεταφοράς, που είναι υπεύθυνο για την διασύνδεση όλων των παραπάνω σταθμών παραγωγής καθώς και διαφορετικών συστημάτων μεταξύ τους, και μεταφέρει μεγάλες ποσότητες ισχύος προς τα κέντρα κατανάλωσης. Είναι το ευρύτερο μέρος ενός ΣΗΕ και λειτουργεί βέλτιστα στα υψηλότερα επίπεδα τάσης για την ελαχιστοποίηση των απωλειών. Περιλαμβάνει τα δίκτυα των γραμμών υπερυψηλής και υψηλής τάσης, τους υποσταθμούς ζεύξης των δικτύων αυτών και τους μετασχηματιστές μεταξύ των διαφόρων επιπέδων τάσεων που χρησιμοποιούνται.
- Το σύστημα υπομεταφοράς, που μεταφέρει μικρότερη ποσότητα ισχύος σε μικρότερες αποστάσεις και υπό χαμηλότερη τάση από ότι το σύστημα μεταφοράς, από τους σταθμούς μεταφοράς σε υποσταθμούς διανομής. Πολλοί μεγάλοι βιομηχανικοί καταναλωτές τροφοδοτούνται συνήθως απευθείας από το σύστημα υπομεταφοράς. Αξίζει να σημειώσουμε πως με την συνεχή εξέλιξη του δικτύου και την αυξανόμενη ανάγκη μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας σε υψηλότερα επίπεδα τάσης, οι παλαιότερες γραμμές μεταφοράς υποβιβάζονται σε υπομεταφοράς, καθιστώντας έτσι δύσκολη την διάκριση μεταξύ των δικτύων μεταφοράς και υπομεταφοράς.
- Το σύστημα διανομής, που αποτελείται από τα δίκτυα διανομής ηλεκτρικής ενέργειας μέσης και χαμηλής τάσης, στα οποία υπάγονται και υποσταθμοί διανομής για τον υποβιβασμό της μέσης τάσης σε χαμηλής.

Τα δίκτυα διανομής μέσης τάσης αποτελούν και το αντικείμενο εξέτασης αυτής της διπλωματικής εργασίας, καθώς όσα θα αναφερθούν, αναφέρονται αποκλειστικά σε αυτά.

Για την ομαλή λειτουργία του, ένα ΣΗΕ, πρέπει να έχει μελετηθεί λαμβάνοντας υπόψη το σύνολο των διαφορετικών παραμέτρων ώστε να ικανοποιεί πάντα συγκεκριμένες προϋποθέσεις οι οποίες αποτελούν και τον σκοπό του ΣΗΕ. Αυτές είναι:

1. Πρέπει να παρέχει την ηλεκτρική ενέργεια οπουδήποτε ζητείται.
2. Η ζήτηση τόσο πραγματικής όσο και άεργου ισχύος μεταβάλλεται συνεχώς με τον χρόνο, και το ΣΗΕ πρέπει να είναι σε θέση να ικανοποιήσει 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 αξιοπιστία τροφοδότησης.**
4. Η ενέργεια πρέπει να παρέχεται με τον βέλτιστο οικονομικό και περιβαλλοντολογικό τρόπο, δηλαδή με το ελάχιστο οικονομικό και οικολογικό κόστος.[2]



Εικόνα 1.2 Δίκτυο Ηλεκτρικής Ενέργειας[3]

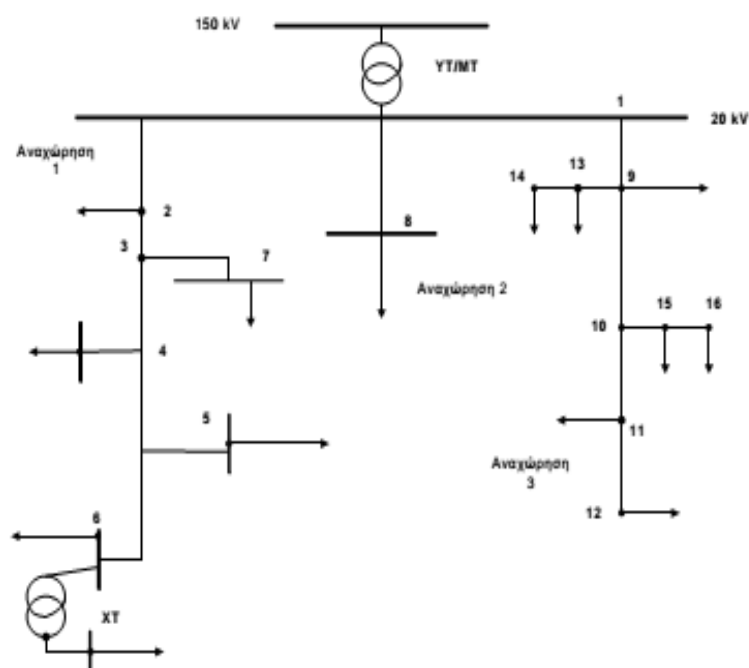
1.1.2 Δίκτυα διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΔΗΕ)

Τα ΔΔΗΕ περιλαμβάνουν το σύνολο των διαδικασιών λειτουργίας και ελέγχου με τις οποίες η ηλεκτρική ενέργεια παρέχεται στους καταναλωτές μέσης και χαμηλής τάσης. Τα δίκτυα διανομής είναι τριφασικά και φτάνουν μέχρι τον μετρητή της παρεχόμενης στον καταναλωτή ενέργειας. Μετά το μετρητή αρχίζει η εσωτερική ηλεκτρική εγκατάσταση, η οποία στην ουσία αποτελείται από το εσωτερικό δίκτυο διανομής και τις συσκευές κατανάλωσης. Ανάλογα με το επίπεδο τάσης διακρίνονται σε επίπεδο Μέσης Τάσης (MT) και

Χαμηλής Τάσης (ΧΤ). Κατασκευαστικά, τα Δίκτυα διανομής διαχωρίζονται σε υπόγεια και εναέρια.

Τα εναέρια δίκτυα συναντώνται κυρίως σε αγροτικές (rural) περιοχές και συνήθως κατασκευάζονται σε ακτινική (radial) μορφή, δηλαδή οι γραμμές από τις οποίες αποτελείται το δίκτυο, τροφοδοτούνται από το ένα άκρο τους. Είναι φθηνότερα στην κατασκευή τους και έχουν καλύτερη και ευκολότερη αποκατάσταση βλαβών σε σχέση με τα υπόγεια. Το μειονέκτημα τους είναι ότι καταλαμβάνουν σημαντικό χώρο, η διάθεση του οποίου πολλές φορές είναι αδύνατη σε πυκνοκατοικημένες περιοχές, χωρίς να αναφέρουμε την αισθητική ενόχληση που προκαλούν.

Ένα τέτοιου είδους δίκτυο φαίνεται στην επόμενη εικόνα.



Εικόνα 1.3 Τυπικό ακτινικό Δίκτυο Διανομής

Τα υπόγεια δίκτυα διανομής έχουν ελάχιστη αισθητική επίπτωση και διακρίνονται σε

- Βρογχοειδή:** όπου οι γραμμές διανομής ΜΤ ή ΧΤ ξεκινούν και τελειώνουν στο ίδιο σημείο (υποσταθμό ΥΤ/ΜΤ ή ΜΤ/ΧΤ)
- Ατρακτοειδή:** όπου οι γραμμές ξεκινούν από έναν υποσταθμό και καταλήγουν σε κάποιον άλλο
- Διπλής τροφοδότησης:** όπου οι καταναλωτές τροφοδοτούνται από δύο διαφορετικές αναχωρήσεις
- Δικτυωτά:** στα οποία τα καλώδια είναι συνδεδεμένα με τέτοιο τρόπο ώστε να αποτελούν ένα πλέγμα τροφοδοσίας[4].

Η ανάπτυξη της διεσπαρμένης παραγωγής ΑΠΕ και των συσκευών αποθήκευσης στα δίκτυα μέσης και χαμηλής τάσης καθώς και η ανάπτυξη συστημάτων τηλεμέτρησης και έξυπνων μετρητών, έχει ως αποτέλεσμα τα σημερινά δίκτυα διανομής να βρίσκονται στην κατάσταση μετάβασης από παθητικά σε ενεργητικά. Σε επόμενο κεφάλαιο, θα αναλυθεί περισσότερο η έννοια των ενεργητικών δικτύων διανομής και ο τρόπος της βέλτιστης αξιοποίησής τους.

1.1.3 Απώλειες ισχύος

Οι απώλειες που οφείλονται στην μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας σε ένα ΣΗΕ είναι ένα φυσικό φαινόμενο. Η μεταφορά της ενέργειας από την παραγωγή στην κατανάλωση γίνεται μέσω καλωδίων τα οποία έχουν κάποια αντίσταση, και συνεπώς, καταναλώνουν κάποια ενέργεια. Η ενέργεια αυτή αναφέρεται ως «απώλεια». Το μεγαλύτερο μέρος αυτής, αποδίδεται στην θέρμανση των καλωδίων από το ηλεκτρικό ρεύμα που ρέει σε αυτά και χάνεται έπειτα στο περιβάλλον των ηλεκτροφόρων καλωδίων και υπολογίζεται ως εξής:

$$P_{απ} = 3 \cdot I^2 \cdot R \quad (1.1)$$

Όπου:

I το ρεύμα της γραμμής
R η ωμική αντίσταση της γραμμής

Η απώλεια αυτή αντιπροσωπεύει το 5%-10% της συνολικής παραγωγής, μια ποσότητα υπερβολικά μεγάλης αξίας, λόγω του υψηλού μεγέθους της παραγωγής. Συγκεκριμένα στο ελληνικό σύστημα οι ετήσιες απώλειες ενέργειας των δικτύων μέσης και χαμηλής τάσης εκφραζόμενες ως ποσοστά της εισερχόμενης ενέργειας από τα δίκτυα μεταφοράς, ανέρχονται περίπου σε ποσοστό 6.5% και η κατά προσέγγιση κατανομή τους είναι :

- Δίκτυα Μ.Τ: 3.0%
- Δίκτυα Χ.Τ: 2.0%
- Υποσταθμοί διανομής: 1.5%

Είναι φανερό λοιπόν η ανάγκη μείωσης των απωλειών ενεργού ισχύος. Οι υψηλές απώλειες στα δίκτυα διανομής οφείλονται στα χαμηλά επίπεδα τάσης του δικτύου, καθώς συνδέουν τους καταναλωτές με το υπόλοιπο δίκτυο

υψηλής τάσης, με αποτέλεσμα η χαμηλή αυτή τάση να οδηγεί σε υψηλά ρεύματα και αυτά με την σειρά τους σε μεγάλα ποσά απωλειών.[5]

Παρακάτω αναφέρονται οι σημαντικότεροι λόγοι που επηρεάζουν τις απώλειες ισχύος σε ένα δίκτυο διανομής, και από αυτούς μπορεί εύκολα να γίνει κατανοητό ποιοι είναι οι τρόποι μείωσής τους:

- Η θέση της σύνδεσης των εγκαταστάσεων παραγωγής και φορτίων και η ενέργεια που σχετίζεται με κάθε ένα από αυτά.
- Οι τύποι των διαφόρων φορτίων.
- Η διαμόρφωση των δικτύων.
- Το επίπεδο τάσης.
- Το μήκος των γραμμών καθώς επηρεάζει άμεσα την αντίσταση των γραμμών. (Διπλάσιο μήκος γραμμής σημαίνει διπλάσιες απώλειες)
- Το ρεύμα στην γραμμή, όπου σύμφωνα με τον τύπο (1.1), διπλασιασμός αυτού οδηγεί σε τετραπλασιασμό των απωλειών.
- Το είδος των γραμμών (μέγεθος, υλικό, τύπος καλωδίου) το οποίο επηρεάζει την αντίσταση της γραμμής.
- Οι Μετασχηματιστές.[6]

Εκτός από την απώλεια πραγματικής ισχύος, που έχουμε αναλύσει μέχρι τώρα και είναι η σημαντικότερη καθώς μας κοστίζει σε χρήματα, υπάρχει και η απώλεια αντίδρασης, δηλαδή η απώλεια άεργου ισχύος.

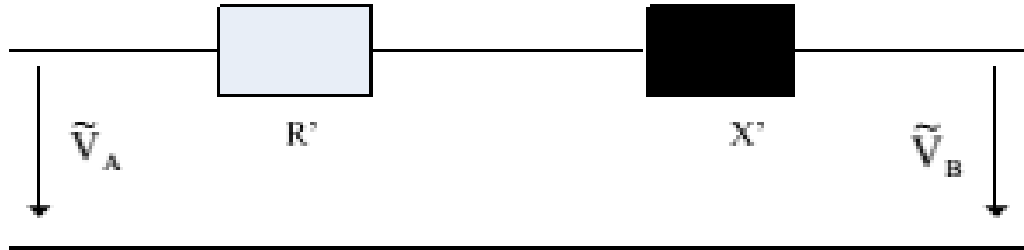
Οι απώλειες άεργου ισχύος, δεν μας κοστίζουν χρήματα, όμως προκαλούν προβλήματα στην σταθερότητα της τάσης, καθώς η έμμεση αύξηση των απωλειών, είτε αυτές καλυφθούν από Υψηλότερο επίπεδο τάσης, είτε από τοπική παραγωγή, προκαλεί μια επιπλέον ροή άεργου ισχύος στην γραμμή με αποτέλεσμα την πτώση ή ανύψωση της τάσης, όπως και επιπλέον απώλειες. Οι απώλειες αυτές υπολογίζονται σύμφωνα με τον τύπο (1.2).

$$Q_{ap} = 3 \cdot I^2 \cdot X \quad (1.2)$$

1.1.4 Πτώση και ανύψωση τάσης

Όπως αναφέρθηκε στο προηγούμενο κεφάλαιο, οι ροές ισχύος στις γραμμές δημιουργούν πτώση ή ανύψωση τάσης στην περίπτωση αντίστροφης ροής. Για την μελέτη της πτώσης/ανύψωσης τάσης στα τριφασικά δίκτυα διανομής χρησιμοποιείται το μονοφασικό ισοδύναμο κύκλωμα γραμμής. Ένα τέτοιο κύκλωμα φαίνεται στην Εικόνα 1.4, όπου:

R' η ωμική αντίσταση της γραμμής
 X' η επαγωγική αντίδραση της γραμμής
 V_A η τάση στο σημείο A
 V_B η τάση στο σημείο B



Εικόνα 1.4 Μονοφασικό ισοδύναμο κύκλωμα γραμμής[7]

Για την υπόλοιπη ανάλυση δεχόμαστε τις εξής παραδοχές:

- 1 Τα φορτία, οι σταθμοί παραγωγής και οι τρεις φάσεις του τριφασικού συστήματος είναι συμμετρικές.
- 2 Παραλείπεται η χωρητικότητα των γραμμών.

Έστω ότι τα σημεία A και B αποτελούν δύο διαφορετικά σημεία σε ένα δίκτυο διανομής που ενώνονται με μία γραμμή διανομής με συνολική αντίσταση R' και X' . Θεωρώντας ότι το ρεύμα I έχει θετική τιμή όταν ρέει από το A στο B, και αρνητική τιμή στην αντίστροφη περίπτωση και θεωρώντας σημείο αναφοράς το A, η τάση στο σημείο B υπολογίζεται ως εξής:

$$V_B^{<\varphi} = V_A^{<0} - (R' + jX') \cdot I \Rightarrow$$

$$V_B^{<\varphi} = V_A^{<0} - (R' + jX') \cdot \frac{(P - jQ)}{V_B^{<0}} \Rightarrow$$

$$V_B^{<\varphi} = V_A^{<0} - \frac{P \cdot R' + Q \cdot X'}{V_B^{<0}} - j \frac{P \cdot X' - Q \cdot R'}{V_B^{<0}} \Rightarrow$$

Όπου φ η γωνία μεταξύ των τάσεων στα σημεία A, B, η οποία αν θεωρηθεί αμελητέα λόγω της πολύ μικρής τιμής της, καταλήγουμε στην παρακάτω σχέση:

$$V_B^{<\varphi} = V_A^{<0} - \frac{P \cdot R' + Q \cdot X'}{V_B^{<0}} \quad (1.3)$$

Οπότε η πτώση τάσης μεταξύ των 2 σημείων είναι $\frac{P \cdot R' + Q \cdot X'}{V_B^{<0}}$ και, χωρίς σημαντική απόκλιση, μπορεί να εκφρασθεί ως ποσοστό της ονομαστικής τάσης του δικτύου ως:

$$\varepsilon(\%) = 100 \cdot \frac{P \cdot R' + Q \cdot X'}{V_n^2} \quad (1.4)$$

Όπου

P η συνολική ενεργός ισχύς που ρέει στο τμήμα AB

($P = P_L(\text{φορτίο}) - P_G(\text{διεσπαρμένη παραγωγή})$)

Q η συνολική άεργος ισχύς που ρέει στο τμήμα AB

($Q = Q_L(\text{φορτίο}) - Q_G(\text{διεσπαρμένη παραγωγή})$)

R' η ωμική αντίσταση της γραμμής

X' η επαγωγική αντίσταση της γραμμής

V_n η ονομαστική, πολική τάση του συγκεκριμένου δικτύου

ε η πτώση τάσης (ή ανύψωση τάσης στην περίπτωση $\varepsilon < 0$)

Αποτέλεσμα, λοιπόν, των ροών ισχύος από τα φορτία και την παραγωγή είναι η μεταβολή της τάσης κατά μήκος της γραμμής. Η τάση σε κάθε σημείο πρέπει να βρίσκεται πάντα εντός των ορίων που κυμαίνονται ανάλογα την χώρα και το είδος του δικτύου (MT ή XT) από $\pm 6\%$ έως $\pm 10\%$ από την ονομαστική τάση V_n. [4]

1.1.5 Θερμικό όριο γραμμών και μετασχηματιστή

Σε ένα δίκτυο διανομής το ρεύμα το οποίο ρέει στους αγωγούς και τον μετασχηματιστή πρέπει να μην ξεπερνάει μία συγκεκριμένη τιμή. Η τιμή αυτή αντιστοιχεί στην μέγιστη θερμοκρασία που μπορεί να αντέξει ο αγωγός ή ο μετασχηματιστής χωρίς να προκληθούν ζημιές.

1.2 Διεσπαρμένη Παραγωγή

Η διεσπαρμένη παραγωγή αποτελεί μια νέα ιδέα στην οικονομική βιβλιογραφία της αγοράς του ηλεκτρισμού, αλλά στην πραγματικότητα ως ιδέα είναι κάθε άλλο παρά καινούρια. Όταν η ηλεκτρική παραγωγή βρισκόταν σε εμβρυακό στάδιο, η διεσπαρμένη παραγωγή ήταν ο κανόνας και όχι η εξαίρεση. Τα πρώτα εργοστάσια παραγωγής ισχύος παρείχαν ηλεκτρισμό σε φορτία-πελάτες που βρίσκονταν σε μικρή ακτίνα από αυτούς.

Τα πρώτα ηλεκτρικά δίκτυα ισχύος ήταν συνεχούς ρεύματος (Direct Current, DC), οπότε η τάση παροχής ήταν σχετικά περιορισμένη, όπως και η απόσταση μεταξύ σταθμού παραγωγής και καταναλωτή. Η εξισορρόπηση ζήτησης και προμήθειας υλοποιούνταν μερικώς με τη χρήση τοπικής αποθήκευσης ενέργειας, όπως για παράδειγμα με τη χρήση συσσωρευτών, οι οποίοι είχαν τη δυνατότητα άμεσης ηλεκτρικής σύνδεσης με το DC δίκτυο

ισχύος. Παράλληλα με τη μικρής κλίμακας παραγωγή επιστρέφουν στο προσκήνιο και οι μονάδες τοπικής αποθήκευσης [8].

1.2.1 Ορισμός και επιδράσεις της Διεσπαρμένης παραγωγής

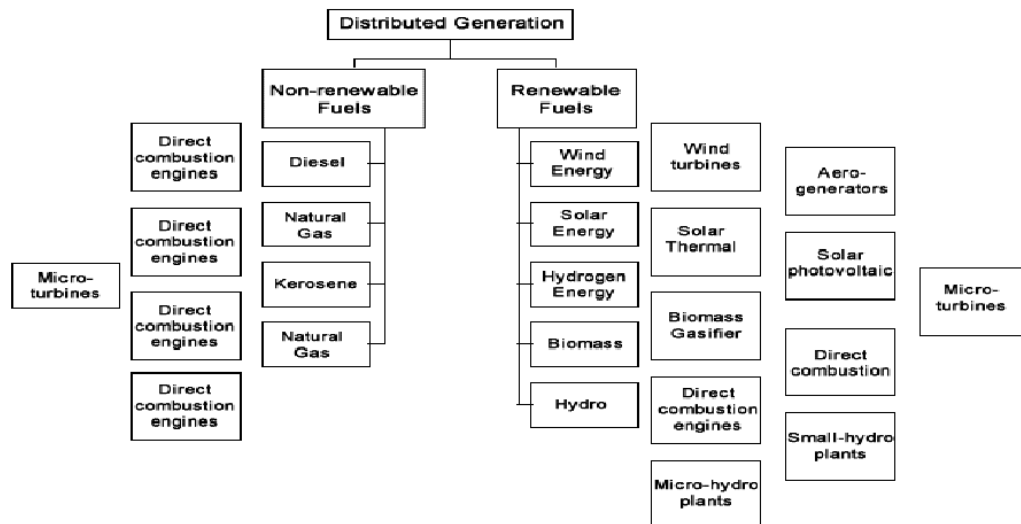
Έχουν αναφερθεί πολλοί ορισμοί για την διεσπαρμένη παραγωγή, ωστόσο εκείνος των Ackerman, Andersson, και Soder [9] είναι ο πιο ολοκληρωμένος. Σύμφωνα με αυτόν, η Διεσπαρμένη Παραγωγή καθορίζεται με βάση τη φύση σύνδεσής της στο δίκτυο, παρά με την δυναμικότητα παραγωγής. Ορίζεται ως πηγή Διεσπαρμένης Παραγωγής, η πηγή παραγωγής ηλεκτρικής ισχύος που συνδέεται απ' ευθείας στο δίκτυο διανομής ή στην πλευρά του μετρητή του πελάτη[10].

Η σύνδεση μονάδων Διεσπαρμένης Παραγωγής στα Δίκτυα Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας επιφέρει σημαντικές επιδράσεις, όπως για παράδειγμα:

- Αύξηση της ισχύος βραχυκυκλώσεως.
- Αλλαγή του προφίλ της τάσης κατά μήκος της γραμμής. Εν γένει αυτή η αλλαγή είναι ειδικότερα ανύψωση της τάσης, οπότε κατά τις ώρες υψηλού φορτίου λειτουργεί ευεργετικά, όμως κατά τις ώρες χαμηλού φορτίου, μπορεί να οδηγήσει το σύστημα σε μη αποδεκτά όρια τάσης.
- Εισαγωγή ρευμάτων υψηλότερων αρμονικών στο δίκτυο, που επηρεάζουν την ποιότητα της ισχύος.
- Η τροφοδότηση από πολλά διαφορετικά σημεία, επηρεάζει τις διαδικασίες ασφάλειας με αποτέλεσμα να δυσχεραίνει τις λειτουργίες προγραμματισμένης συντήρησης του δικτύου.
- Δυσχέρεια στην ρύθμιση των διατάξεων προστασίας με επιπλέον απαίτηση προστασίας έναντι της νησιδοποίησης.
- Αλλαγή των απωλειών του δικτύου. (Ανάλογα την τοποθέτηση, και την εγκατεστημένη ισχύ μιας μονάδας διεσπαρμένης παραγωγής, οι απώλειες μπορούν είτε να μειωθούν είτε να αυξηθούν)

Οι τεχνολογίες ΔΠ (Distributed Energy Resources – DER) αποτελούνται κατά κύριο λόγο από συστήματα παραγωγής και αποθήκευσης ενέργειας που εγκαθίστανται πολύ κοντά στον τελικό καταναλωτή. Περιλαμβάνουν ένα εκτενές φάσμα τεχνολογιών, όπως είναι οι αεροστρόβιλοι, οι μηχανές εσωτερικής καύσης, οι κυψέλες καυσίμου, οι μικροτουρμπίνες, οι εμβολοφόρες μηχανές, καθώς και οι περισσότερες ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Στην

Εικόνα 1.5 παρουσιάζονται οι κυριότερες τεχνολογίες ΜΔΠ, που διαχωρίζονται ανάλογα με το αν το καύσιμο που χρησιμοποιούν αποτελεί ανανεώσιμη ή μη ανανεώσιμη πηγή ενέργειας.



Εικόνα 1.5 Είδη τεχνολογιών ΜΔΠ

1.2.2 Ενεργητικά Δίκτυα διανομής (Active Distribution Networks)

Η ανάπτυξη της διεσπαρμένης παραγωγής ΑΠΕ και των συσκευών αποθήκευσης στα δίκτυα μέσης και χαμηλής τάσης καθώς και η ανάπτυξη συστημάτων τηλεμέτρησης και έξυπνων μετρητών, έχει ως αποτέλεσμα τα σημερινά δίκτυα διανομής να βρίσκονται στην κατάσταση μετάβασης από παθητικά σε ενεργητικά.

Η διαφοροποίηση μεταξύ των ενεργητικών και παθητικών δικτύων έγκειται στο γεγονός ότι πλέον οι διαχειριστές πρέπει να αλλάξουν τον κλασικό τρόπο προσέγγισης τους στην διαχείριση των δικτύων ο οποίος βασίζεται στην υπόθεση της μονόδρομης ροής ισχύος και της συνεχόμενης πτώσης τάσης όσο απομακρυνόμαστε από τον υποσταθμό ΥΤ/ΜΤ. Όπως ήδη αναφέρθηκε, η αυξανόμενη διείσδυση διεσπαρμένων μονάδων παραγωγής έχει ως αποτέλεσμα τα δίκτυα να είναι πλέον πιο δυναμικά, με αμφίδρομες ροές ισχύος.[11]

Ένα ενεργητικό δίκτυο διανομής ορίζεται ως ένα δίκτυο διανομής, εφοδιασμένο με συστήματα για τον έλεγχο και τον καθορισμό της συνδυασμένης λειτουργίας των DG, των αποθηκευτικών μονάδων, του ΣΑΤΥΦ και οποιουδήποτε άλλου στοιχείου εμπεριέχεται στο δίκτυο αυτό, με σκοπό την βέλτιστη χρήση του και την τήρηση των κανόνων λειτουργίας του παρά την αυξημένη διείσδυση των DG. [12]

Από το παρόν κεφάλαιο, σε συνδυασμό με το προηγούμενο σχετικά με τα πλεονεκτήματα και τα μειονεκτήματα της διεσπαρμένης παραγωγής, γίνεται εύκολα αντιληπτή η ανάγκη ύπαρξης ενός συστήματος διαχείρισης τέτοιων δικτύων [11]. Ένα τέτοιο σύστημα, θα πρέπει να είναι σε θέση, να συντονίζει τις διάφορες λειτουργίες του δικτύου διανομής, με σκοπό όχι μόνο να τηρούνται τα προβλεπόμενα όρια, σχετικά με τις τάσεις ή τα θερμικά όρια των γραμμών, αλλά το δίκτυο να λειτουργεί με βέλτιστο τρόπο για να μπορέσει να εκμεταλλευτεί στο έπακρο τα πλεονεκτήματα της ΔΠ, και να εκμηδενίσει τα μειονεκτήματα.

Σε επόμενο κεφάλαιο θα αναφερθούν οι διάφοροι τρόποι προσέγγισης ενός τέτοιου συστήματος, καθώς και κάποια βιβλιογραφία σχετικά με τους διάφορους τρόπους ελέγχου. Αναφορικά, οι μέθοδοι ελέγχου ενός δικτύου διακρίνονται σε τοπικούς και κεντρικούς-συντονισμένους, καθώς και ενδιάμεσα στάδια ενώ ο αλγόριθμος που αναπτύχθηκε στην παρούσα εργασία, είναι ένα ολοκληρωμένο παράδειγμα απόλυτα κεντρικού συντονισμένου ελέγχου.

1.3 Σκοπός της διπλωματικής και δομή της εργασίας

1.3.1 Σκοπός της παρούσας εργασίας

Η παρούσα διπλωματική εργασία είχε ως αντικείμενο την ανάπτυξη ενός ολοκληρωμένου λογισμικού, εφοδιασμένο με όσες δυνατότητες έχουν αναπτυχθεί στη βιβλιογραφία και ακόμα περισσότερες. Ο ρόλος του λογισμικού είναι η βέλτιστη χρήση των δικτύων διανομής Μ.Τ, και συγκεκριμένα να δέχεται ως είσοδο ένα οποιοδήποτε δίκτυο διανομής, καθώς και τις ανάγκες του εκάστοτε χρήστη και να παράγει την βέλτιστη χρησιμοποίησή του για τις επόμενες 24 ώρες ανάλογα τις προβλέψεις που έχουν γίνει. Η εργασία αυτή υλοποιήθηκε στα πλαίσια του ερευνητικού προγράμματος SUSTAINABLE και αποτελεί επέκταση της προ υπάρχουσας δουλειάς που είχε αναπτυχθεί από τον κ. Παναγιώτη Αναγνωστόπουλο.

Η βελτιστοποίηση στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας αποτελεί μια μαθηματική πρόκληση εξ' αιτίας αφ' ενός του τεράστιου μεγέθους που μπορεί να έχουν, αφ' ετέρου της ύπαρξης διακριτών μεταβλητών όπως οι πυκνωτές και τα ΣΑΤΥΦ και τέλος του γεγονότος ότι τα μοντέλα που τα αναπαριστούν δεν είναι κυρτά.

Η ένταξη μονάδων αποθήκευσης, ηλεκτρικών οχημάτων καθώς και μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής με δυνατότητα παραγωγής άεργου ισχύος στο δίκτυο, αποτελούν κίνητρο για την ανάγκη ύπαρξης ενός συστήματος επικοινωνίας όλων αυτών των «συσκευών» για τον βέλτιστο συντονισμό τους[1].

1.3.2 Μαθηματικό μοντέλο

Στο Κεφάλαιο 4 αναπτύσσεται με μεγάλη λεπτομέρεια το μοντέλο που χρησιμοποιήθηκε για την αναπαράσταση του δικτύου καθώς και για την ίδια την βελτιστοποίηση. Περιληπτικά περιέχει:

Μοντέλο	
$24 \cdot (6 + 4 \cdot n_{lines} + 3 \cdot n_{VR} + 2 \cdot n_{DG} + 2 \cdot n_{Store})$	μεταβλητές
$24 \cdot (1 + 8 \cdot n_{DG} + 3 \cdot n_{Store}) + 23 \cdot (4 + 6 \cdot n_{lines} + 2 \cdot n_{VR}) + 1 + n_{lines}$	γραμμικοί περιορισμοί
$24 \cdot (n_{Store} + n_{lines} - 1)$	ισοτικοί περιορισμοί
$24 \cdot (n_{nodes} + 1)$	τετραγωνικοί περιορισμοί
8 διαφορετικές	αντικειμενικές συναρτήσεις
Όπου n_{lines} , n_{VR} , n_{DG} , n_{Store} , n_{nodes} ο αριθμός των γραμμών που αναχωρούν από τον Υ/Σ, των ρυθμιστών τάσης, των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής, των μονάδων αποθήκευσης και των κόμβων του δικτύου αντίστοιχα	

Πίνακας 1.1 Ιδιότητες μοντέλου βελτιστοποίησης

1.3.3 Λογισμικό που χρησιμοποιήθηκε

Για την βελτιστοποίηση, κυρίως μη γραμμικών συναρτήσεων, έχουν αναπτυχθεί πολλοί τρόποι προσέγγισης ανάλογα με το πρόβλημα προς επίλυση.

Γενετικοί και ευριστικοί αλγόριθμοι, στοχαστικές διαδικασίες και πολλές άλλες τεχνικές μπορούσαν να είχαν χρησιμοποιηθεί στην παρούσα εργασία.

Ωστόσο, έχοντας σαν σκοπό την ανάπτυξη του μοντέλου προς βελτιστοποίηση, επιλέξαμε την χρήση του λογισμικού MATLAB για την κατάστρωση των αναγκαίων εξισώσεων, ενώ η ίδια η βελτιστοποίηση, πραγματοποιείται από το λογισμικό CPLEX της IBM, εισάγοντάς του τους κατάλληλους πίνακες μέσω MATLAB. Λεπτομέρειες για τα παραπάνω λογισμικά, αναφέρονται εξονυχιστικά στην παράγραφο 2.3

1.3.4 Δομή της εργασίας

- Στο Κεφάλαιο 1 πραγματοποιείται μια γενική εισαγωγή για τα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας και την διεσπαρμένη παραγωγή ιδιαίτερα, ενώ στην συνέχεια αναφέρεται το θέμα της εργασίας και περιληπτικά ο τρόπος μοντελοποίησης και βελτιστοποίησης των δικτύων.

- Το Κεφάλαιο 2 αποτελεί το θεωρητικό υπόβαθρο που απαιτείται για την κατανόηση της εργασίας και χωρίζεται σε τρία μέρη: Τα βασικά στοιχεία ενός ΣΗΕ, το υπόβαθρο της μαθηματικής βελτιστοποίησης και τα προγράμματα MATLAB και CPLEX που χρησιμοποιήθηκαν.
- Το Κεφάλαιο 3 έχει αφιερωθεί στην ανασκόπηση της σχετικής με το θέμα βιβλιογραφίας.
- Το Κεφάλαιο 4 αποτελεί τον βασικό πυλώνα της εργασίας και αναλύει σε βάθος το μαθηματικό μοντέλο που αναπτύχθηκε, τόσο για την μοντελοποίηση των δικτύων, όσο και για την βελτιστοποίηση τους.
- Το Κεφάλαιο 5 έχει σκοπό την ανάδειξη των αποτελεσμάτων του μοντέλου που αναπτύχθηκε, με την εφαρμογή του σε διάφορα δίκτυα υπό διαφορετικές συνθήκες. Αναφέρεται και η τωρινή μέθοδος ρύθμισης τάσης LDC, η οποία συγκρίνεται με την προτεινόμενη στην παρούσα εργασία.
- Τέλος, στο Κεφάλαιο 6 παραθέτονται τα συμπεράσματα της εργασίας, όπως επίσης και προτάσεις για μελλοντική έρευνα και βελτιώσεις

2 Θεωρητικό Υπόβαθρο

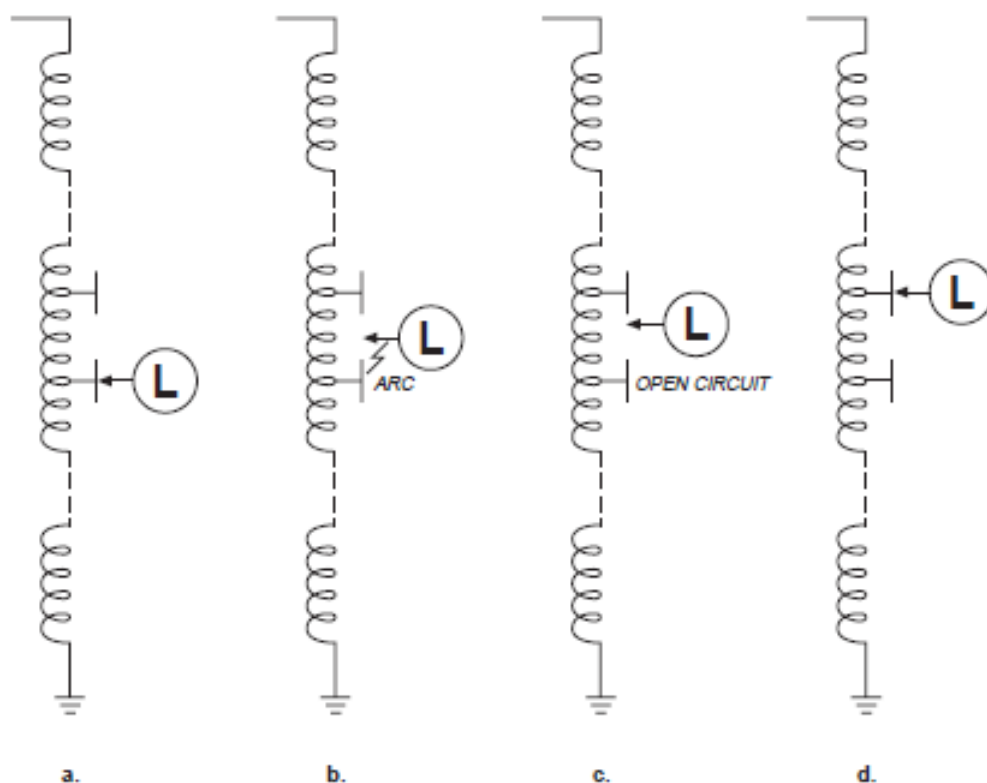
2.1 Στοιχεία και μηχανισμοί ενός ΣΗΕ

2.1.1 Μετασχηματιστές με Σύστημα Αλλαγής Τάσης Υπό Φορτίο

Ο βασικότερος μηχανισμός για την διατήρηση της τάσης εντός αποδεκτών ορίων σε ένα σύστημα διανομής είναι οι μετασχηματιστές ΥΤ/ΜΤ οι οποίοι είναι εφοδιασμένοι με ΣΑΤΥΦ ή διεθνώς γνωστό ως On Load Tap Changer-OLTC. Το ΣΑΤΥΦ είναι ένας διακριτός ρυθμιστής που μεταβάλλει το λόγο μετασχηματισμού και συνήθως είναι ενσωματωμένος στους μετασχηματιστές ισχύος στους υποσταθμούς ΥΤ/ΜΤ και ΥΥΤ/ΥΤ αλλά και στους ανεξάρτητους ρυθμιστές τάσης που βρίσκονται κατά μήκος της γραμμής, και είναι αυτομετασχηματιστές οι οποίοι θα αναλυθούν σε επόμενη ενότητα. Η ρύθμιση αυτή επιτυγχάνεται με την αλλαγή λήψης στο ένα τύλιγμα του μετασχηματιστή, και συγκεκριμένα σε εκείνο της ΥΤ για να ελαχιστοποιείται η ένταση του ρεύματος για ασφάλεια και ευκολία στην αλλαγή λήψης. Ο ρόλος του στο ΣΗΕ είναι η ρύθμιση του λόγου μετασχηματισμού με τέτοιο τρόπο ώστε η τάση στους ζυγούς ΜΤ να παραμένει μέσα σε κάποια επιθυμητά όρια.

Η αλλαγή λήψης στο πρώτο τύλιγμα του Μ/Σ έχει ως αποτέλεσμα την αλλαγή της τάσης στο δευτερεύον, καθώς η επαγόμενη τάση ανά σπείρα του Μ/Σ είναι σταθερή. Η αλλαγή της λήψης στο ΣΑΤΥΦ γίνεται υπό φορτίο, δηλαδή η ροή ισχύος δεν διακόπτεται. Αυτό επιτυγχάνεται χρησιμοποιώντας δύο κινητές επαφές για την αλλαγή της λήψεως καθώς αν υπήρχε μόνο μία επαφή, η μεταβολή από τη μία λήψη στην άλλη δεν θα μπορούσε να γίνει ακαριαία δημιουργώντας ισχυρό τόξο και διακοπή της ροής ισχύος για μικρό χρονικό διάστημα, και περιγράφεται στην Εικόνα 2.1.

Στην αλλαγή λήψης με δύο επαφές, η λογική είναι ότι πρώτα πρέπει να κλείσει η επαφή στην δεύτερη λήψη και μετά να ανοίξει η επαφή της προηγούμενης λήψης. Το μειονέκτημα αυτής της μεθόδου, όπως γίνεται κατανοητό, είναι ότι την στιγμή εκείνη όπου θα κλείσει η δεύτερη επαφή (και η πρώτη δε θα έχει ανοίξει ακόμα), δημιουργείται μεγάλο ρεύμα μεταξύ των δύο επαφών όπου συνδέονται στιγμιαία, καταπονώντας και τις επαφές και τα τυλίγματα. Για να αντιμετωπιστεί το πρόβλημα αυτό, η πιο συνηθισμένη ενέργεια είναι να προστεθούν είτε ωμικές είτε επαγωγικές αντιστάσεις, μεταξύ των δύο επαφών, για την μείωση της έντασης του ρεύματος.



Εικόνα 2.1 Αλλαγή στις λήψεις ΣΑΤΥΦ Μ/Σ [13]

Στα περισσότερα μέρη της Ελλάδας, και στην παρούσα εργασία, οι ΜΣ ΥΤ/ΜΤ διαθέτουν 17 λήψεις στο τύλιγμα ΥΤ για το ΣΑΤΥΦ με βήμα ΔV ανά λήψη 1,25%. Στην πραγματικότητα, μεταβάλλεται ο αριθμός των σπειρών στην ΥΤ κατά 1,25% σε κάθε αλλαγή λήψης, και σαν αποτέλεσμα είναι η μεταβολή της τάσης στην ΜΤ σύμφωνα με τον τύπο:

$$V_{MT} = V_{YT} * \frac{N_{MT}}{N_{YT}} = 100 * V_{YT} * \frac{V_{MT,nom}}{V_{YT,nom} * (100 \pm \kappa * 1,25)} \quad (2.1)$$

Όπου $V_{MT,nom}$ η ονομαστική τάση στην ΜΤ

$V_{YT,nom}$ η ονομαστική τάση στην ΥΤ

κ ο αριθμός των βημάτων της λήψης

Από τον τύπο 2.1, και για ονομαστική τάση στην ΜΤ και ΥΤ αντίστοιχα 21kV και 150kV, μπορούμε να υπολογίσουμε για κάθε συνδυασμό τάσης στην ΥΤ και βήματος στο ΣΑΤΥΦ (tap), την τάση στην ΜΤ, όπως απεικονίζεται στον πίνακα 2.1.

tap	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
N.YT	7,5	6,25	5	3,75	2,5	1,25	0	-1,25	-2,5	-3,75	-5	-6,25	-7,5	-8,75	-10	-11,25	-12,5
V_Y.T	V_M.T																
131,25	17,09	17,29	17,50	17,71	17,93	18,15	18,38	18,61	18,85	19,09	19,34	19,60	19,86	20,14	20,42	20,70	21,00
133,125	17,34	17,54	17,75	17,96	18,18	18,41	18,64	18,87	19,12	19,36	19,62	19,88	20,15	20,42	20,71	21,00	21,30
135	17,58	17,79	18,00	18,22	18,44	18,67	18,90	19,14	19,38	19,64	19,89	20,16	20,43	20,71	21,00	21,30	21,60
136,875	17,83	18,04	18,25	18,47	18,70	18,93	19,16	19,41	19,65	19,91	20,17	20,44	20,72	21,00	21,29	21,59	21,90
138,75	18,07	18,28	18,50	18,72	18,95	19,19	19,43	19,67	19,92	20,18	20,45	20,72	21,00	21,29	21,58	21,89	22,20
140,625	18,31	18,53	18,75	18,98	19,21	19,44	19,69	19,94	20,19	20,45	20,72	21,00	21,28	21,58	21,88	22,18	22,50
142,5	18,56	18,78	19,00	19,23	19,46	19,70	19,95	20,20	20,46	20,73	21,00	21,28	21,57	21,86	22,17	22,48	22,80
144,375	18,80	19,02	19,25	19,48	19,72	19,96	20,21	20,47	20,73	21,00	21,28	21,56	21,85	22,15	22,46	22,77	23,10
146,25	19,05	19,27	19,50	19,73	19,98	20,22	20,48	20,73	21,00	21,27	21,55	21,84	22,14	22,44	22,75	23,07	23,40
148,125	19,29	19,52	19,75	19,99	20,23	20,48	20,74	21,00	21,27	21,55	21,83	22,12	22,42	22,73	23,04	23,37	23,70
150	19,53	19,76	20,00	20,24	20,49	20,74	21,00	21,27	21,54	21,82	22,11	22,40	22,70	23,01	23,33	23,66	24,00
151,875	19,78	20,01	20,25	20,49	20,74	21,00	21,26	21,53	21,81	22,09	22,38	22,68	22,99	23,30	23,63	23,96	24,30
153,75	20,02	20,26	20,50	20,75	21,00	21,26	21,53	21,80	22,08	22,36	22,66	22,96	23,27	23,59	23,92	24,25	24,60
155,625	20,27	20,51	20,75	21,00	21,26	21,52	21,79	22,06	22,35	22,64	22,93	23,24	23,55	23,88	24,21	24,55	24,90
157,5	20,51	20,75	21,00	21,25	21,51	21,78	22,05	22,33	22,62	22,91	23,21	23,52	23,84	24,16	24,50	24,85	25,20
159,375	20,76	21,00	21,25	21,51	21,77	22,04	22,31	22,59	22,88	23,18	23,49	23,80	24,12	24,45	24,79	25,14	25,50
161,25	21,00	21,25	21,50	21,76	22,02	22,30	22,58	22,86	23,15	23,45	23,76	24,08	24,41	24,74	25,08	25,44	25,80
163,125	21,24	21,49	21,75	22,01	22,28	22,56	22,84	23,13	23,42	23,73	24,04	24,36	24,69	25,03	25,38	25,73	26,10
165	21,49	21,74	22,00	22,27	22,54	22,81	23,10	23,39	23,69	24,00	24,32	24,64	24,97	25,32	25,67	26,03	26,40
166,875	21,73	21,99	22,25	22,52	22,79	23,07	23,36	23,66	23,96	24,27	24,59	24,92	25,26	25,60	25,96	26,32	26,70
168,75	21,98	22,24	22,50	22,77	23,05	23,33	23,63	23,92	24,23	24,55	24,87	25,20	25,54	25,89	26,25	26,62	27,00
170,625	22,22	22,48	22,75	23,02	23,30	23,59	23,89	24,19	24,50	24,82	25,14	25,48	25,82	26,18	26,54	26,92	27,30
172,5	22,47	22,73	23,00	23,28	23,56	23,85	24,15	24,46	24,77	25,09	25,42	25,76	26,11	26,47	26,83	27,21	27,60
174,375	22,71	22,98	23,25	23,53	23,82	24,11	24,41	24,72	25,04	25,36	25,70	26,04	26,39	26,75	27,13	27,51	27,90
176,25	22,95	23,22	23,50	23,78	24,07	24,37	24,68	24,99	25,31	25,64	25,97	26,32	26,68	27,04	27,42	27,80	28,20

Πίνακας 2.1 Τάση στην MT για όλους τους συνδυασμούς τάσης στην YT και tap

Πρέπει να αναφέρουμε ότι ο παραπάνω πίνακας δεν είναι απόλυτα ακριβής, και για να υπολογιστεί η ακριβής τιμή της τάσης στην MT πρέπει να συμπεριληφθεί και η πτώση/ανύψωση τάσης που προκαλείται στην αντίσταση του Μ/Σ, η οποία αλλάζει κάθε φορά που αλλάζει η λήψη.

Στον πίνακα φαίνονται επίσης οι θέσεις που πρέπει να βρίσκεται η λήψη για κάθε τάση στην YT για να έχουμε ονομαστική τιμή της τάσης στην MT. Γίνεται κατανοητό δηλαδή, γιατί το ΣΑΤΥΦ είναι το βασικότερο εργαλείο για την διατήρηση της τάσης σε αποδεκτά επίπεδα. Το ΣΑΤΥΦ μπορεί να εκμηδενίσει οποιαδήποτε υπέρταση μέχρι 161,25kV και οποιαδήποτε υπόταση μέχρι 131,25kV έρχεται από την YT, για να έχουμε στον ζυγό MT ονομαστική τάση 21kV. [14]

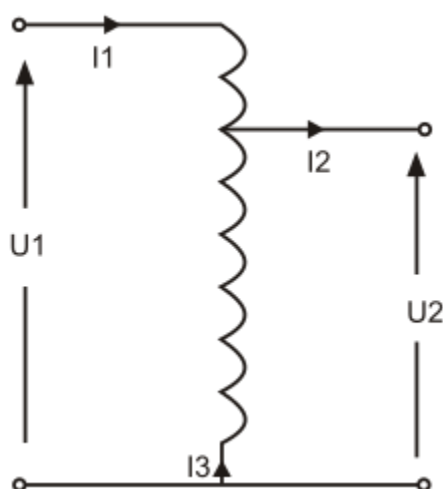
2.1.2 Ρυθμιστές Τάσης (PT) (VR)

Ο ρυθμιστής τάσης, γνωστός ευρέως ως Voltage Regulator (VR), είναι στην ουσία ένας αυτομετασχηματιστής και τοποθετείται κατά μήκος της γραμμής σε δίκτυα διανομής, με σκοπό οι καταναλωτές στο τέλος της γραμμής να έχουν παρόμοιο επίπεδο τάσης με εκείνους στην αρχή. Αντιμετωπίζει

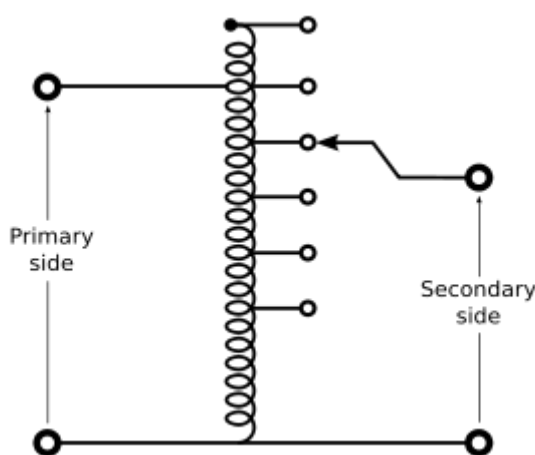
δηλαδή, την πτώση τάσης που δημιουργείται μέχρι το τέλος της γραμμής λόγω του μεγάλου μήκους της.

Ο αυτομετασχηματιστής διαφέρει από τον κλασσικό μετασχηματιστή γιατί στην πραγματικότητα τα τυλίγματά του είναι ηλεκτρικά ενωμένα (στην ουσία είναι ένα τύλιγμα), εκτός από επαγωγικά συνδεδεμένα[13]. Γενικά ο αυτομετασχηματιστής είναι μικρότερος και φθηνότερος από τον κλασσικό μετασχηματιστή αλλά έχει ένα σημαντικό μειονέκτημα, δεν παρέχει ηλεκτρική απομόνωση εξαιτίας του ότι τα τυλίγματά του είναι ηλεκτρικά συνδεδεμένα.

Στις εικόνες 2.2 και 2.3 φαίνεται ένας αυτομετασχηματιστής, και μπορεί να γίνει εύκολα κατανοητή η λειτουργία του[15].



Εικόνα 2.2 Αυτομετασχηματιστής



Εικόνα 2.3 steps Αυτομετασχηματιστή

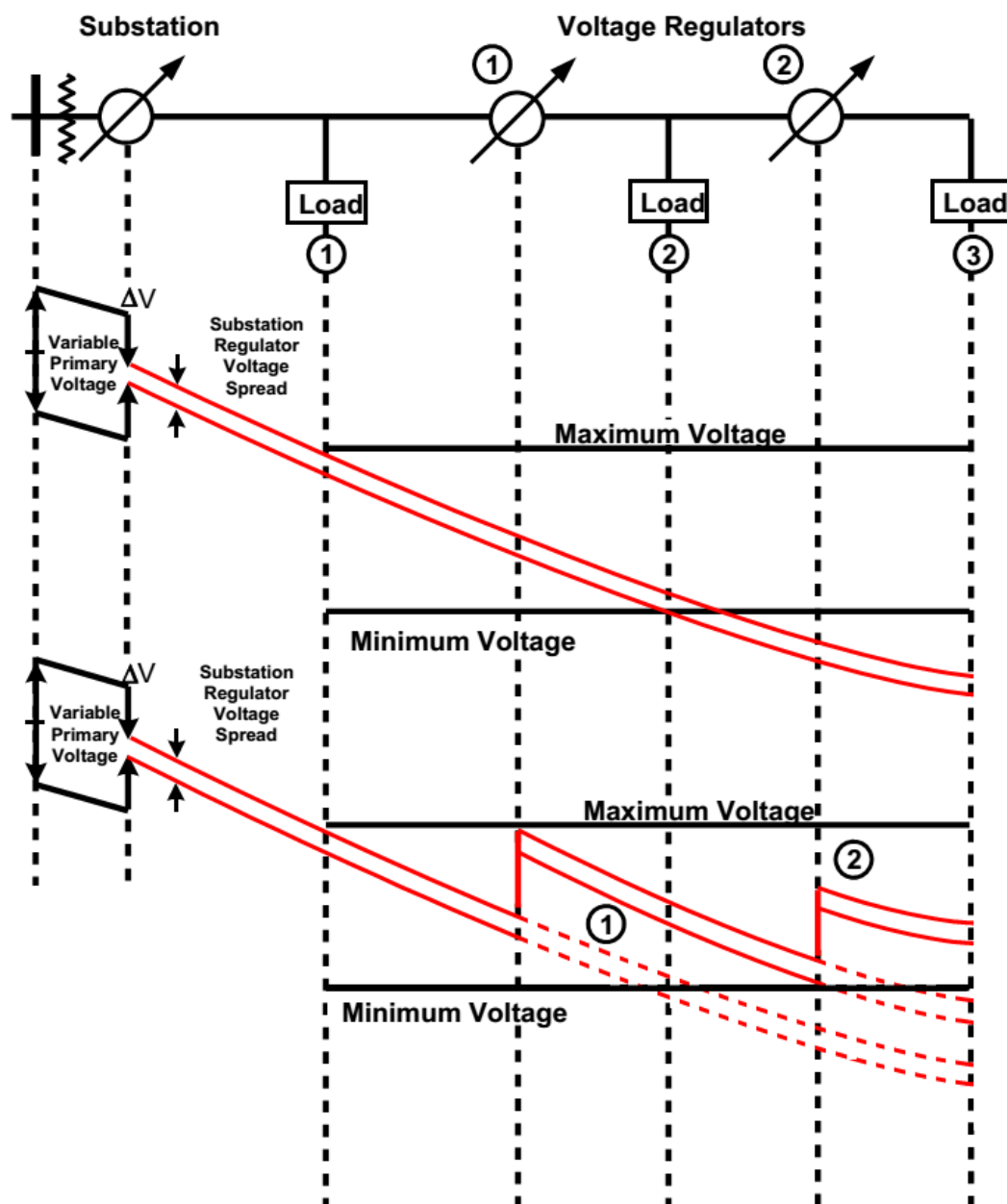
Ο αυτομετασχηματιστής, όπως φαίνεται έχει ένα τύλιγμα, και διάφορους ακροδέκτες. Η τάση στο πρωτεύον εφαρμόζεται σε δύο ακροδέκτες, ενώ η τάση στο δευτερεύον είναι αποτέλεσμα δύο άλλων ακροδεκτών. Σχεδόν πάντα, ο ένας ακροδέκτης είναι κοινός και για τις δύο πλευρές. Αποτέλεσμα της παραπάνω συνδεσμολογίας είναι οι δύο πλευρές να έχουν κάποιον αριθμό σπειρών κοινό. Ξέροντας ότι η επαγόμενη τάση ανά σπείρα είναι ίδια, η κάθε πλευρά θα έχει τάση ανάλογα με τον αριθμό των σπειρών, άρα θα ισχύει:

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{N_1}{N_2} = a \quad (2.2)$$

Έχοντας λοιπόν τους διάφορους ακροδέκτες, μπορεί να καταλάβει κανείς την ομοιότητα που έχει ο ρυθμιστής τάσης με το ΣΑΤΥΦ, καθώς, συνδέοντας διαφορετικό ακροδέκτη κάθε φορά, μπορούμε να μεταβάλλουμε τον λόγο μετασχηματισμού ανάλογα με την περίπτωση. Ο αυτομετασχηματιστής, μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την διασύνδεση συστημάτων που λειτουργούν υπό διαφορετικά επίπεδα τάσης, για την

προσαρμογή διαφόρων ηλεκτρικών συσκευών στην επιθυμητή τάση και σαν ρυθμιστής τάσης, σε μεγάλα αγροτικά δίκτυα διανομής για την βελτίωση της τάσης των τελικών καταναλωτών.[16]

Πολύ συχνά, σε υψηλά φορτισμένες γραμμές μεγάλου μήκους, χρησιμοποιούνται περισσότεροι από ένας ΡΤ για την επίτευξη αποδεκτών τάσεων στο άκρο της γραμμής. Η λειτουργία δύο Ρυθμιστών τάσης σε σειρά, φαίνεται στην εικόνα 2.4.[17] Παρατηρούμε πως σε τέτοιες περιπτώσεις, το ΣΑΤΥΦ δεν είναι ικανό να κρατήσει τις τάσεις εντός ορίων, και αυτό γιατί το μόνο που κάνει το ΣΑΤΥΦ είναι να μετακινεί το προφίλ της τάσης κατακόρυφα, ανάλογα την λήψη. Όμως όταν η πτώση τάσης, λόγω του μήκους και της υψηλής φόρτισης της γραμμής, είναι μεγάλη, η διαφορά μεταξύ της ελάχιστης και της μέγιστης τιμής της τάσης είναι μεγαλύτερη από την τιμή $V_{\max}-V_{\min}$. Βλέπουμε όμως, ότι η χρήση ρυθμιστών τάσης σε σειρά, μπορεί να λύσει το πρόβλημα αυτό, με σταδιακές ανυψώσεις της τάσης.



Εικόνα 2.4 Ρυθμιστές τάσης σε σειρά[17]

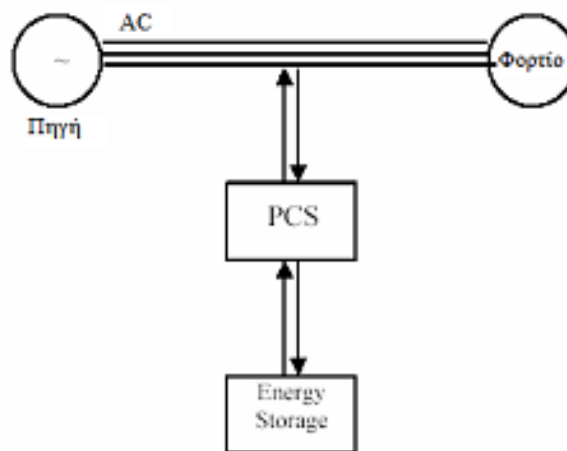
Ο τρόπος με τον οποίο, τόσο ο ρυθμιστής τάσης, όσο και το ΣΑΤΥΦ, μπορούν να λειτουργούν αυτόματα θα αναλυθεί σε επόμενη ενότητα.

2.1.3 Αποθήκευση ενέργειας και αποθηκευτικές μονάδες

Η αποθήκευση ενέργειας γενικά, χρησιμοποιείται έτσι ώστε κάποια μορφή ενέργειας να μπορεί να αξιοποιηθεί σε μεταγενέστερο χρονικό διάστημα, έτσι ώστε να εκτελέσει ορισμένες χρήσιμες λειτουργίες.

Όπως έχει αναφερθεί στην εισαγωγή, ένα βασικό μειονέκτημα της ηλεκτρικής ενέργειας είναι ότι δε μπορεί να αποθηκευτεί αποτελεσματικά και οικονομικά σε μεγάλες ποσότητες. Αποτέλεσμα αυτού είναι η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας την στιγμή που ζητείται, κάτι αρκετά πολύπλοκο και απαιτητικό. Ειδικά τα τελευταία χρόνια με την ολοένα και αυξανόμενη ένταξη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στα δίκτυα διανομής δημιουργούνται αρκετά προβλήματα λόγω της αβεβαιότητας και της μη συνεχούς διαθεσιμότητας των πηγών αυτών. Λύση στα παραπάνω αποτελεί η αποθήκευση της πλεονάζουσας ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται σε περιόδους χαμηλού φορτίου ή υψηλής παραγωγής, ώστε να χρησιμοποιηθεί κάποια άλλη περίοδο υψηλού φορτίου και χαμηλής παραγωγής.

Η μονάδα αποθήκευσης συνδέεται με το σύστημα ισχύος όπως στην εικόνα 2.5. Η αποθηκευτική μονάδα δηλαδή, συνδέεται στο υπόλοιπο σύστημα με ένα σύστημα μετατροπής ισχύος (Power Conditioning System), το οποίο είναι ένα σύστημα ηλεκτρονικών ισχύος που μετατρέπει την ηλεκτρική ενέργεια από AC σε DC και DC σε AC αντίστοιχα.



Εικόνα 2.5 Σύνδεση αποθηκευτικής μονάδας με το ηλεκτρικό δίκτυο

Υπάρχει πολύ μεγάλος αριθμός αποθηκευμένης ηλεκτρικής ενέργειας αυτή την στιγμή παγκοσμίως. Η πλειονότητα των μονάδων αποθήκευσης είναι εγκαταστάσεις αντλησιοταμίευσης, οι οποίες όμως απαιτούν πολύ χώρο. Έτσι οι επιπλέον εγκαταστάσεις αποθήκευσης που θα χρειαστούν στο μέλλον, πρέπει να είναι διαφορετικού είδους, και συγκεκριμένα η περίπτωση των μικρών μονάδων αποθήκευσης στο σύστημα διανομής μπορεί να λύσει το πρόβλημα του χώρου. Η συγκεκριμένη έννοια είναι γνωστή ως κατανεμημένη αποθήκευση ενέργειας (Distributed Energy Storage–DES).

Η τεχνολογία αυτή λοιπόν, ενδέχεται στο μέλλον να είναι το ίδιο ή και περισσότερο σημαντική από την κατακευματισμένη παραγωγή ισχύος (Distributed Generation – DG), αλλά το ιδανικό είναι ο συνδυασμός τους. Οι τεχνολογίες DES περιλαμβάνουν:

- *Τις μπαταρίες:* υπάρχουν διάφορα είδη μπαταριών όπως οξέος, νικελίου-καδμίου, λιθίου-ιόντος και μπαταρίες ροής (ZnBr).
- *Τους σφονδύλους:* Η κινητική ενέργεια αποθηκεύεται στο σύστημα μέσω της περιστροφής ενός δίσκου ή ενός δρομέα από τον άξονα του. Ο κύριος ρόλος του αφορά την παροχή ενέργειας για μικρά χρονικά διαστήματα και κυρίως για παροχή εφεδρείας.
- *Τους υπερ-πυκνωτές:* Αυτές οι μονάδες έχουν χωρητικότητα ισχύος και ενέργειας χιλιάδες φορές μεγαλύτερη από αυτή των συμβατικών πυκνωτών. Η βασική εφαρμογή τους αφορά την υποστήριξη τάσης και βελτίωση του συντελεστή ισχύος.
- *Τα υπεραγώγιμα πηνία:* Στηρίζουν την λειτουργία τους στη χρήση της τεχνολογίας των υπεραγώγιμων και απαιτούν σημαντικές ποσότητες ψύξης.

Ενώ η αντλησιοταμίευση και η συμπίεση αέρα, είναι τεχνολογίες αποθήκευσης λόγω του μεγάλου όγκου τους δεν αποτελούν DES[18].

Παρακάτω αναφέρονται μερικά από τα οφέλη της αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας:

- *Υποστήριξη των ΑΠΕ:* Η αποθήκευση μπορεί να μειώσει τις διακυμάνσεις στην παραγόμενη ενέργεια από ανεμογεννήτριες και φωτοβολταϊκά και να «μεταφέρει χρονικά» την περίσσια ενέργεια που υπάρχει σε ώρα υψηλής παραγωγής, σε ώρες χαμηλής. Επίσης, επιτρέπει την πώληση της καθαρής ενέργειας σε περιόδους υψηλής τιμής.[19]
- *Αξιοπιστία και ποιότητα ισχύος:* Η αποθήκευση επιτρέπει στα φορτία να τροφοδοτούνται ακόμα και σε περίπτωση διακοπή ρεύματος.
- *Έλεγχος έργου ισχύος για διόρθωση ΣΙ και τάσης:* Τα ηλεκτρονικά ισχύος των μονάδων αποθήκευσης παρέχουν την δυνατότητα να μεταβάλλουν γρήγορα την άεργο καθώς και την ενεργό ισχύ που απορροφούν ή διαθέτουν στο δίκτυο.

- *Ισοστάθμιση φορτίου:* Οι μπαταρίες φορτίζονται την περίοδο όπου η ηλεκτρική ενέργεια έχει χαμηλό κόστος (χαμηλό φορτίο) και εκφορτίζονται τη χρονική περίοδο που συμβαίνει το αντίθετο (υψηλό φορτίο).
- *Εφεδρεία συστήματος:* Λόγω της ικανότητας των μπαταριών να προσαρμόζουν γρήγορα την ισχύ που εγχέουν στο σύστημα μέσω των ηλεκτρονικών ισχύος, μπορούν να λειτουργούν και ως εφεδρεία του συστήματος μειώνοντας έτσι την ανάγκη για χρήση συμβατικών σταθμών παραγωγής ως εφεδρικές μονάδες.
- *Αναβολή εγκατάστασης νέων μονάδων παραγωγής και αναβάθμισης ηλεκτρικών γραμμών:* Οι σωστά τοποθετημένες μονάδες αποθήκευσης είναι δυνατό να μειώνουν την μέγιστη φόρτιση των γραμμών καθώς και να μειώνουν τον συνολικό αριθμό μονάδων παραγωγής για την κάλυψη της αιχμής του συστήματος.[20]
- *Υποστήριξη της κατανεμημένης παραγωγής (DG):* Οι μονάδες αποθήκευσης επιτρέπουν στις DG να λειτουργούν με σχεδόν σταθερή παραγωγή.

2.1.4 Πυκνωτές

Οι πυκνωτές χρησιμοποιούνται για να βελτιώσουν τον συντελεστή ισχύος στα ηλεκτρικά συστήματα από το 1950. Τότε υπήρχαν μεγάλα και πολυάριθμα βιομηχανικά συστήματα ισχύος με εγκατεστημένους πολλούς μεμονωμένους πυκνωτές, εκ των οποίων όλοι είχαν εγκατασταθεί χωρίς ιδιαίτερη μελέτη. Σκοπός αυτών των πυκνωτών είναι η βελτίωση του συντελεστή ισχύος, και η βελτίωση των τάσεων με την προσφορά άεργου ισχύος για αντιστάθμιση.

Υπάρχουν δύο διαφορετικοί τρόποι προσέγγισης για την εγκατάσταση των πυκνωτών σε ένα δίκτυο, ο κεντρικός και ο διανεμημένος. Η έννοια της κεντρικής παροχής άεργου ισχύος (δηλαδή όλοι οι πυκνωτές να είναι συνδεδεμένοι σε ένα κεντρικό σημείο) υποστηρίζει ότι πρέπει να υπάρχει κάποιος γενικός τρόπος στο δίκτυο που να διορθώνει τον ΣΙ για όλα τα φορτία που συνδέονται στον συγκεκριμένο ζυγό. Η έννοια της διανεμημένης παροχής άεργου ισχύος υποστηρίζει το ότι κάθε φορτίο στον ζυγό, θα πρέπει να έχει ότι απαιτείται για να διορθώνει τον ΣΙ του ανάλογα με τα πρότυπα.

Υπάρχουν διάφορα είδη πυκνωτών, και διαφοροποιούνται ανάλογα με το αν είναι πάντα συνδεδεμένοι ή αποζεύξιμοι, αν έχουν βαθμίδες ή όχι και με τον τρόπο με τον οποίο ελέγχονται. Στην παρούσα εργασία, οι πυκνωτές που

χρησιμοποιούνται έχουν δυνατότητα ελέγχου ζεύξης τους στο δίκτυο, ενώ έχουν σταθερή ισχύ (μία βαθμίδα).

2.1.5 Άεργος λειτουργία των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής

Οι μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής, όπως τα αιολικά και φωτοβολταϊκά πάρκα, έχουν την δυνατότητα, μέσω του αντιστροφέα με τον οποίο συνδέονται στο δίκτυο, να παράγουν ή να απορροφούν άεργο ισχύ, εκτός από ενεργό. Πρόκειται για ένα σημαντικό πλεονέκτημα καθώς ανάλογα την περίπτωση, μπορούν να διορθώσουν τον ΣΙ σε άλλα σημεία του δικτύου (το οποίο οδηγεί σε μείωση των απωλειών), και κυρίως να εξομαλύνουν ενδεχόμενη πτώση ή ανύψωση τάση κατά μήκος της γραμμής.

Συγκεκριμένα για τα δίκτυα διανομής, για τα οποία ο λόγος $\frac{X}{R}$ των γραμμών είναι μεγαλύτερος της μονάδας, η άεργος ισχύς έχει μεγαλύτερη «δύναμη» από τη ενεργό, στο να επηρεάσει την τιμή της τάσης, και όσο μεγαλύτερος είναι ο λόγος αυτός, τόσο μικρότερη άεργο ισχύ χρειάζεται για να αντισταθμιστεί συγκεκριμένη ροή ενεργού ισχύος. Ωστόσο, στα δίκτυα μεταφοράς ο λόγος αυτός είναι σημαντικά μεγαλύτερος, το οποίο σημαίνει ότι, συγκριτικά με τα δίκτυα διανομής, η άεργος ισχύς μπορεί ακόμα πιο εύκολα να ρυθμίσει την τάση.

Υπάρχουν διάφοροι τρόποι με τους οποίους μπορούμε να ελέγχουμε αυτόματα την συμπεριφορά των DG σχετικά με το πόσο χωρητικά η επαγωγικά θα λειτουργούν. Μερικοί είναι οι εξής:

- *Σταθερός συντελεστής ισχύος:* Όπου ο ΣΙ διατηρείται σταθερός σε μία τιμή, και έτσι η άεργος ισχύς μεταβάλλεται ανάλογα την ενεργό παραγωγή.
- *Έγχυση/απορρόφηση άεργου ισχύος ανάλογα την απόκλιση της τάσης από την τιμή αναφοράς:* Σε αυτή την περίπτωση η ποσότητα της άεργου ισχύος που θα δώσει η μονάδα παραγωγής εξαρτάται από την τιμή της τάσης κάθε στιγμή. Η λογική είναι, ότι αν η τάση στο σημείο αυτό είναι μικρότερη από την επιθυμητή, τότε θα χρειαστεί να παραχθεί άεργος ισχύς για την ανύψωσή της, ενώ στην αντίθετη περίπτωση, θα καταναλωθεί για την πτώση της με σκοπό να πλησιάσουμε περισσότερο την τάση αναφοράς.
- *Αντιστάθμιση πτώσης/ανύψωσης τάσης:* Σε αυτή την περίπτωση, η μονάδα παραγωγής παράγει ή απορροφά τόση άεργο ισχύ, για να ελαχιστοποιηθεί η πτώση ή ανύψωση τάσης που δημιουργείται στο δίκτυο από την ροή ενεργού ισχύος. Συγκεκριμένα, καθορίζεται από τον

τύπο $Q = -P \cdot \frac{R}{X}$ (στην περίπτωση που δεν παραβιάζονται οι περιορισμοί του αντιστροφέα (φαινόμενη ισχύ και ΣΙ)). Στην ουσία δηλαδή, παράγοντας τόση άεργο ισχύ όσο ορίζει η παραπάνω εξίσωση, καταφέρνουμε να μηδενίσουμε την πτώση τάσης καθώς η τιμή $P \cdot R + X \cdot Q$ θα μηδενιστεί. Το αρνητικό αυτής της μεθόδου, είναι η άγνωστη επίδραση που θα επιφέρει στους προηγούμενους κλάδους από εκείνον τον οποίο ρυθμίζει. Για παράδειγμα, αν μία μονάδα παραγωγής σε μακρινό κόμβο λειτουργεί με αυτόν τον τρόπο, θα καταφέρει να εκμηδενίσει την πτώση τάσης στον προηγούμενο κλάδο επιλέγοντας την κατάλληλη ποσότητα άεργου ισχύος. Ωστόσο, όλοι οι προηγούμενοι κλάδοι, θα επηρεαστούν από αυτήν την ποσότητα άεργου, καθώς η συνολική άεργος ισχύς που θα ρέει από αυτούς είτε θα μειωθεί είτε θα αυξηθεί, οδηγώντας έτσι σε αποτελέσματα που εκ των προτέρων δεν είναι γνωστό αν βοηθούν η επιβαρύνουν το προφίλ της τάσης.

- *Q at Night*: Αυτή η λειτουργία επιτρέπει στον αντιστροφέα να παρέχει άεργο ισχύ στο δίκτυο για την καλύτερη λειτουργία του, σε περιόδους μηδενικής ενεργού παραγωγής, όπως την νύχτα για τα φωτοβολταϊκά. Η λειτουργία αυτή του αντιστροφέα μπορεί να εφαρμόζεται αυτόματα όταν η παραγωγή είναι χαμηλή, και να επαναφέρεται η κανονική λειτουργία είτε μετά από κάποιο χρονικό διάστημα είτε όταν τα επίπεδα παραγωγής ξεπεράσουν κάποιο όριο.

Στα μεγάλα εργοστάσια όπου παράγεται ηλεκτρική ενέργεια, καθώς και στα φωτοβολταϊκά πάρκα χρειάζεται άεργος ισχύς, και κατά την διάρκεια της ημέρας μπορεί να αποκτηθεί μέσω του αντιστροφέα των μονάδων παραγωγής. Κατά την διάρκεια της νύχτας, οι ανάγκες για άεργο ισχύ μπορούσαν να αντισταθμιστούν με την χρήση πυκνωτών υψηλού όμως κόστους. Με την λειτουργία *Q at Night*, γίνεται εφικτή η αντιστάθμιση της αναγκαίας άεργου ισχύος και την νύχτα, γλυτώνοντας έτσι το κόστος για την «αγορά» της, ορίζοντας έτσι αυτήν την λειτουργία, μια πιθανή πηγή εσόδων για τις εταιρείες ηλεκτρισμού.[21]

Επιπλέον, εκτός από τα οικονομικά κριτήρια, οι εταιρείες ηλεκτρισμού μπορούν να χρησιμοποιήσουν αντιστροφείς με αυτήν την λειτουργία για την ευστάθεια και καλύτερη λειτουργία του δικτύου. Καθώς η άεργος ισχύς που ρέει στο δίκτυο το «καταπονεί» χωρίς να συμβάλλει στην τελική ενέργεια, απαιτείται από τους παραγωγούς ηλεκτρικής ενέργειας να παίρνουν μέρος στην αντιστάθμιση της άεργου ισχύος. Αυτό κατά την διάρκεια της ημέρας δεν αποτελεί πρόβλημα, αλλά θα ήταν την νύχτα, χωρίς την λειτουργία *Q at night*, καθώς θα ήταν αναγκαία η χρήση πυκνωτών ή ακριβών εργοστάσιων αντιστάθμισης.[22]

Υπάρχουν πολλοί άλλοι τρόποι και συνδυασμοί τρόπων για τον έλεγχο της χωρητικής/επαγωγικής συμπεριφοράς των DG, και ο καθένας

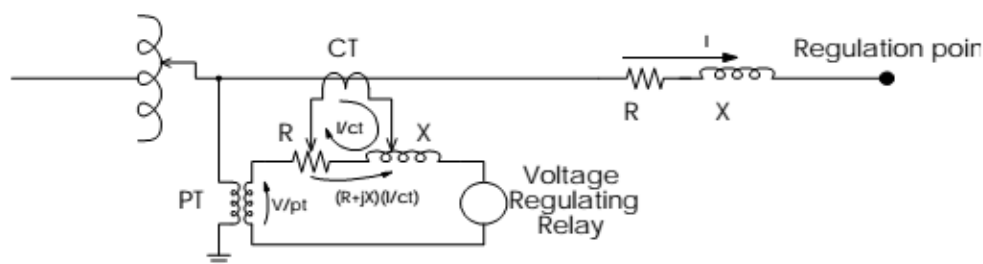
χρησιμοποιείται ανάλογα με την απαίτηση του εκάστοτε δικτύου. Συγκεκριμένα, πολλοί αντιστροφείς μονάδων παραγωγής, έχουν ενσωματωμένο κάθε πιθανό τρόπο ελέγχου (πχ. ανάλογα την τάση, την ενεργό ισχύ, τον ΣΙ) και ο χρήστης επιλέγει τον τρόπο και τις παραμέτρους για κάθε περίπτωση. [23]

Σημειώνουμε πως όλοι αυτοί οι τρόποι αναφέρονται σε τοπικό έλεγχο των διαφόρων στοιχείων ενός ΣΗΕ, με σκοπό την καλή λειτουργία του, και συνεπώς είναι πολύ κατώτεροι από τους διάφορους κεντρικούς και συντονισμένους τρόπους ελέγχου, όπου ο διαχειριστής του δικτύου συντονίζει τις ενέργειες όλων των διαθέσιμων στοιχείων ενός ΣΗΕ για την βέλτιστη λειτουργία του.

2.1.6 Ρύθμιση ΣΑΤΥΦ και PT – Line Drop Compensation

2.1.6.1 Χαρακτηριστικά της LDC

Η λειτουργία του ΣΑΤΥΦ στον ΜΣ αλλά και του ρυθμιστή τάσης κατά μήκος της γραμμής, δηλαδή το πώς και πότε θα αλλάζουν λήψη τα τυλίγματα του, καθορίζεται αυτόματα. Συγκεκριμένα υπάρχουν δύο τρόποι με τους οποίους μπορούν να ρυθμιστούν τα παραπάνω όργανα και να καθορίσουν την λειτουργία τους. Παρακάτω επεξηγούνται και οι δύο τρόποι μόνο για την περίπτωση του ΜΣ αλλά αντίστοιχη λειτουργία έχουν και για την περίπτωση του ρυθμιστή τάσης, με αντίστοιχο block διάγραμμα της εικόνας 2.6 αντί αυτού της 2.7.



Εικόνα 2.6 LDC σε Ρυθμιστή Τάσης

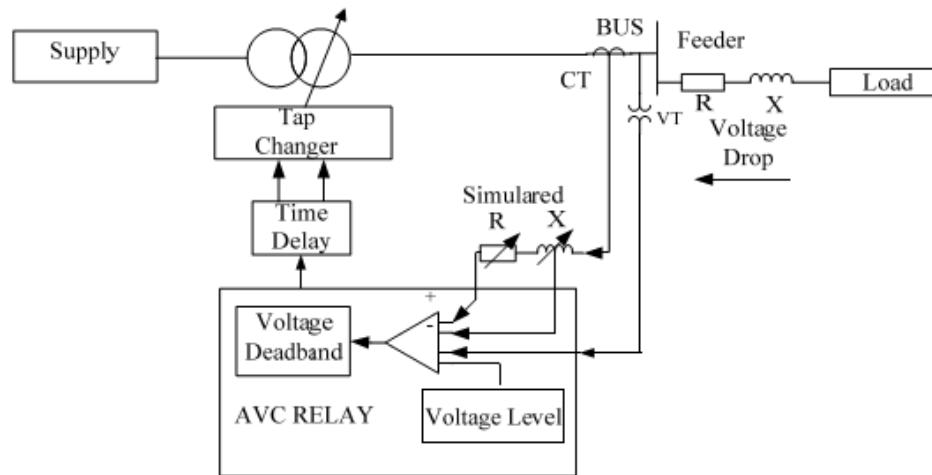
1 Ρύθμιση της τάσης στο σημείο σύνδεσης του ΜΣ.

Σε αυτή την περίπτωση, η ρύθμιση έχει ως σκοπό η τάση στην πλευρά ΜΤ του Μ/Σ να είναι σταθερή, ανεξάρτητα από το φορτίο και την τάση στην ΥΤ. Αυτό επιτυγχάνεται μετρώντας την τάση στον ζυγό ΜΤ και συγκρίνοντάς την με την επιθυμητή. Αν η διαφορά τους είναι μεγαλύτερη από ένα συγκεκριμένο όριο, και περάσει η απαραίτητη

χρονική καθυστέρηση, τότε αλλάζει η λήψη. Το μειονέκτημα αυτού του τρόπου ρύθμισης, και ο λόγος για τον οποίο δεν χρησιμοποιείται είναι ότι αφήνει ανεξέλεγκτες τις τάσεις στους τελευταίους κόμβους της γραμμής.

2 Αντιστάθμιση της πτώσης τάσης (Line Drop Compensation- LDC)

Η ρύθμιση αυτή, είναι και εκείνη η οποία χρησιμοποιείται στην πραγματικότητα. Η μόνη διαφορά με την προηγούμενη μέθοδο είναι ότι ο σκοπός πλέον, είναι να μείνει σταθερή η τάση σε κάποιο σημείο της γραμμής (σημείο ρύθμισης) και όχι στον ζυγό του ΜΣ. Όπως φαίνεται και στην εικόνα 2.7, η συγκεκριμένη ρύθμιση χρησιμοποιεί έναν μετασχηματιστή έντασης, έναν μετασχηματιστή τάσης, και μεταβλητή ωμική και επαγωγική αντίσταση.



Εικόνα 2.7 block διάγραμμα της LDC λειτουργίας[24]

Η λογική πίσω από την συγκεκριμένη διάταξη, αναπαριστά ένα σύστημα που να προσομοιώνει την πτώση τάσης που δημιουργείται κατά μήκος γραμμής μέχρι το σημείο ρύθμισης. Έτσι με κατάλληλη επιλογή των μεταβλητών αντιστάσεων, μπορούμε να κρατάμε σε σταθερή τιμή της επιλογής μας, την τάση στο σημείο αυτό. Μετρώντας το ρεύμα που περνάει από τον ΜΣ, και με τις κατάλληλες αντιστάσεις, προσδιορίζεται η πτώση τάσης μέχρι το σημείο ρύθμισης, και το ΣΑΤΥΦ, χρησιμοποιώντας την μετρούμενη τάση στον ζυγό, λειτουργεί έτσι ώστε η τάση στο σημείο ρύθμισης να είναι κοντά στην τάση αναφοράς. Η πτώση τάσης υπολογίζεται ως εξής:

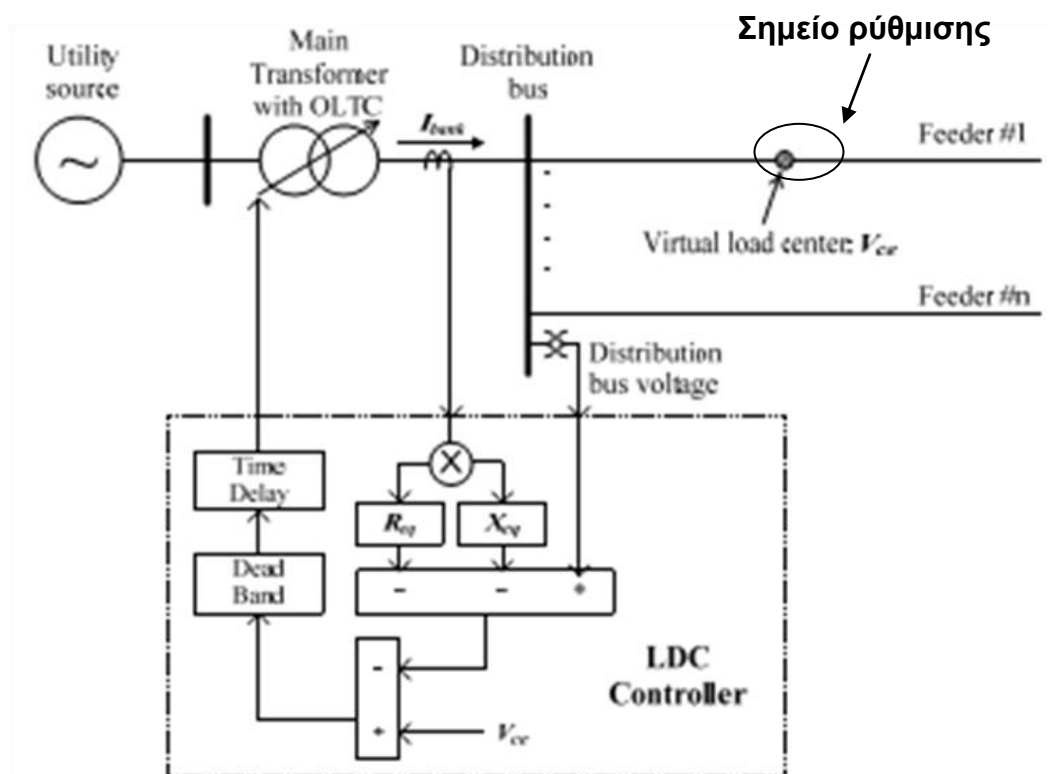
$$\Delta V = \frac{\lambda_V}{\lambda_I} I * (R_{eq} * \cos\varphi + X_{eq} * \sin\varphi) \quad (2.3)$$

όπου R_{eq} η τιμή της μεταβλητής ωμικής αντίστασης

X_{eq} η τιμή της μεταβλητής επαγωγικής αντίστασης

λ_V ο λόγος μετασχηματισμού του Μ/Σ τάσης

λ_I ο λόγος μετασχηματισμού του Μ/Σ έντασης



Εικόνα 2.8 LDC διάγραμμα- σημείο ρύθμισης

Με την **παραδοχή** ότι το φορτίο είναι ομοιόμορφα κατανομημένο κατά μήκος της γραμμής και το είδος των καλωδίων είναι παντού ίδιο έχουν δημοσιευθεί διάφορες μελέτες και οδηγίες για τις ρυθμίσεις των αντιστάσεων της LDC. Για να κρατήσουμε σταθερή την τάση στο μέσο της γραμμής χρειάζεται να θέσουμε ως R και X τα 3/8 της συνολικής ωμικής και επαγωγικής αντίδρασης της γραμμής[25]. Η εμπειρική επιλογή 3/8 αντί της προφανούς 4/8 οφείλεται στο γεγονός ότι το ρεύμα που διαρρέει τα διάφορα σημεία της γραμμής μέχρι το σημείο ρύθμισης δεν θα έχει την ίδια τιμή με το ρεύμα που μετράται στον ΜΣ και εν γένει (στην κλασσική περίπτωση χωρίς DG) θα φθίνει όσο απομακρυνόμαστε από τον ζυγό. Έτσι η επιλογή μικρότερης αντίστασης, μειώνει την σχετική ανακρίβεια που προστίθεται από τα παραπάνω. Σύμφωνα με την Οδηγία διανομής N 31 το κατάλληλο σημείο ρύθμισης είναι εκείνο πριν το οποίο βρίσκεται το 40% του συνολικού φορτίου της γραμμής[14]. Ορισμένοι διαχειριστές προσθέτουν λίγο παραπάνω αντιστάθμιση στις ρυθμίσεις του LDC

για να συμπεριλάβουν τον μετασχηματιστή και τυχόν δευτερεύουσες πτώσεις τάσεις.

Ένας άλλος τρόπος να εκτιμηθούν οι κατάλληλες ρυθμίσεις αντιστάσεων και τάσης αναφοράς, είναι εκείνος που λαμβάνει υπόψη του τις τάσεις στον «πρώτο» και «τελευταίο» πελάτη.[25]. Για τον πρώτο πελάτη (ο κοντινότερος στον ζυγό MT) ελέγχεται ότι δεν θα «βλέπει» υψηλή τάση ανεξάρτητα το φορτίο, ενώ για τον τελευταίο (ο μακρινότερος από τον ζυγό MT) ελέγχεται ότι δε θα βλέπει αντίστοιχα χαμηλή τάση. Έτσι, αν οι ρυθμίσεις μπορούν να καλύπτουν αυτά τα κριτήρια καθώς και να διατηρούν την τάση σε κάποιο σημείο της γραμμής, σταθερή, για όλες τις πιθανές περιπτώσεις, τότε θεωρείται σωστή ρύθμιση.

Όλα τα παραπάνω ισχύουν και στην περίπτωση ΜΣ και στην περίπτωση του ΡΤ. Στην περίπτωση του ΣΑΤΥΦ στον ΜΣ όμως υπάρχει μια ιδιαιτερότητα, που δεν εμφανίζεται στον ΡΤ κατά μήκος της γραμμής. Πολλές φορές, ένας ΜΣ ΥΤ/ΜΤ μπορεί να ρυθμίζει έναν ολόκληρο υποσταθμό που εξυπηρετεί πολλές γραμμές διανομής. Στη συγκεκριμένη περίπτωση η LDC του μετασχηματιστή πρέπει να ρυθμιστεί με τέτοιο τρόπο για να ρυθμίζει τις τάσεις σε όλες τις γραμμές, άρα πρέπει να ληφθούν υπόψη τα χαρακτηριστικά των διαφόρων γραμμών. Εν γένει (στην περίπτωση όπου οι γραμμές δεν είναι πανομοιότυπες) οι ρυθμίσεις του LDC δεν είναι δυνατό να είναι ιδανικές για όλες τις γραμμές. Έτσι, πολλοί διαχειριστές δικτύου, εφαρμόζουν πολύ χαμηλή αντιστάθμιση για να αποφευχθούν τα μεγάλα επίπεδα τάσης (καθώς το ρεύμα το οποία μετράται στον ΜΣ είναι το άθροισμα των ρευμάτων όλων των γραμμών), ή ακόμα και μηδενική αντιστάθμιση ($R=0$ και $X=0$), δηλαδή το σημείο ρύθμισης μεταφέρεται στον ζυγό, και έχουμε πλέον τον πρώτη μορφή ρύθμισης που αναφέραμε. Όπως είπαμε αυτή η μέθοδος, έχει ως αποτέλεσμα μεγάλες διακυμάνσεις της τάσης για τους τελικούς καταναλωτές.

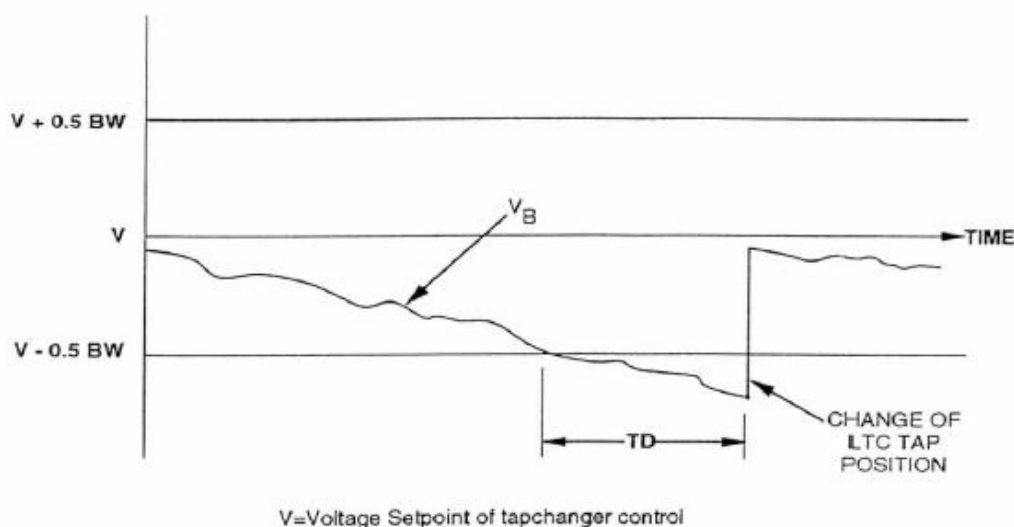
Στην περίπτωση όπου το φορτίο δεν είναι ομοιόμορφα κατανομημένο κατά μήκος της γραμμής, οι ρυθμίσεις οι οποίες έχουν γίνει με την παραδοχή αυτή, δεν θα είναι ιδανικές. Συγκεκριμένα, όταν περισσότερο φορτίο είναι πιο κοντά στον ζυγό, τότε χρειάζεται λιγότερο αντιστάθμιση, ενώ το αντίθετο ισχύει στην περίπτωση που το περισσότερο φορτίο είναι προς το τέλος της γραμμής. Ένα άλλο γεγονός που οδηγεί σε μη ομοιόμορφο φορτίο κατά μήκος της γραμμής, είναι η ύπαρξη πυκνωτών και μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής σε διάφορα σημεία της γραμμής, που πολλές φορές οδηγούν και σε αντίστροφη ροή ισχύος. Συνεπώς, κρίνεται απαραίτητο, σε τέτοιες περιπτώσεις, ο διαχειριστής να συντονίζει τις ρυθμιστικές ενέργειες του ΣΑΤΥΦ/ΡΤ με αυτές τις συσκευές.

Τέλος, η ρύθμιση του ΣΑΤΥΦ/ΡΤ έχει ακόμα δύο είδη ρύθμισης στην λειτουργία τους, για την αποφυγή αχρείαστων αλλαγών στις λήψεις:

Το **Bandwidth**, όπου συγκρίνεται η μετρούμενη τάση με την τάση αναφοράς, και δίνεται εντολή για αλλαγή λήψης μόνο σε περίπτωση που η διαφορά αυτή ξεπερνά ένα καθορισμένο όριο. Αν το bandwidth επιλεγεί πολύ μικρό, τότε οι αλλαγές θα είναι πολύ συχνές, σε σημείο που όταν η τάση είναι

μεγαλύτερη από το άνω άκρο που ορίζεται από το bandwidth, η αλλαγή λήψης σε ένα επίπεδο χαμηλότερα, σε συνδυασμό με μία πολύ μικρή πτώση τάσης, μπορεί να οδηγήσει την τάση πάλι εκτός bandwidth από την κάτω πλευρά. Από την άλλη πλευρά, αν επιλεγθεί αρκετά μεγάλο, υπάρχει πιθανότητα, η τάση να απέχει πολύ από την επιθυμητή τιμή για ώρα, αλλά να βρίσκεται εντός του bandwidth και να μη γίνεται αλλαγή της λήψης. Ο γενικός κανόνας, είναι ότι το ελάχιστο bandwidth που μπορεί να επιλεγθεί είναι διπλάσιο του βήματος (1.25% για 5/8% βήμα).[25]

Τη **χρονική καθυστέρηση**, για την οποία συναντώνται δύο τρόποι χρησιμοποίησης. Κατά τον πρώτο ισχύει ότι μετά από κάθε αλλαγή λήψης, απαγορεύεται οποιαδήποτε ενέργεια μέχρι να περάσει ορισμένο χρονικό διάστημα. Τυπικοί τέτοιοι χρόνοι είναι από τριάντα έως εξήντα δευτερόλεπτα. Κατά τον δεύτερο, και πιο συχνό, ισχύει ότι στην περίπτωση που η πραγματική τάση ξεπεράσει σε απόκλιση από την επιθυμητή το BW, τότε ενεργοποιείται ένα χρονόμετρο που μετράει ένα μικρό χρονικό διάστημα. Όταν η τάση είναι εκτός BW για χρονικό διάστημα μεγαλύτερο από αυτό, τότε δίνεται εντολή στο ΣΑΤΥΦ να αλλάξει θέση η λήψη. Αυτό χρησιμεύει για να αποφευχθεί η αλλαγή της θέσης της λήψης όταν η τάση είναι εκτός BW για μικρό χρονικό διάστημα. Το χρονικό αυτό διάστημα μπορεί να είναι σταθερό ή δυναμικό που να εξαρτάται από το ρυθμό απόκλισης της επιθυμητής από το όριο που ορίζει το BW.[14]

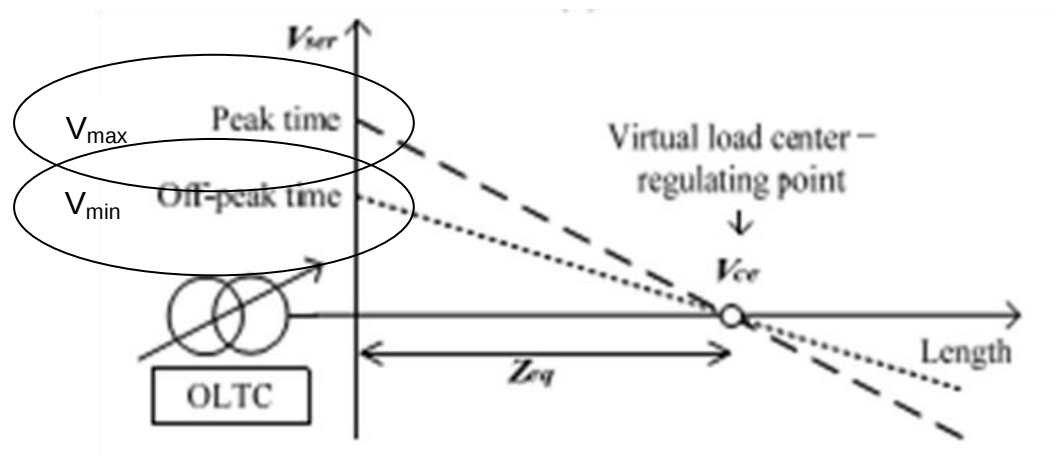


Εικόνα 2.9 Λειτουργία BW και Time Delay σε ΣΑΤΥΦ [14]

Στην εικόνα 2.9 απεικονίζεται ξεκάθαρα η λειτουργία του BW και της χρονικής καθυστέρησης.

Τέλος, πρέπει να αναφέρουμε πως στη πραγματικότητα, λόγω τις ιδιαιτερότητας και της έλλειψης όλων των ιδανικών παραμέτρων που πρέπει να

ισχύουν όπως αναφέραμε, οι σύγχρονες εταιρείες ηλεκτρισμού υπολογίζουν τις παραμέτρους (τάση αναφοράς, R , X) του ΣΑΤΥΦ λύνοντας ένα σύστημα τριών εξισώσεων θεωρώντας ποιες θα ήταν οι επιθυμητές τάσεις του ζυγού MT στις περιπτώσεις του μεγίστου φορτίου και του ελαχίστου φορτίου. Επομένως έτσι σχηματίζονται δύο ζεύγη τιμών ($V_{\max}, I_{\max}$) και ($V_{\min}, I_{\min}$) όπως φαίνεται στην Εικόνα 2.10 και χρησιμοποιώντας τον παραπάνω τύπο (2.3) καθώς και την αναλογία της ωμικής και επαγωγικής αντίστασης της γραμμής προκύπτουν οι παράμετροι της ρύθμισης του ΣΑΤΥΦ. [14].



Εικόνα 2.10 Παρουσίαση της ρύθμισης τάσης με LDC

2.2 Θεωρητικό υπόβαθρο βελτιστοποίησης

Αντικείμενο της παρούσας εργασίας είναι η ανάπτυξη ενός λογισμικού για την εύρεση της βέλτιστης χρήσης και λειτουργίας των δικτύων διανομής. Συνεπώς, το κεφάλαιο αυτό θα αφιερωθεί στην γρήγορη ανάλυση της μαθηματικής θεωρίας βελτιστοποίησης. Επίσης θα αναφερθούν και κάποιες συγκεκριμένες κλάσεις προβλημάτων βελτιστοποίησης.

2.2.1 Βασική ορολογία

Ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης έχει την παρακάτω μορφή:

$$\begin{aligned} & \text{minimize} && f(x) \\ & \text{subject to} && g_i(x) \leq 0, \quad i = 1, \dots, m \end{aligned} \quad (2.4)$$

$$h_j(x) = 0, \quad j = 1, \dots, p.$$

Ο στόχος είναι να βρούμε την μεταβλητή βελτιστοποίησης $x \in R^n$ που ελαχιστοποιεί την αντικειμενική συνάρτηση $f : R^n \rightarrow R$, ενώ παράλληλα ικανοποιεί τις συνθήκες $g_i(x) \leq 0$, $i = 1, \dots, m$ και $h_j(x) = 0$, $j = 1, \dots, p$. Οι ανισότητες $g_i(x) \leq 0$ στις (2.4) ονομάζονται inequality constraints και οι αντίστοιχες συναρτήσεις $g_i : R^n \rightarrow R$ καλούνται inequality constraints functions, ενώ οι εξισώσεις $h_j(x) = 0$ ονομάζονται equality constraints, και οι αντίστοιχες συναρτήσεις $h_j : R^n \rightarrow R$ equality constraints functions. Για την περίπτωση όπου $m=p=0$, δηλαδή όταν δεν υπάρχουν καθόλου περιορισμοί, το πρόβλημα βελτιστοποίησης (2.4) ονομάζεται unconstrained.

Το σύνολο τιμών $\mathbf{O}$ της μεταβλητής βελτιστοποίησης x για το οποίο ορίζεται το πρόβλημα βελτιστοποίησης (2.4) είναι η τομή των συνόλων εκείνων για τα οποία ορίζονται η αντικειμενική συνάρτηση f και οι συναρτήσεις περιορισμών g και h . Ένα σημείο $x \in \mathbf{O}$ ονομάζεται δυνατό (feasible) αν ικανοποιεί τους περιορισμούς (2.4), και το πρόβλημα (2.4) είναι επιλύσιμο αν υπάρχει τουλάχιστον μία δυνατή λύση, σε αντίθεση περίπτωση είναι αδύνατο (infeasible).

Η βέλτιστη τιμή f_{val}^* του προβλήματος (2.4) ορίζεται ως:

$$f_{val}^* = \inf \{ f(x) \mid g_i(x) \leq 0, \quad i = 1, \dots, m, \quad h_j(x) = 0, \quad j = 1, \dots, p \}. \quad (2.5)$$

Η βέλτιστη τιμή f_{val}^* μπορεί να είναι $\pm\infty$. Αν το πρόβλημα είναι infeasible τότε $f_{val}^* = \infty$ ενώ αν το πρόβλημα δεν είναι κάτω φραγμένο, δηλαδή υπάρχουν διανύσματα x_i για τα οποία ισχύουν $f(x_i) \rightarrow -\infty$ τότε $f_{val}^* = -\infty$.

Η λύση x^* του προβλήματος βελτιστοποίησης (2.4) ονομάζεται βέλτιστο διάνυσμα, αν x^* είναι δυνατή λύση και $f(x^*) = f_{val}^*$. Το βέλτιστο διάνυσμα δεν είναι απαραίτητα μοναδικό και συγκεκριμένα, το σύνολο όλων των βέλτιστων διανυσμάτων

$$X_{opt} = \{ x \mid f(x) = f_{val}^*, \quad g_i(x) \leq 0, \quad h_j(x) = 0, \} \quad (2.6)$$

ονομάζεται «βέλτιστο σύνολο». Το βέλτιστο σύνολο είναι κενό στην περίπτωση που το πρόβλημα (2.4) είναι infeasible, ενώ όταν υπάρχει ένα βέλτιστο διάνυσμα x^* , το σύνολο δεν είναι κενό και το πρόβλημα (2.4) είναι επιλύσιμο.

Ένα δυνατό διάνυσμα (feasible) x είναι τοπικά βέλτιστο όταν ελαχιστοποιεί την f σε ένα υποσύνολο του συνόλου δυνατών λύσεων. Δηλαδή όταν υπάρχει $R > 0$ τέτοιο ώστε:

$$f(x) = \inf\{f(z) \mid g_i(z) \leq 0, \quad i = 1, \dots, m, h_j(z) = 0, \\ j = 1, \dots, p, \|z - x\|_2 \leq R\}, \quad (2.7)$$

με $z \in R^n$, ή ισοδύναμα, αν είναι λύση του προβλήματος βελτιστοποίησης

$$\begin{aligned} & \text{minimize} && f(z) \\ & \text{subject to} && g_i(z) \leq 0, \quad i = 1, \dots, m \\ & && h_j(z) = 0, \quad j = 1, \dots, p. \\ & && \|z - x\|_2 \leq R \end{aligned} \quad (2.8)$$

Αν ένα δυνατό διάνυσμα x ελαχιστοποιεί την f σε όλο το δυνατό σύνολο (feasible set), τότε ονομάζεται ολικά βέλτιστο.

2.2.2 Κυρτά προβλήματα βελτιστοποίησης-Convex

Ένα σημαντικό κομμάτι των προβλημάτων βελτιστοποίησης αποτελούν τα κυρτά προβλήματα. Αυτά είναι της μορφής:

$$\begin{aligned} & \text{minimize} && f(x) \\ & \text{subject to} && g_i(x) \leq 0, \quad i = 1, \dots, m \\ & && a_j^T x = b_j \quad j = 1, \dots, p. \end{aligned} \quad (2.9)$$

όπου η συνάρτηση f και οι συναρτήσεις περιορισμών g_i είναι κυρτές συναρτήσεις και οι ισοτικοί περιορισμοί είναι γραμμικοί, και συνεπώς, το σύνολο των δυνατών λύσεων (feasible set) είναι και αυτό κυρτό σύνολο. Αποτέλεσμα αυτού είναι ένα πολύ σημαντικό συμπέρασμα:
Κάθε τοπικό βέλτιστο σημείο, είναι και ολικό βέλτιστο.

2.2.3 Γραμμικά προβλήματα βελτιστοποίησης - Linear [LP]

Αν οι κυρτές συναρτήσεις f και g_i του προβλήματος βελτιστοποίησης (2.9) είναι γραμμικές, τότε το πρόβλημα ονομάζεται γραμμικό (Linear program LP). Ένα LP είναι της μορφής:

$$\begin{aligned}
 & \text{minimize} && \mathbf{c}^T \mathbf{x} \\
 & \text{subject to} && G\mathbf{x} \leq \mathbf{h} \\
 & && A\mathbf{x} = \mathbf{b},
 \end{aligned} \tag{2.10}$$

Με $\mathbf{c} \in R^n$, $\mathbf{G} \in R^{m \times n}$, $\mathbf{h} \in R^m$, $\mathbf{A} \in R^{p \times n}$, και $\mathbf{b} \in R^p$.

Ένα LP πρόβλημα μπορεί να λυθεί γρήγορα αφού είναι P-hard, δηλαδή μπορεί να λυθεί σε πολυωνυμικό χρόνο.

2.2.4 Ακέραια προβλήματα βελτιστοποίησης - Integer [IP]

Η μεταβλητή βελτιστοποίησης $\mathbf{x}$ σε ορισμένες περιπτώσεις μπορεί να περιέχει μόνο ακέραιες τιμές. Σε αυτή την περίπτωση το πρόβλημα (2.9) ονομάζεται integer program (IP) και είναι της μορφής:

$$\begin{aligned}
 & \text{minimize} && f(\mathbf{x}) \\
 & \text{subject to} && g_i(\mathbf{x}) \leq 0, \quad i = 1, \dots, m \\
 & && a_j^T \mathbf{x} = b_j \quad j = 1, \dots, p.
 \end{aligned} \tag{2.11}$$

Όπου $\mathbf{x} = \{\mathbf{x}_r^T \mathbf{x}_b^T\}^T$, με $\mathbf{x}_r \in R^{n_r}$, $\mathbf{x}_b \in \{0,1\}^{n_b}$ και $n=n_r+n_b$.

2.2.5 Τετραγωνικά προβλήματα - Quadratic [QP]

Για την περίπτωση που η αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος (2.10) είναι τετραγωνική αντί για γραμμική, το πρόβλημα βελτιστοποίησης ονομάζεται τετραγωνικό (Quadratic program QP). Ένα QP ορίζεται ως:

$$\begin{aligned}
 & \text{minimize} && \frac{1}{2} \mathbf{x}^T \mathbf{Q} \mathbf{x} + \mathbf{p}^T \mathbf{x} \\
 & \text{subject to} && G\mathbf{x} \leq \mathbf{h} \\
 & && A\mathbf{x} = \mathbf{b},
 \end{aligned} \tag{2.12}$$

Με $\mathbf{Q} \in S_+^n$, $\mathbf{p} \in R^n$, $\mathbf{G} \in R^{m \times n}$, $\mathbf{h} \in R^m$, $\mathbf{A} \in R^{p \times n}$, και $\mathbf{b} \in R^p$.

Ένα QP μπορεί να είναι είτε P-hard είτε NP-hard, αναλόγως τον πίνακα Q. Αν ο Q είναι positive-definite, τότε το QP είναι P-hard, και μπορεί να λυθεί σε πολυωνυμικό χρόνο. Αν ο Q είναι indefinite, ή ακόμα κι αν έχει έστω και μία αρνητική ιδιοτιμή, τότε το QP είναι NP-hard, και ο χρόνος επίλυσης αυξάνεται

εκθετικά. Στην παρούσα εργασία, θα ασχοληθούμε μόνο με positive-definite πίνακες Q , και άρα με P-hard προβλήματα.

2.2.6 Mixed-Integer Γραμμικά προβλήματα – [MILP]

Η μεταβλητή βελτιστοποίησης x σε ορισμένες περιπτώσεις μπορεί να περιέχει και συνεχές και ακέραιο κομμάτι. Σε αυτή την περίπτωση το πρόβλημα (2.10) ονομάζεται mixed-integer linear program (MILP) και είναι της μορφής:

$$\begin{aligned} & \text{minimize} && c^T x \\ & \text{subject to} && Gx \leq h \\ & && Ax = b \\ & && x_b \in \{0,1\}^{n_b} \end{aligned} \tag{2.12}$$

Όπου $x = \{x_r^T \ x_b^T\}^T$, με $x_r \in R^{n_r}$, $x_b \in \{0,1\}^{n_b}$ και $n=n_r+n_b$. Επίσης, $c \in R^n$, $G \in R^{m \times n}$, $h \in R^m$, $A \in R^{p \times n}$, και $b \in R^p$.

Πρέπει να σημειωθεί ότι παρά το γεγονός ότι η αντικειμενική συνάρτηση και οι συναρτήσεις περιορισμών είναι γραμμικές, το πρόβλημα (2.12) **δεν είναι κυρτό** εξαιτίας της παρουσίας του ακέραιου μέρους. Αυτό σημαίνει ότι η σημαντική ιδιότητα ενός κυρτού προβλήματος βελτιστοποίησης που αναφέραμε στην ενότητα 2.2.2 δεν εφαρμόζεται σε προβλήματα MILP, δηλαδή τα τοπικά βέλτιστα σημεία δεν είναι απαραίτητα και ολικά. Τέλος, ένα MILP πρόβλημα είναι NP-hard, δηλαδή ο χρόνος επίλυσης εξαρτάται εκθετικά από τον αριθμό των ακέραιων στοιχείων.

2.2.7 Mixed-Integer Τετραγωνικά προβλήματα – [MIQP]

Αν η μεταβλητή βελτιστοποίησης x του προβλήματος (2.12) περιέχει και συνεχές και ακέραιο κομμάτι τότε το πρόβλημα ονομάζεται mixed-integer quadratic program (MIQP) και είναι της μορφής:

$$\begin{aligned} & \text{minimize} && \frac{1}{2} x^T Q x + p^T x \\ & \text{subject to} && Gx \leq h \\ & && Ax = b, \end{aligned} \tag{2.13}$$

$$x_b \in \{0,1\}^{n_b}$$

Όπου $x = \{x_r^T \ x_b^T\}^T$, με $x_r \in R^{n_r}$, $x_b \in \{0,1\}^{n_b}$ και $n=n_r+n_b$. Επίσης, $Q \in S_+^n$, $p \in R^n$, $G \in R^{m \times n}$, $h \in R^m$, $A \in R^{p \times n}$, και $b \in R^p$.

Και σε αυτή την περίπτωση, το πρόβλημα (2.13) δεν είναι κυρτό εξαιτίας των ακέραιων μερών, και είναι NP-hard.

2.2.8 Προβλήματα τετραγωνικών περιορισμών - [QCP]

Στην περίπτωση που η συνάρτηση G των περιορισμών είναι τετραγωνική και όχι γραμμική, τότε το πρόβλημα είναι quadratically constrained program (QCP). Προφανώς σε όλες τις παραπάνω περιπτώσεις, αν υπάρχουν και τετραγωνικοί περιορισμοί, τα προβλήματα ανάγονται σε LQCP, MILQCP, QCP, MIQCP, MIQCQP.

Το πρόβλημα της εργασίας αυτής είναι ο συνδυασμός όλων των παραπάνω περιπτώσεων, δηλαδή **Mixed-Integer Quadratically constrained Quadratic Program (MIQCQP)**

2.3 Λογισμικό βελτιστοποίησης CPLEX και MATLAB

2.3.1 CPLEX

Όπως αναφέραμε ήδη, για την εύρεση της βέλτιστης λειτουργίας ενός δικτύου διανομής, απαιτείται η επίλυση ενός προβλήματος βελτιστοποίησης αρκετά πολύπλοκου, με πολύ μεγάλο αριθμό περιορισμών και μεταβλητών, με αποτέλεσμα να είναι αδύνατη η επίλυση του χωρίς τη χρήση υπολογιστικών μέσων.

Για τον λόγο αυτό οι διαχειριστές χρησιμοποιούν λογισμικά που υποστηρίζουν γλώσσα προγραμματισμού βελτιστοποίησης (OPL). Η γλώσσα προγραμματισμού OPL είναι μια γλώσσα που έχει σχεδιαστεί ειδικά για τη βελτιστοποίηση συνδυαστικών προβλημάτων. Ο σχεδιασμός του OPL παρακινήθηκε από την επιτυχή εφαρμογή γλωσσών προγραμματισμού, όπως AMPL και GAMS, στη μοντελοποίηση και επίλυση μαθηματικών προβλημάτων. Η γλώσσα OPL δίνει τη δυνατότητα στο χρήστη να μοντελοποιεί προβλήματα που παραδοσιακά εκφράζονται σε αλγεβρική γραφή με τη χρήση ισοδύναμων όρων υπολογιστή. Η γλώσσα OPL μέχρι στιγμής υποστηρίζεται μόνο από το λογισμικό IBM ILOG CPLEX Optimization Studio, το οποίο χρησιμοποιούμε στην συνέχεια για την επίλυση των προβλημάτων.

Το λογισμικό IBM ILOG CPLEX Optimization Studio (συχνά αναφέρεται ως CPLEX) είναι ένα πακέτο λογισμικού βελτιστοποίησης. Το CPLEX

Optimizer οφείλει την ονομασία του στην ονομασία της μεθόδου simplex, που εφαρμόζεται στη γλώσσα προγραμματισμού C, αν και σήμερα υποστηρίζει και άλλα είδη μαθηματικής βελτιστοποίησης και προσφέρει επιπλέον επιλογές εκτός από την χρήση της γλώσσας C. Το CPLEX αρχικά αναπτύχθηκε από τον Robert E. Bixby το 1988 από την εταιρία CPLEX Optimization Inc, η οποία εξαγοράστηκε από την ILOG το 1997. Στην συνέχεια η εταιρία ILOG εξαγοράστηκε από την IBM, τον Ιανουάριο του 2009. Το CPLEX συνεχίζει να αναπτύσσεται ενεργά από την εταιρία IBM.

Το IBM ILOG CPLEX Optimizer σχεδιάστηκε για να λύνει προβλήματα ακέрайου προγραμματισμού, μεγάλα προβλήματα γραμμικού προγραμματισμού με τη χρήση παραλλαγών της μεθόδου simplex ή της μεθόδου εμποδίων και εσωτερικών σημείων (Barrier and interior point methods), κυρτών και μη κυρτών συνόλου προβλημάτων τετραγωνικού προγραμματισμού, αλλά και κυρτών περιορισμένων τετραγωνικών προβλημάτων, τα οποία επιλύονται μέσω κωνικού προγραμματισμού δεύτερης τάξης, ή SOCP.

Το CPLEX Optimizer περιέχει ένα στρώμα που ονομάζεται Concert και δημιουργεί την συμβατότητα του λογισμικού με τις γλώσσες C ++, C # και Java. Παρέχεται επιπλέον μια διεπαφή σε γλώσσα Python που βασίζεται στη διασύνδεση της γλώσσας C. Επιπλέον, επιτρέπονται συνδέσεις στο Microsoft Excel και το MATLAB. Τέλος, παρέχεται ένα αυτόνομο διαδραστικό πρόγραμμα αποσφαλμάτωσης που έχει ως στόχο τον εντοπισμό σφαλμάτων. Το CPLEX Optimizer είναι προσβάσιμο μέσω ανεξάρτητων συστημάτων μοντελοποίησης όπως τα AIMMS, AMPL, GAMS, MPL, OpenOpt, OptimJ και TOMLAB.

Το CPLEX μπορεί να λύσει προβλήματα με γραμμικούς ή τετραγωνικούς περιορισμούς, όπου η αντικειμενική συνάρτηση είναι είτε γραμμική είτε κυρτή τετραγωνική, ενώ οι μεταβλητές βελτιστοποίησης μπορούν να είναι είτε συνεχείς, είτε ακέραιες. Στην ουσία το Cplex, «διαβάζει» από ένα αρχείο το πρόβλημα το οποίο πρέπει να έχει σχηματιστεί με συγκεκριμένη μορφή, λύνει το πρόβλημα, και επιστρέφει τα αποτελέσματα. Υπάρχει επίσης πληθώρα παραμέτρων σχετικά με τον τρόπο επίλυσης του προβλήματος.

Στην συγκεκριμένη εργασία χρησιμοποιήσαμε την διασύνδεση του CPLEX με MATLAB. Το MATLAB χρησιμοποιήθηκε για την κατάστρωση του προβλήματος (Inputs, καθορισμός εξισώσεων), την επιλογή παραμέτρων του CPLEX, και τον υπολογισμό διαφόρων μεγεθών που μας ενδιαφέρουν, ενώ το CPLEX αποκλειστικά για την επίλυση του προβλήματος βελτιστοποίησης.

2.3.2 MATLAB

Το MATLAB είναι ένα σύγχρονο ολοκληρωμένο μαθηματικό λογισμικό πακέτο που χρησιμοποιείται σε πανεπιστημιακά μαθήματα αλλά και σε

ερευνητικές και άλλες εφαρμογές με επιστημονικούς υπολογισμούς. Το όνομά του προέρχεται από τα αρχικά γράμματα των λέξεων MATtrix LABoratory, καθώς αποθηκεύει και κάνει τις πράξεις με βάση την άλγεβρα πινάκων. Η MATLAB είναι ένα διαδραστικό πρόγραμμα για αριθμητικούς υπολογισμούς με δυνατότητες προγραμματισμού, που το καθιστούν ένα ισχυρό και χρήσιμο εργαλείο στις μαθηματικές και φυσικές επιστήμες.

Όπως υποδηλώνεται και από το όνομά της, η MATLAB είναι σχεδιασμένη για υπολογισμούς με πίνακες, όπως η επίλυση γραμμικών συστημάτων, η εύρεση ιδιοτιμών και ιδιοδιανυσμάτων, η αντιστροφή τετραγωνικών πινάκων κ.α. Επιπλέον το πακέτο αυτό είναι εφοδιασμένο με πολλές επιλογές για την κατασκευή γραφικών παραστάσεων και περιλαμβάνει προγράμματα γραμμένα στη δική του γλώσσα προγραμματισμού για την επίλυση άλλων προβλημάτων όπως η εύρεση των ριζών μη γραμμικής εξίσωσης, η επίλυση μη γραμμικών συστημάτων, η επίλυση προβλημάτων αρχικών τιμών με συνήθεις διαφορικές εξισώσεις κ.α.

Η γλώσσα προγραμματισμού της MATLAB δίνει την ευχέρεια στο χρήστη να το επεκτείνει με δικά του προγράμματα. Αξίζει να σημειωθεί πως η MATLAB είναι σχεδιασμένη για την αριθμητική επίλυση προβλημάτων σε αριθμητική πεπερασμένης ακρίβειας (finite-precision arithmetic), δηλαδή δεν βρίσκει την ακριβή αλλά μια προσεγγιστική λύση ενός προβλήματος. Αυτή είναι και η βασική της διαφορά από τα συστήματα συμβολικών υπολογισμών όπως η Maple και το Mathematica.

Μερικά από τα κυριότερα χαρακτηριστικά της MATLAB είναι τα εξής:

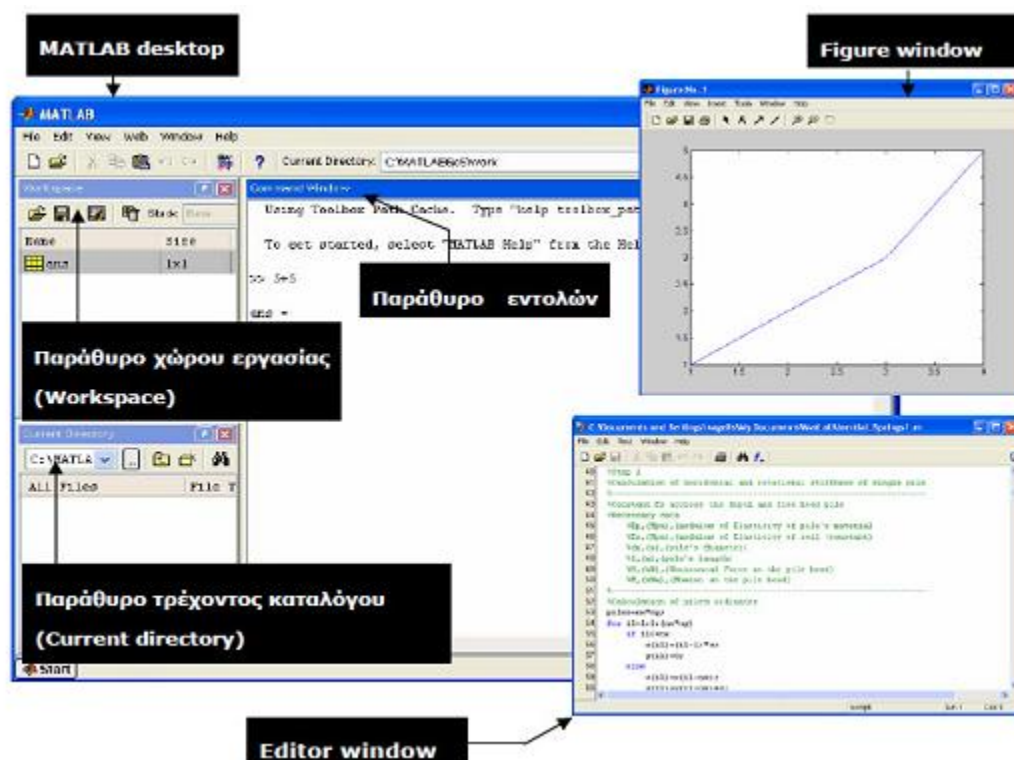
- Προγραμματισμός σε γλώσσα scripting που μοιάζει πολύ με τη γλώσσα C. Τα αρχεία script έχουν κατάληξη *.m.
- Δυνατότητα δημιουργίας αρχείων exe με χρήση compiler.
- Εύκολη διαχείριση πινάκων (matrices) και διανυσμάτων (vectors).
- Ολοκληρωμένο περιβάλλον editor/debugger (medit.exe). Καλείται από το κεντρικό παράθυρο της MATLAB όταν ανοίγεται ή δημιουργείται ένα νέο αρχείο, μπορεί όμως να εκτελεστεί και ως ανεξάρτητο πρόγραμμα.
- Ποικίλες δυνατότητες δημιουργίας γραφικών παραστάσεων 2 και 3 διαστάσεων εύκολα και γρήγορα. Προχωρημένες δυνατότητες όπως 3-D φωτισμός, αλλαγή οπτικής γωνίας, δημιουργία εικονοσειρών κ.α.
- Γραφικός προγραμματισμός. Δυνατότητα σχεδιασμού παραθύρων, κουμπιών, γραφικών μενού κ.α. Πλήρης γκάμα επιλογών για σχεδιασμό γραφικών διεπιφανειών χρήστη (Graphical User Interfaces) GUI.

- Εξαιρετικό εργαλείο βοήθειας Help. Το εργαλείο Help της MATLAB είναι πλήρες, λεπτομερές, εύχρηστο και εύκολο στην αναζήτηση της πληροφορίας που χρειάζεται ο χρήστης, ενώ περιέχει παραδείγματα και demos.

2.3.2.1 Το περιβάλλον της MATLAB

Η MATLAB υποστηρίζει όλα σχεδόν τα διαθέσιμα λειτουργικά συστήματα. Για την ανάπτυξη του λογισμικού της παρούσας εργασίας χρησιμοποιήθηκε η έκδοση R2010b σε περιβάλλον Windows 7 64bit. Εκτός από την πλατφόρμα των Windows, μπορεί να εφαρμοστεί και σε άλλες πλατφόρμες λειτουργικών συστημάτων, όπως το UNIX, Sun Solaris, Linux, και Mac OS 10.3.

Σε όλα λοιπόν τα παραπάνω συστήματα, η MATLAB λειτουργεί μέσω τριών βασικών παραθύρων, όπως φαίνεται στην Εικόνα 2.11.



Εικόνα 2.11 Το περιβάλλον της MATLAB

1.Επιφάνεια εργασίας της MATLAB(Matlab desktop)

Η επιφάνεια εργασίας της MATLAB είναι το παράθυρο το οποίο συναντά ο χρήστης με την εκκίνηση του προγράμματος, και αποτελείται από τα εξής επιμέρους υπο-παράθυρα.

- Παράθυρο εντολών (Command Window) : Αυτό είναι το βασικό παράθυρο. Χαρακτηρίζεται από το σύμβολο προτροπής (>>, MATLAB, command prompt). Το σύνολο των εντολών, συμπεριλαμβανομένων και των εντολών που αναπτύσσει ο ίδιος ο χρήστης, πληκτρολογούνται στο παράθυρο εντολών, πάντα με τη χρήση του συμβόλου προτροπής μπροστά από κάθε εντολή. Επίσης, στο τμήμα αυτό της επιφάνειας εργασίας της MATLAB, πραγματοποιείται η εισαγωγή των απαραίτητων δεδομένων για μια εφαρμογή, καθώς χρησιμεύει και για την εξαγωγή των επιζητούμενων αποτελεσμάτων.
- Παράθυρο τρέχοντος καταλόγου(Current Directory) : Είναι το σημείο της επιφάνειας εργασίας της MATLAB, όπου αναγράφονται το σύνολο των αρχείων, τα οποία είναι αποθηκευμένα στον τρέχοντα κατάλογο του συστήματος. Παρέχεται η δυνατότητα πλοήγησης μέσα σε αυτό, όπως επίσης με τη χρήση του ποντικιού είναι δυνατή η εκτέλεση διάφορων επιλογών, οι οποίες σχετίζονται με το αρχείο (μετονομασία αρχείου, διαγραφή αρχείου, εκτέλεση m-αρχείων).
- Παράθυρο χώρου εργασίας (Workspace) : Στο παράθυρο αυτό, απεικονίζονται όλες οι μεταβλητές οι οποίες εισάγονται και χρησιμοποιούνται στο παράθυρο εντολής. Παρέχονται, επίσης, πληροφορίες για το μέγεθος και τον τύπο της κάθε μεταβλητής. Ο χρήστης έχει τη δυνατότητα να δει την τιμή οποιασδήποτε μεταβλητής στο παράθυρο εντολών, πληκτρολογώντας απλώς το όνομά της. Στις τελευταίες εκδόσεις της MATLAB, προσφέρεται η δυνατότητα για κάθε μεταβλητή, η οποία καταγράφεται στο παράθυρο του χώρου εργασίας, να αναπαρίσταται και μέσω γραφήματος.
- Παράθυρο ιστορικού εντολών (Command History) : Το σύνολο των εντολών, οι οποίες πληκτρολογούνται στο παράθυρο εντολών, μετά από κάθε σύμβολο προτροπής, καταγράφονται στο παρόν παράθυρο ιστορικού εντολών. Στο παράθυρο αυτό υπάρχουν καταχωρημένες εντολές, οι οποίες έχουν εκτελεστεί στο πλαίσιο πολυσύνθετων τμημάτων, ακόμα και μέρες πριν από την τελευταία εισαγωγή στο σύστημα. Παρέχεται η δυνατότητα να επιλεγεί από αυτό το παράθυρο μια επιθυμητή εντολή και στη συνέχεια να εκτελεστεί στο παράθυρο εντολών, κάνοντας διπλό κλικ με το ποντίκι πάνω στην εντολή αυτή.

2. Παράθυρο γραφημάτων(Figure Window)

Το αποτέλεσμα από όλες τις σχετικές με τα γραφήματα εντολές, οι οποίες έχουν εκτελεστεί στο παράθυρο εντολών, παρέχονται από το παρόν, ξεχωριστό από τα υπόλοιπα, παράθυρο. Από το παράθυρο των γραφημάτων, είναι δυνατή η επεξεργασία και ο χειρισμός των γραφημάτων.

3. Παράθυρο σύνταξης(Editor Window)

Είναι το παράθυρο στο οποίο ο χρήστης μπορεί να αναπτύξει, να επεξεργαστεί, να αποθηκεύσει τα δικά του αρχεία εντολών. Αν και είναι δυνατό τα αρχεία αυτά να συνταχθούν μέσω των κλασσικών προγραμμάτων σύνταξης (text editors), η MATLAB προσφέρει το αντίστοιχο πρόγραμμα, το οποίο είναι ενσωματωμένο στο πακέτο του λογισμικού.

2.3.2.2 Προγραμματισμός στη MATLAB

Ένα ιδιαίτερο χαρακτηριστικό της MATLAB είναι η δυνατότητα της απλής προέκτασής της σε ποικίλες εφαρμογές, μέσω της σύνταξης από το χρήστη αυτόνομων κωδίκων και προγραμμάτων. Το λογισμικό προσφέρει στο χρήστη τη χρήση μιας ενσωματωμένης γλώσσας προγραμματισμού, η οποία διαθέτει κοινά χαρακτηριστικά με τη γλώσσα προγραμματισμού C. Μάλιστα, δεν είναι υπερβολικό να θεωρηθεί ότι η συγκεκριμένη γλώσσα προγραμματισμού της MATLAB ίσως είναι η καταλληλότερη και υψηλότερου επιπέδου για εφαρμογές μηχανικού, οι οποίες απαιτούν ισχυρά υπολογιστικά εργαλεία, κάτι το οποίο είναι δύσκολο να επιτευχθεί από τις κλασσικές γλώσσες προγραμματισμού.

Στη MATLAB ο χρήστης μπορεί να αναπτύξει κώδικα στα m-αρχεία(m-files). Τα m-αρχεία είναι τυπικά ASCII αρχεία κειμένου (text files), συνοδευόμενα από την προέκταση *.m στο όνομα του αρχείου και στα οποία γίνεται χρήση της γλώσσας προγραμματισμού του λογισμικού. Τα περισσότερα m-αρχεία είναι δυνατόν να ενεργοποιηθούν μέσω οποιουδήποτε προγράμματος επεξεργασίας κειμένου (editor or word processing application). Ένα τέτοιο πρόγραμμα διαθέτει και το παρόν λογισμικό. Υπάρχουν δύο είδη m-αρχείων. Τα αρχεία κειμένου(script files) και τα αρχεία συναρτήσεων(function files).

- αρχεία κειμένου (script files) : Τα αρχεία κειμένου αποτελούν ένα σύνολο εντολών της MATLAB. Τα αρχεία αυτά εκτελούνται μέσα από το παράθυρο εντολών, πληκτρολογώντας το όνομα του αρχείου, χωρίς την προέκταση *.m, δεξιά από το σύμβολο προτροπής. Όλη αυτή η διαδικασία είναι ισοδύναμη με την πληκτρολόγηση μιας προς μιας του συνόλου των εντολών, οι οποίες περιέχονται μέσα στο εν λόγω αρχείο

κειμένου, στο παράθυρο εντολών. Οι μεταβλητές, οι οποίες χρησιμοποιούνται μέσα στους κώδικες των αρχείων κειμένων έχουν καθολικό χαρακτήρα (global variables), με αποτέλεσμα να καταγράφονται στο πλαίσιο του παραθύρου του χώρου εργασίας, τόσο οι μεταβλητές, οι οποίες χρησιμοποιούνται ως δεδομένα του προβλήματος, όσο και αυτές, οι οποίες φέρουν τα αποτελέσματα. Τα αρχεία κειμένου είναι δυνατόν να περιέχουν αριθμούς, μεταβλητές, εντολές και συναρτήσεις είτε της ίδιας της MATLAB (ενσωματωμένες στο λογισμικό), είτε αναπτυγμένες από το χρήστη. Συμπερασματικά, τα αρχεία κειμένου είναι πολύ χρήσιμα στις περιπτώσεις, όπου ο χρήστης πρέπει να επαναλάβει μια συγκεκριμένη ροή εντολών και πράξεων αρκετές φορές και με διαφορετικές κάθε φορά τιμές για τα δεδομένα

- αρχεία συναρτήσεων (function files) : Τα αρχεία συναρτήσεων αποτελούν τη δεύτερη κατηγορία των m-αρχείων και η κύρια διαφορά τους από τα αρχεία κειμένου είναι ότι οι μεταβλητές είναι τοπικής εμβέλειας (local variables), δηλαδή μια μεταβλητή σε ένα αρχείο συνάρτησης δεν μπορεί να επηρεαστεί από διαδικασίες εκτός του συγκεκριμένου αρχείου. Ακόμα, μπορούν να δεχτούν δεδομένα ως ορίσματα και να επιστρέφουν αποτελέσματα. Είναι ουσιαστικά σαν τις υπορουτίνες, οι οποίες δημιουργούνται στα πλαίσια των γνωστών γλωσσών προγραμματισμού, όπως η Fortran, η Visual Basic και η C. Ένα αρχείο συνάρτησης πρέπει οπωσδήποτε να ξεκινά με τη γραμμή, όπου ορίζεται η συνάρτηση και όπου καταγράφονται αναλυτικά οι μεταβλητές εισαγωγής και εξαγωγής των αποτελεσμάτων. Η σύνταξη, δηλαδή, είναι η εξής:

`function[output variables]=function_name(input variables)`

Ο προγραμματισμός στη MATLAB περιλαμβάνει τη χρήση αριθμών, μεταβλητών, εντολών και συναρτήσεων, σχεσιακών και λογικών τελεστών, που οργανώνονται από τις τέσσερις δομές ελέγχου ροής (flow control structures) οι οποίες είναι οι εξής:

- βρόχοι for (for loops)
- βρόχοι while (while loops)
- εντολή if (if statement)
- εντολή switch (switch statement)

Στην Εικόνα 2.12 παρουσιάζεται ένα παράδειγμα προγραμματισμού σε MATLAB. Συγκεκριμένα το συγκεκριμένο μέρος κώδικα, είναι ένα αρχείο κειμένου, και μπορεί να επεξεργαστεί μέσω MATLAB αλλά και κοινών text editors.

```

15533 %in γραμμή
15534 for i11=1:24:ng(1,1)*24%στοιχείο που θα συμπληρωθεί στις υπό της 3ης γραμμής
15535 %test=Hprol(i,11)/0.2625*1/Von*Ymax;
15536 Hprol(i,11)=(i1-VAR(1,1)-ng(1,2)*24-1)*Hprol(i,11)*qqqq; %...Qq
15537 Hprol(i,11)=(i1-VAR(1,1)-ng(1,2)*24-1)*(ng(1,1)+2)*24=-Hprol(i,11)*pppp; %...Pqo
15538 end
15539 %in γραμμή
15540 for i11=(ng(1,1)+2+ng(1,1))*24+1:24:(ng(1,1)+2+ng(1,1)+nator(1,1))*24%στοιχείο που θα συμπληρωθεί στις υπό της 3ης γραμμής
15541 Hprol(i,11)=(i1-VAR(1,1)-ng(1,2)*24-1)*Hprol(i,11)*pppp; %...Pqo
15542 Hprol(i,11)=(i1-VAR(1,1)-ng(1,2)*24-1)*nator(1,1)*qqqq; %...Qqo
15543 end
15544 for i11=(ng(1,1)+2+ng(1,1)+2*nator(1,1)+4)*24+1:24:(ng(1,1)+2+ng(1,1)+2*nator(1,1)+4+1)*24%στοιχείο που θα συμπληρωθεί στις υπό της 3ης γραμμής
15545 Hprol(i,11)=(i1-VAR(1,1)-ng(1,2)*24-1)*Hprol(i,11)*qqqq; %...Qq
15546 end
15547 %in γραμμή
15548 for i11=startVAR(1,3)+1:24:startVAR(1,3)+ng(1,3)*24%στοιχείο που θα συμπληρωθεί στις υπό της 3ης γραμμής
15549 %test=Hprol(i,11)/0.2625*1/Von*Ymax;
15550 Hprol(i,11)=(i1-VAR(1,1)-ng(1,2)*24-1)*Hprol(i,11)*qqqq; %...Qq
15551 Hprol(i,11)=(i1-VAR(1,1)-ng(1,2)*24-1)*(ng(1,3)+2)*24=-Hprol(i,11)*pppp; %...Pqo
15552 end
15553 %in γραμμή
15554 for i11=startVAR(1,3)+(ng(1,3)+2+ng(1,3))*24+1:24:startVAR(1,3)+(ng(1,3)+2+ng(1,3)+nator(1,3))*24%στοιχείο που θα συμπληρωθεί στις υπό της 3ης γραμμής
15555 Hprol(i,11)=(i1-VAR(1,1)-ng(1,2)*24-1)*Hprol(i,11)*pppp; %...Pqo
15556 Hprol(i,11)=(i1-VAR(1,1)-ng(1,2)*24-1)*nator(1,3)*24=-Hprol(i,11)*qqqq; %...Qqo
15557 end
15558 %in γραμμή
15559 for i11=startVAR(1,4)+1:24:startVAR(1,4)+ng(1,4)*24%στοιχείο που θα συμπληρωθεί στις υπό της 4ης γραμμής
15560 %test=Hprol(i,11)/0.2625*1/Von*Ymax;
15561 Hprol(i,11)=(i1-VAR(1,1)-ng(1,2)*24-1)*Hprol(i,11)*qqqq; %...Qq
15562 Hprol(i,11)=(i1-VAR(1,1)-ng(1,2)*24-1)*(ng(1,4)+2)*24=-Hprol(i,11)*pppp; %...Pqo
15563 end
15564 %in γραμμή
15565 for i11=startVAR(1,4)+(ng(1,4)+2+ng(1,4))*24+1:24:startVAR(1,4)+(ng(1,4)+2+ng(1,4)+nator(1,4))*24%στοιχείο που θα συμπληρωθεί στις υπό της 4ης γραμμής
15566 Hprol(i,11)=(i1-VAR(1,1)-ng(1,2)*24-1)*Hprol(i,11)*pppp; %...Pqo
15567 Hprol(i,11)=(i1-VAR(1,1)-ng(1,2)*24-1)*nator(1,4)*24=-Hprol(i,11)*qqqq; %...Qqo
15568 end
15569 %in γραμμή
15570 for i11=startVAR(1,4)+(ng(1,4)+2+ng(1,4)+2*nator(1,4)+6)*24+1:24:startVAR(1,4)+(ng(1,4)+2+ng(1,4)+2*nator(1,4)+6+1)*24%στοιχείο που θα συμπληρωθεί στις υπό της 4ης γραμμής
15571 Hprol(i,11)=(i1-VAR(1,1)-ng(1,2)*24-1)*Hprol(i,11)*qqqq; %...Qq
15572 end
% end

```

Εικόνα 2.12 Κομμάτι Κώδικα MATLAB

3 Ανασκόπηση βιβλιογραφίας

Το παρόν κεφάλαιο χωρίζεται σε δύο ενότητες. Στην πρώτη θα παρατεθεί η βιβλιογραφική ανασκόπηση σχετικά με το αντικείμενο της παρούσας εργασίας, θα γίνει δηλαδή αναφορά στην ανάλυση που έχει γίνει μέχρι και σήμερα. Στην συνέχεια, στην δεύτερη ενότητα, θα εξηγηθεί εν συντομία ο λόγος ύπαρξης των διαφόρων αντικειμενικών συναρτήσεων.

3.1 Βιβλιογραφική ανασκόπηση

Οι Tengku Juhana et al. από το πανεπιστήμιο της Μαλαισίας[11] αναφέρουν πως τα δίκτυα διανομής βρίσκονται σε κατάσταση μετάβασης από παθητικά σε ενεργητικά, εξαιτίας της υψηλής διεσπαρμένης παραγωγής, και το σημαντικότερο ζήτημα είναι να διατηρηθούν τα επίπεδα της τάσης σε επιτρεπτά όρια. Επίσης διευκρινίζουν ότι υπάρχουν 3 διαφορετικά είδη ελέγχου των δικτύων για την επίτευξη του στόχου αυτού, ο κεντρικός-συντονισμένος έλεγχος, ο ήμι-συντονισμένος, και ο αποκεντρωμένος-τοπικός έλεγχος.

Στην [26] ένα ενεργητικό δίκτυο διανομής ορίζεται ως ένα νέο σύστημα το οποίο κατέχει συστήματα ελέγχου και επικοινωνίας τέτοια ώστε ο διαχειριστής του συστήματος να μπορεί να έχει συνολική εποπτεία του συστήματος και να μπορεί να ελέγχει συντονισμένα όλες τις συσκευές σε αυτό.

Ο κεντρικός-συντονισμένος έλεγχος παρέχει έλεγχο της τάσης από τον υποσταθμό σε όλο το υπόλοιπο δίκτυο, χρησιμοποιώντας ευρύ φάσμα επικοινωνιών για τον συντονισμό διαφορετικών συσκευών όπως τα ΣΑΤΥΦ οι ρυθμιστές τάσης κλπ ενώ το κόστος είναι υψηλό. Αντιθέτως, οι ημι-συντονισμένοι και αποκεντρωμένοι έλεγχοι, πρέπει να έχουν την δυνατότητα να ελέγχουν τις διάφορες συσκευές όπως και τις μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής τοπικά. Στην βιβλιογραφία προτείνονται διάφοροι τρόποι για την βελτίωση της τάσης με την παρουσία διεσπαρμένης παραγωγής[27][28][29].

Οι Zhaoyu Wang, Hao Chen και Jianhui Wang στην δημοσίευσή τους[30] προτείνουν έναν υβριδικό έλεγχο τάσης/άεργου ισχύος συγκεκριμένα για δίκτυα διανομής με υψηλή διείσδυση φωτοβολταϊκής διεσπαρμένης παραγωγής. Η λειτουργία του αποτελείται από δύο βρόγχους ελέγχου:

- Τον συντονισμένο κλασσικό έλεγχο όπου καθορίζονται οι ωριαίες τιμές για τον μετασχηματιστή ΣΑΤΥΦ, τους πυκνωτές, καθώς και τα SVCs (static var compensators) βασισμένες στις προβλέψεις για το φορτίο και την φωτοβολταϊκή παραγωγή με στόχο την μείωση της διακύμανσης της τάσης και των ενεργών απωλειών.
- Τον τοπικό, μη συγκεντρωμένο έλεγχο, κατά την διάρκεια συννεφιάς, όπου εφαρμόζεται όταν παρατηρηθούν μεγάλες διακυμάνσεις στην παραγωγή από τα φωτοβολταϊκά. Κατά τον έλεγχο αυτό, όλοι οι SVCs

και οι πυκνωτές γίνονται αυτό-ελεγχόμενοι και λειτουργούν με βάση τοπικές μετρήσεις με μοναδικό σκοπό την μείωση της διακύμανσης των τάσεων. Πρώτα λειτουργούν οι SVCs για να κάνουν το προφίλ της τάσης “flat”, ενώ αν αποτύχουν, οι πυκνωτές θα αρχίσουν να παρέχουν άεργο ισχύ

Στην [31] παρουσιάζεται ένας προσαρμοσμένος αλγόριθμος ελέγχου ο οποίος έχει σχεδιαστεί για να ισορροπεί την ανάγκη για ποιότητα ισχύος, δηλαδή έλεγχο της τάσης με την επιθυμία για ελαχιστοποίηση των απωλειών. Στην ουσία υπάρχει ένα όριο, το οποίο ορίζει κατά πόσο η αντικειμενική συνάρτηση θα ελαχιστοποιεί τις απώλειες ή την διακύμανση της τάσης, ανάλογα με την τιμή της τάσης σε κάθε κόμβο. Έτσι, όταν η τάση όλων των κόμβων βρίσκεται μέσα στο προκαθορισμένο όριο, ο αλγόριθμος έχει μοναδικό σκοπό την μείωση των απωλειών, ενώ όταν το ξεπεράσει, ο αλγόριθμος αυτόματα αλλάζει λειτουργία και έχει ως μοναδική αντικειμενική συνάρτηση την ρύθμιση της τάσης.

Οι Kojovic και Arden στην [32] αναφέρονται σε έναν κεντρικό έλεγχο για δίκτυα διανομής, χρησιμοποιώντας το Yukon system. Ανά ορισμένα χρονικά διαστήματα, παίρνονται μετρήσεις τάσης, άεργου ισχύος και συντελεστή ισχύος, όπου υπάρχουν αισθητήρες στο δίκτυο, και το σύστημα ελέγχει διάφορους συνδυασμούς λειτουργίας των πυκνωτών, Ρυθμιστών τάσης και ΣΑΤΥΦ, με σκοπό να βρει τον βέλτιστο συνδυασμό για την ελαχιστοποίηση του κόστους και της απόκλισης των τιμών των τάσεων και των συντελεστών ισχύος από τις προκαθορισμένες. Στην αρχή κάθε περιόδου ελέγχου, το σύστημα ελέγχει κατά πόσο μια αλλαγή στους πυκνωτές βελτιώνει την λειτουργία του δικτύου (επικεντρώνεται στο “flatness” του προφίλ της τάσης, και όχι στην τιμή της) και αν βρεθεί τότε δίνεται εντολή να συμβεί. Στην συνέχεια ελέγχει αν η τάση κάποιου κόμβου είναι πολύ υψηλή ή πολύ χαμηλή και δίνει εντολή στο ΣΑΤΥΦ ή τους ρυθμιστές τάσης να το διορθώσουν. Αν όλες οι τάσεις είναι εντός ορίων, δίνεται εντολή να μειωθούν ΣΑΤΥΦ και ρυθμιστές τάσης με την προϋπόθεση να συνεχίζουν να βρίσκονται εντός ορίων.

Η δυνατότητα ελαχιστοποίησης των απωλειών και ρύθμισης της τάσης μέσω ελέγχου της άεργου ισχύος σε δίκτυα διανομής με σημαντικά επίπεδα φωτοβολταϊκής παραγωγής παρουσιάζεται στην [33]. Χρησιμοποιείται ένα ακτινικό δίκτυο με ενεργά και άεργα φορτία ενώ οι αντιστροφείς των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής έχουν την δυνατότητα άεργου ισχύος παραγωγής και απορρόφησης, και ο στόχος είναι να βρεθεί η βέλτιστη λειτουργία κάθε αντιστροφέα για να διατηρηθούν οι τάσεις εντός επιτρεπτών ορίων και να ελαχιστοποιηθούν οι απώλειες.

Στην δημοσίευση [34] παρουσιάζεται μια λίστα με όλους τους πιθανούς τρόπους που μπορούν να χρησιμοποιηθούν για την επίλυση του προβλήματος βέλτιστης ροής ισχύος. Στο τέλος της δημοσίευσης εμφανίζεται ο παρακάτω συγκεντρωτικός πίνακας:

Objective function to be optimized	Suitable method(s)	Reason to use that method
Economic dispatch	LP, NR	Fast methods
Economic dispatch with non-smooth cost function	AI	Non-linear problem
Economic – Emission dispatch	Fuzzy	Suitable for conflicting objectives
Reactive power optimization	NLP, QP,IP,AI	Accurate methods
Optimal location of FACTS device	AI	Multiobjective nonlinear problem
Social welfare	QP, AI	---Do---
Congestion management	AI	---Do----
Security constrained	NLP, IP	Stable convergence

Πίνακας 3.1 Λίστα μεθόδων βελτιστοποίησης

Στο [35] αναφέρεται ο όρος smart grids και εξηγούνται τα πλεονεκτήματα τους καθώς και ο ορισμός του. Παρουσιάζονται τρεις διαφορετικές προσεγγίσεις ελέγχου που έχουν οι εταιρείες ηλεκτρισμού σχετικά με τον όρο smart grids και το προφίλ της τάσης. Ο πρώτος είναι ο Voltage and Var Control δηλαδή η βέλτιστη λειτουργία των ΣΑΤΥΦ, ρυθμιστών τάσης και πυκνωτών για την βελτιστοποίηση των τάσεων και του συντελεστή ισχύος, ο δεύτερος είναι η καθαρά βελτιστοποίηση των τάσεων, ενώ ο τρίτος ονομάζεται Conservation Voltage Reduction (CVR) και έχει ως σκοπό την ελαχιστοποίηση των τιμών των τάσεων, που όμως να βρίσκονται μέσα στα επιτρεπτά όρια.

Σχετικά με τον τελευταίο τρόπο, η λογική πίσω από αυτόν είναι ότι μικρές μειώσεις στην τιμή των τάσεων των καταναλωτών, οδηγεί σε μείωση της τελικής ενέργειας που καταναλώνουν. Βέβαια αυτό ισχύει μόνο όταν η

πλειονότητα των φορτίων είναι σταθερής αντίστασης, καθώς σε αυτή και μόνο αυτή την περίπτωση, η μείωση της τάσης οδηγεί σε ίδια μείωση του ρεύματος, άρα και η τελική κατανάλωση θα μειωθεί.

Ένας νέος τρόπος κεντρικής ρύθμισης της τάσης εξετάζεται στην [36] όπου το σχήμα ελέγχου περιλαμβάνει τον συντονισμό μεταξύ STATCOM, πυκνωτών και ΣΑΤΥΦ. Με τον προτεινόμενο τρόπο, γίνεται εφικτή η διατήρηση των τάσεων στα επιτρεπτά όρια και κρατώντας στο STATCOM άεργο ισχύ σε εφεδρεία μπορούν να αντιμετωπιστούν επείγοντες καταστάσεις.

Η [37] δημοσίευση αποτελεί μια συγκεντρωτική παρουσίαση των μεθόδων ρύθμισης τάσης, συντονισμένου και αποκεντρωμένου ελέγχου, με και χωρίς μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής εισαγμένες στο σύστημα ελέγχου και εμφανίζει τις διαφορές τους. Αναφέρεται πως η ρύθμιση της τάσης στα **δίκτυα μεταφοράς** διαχωρίζεται σε 3 ιεραρχικά επίπεδα, το πρωτεύον, το δευτερεύον, και το διορθωτικό. Κατά το πρώτο επίπεδο, ελέγχονται οι ρυθμιστές τάσης, κατά το δεύτερο το ΣΑΤΥΦ και οι συσκευές παροχής άεργου ισχύος, ενώ στο τελικό στάδιο γίνεται ένας συντονισμός του πρώτου και δεύτερου επιπέδου, με τις στιγμιαίες μετρήσεις.

Ωστόσο, μέχρι πριν κάποια χρόνια στα δίκτυα διανομής, συνήθως μόνο το ΣΑΤΥΦ και οι πυκνωτές βοηθούν στην βελτίωση των τάσεων και μάλιστα λειτουργούσαν τοπικά. Εξετάζονται διάφορα δίκτυα διανομής με διαφορετικούς τρόπους ελέγχου και το συμπέρασμα είναι ότι η εισαγωγή των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής στο σύστημα ελέγχου καθώς και ο κεντρικός έλεγχος οδηγεί σε μείωση των απωλειών, καλύτερο προφίλ τάσης καθώς και μείωση των αλλαγών λήψεων του ΣΑΤΥΦ.

Η βιβλιογραφία γύρω από αυτό το θέμα είναι πολύ μεγάλη, και ακολουθεί τμήμα αυτής σε περίπτωση που ο αναγνώστης επιθυμεί περαιτέρω πληροφορίες [38-92].

3.2 Πλεονεκτήματα αντικειμενικών συναρτήσεων

Η πολυαντικειμενική συνάρτηση που μπορεί να επιλύσει ο συγκεκριμένος αλγόριθμος, και συγκεκριμένα να ελαχιστοποιήσει, αποτελείται από 8 διαφορετικές συναρτήσεις. Στην εργασία αυτή έχουν ενσωματωθεί όλες οι συναρτήσεις που αναφέρονται στην βιβλιογραφία, καθώς και κάποιες που δεν είχαν εμφανιστεί, καθιστώντας τον αλγόριθμο που έχει αναπτυχθεί ένα πολύ συγκεντρωτικό εργαλείο. Σε αυτήν την υποενότητα, θα αναλυθούν τα πλεονεκτήματα που προσδίδει η κάθε μία στο γενικότερο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας.

Απόκλιση της τάσης κάθε κόμβου και κάθε ώρα από την ονομαστική τιμή

$$o.f_1 = \sum_{i=1}^{24} \sum_{j=1}^{total\ nodes} (V_{j,i} - V_{nom})^2$$

Η συνάρτηση αυτή αποτελεί τον βασικό σκοπό του αλγορίθμου που αναπτύχθηκε στην συγκεκριμένη εργασία, ο οποίος είναι η ρύθμιση της τάσης σε όλους τους κόμβους του δικτύου. Ο λόγος που χρειάζεται η ρύθμιση της τάσης, εκτός του να είναι εντός ορίων, είναι η ποιότητα ισχύος που φτάνει στους τελικούς καταναλωτές. Οι τελικές συσκευές καταπονούνται και μειώνεται ο χρόνος ζωής τους, σε περίπτωση που η τάση τροφοδοσίας τους απέχει αρκετά από την ονομαστική. Ιδανικά θα έπρεπε σε όλους τους τελικούς καταναλωτές, η εταιρία παροχής ηλεκτρισμού να φροντίζει να τους παρέχει τάση ίση με την ονομαστική, και κατά μεγάλο ποσοστό ο συντονισμένος έλεγχος μπορεί να το επιτύχει.

Ενεργές απώλειες (Γραμμής και ΜΣ)

$$o.f_2 = \sum_{i=1}^{n_{lines}} P_{losses,i} + P_{losses,ΜΣ}$$

Η δεύτερη σημαντικότερη αντικειμενική συνάρτηση του αλγορίθμου είναι η ελαχιστοποίηση των ενεργών απωλειών κατά μήκος των γραμμών και του ΜΣ. Ο λόγος είναι κυρίως οικονομικός, καθώς λιγότερες απώλειες οδηγούν σε μείωση της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, ενώ επίσης η πτώση τάσης κατά μήκος της γραμμής που σχετίζεται με τις απώλειες μειώνεται επίσης, βοηθώντας έτσι το έργο της ρύθμισης της τάσης.

Περιοπές ενεργού ισχύος από τις μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής

$$o.f_3 = \sum_{j=1}^{total\ DG} P_{Gcurt_j}$$

Ο αλγόριθμος αρχικά δεν επέτρεπε τις περιοπές ενεργού ισχύος στις μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής, καθώς αυτό θα σήμαινε κατακόρυφη μείωση του οικονομικού οφέλους των παραγωγών. Με την ένταξη της συνάρτησης αυτής στο μείγμα αντικειμενικών συναρτήσεων, σε συνδυασμό με το άνω όριο περιοπών της κάθε μονάδας διεσπαρμένης παραγωγής, ο χρήστης είναι δυνατόν να «θυσιάσει» οικονομικό όφελος από τους παραγωγούς για να κερδίσει σε άλλους τομείς όπως η ρύθμιση της τάσης.

Χρειάζεται προσοχή η χρήση της συγκεκριμένης συνάρτησης, καθώς θα πρέπει να δίνεται η δυνατότητα περιοπής μόνο για οριακές περιπτώσεις καθώς σε διαφορετική περίπτωση μπορούμε να έχουμε απρόοπτα

αποτελέσματα όπως περικοπή 10 MWh από τους παραγωγούς για μείωση μίας MWh απωλειών.

Αλλαγές στις λήψεις του ΣΑΤΥΦ στον ΜΣ

$$o.f_4 = \sum_{i=1}^{23} |tap_{i+1} - tap_i|$$

Οι εταιρίες ηλεκτρισμού που έχουν υπό την εποπτεία τους μετασχηματιστές, προσπαθούν να τους παρέχουν τέτοιες ρυθμίσεις ώστε οι αλλαγές στις λήψεις τους να μην είναι συχνές καθώς καταπονούνται τα μηχανικά τους μέρη. Συγκεκριμένα, κατά τον έλεγχο τους, αν παρατηρηθεί ότι ο μέσος ημερήσιος αριθμός αλλαγών κάποιου μετασχηματιστή είναι πάνω από κάποιο όριο, οι ρυθμίσεις του αλλάζουν για να μειωθεί. Έτσι, η ένταξη της αντικειμενικής αυτής συνάρτησης στην ολική συνάρτηση βελτιστοποίησης, έστω και με πολύ μικρό βάρος, μπορεί να αποτρέψει ανούσιες αλλαγές στις λήψεις του μετασχηματιστή.

Αλλαγές στην ζεύξη/απόζευξη του πυκνωτή στην γραμμή

$$o.f_5 = \sum_{i=1}^{23} |bank_{i+1} - bank_i|$$

Αντίστοιχα με τον μετασχηματιστή, η ελαχιστοποίηση των ζεύξεων των πυκνωτών, έχει ως αποτέλεσμα η συντήρησή τους να γίνεται σε αραιότερα χρονικά διαστήματα, καθώς η καταπόνησή τους μειώνεται.

Άεργος ισχύς που παράγεται ή καταναλώνεται από τις μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής

$$o.f_6 = \sum_{i=1}^{24} \sum_{j=1}^{n_{DGtotal}} Qg_{i,j}^2$$

Ο χρήστης μπορεί χρησιμοποιώντας αυτήν την συνάρτηση για συγκεκριμένες μονάδες παραγωγής, να δώσει προτεραιότητα για παραγωγή ή κατανάλωση άεργου ισχύος στις υπόλοιπες. Χρήσιμη μπορεί ακόμα να φανεί σε περιπτώσεις περιορισμού του συντελεστή ισχύος κάθε μονάδας, ενώ επίσης όταν η παραγωγή άεργου ισχύος συνδέεται με επιπλέον κόστος για τους παραγωγούς ή τον διαχειριστή, είναι λογική η ύπαρξη της συνάρτησης αυτής για την μείωση του συνολικού κόστους.

Άεργος ισχύς που διαρρέει τον ΜΣ ΥΤ/ΜΤ

$$o.f_7 = \sum_{i=1}^{24} Qflow_{MS}^2$$

Η μείωση της άεργου ισχύος που διαπερνάει τον μετασχηματιστή μπορεί να επιτευχθεί εισάγοντας την συνάρτηση αυτή στο γενικό μείγμα αντικειμενικών συναρτήσεων, και στην ουσία πραγματοποιείται μέσω της τοπικής παραγωγής άεργου ισχύος από τους πυκνωτές, τις μονάδες αποθήκευσης ή τις μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής στα σημεία όπου ζητείται, χωρίς να χρειάζεται έτσι να διαρρέει όλο το δίκτυο.

Συγκεκριμένα, η μείωση της άεργου ισχύος στον μετασχηματιστή, λύνει τα προβλήματα πτώσης τάσης που θα υπήρχαν στο δίκτυο μεταφοράς από την ανάγκη μεταφοράς άεργου ισχύος προς ή από τα δίκτυα διανομής, όπως και τις απώλειες που σχετίζονται με την άεργο ισχύ στις μεγάλους μήκους γραμμές μεταφοράς.

Επίσης, συμβάλλει στην αύξηση του ορίου ευστάθειας μεταβατικής κατάστασης του συστήματος, καθώς και στην μείωση της καταπόνησης των τυλιγμάτων του μετασχηματιστή από την άεργο ισχύ.[38]

Αλλαγές στις λήψεις κάθε Ρυθμιστή Τάσης VR

$$o.f_8 = \sum_{j=1}^{n_{VR,total}} \sum_{i=1}^{23} |TAP_VRj_{i+1} - TAP_VRj_i|$$

Κατ' αντιστοιχία με το ΣΑΤΥΦ, οι ρυθμιστές τάσης είναι αυτομετασχηματιστές, και οι αλλαγές στις λήψεις τους, τους καταπονούν μηχανικά. Η χρήση της συνάρτησης αυτής με μικρό βάρος, μπορεί να αποτρέψει αχρείαστες αλλαγές στις λήψεις τους.

4 Ανάλυση μοντέλου

Υπάρχουν πολλοί τρόποι επίλυσης ενός προβλήματος βελτιστοποίησης όπως οι γενετικοί και οι ευριστικοί αλγόριθμοι, στοχαστικές διαδικασίες και άλλοι. Ωστόσο, αντικείμενο της εργασίας αυτής είναι η ανάπτυξη του μοντέλου των δικτύων και της βελτιστοποίησης αυτών, και όχι ο μαθηματικός τρόπος της βελτιστοποίησης.

Έτσι η μοντελοποίηση των εξισώσεων και του μοντέλου γίνεται με την βοήθεια του MATLAB ενώ η βελτιστοποίηση αυτή καθ' αυτή, με την χρήση του CPLEX.

4.1 Ανασκόπηση μοντέλου

Στην συγκεκριμένη ενότητα, θα αναφερθούν περιληπτικά οι λεπτομέρειες του προβλήματος βελτιστοποίησης, και οι δυνατότητες του.

Η **μεταβλητή-διάνυσμα βελτιστοποίησης x** περιέχει όλες τις μεταβλητές για τις οποίες ο αλγόριθμος επιλέγει τιμές, για να φτάσει στην βέλτιστη λύση. Ο αριθμός των μεταβλητών αλλάζει από δίκτυο σε δίκτυο, αναλόγως τις γραμμές και τα στοιχεία της κάθε γραμμής. Συγκεκριμένα:

ΜΕΓΕΘΟΣ ΜΕΤΑΒΛΗΤΗΣ	ΕΠΕΞΗΓΗΣΗ
Qg: $24 \cdot \sum_{i=1}^{n_{lines}} n_{DG,i}$ Για κάθε DG,κάθε γραμμής για κάθε ώρα	Αντιπροσωπεύει την τιμή της άεργου ισχύος που παράγουν (θετική τιμή)/ απορροφούν (αρνητική τιμή) οι αντιστροφείς των DG.
Tap: 24	Η τιμή που παίρνει η λήψη του ΣΑΤΥΦ κάθε ώρα.
Bank: 24	Ορίζει το αν είναι συνδεδεμένος ο πυκνωτής στον ζυγό (0=όχι, 1=ναι)
Pgcurt: $24 \cdot \sum_{i=1}^{n_{lines}} n_{DG,i}$ Για κάθε DG,κάθε γραμμής κάθε ώρα	Αντιπροσωπεύει την περικοπή ενεργού ισχύος για κάθε DG
Pstor: $24 \cdot \sum_{i=1}^{n_{lines}} n_{Store,i}$ Για κάθε συσκευή αποθήκευσης ,κάθε γραμμής για κάθε ώρα	Αντιπροσωπεύει την τιμή της ενεργού ισχύος που προσφέρουν (θετική τιμή)/ απορροφούν (αρνητική τιμή) οι αντιστροφείς των αποθηκευτικών μονάδων.
Qstor: $24 \cdot \sum_{i=1}^{n_{lines}} n_{Store,i}$ Για κάθε συσκευή αποθήκευσης ,κάθε γραμμής για κάθε ώρα	Αντιπροσωπεύει την τιμή της άεργου ισχύος που προσφέρουν (θετική τιμή)/ απορροφούν (αρνητική τιμή) οι αντιστροφείς των αποθηκευτικών μονάδων
Zsin: 24	Βοηθητικές μεταβλητές για την

Zplin: 24	μοντελοποίηση των αλλαγών του ΣΑΤΥΦ
Zbanksin: 24	Βοηθητικές μεταβλητές για την μοντελοποίηση των αλλαγών του πυκνωτή στον ζυγό
Zbankplin: 24	
Bank_feeder: 24*n_lines	Ορίζει το αν είναι συνδεδεμένος ο πυκνωτής κατά μήκος της γραμμής (0=όχι, 1=ναι)
Zbank_feedersin: 24*n_lines	Βοηθητικές μεταβλητές για την μοντελοποίηση των αλλαγών του πυκνωτή κατά μήκος της γραμμής
Zbank_feederplin: 24*n_lines	
Zbank_feederZZ: 24*n_lines	
Tap_VR: 24·∑ _{i=1} ^{n_lines} n _{VR,i} Για κάθε ρυθμιστή τάσης ,κάθε γραμμής για κάθε ώρα	Η τιμή που παίρνει η λήψη κάθε ρυθμιστή τάσης
Ztap_VRsin: 24·∑ _{i=1} ^{n_lines} n _{VR,i}	Βοηθητικές μεταβλητές για την μοντελοποίηση των αλλαγών των ρυθμιστών τάσης
Ztap_VRplin: 24·∑ _{i=1} ^{n_lines} n _{VR,i}	
Συνολικός αριθμός μεταβλητών:	
24·(6+4·n_lines+3·n _{VR,total} +2·n _{DG,total} +2·n _{Store,total})	

Πίνακας 4.1 Μεταβλητές του προβλήματος

Για κάθε μεταβλητή του διανύσματος βελτιστοποίησης, ορίζονται άνω και κάτω όρια.

Παρακάτω φαίνονται οι όροι των πινάκων lb (lower bound) και ub (upper bound).

Μεταβλητή	Lower bound	Upper bound
Qg:	Για τα πάνω και κάτω όρια για την άεργο ισχύ των DG ο αλγόριθμος λαμβάνει υπόψη του την επιλογή του χρήστη σχετικά με τον τρόπο ελέγχου του. Συγκεκριμένα: Το κάτω και άνω όριο της άεργου ισχύος κάθε DG βρίσκεται από τις γραμμικές εξίσωση $Q_g \geq -\tan(\arccos(SI_{operations_epag})) \cdot P_G$ $Q_g \leq \tan(\arccos(SI_{operations_xwrit})) \cdot P_G$ αντίστοιχα, για κάθε DG, όπου P_g η καμπύλη προβλεπόμενης παραγωγής κάθε DG. Περιορίζει δηλαδή την άεργο ισχύ, έτσι ώστε κάθε ώρα, ανεξάρτητα την παραγωγή ενεργού ισχύος, ο συντελεστής ισχύος, να μην ξεπερνάει κάποιον αριθμό ο οποίος δίνεται ως input(διαφορετικός για χωρητική/επαγωγική λειτουργία). Ο χρήστης επίσης, εισάγει ένα ποσοστό παραγωγής και έναν από τους 3 διαθέσιμους τρόπους λειτουργίας οι οποίοι αφορούν την λειτουργία του αντιστροφέα για ώρες όπου η	

	παραγωγή ενεργού ισχύος είναι κάτω από το δοσμένο όριο. Για τις ώρες, λοιπόν, όπου η παραγωγή κάποιου DG είναι κάτω από το δοσμένο όριο, τα κάτω και άνω όρια αλλάζουν ανάλογα τον τρόπο λειτουργίας. <u>Περισσότερες λεπτομέρειες στην ενότητα 4.4.1</u>	
Tap:	0(ελάχιστη λήψη)	17(μέγιστη λήψη)
Bank:	0(OFF)	1(ON)
Pgcurt:	0	$Curtlimit \cdot Pg$ (όπου ο χρήστης δίνει στην μεταβλητή $Curtlimit$ ως τιμή ένα ποσοστό, και Pg είναι η ισχύ που παράγει κάθε ώρα) Συνεπώς για κάθε ώρα, η μέγιστη επιτρεπόμενη ισχύ περικοπής είναι ποσοστό (που έχει δοθεί ως input) της παραγόμενης ισχύος.
Pstor:	0	P_{STORE} , το οποίο δηλώνει την μέγιστη ισχύ της μονάδας αποθήκευσης και είναι input
Qstor:	$-\tan(\cos(SI_{stor})) \cdot P_{store}$ $\tan(\cos(SI_{stor})) \cdot P_{store}$ Και χωρητικά και επαγωγικά, η μέγιστη (απόλυτη τιμή) άεργος ισχύς καθορίζεται από τον SI που δίνεται ως input, και την μέγιστη ισχύ της κάθε μονάδας.	
Zsin:	0	17
Zplin:		
Zbanksin:	0	1
Zbankplin:		
Bank_feeder:	0	1
Zbank_feedersin:	0	1
Zbank_feederplin:		
Zbank_feederZZ:	0	0
Tap_VR:	-16	16
Ztap_VRsin:	0	32
Ztap_VRplin:		

Πίνακας 4.2 Άνω και κάτω όρια των μεταβλητών

Οι περιορισμοί που υπάρχουν στο πρόβλημα είναι γραμμικοί και τετραγωνικοί, ανισοτικοί και ισοτικοί.

Οι ανισοτικοί γραμμικοί περιορισμοί ορίζονται μέσω των πινάκων A_{ineq} και b_{ineq} , με τον παρακάτω τρόπο: $A_{ineq} \cdot x \leq b_{ineq}$ και είναι οι εξής:

Πλήθος περιορισμών	Επεξήγηση
$24 \cdot n_{DG,total}$	Κάτω περιορισμός των τάσεων: Σε κάθε κόμβο, η ελάχιστη τιμή της τάσης είναι 94% της ονομαστικής. 18,8 kV δηλαδή, για ονομαστική τάση 20kV.
$24 \cdot n_{DG,total}$	Άνω περιορισμός των τάσεων: Σε κάθε κόμβο, η μέγιστη τιμή της τάσης είναι 106% της ονομαστικής. 21,2 kV δηλαδή, για ονομαστική τάση 20kV.
$24 \cdot n_{DG,total}$	Άνω περιορισμός της άεργου ισχύος των DG με βάση την φαινόμενη ισχύ, $Q_g \leq \sqrt{S^2 - P_g^2}$ για κάθε ώρα και κάθε DG
$24 \cdot n_{DG,total}$	Κάτω περιορισμός της άεργου ισχύος των DG με βάση την φαινόμενη ισχύ, $Q_g \geq -\sqrt{S^2 - P_g^2}$ για κάθε ώρα και κάθε DG
$24 \cdot n_{DG,total}$	Άνω περιορισμός της άεργου ισχύος των DG με βάση τον ΣΙ και σε συνδυασμό με τις περικοπές: $Q_g \leq \tan(\arccos(SI_operations_xwrit)) \cdot (P_G - P_{G_{curt}})$ Για παραγωγή ενεργού ισχύος κάτω από το δοσμένο όριο: <u>Περισσότερες λεπτομέρειες στην ενότητα 4.4.1</u>
$24 \cdot n_{DG,total}$	Κάτω περιορισμός της άεργου ισχύος των DG με βάση τον ΣΙ και σε συνδυασμό με τις περικοπές: $Q_g \geq -\tan(\arccos(SI_operations_epag)) \cdot (P_G - P_{G_{curt}})$ Για παραγωγή ενεργού ισχύος κάτω από το δοσμένο όριο: <u>Περισσότερες λεπτομέρειες στην ενότητα 4.4.1</u>
$24 \cdot n_{DG,total}$	Άνω κατακόρυφο όριο της άεργου ισχύος των DG $Q_g \leq \tan(\arccos(SI_Q_limit_xwrit)) \cdot P_{G_{εγκατεστημ \acute{ε}νο}}$
$24 \cdot n_{DG,total}$	Κάτω κατακόρυφο όριο της άεργου ισχύος των DG $Q_g \geq -\tan(\arccos(SI_Q_limit_epag)) \cdot P_{G_{εγκατεστημ \acute{ε}νο}}$
$24 \cdot n_{Store,total}$	Άνω Περιορισμός της ενέργειας που μπορεί να αποθηκευτεί ή να εξαχθεί από τις μπαταρίες $E_{store,h} \leq Upper_Storage_Capability$

	(Υλοποιείται μέσω της ισχύος P_{stor} κάθε ώρας, του $Upper_storage_Capability$ και της $Starting_Energy$)
$24 \cdot n_{Store,total}$	Κάτω Περιορισμός της ενέργειας που μπορεί να αποθηκευτεί ή να εξαχθεί από τις μπαταρίες $E_{store,h} \geq Lower_Storage_Capability$ (Υλοποιείται μέσω της ισχύος P_{stor} κάθε ώρας, του $Lower_storage_Capability$ και της $Starting_Energy$)
$24 \cdot n_{Store,total}$	Περιορισμός ότι η ισχύς που δίνεται κάθε ώρα δεν μπορεί να είναι μεγαλύτερη από την αποθηκευμένη μέχρι την προηγούμενη ώρα
$23 \cdot 2$	Δύο ανισοτικοί περιορισμοί που στην ουσία είναι ένας ισοτικός: $Tap_{i+1} - Tap_i = Z_{sin} - Z_{plin}$
1	Άνω όριο των ημερήσιων αλλαγών στον πυκνωτή στον ζυγό MT
$23 \cdot 2$	Δύο ανισοτικοί περιορισμοί που στην ουσία είναι ένας ισοτικός: $Bank_{i+1} - Bank_i = Z_{bank_{sin}} - Z_{bank_{plin}}$
$1 \cdot n_{lines}$	Άνω όριο των ημερήσιων αλλαγών στον πυκνωτή επάνω σε κάθε γραμμή
$23 \cdot 2 \cdot n_{lines}$	Δύο ανισοτικοί περιορισμοί που στην ουσία είναι ένας ισοτικός: $Bankfeeder_{i+1} - Bankfeeder_i = Z_{bankfeeder_{sin}} - Z_{bankfeeder_{plin}}$
$4 \cdot 23 \cdot n_{lines}$	4 ανισοτικοί περιορισμοί για την λειτουργία του $Z_{bankfeeder_{sin}} \cdot Z_{bankfeeder_{plin}} = 0$ ακόμα και στην περίπτωση όπου δεν βρίσκεται στην αντικειμενική συνάρτηση. <u>Περισσότερες λεπτομέρειες στην ενότητα 4.4.1</u>
$2 \cdot 23 \cdot n_{VR,total}$	Δύο ανισοτικοί περιορισμοί που στην ουσία είναι ένας ισοτικός: $Tap_{VR_{i+1}} - Tap_{VR_i} = Z_{tap_{VR_{sin}}} - Z_{tap_{VR_{plin}}}$
24	Περιορισμός για την ελάχιστη τιμή της τάσης στον ζυγό MT
Συνολικός αριθμός γραμμικών ανισοτικών περιορισμών: $24 \cdot (1 + 8 \cdot n_{DG,total} + 3 \cdot n_{Store,total}) + 23 \cdot (4 + 6 \cdot n_{lines} + 2 \cdot n_{VR,total}) + 1 + n_{lines}$	

Πίνακας 4.3 Ανισοτικοί περιορισμοί του προβλήματος

Οι ισοτικοί γραμμικοί περιορισμοί ορίζονται μέσω των πινάκων A_{eq} και b_{eq} , με τον παρακάτω τρόπο : $A_{eq} \cdot x = b_{eq}$ και είναι οι εξής:

Πλήθος περιορισμών	Επεξήγηση
$24 \cdot n_{Store,total}$	Περιορισμός ότι όλες οι αποθηκευτικές μονάδες, στο τέλος της ημέρας θα έχουν αποθηκευμένη τόση ενέργεια όση υπήρχε στην αρχή της ημέρας. Δηλαδή η συνολική ημερήσια αποθήκευση/κατανάλωση πρέπει να είναι 0.
$24 \cdot (n_{lines}-1)$	Βοηθητικοί ισοτικοί περιορισμοί, για να εξισώνονται οι λήψεις του ΣΑΤΥΦ κάθε ώρα για κάθε γραμμή. Προφανώς, ο ΜΣ με ΣΑΤΥΦ είναι ένας, αλλά ο τρόπος με τον οποίο αναπτύχθηκε ο αλγόριθμος, έχει σαν αποτέλεσμα κάθε γραμμή να έχει την δικιά του μεταβλητή για τις λήψεις του ΣΑΤΥΦ. Ο περιορισμός αυτός, επιβεβαιώνει, ότι τα «εικονικά» ΣΑΤΥΦ λειτουργούν πανομοιότυπα.
Συνολικός αριθμός γραμμικών ισοτικών περιορισμών:	
$24 \cdot (n_{Store,total} + n_{lines} - 1)$	

Πίνακας 4.4 Ισοτικοί περιορισμοί του προβλήματος

Οι ανισοτικοί τετραγωνικοί περιορισμοί ορίζονται μέσω των Q , l και r , όπου l και r είναι πίνακες, και Q cell(κελί).

Καθορίζονται με τον παρακάτω τρόπο : $x^T Q x + l^T \leq r$

(για κάθε περιορισμό το Q είναι ένας τετραγωνικός πίνακας, το l ένα διάνυσμα και το r ένας αριθμός. Έτσι για n περιορισμούς, το Q είναι ένα κελί n πινάκων, το l ένας πίνακας n διανυσμάτων και το r ένα διάνυσμα n αριθμών) και είναι οι εξής:

Πλήθος περιορισμών	Επεξήγηση
$24 \cdot n_{nodes,total}$	Περιορισμός του ρεύματος που διαρρέει κάθε κλάδο κάθε γραμμής, σχετικά με το θερμικό όριο του κάθε καλωδίου .
24	Περιορισμός για το θερμικό όριο του μετασχηματιστή ανάλογα με την ισχύ του.
Συνολικός αριθμός τετραγωνικών περιορισμών:	
$24 \cdot (n_{nodes,total} + 1)$	

Πίνακας 4.5 Τετραγωνικοί περιορισμοί του προβλήματος

Η πολυαντικειμενική συνάρτηση που μπορεί να επιλύσει ο συγκεκριμένος αλγόριθμος και συγκεκριμένα να ελαχιστοποιήσει αποτελείται από 8 διαφορετικές συναρτήσεις. Αυτές είναι:

- Απόκλιση της τάσης κάθε κόμβου, κάθε ώρα από την ονομαστική τιμή

$$o.f_1 = \sum_{i=1}^{24} \sum_{j=1}^{total \ nodes} (V_{j,i} - V_{nom})^2 \quad (4.1)$$

- Ενεργές απώλειες (Γραμμής και ΜΣ)

$$o.f_2 = \sum_{i=1}^{n_{lines}} P_{losses,i} + P_{losses,MS} \quad (4.2)$$

- Περικοπές ενεργού ισχύος από τις μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής

$$o.f_3 = \sum_{j=1}^{total \ DG} P_{Gcurt_j} \quad (4.3)$$

- Αλλαγές στις λήψεις του ΣΑΤΥΦ στον ΜΣ

$$o.f_4 = \sum_{i=1}^{23} |tap_{i+1} - tap_i| \quad (4.4)$$

- Αλλαγές στην ζεύξη/απόζευξη του πυκνωτή στην γραμμή

$$o.f_5 = \sum_{i=1}^{23} |bank_{i+1} - bank_i| \quad (4.5)$$

- Άεργος ισχύς που παράγεται ή καταναλώνεται από τις μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής

$$o.f_6 = \sum_{i=1}^{24} \sum_{j=1}^{n_{DGtotal}} Qg_{i,j}^2 \quad (4.6)$$

- Άεργος ισχύς που διαρρέει τον ΜΣ ΥΤ/ΜΤ

$$o.f_7 = \sum_{i=1}^{24} Qflow_{M\Sigma}^2 \quad (4.7)$$

- Αλλαγές στις λήψεις κάθε Ρυθμιστή Τάσης VR

$$o.f_8 = \sum_{j=1}^{n_{VR,total}} \sum_{i=1}^{23} |TAP_VRj_{i+1} - TAP_VRj_i| \quad (4.8)$$

Κάθε φορά, ο χρήστης επιλέγει τον συνδυασμό των αντικειμενικών συναρτήσεων που θέλει να επιλύσει ο αλγόριθμος.

Επιλέγει τα **Decision Maker's βάρη**(DM), τα οποία σχετίζονται με την επιθυμία του χρήστη σχετικά με το ποιες αντικειμενικές συναρτήσεις θέλει να παίρνουν μέρος στην βελτιστοποίηση, και πόσο σημαντική είναι η κάθε μία.

Τα **βάρη κανονικοποίησης**, είναι προ-υπολογισμένα και διαφορετικά για κάθε δίκτυο. Σκοπός τους είναι να κανονικοποιήσουν όλες τις αντικειμενικές συναρτήσεις, έτσι ώστε να είναι της ίδιας αριθμητικής κλίμακας. Ξεπερνάμε έτσι το εμπόδιο σύγκρισης κάποιων μεγεθών στην περίπτωση της πολύ-αντικειμενικής βελτιστοποίησης, για παράδειγμα, την απόκλιση της τάσης από την ονομαστική και τον αριθμό αλλαγής λήψης του ΣΑΤΥΦ. Χωρίς αυτά τα βάρη, όταν ο χρήστης έδινε ίδιο βάρος στις δύο αντικειμενικές συναρτήσεις, στην πραγματικότητα ο αλγόριθμος θα έδινε βάρος μόνο στην απόκλιση της τάσης. Και αυτό, γιατί η τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης των τάσεων, εν γένει, είναι πολύ μεγαλύτερης τάξης από την τιμή της αντικειμενικής τιμή του ΣΑΤΥΦ, οπότε η μείωση για παράδειγμα από 10 αλλαγές λήψης σε 3, δεν θα είχε καμία σοβαρή επίπτωση στην τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης που είναι της τάξης του 1000.

Έτσι η τελική αντικειμενική συνάρτηση είναι η παρακάτω:

$$o.f = \sum_{i=1}^8 w_{DM_i} \cdot w_{normalization_i} \cdot o.f_i \quad (4.9)$$

4.2 Μοντελοποίηση εξισώσεων

Η επιλογή της Cplex ως λογισμικό για την εύρεση της βέλτιστης λύσης του προβλήματος, είχε ως αποτέλεσμα την εισαγωγή διαφόρων ιδιαιτεροτήτων και περιορισμών στην δυνατότητα μοντελοποίησης των διαφόρων στοιχείων.

Για παράδειγμα, η Cplex επιτρέπει εξισώσεις μέχρι δευτέρου βαθμού, με αποτέλεσμα να χρειάστηκαν απλοποιήσεις για την επίτευξη της μοντελοποίησης.

Επίσης, όπως έχει αναφερθεί σε προηγούμενο κεφάλαιο, ο τρόπος απεικόνισης των εξισώσεων μέσω της Cplex γίνεται με την βοήθεια πινάκων.

Όλες οι εξισώσεις, είτε πρόκειται για περιορισμούς είτε για μέρος της αντικειμενικής συνάρτησης, χωρίζεται σε σταθερούς, γραμμικούς και τετραγωνικούς όρους.

Σταθεροί είναι οι όροι που δεν εμπεριέχουν καμία μεταβλητή βελτιστοποίησης, είναι δηλαδή στην ουσία ένας αριθμός.

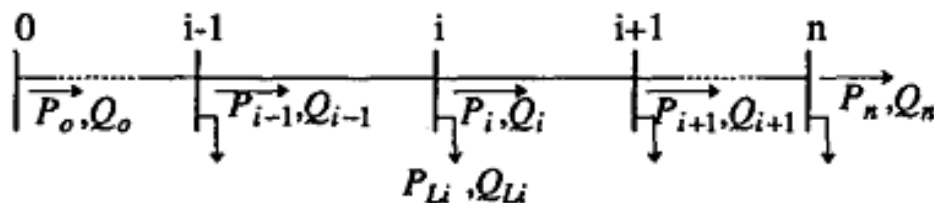
Γραμμικοί όροι είναι όσοι εμπεριέχουν έναν γραμμικό συνδυασμό των μεταβλητών βελτιστοποίησης, ενώ

Τετραγωνικοί είναι εκείνοι οι όροι που εμπεριέχουν γινόμενο δύο μεταβλητών βελτιστοποίησης. Τέτοιοι μπορεί να είναι είτε το γινόμενο δύο μεταβλητών, είτε μία μεταβλητή υψωμένη στο τετράγωνο.

Σαν αποτέλεσμα αυτού, ο τρόπος εισαγωγής κάποιας μορφής εξίσωσης μέσω πινάκων, γίνεται αφού όλοι οι όροι αναλυθούν μέχρι το σημείο όπου να είναι ξεκάθαροι οι σταθεροί όροι, καθώς και οι πολλαπλασιαστές των γραμμικών και τετραγωνικών όρων.

4.2.1 Τάση σε κάθε κόμβο

Στην ενότητα Πτώση και ανύψωση τάσης 1.1.4 αναφέρθηκε ο τρόπος μοντελοποίησης της ανύψωσης/πτώσης τάσης σε ένα δίκτυο, και εξηγήθηκαν οι αναγκαίες απλοποιήσεις. Ωστόσο, στην συγκεκριμένη ενότητα, θα παρουσιασθεί μια διαφορετική προσέγγιση εξήγησης των συγκεκριμένων απλοποιήσεων, η οποία ισχύει στα δίκτυα διανομής.



Εικόνα 4.1 Μονογραμμικό διάγραμμα δικτύου διανομής[39]

Έστω $z_i = r_i + jx_i$ η σύνθετη αντίσταση των γραμμών του δικτύου και $S_L = P_L + jQ_L$ η ισχύς φορτίου.

Η ροή φορτίου σε ένα δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί να περιγραφεί από ένα σύνολο αναδρομικών εξισώσεων που ονομάζεται *DistFlow branch equations* και περιλαμβάνει την ενεργό ισχύ P_i , την άεργο ισχύ Q_i και το μέτρο της τάσης V_i στο τέλος κάθε κλάδου, για να εκφράσει τις αντίστοιχες ποσότητες στην αρχή κάθε κλάδου όπως φαίνεται παρακάτω:

$$P_{i+1} = P_i - r_i \frac{P_i^2 + Q_i^2}{V_i^2} - P_{Li+1} \quad (4.10)$$

$$Q_{i+1} = Q_i - x_i \frac{P_i^2 + Q_i^2}{V_i^2} - Q_{Li+1} \quad (4.11)$$

$$V_{i+1}^2 = V_i^2 - 2(r_i P_i + x_i Q_i) + (r_i^2 + x_i^2) \frac{P_i^2 + Q_i^2}{V_i^2} \quad (4.12)$$

Έτσι, αν είναι γνωστά τα P_0, Q_0, V_0 στον πρώτο κόμβο του ακτινικού δικτύου, τότε οι αντίστοιχες ποσότητες μπορούν να υπολογιστούν και για τους υπόλοιπους κόμβους με τις παραπάνω εξισώσεις. [39]

Οι παραπάνω εξισώσεις, μπορούν να απλοποιηθούν, και να φτάσουν στην μορφή που αναφέρθηκε στην ενότητα 1.1.4 παρατηρώντας ότι οι τετραγωνικοί όροι στις εξισώσεις, αντιπροσωπεύουν στην ουσία, τις απώλειες επάνω στους κλάδους, και επομένως, έχουν πολύ μικρότερη τιμή από τις ισχύεις που ρέουν σε κάθε κλάδο P_i και Q_i . Έτσι, αγνοώντας αυτούς τους όρους, έχουμε το παρακάτω σύνολο εξισώσεων με την παρακάτω μορφή.

$$P_{i+1} = P_i - P_{Li+1} \quad (4.13)$$

$$Q_{i+1} = Q_i - Q_{Li+1} \quad (4.14)$$

$$V_{i+1}^2 = V_i^2 - 2(r_i P_i + x_i Q_i) \quad (4.15)$$

Η τελευταία εξίσωση, μαζί με την παραδοχή ότι οι τάσεις είναι πολύ κοντά στην ονομαστική $(V_i - V_{nom})^2 \approx 0$, άρα $V_i^2 \approx V_{nom}^2 + 2V_{nom}(V_i - V_{nom})$, μας οδηγεί στην τελική εξίσωση που καταλήξαμε και με άλλο τρόπο στην ενότητα 1.1.4

$$V_{i+1} = V_i - \frac{(r_i P_i + x_i Q_i)}{V_{nom}} \quad (4.16)$$

Η τάση σε κάθε κόμβο i της γραμμής l_1 του δικτύου ορίζεται και προκύπτει από τον παρακάτω τύπο:

$$\begin{aligned} V_i = & D_i + 0,2625 \cdot tap + \frac{R_{ms}}{V_{nom}} \cdot \left(\sum_{j=1}^{n_{Store,total}} P_{Store,j} - \sum_{j=1}^{n_{G,total}} P_{Curt,j} \right) \\ & + \frac{X_{ms}}{V_{nom}} \cdot \left(\sum_{j=1}^{n_{Store,total}} Q_{Store,j} + \sum_{j=1}^{n_{G,total}} Q_{G,j} + \sum_{j=1}^{n_{Qcfeeder,total}} Q_{C_F,j} + Q_C \right) \\ & + \sum_{j=1}^{n_{G,l_1}} Q_{G,j} \cdot \frac{PX_{ij}}{V_{nom}} - \sum_{j=1}^{n_{G,l_1}} P_{Curt,j} \cdot \frac{PR_{ij}}{V_{nom}} + \sum_{j=1}^{n_{Store,l_1}} P_{Store,j} \cdot \frac{PR_{ij}}{V_{nom}} \\ & + \sum_{j=1}^{n_{Store,l_1}} Q_{Store,j} \cdot \frac{PX_{ij}}{V_{nom}} + \sum_{j=1}^{n_{VR}(*\pi\rho iv i*),l_1} 0,13125 \cdot tap_{VRj} + Q_{C_Feeder} \cdot \frac{PX_{ij}}{V_{nom}} \end{aligned} \quad (4.17)$$

Όπου:

$$D_i = 19,1625 - eTotal - \sum_{i=1}^{n_{lines}} Voltage_Drop_tr_i \quad (4.18)$$

$eTotal$ η συνολική πτώση τάσης από τον πρώτο μέχρι και τον i κόμβο που οφείλεται στις γνωστές εκ των προτέρων μεταβλητές (P_L , Q_L , P_G)

$Voltage_Drop_tr$ η πτώση τάσης στον μετασχηματιστή που οφείλεται στις γνωστές εκ των προτέρων μεταβλητές από κάθε γραμμή

PR_{ij} Για να βρούμε πως επηρεάζεται η τάση στον κόμβο i , από j , για παράδειγμα, την ενεργό ισχύ που δίνει μία μονάδα διεσπαρμένης παραγωγής στον κόμβο j , η αντίσταση PR θα είναι η συνολική ωμική αντίσταση από την αρχή μέχρι τον κοντινότερο κόμβο στον ζυγό ΥΤ/ΜΤ εκ των i και j . Έτσι, για την τάση στον 5^ο κόμβο η αντίσταση PR για την ισχύ ενός ΦΒ στον 3^ο κόμβο θα είναι η αντίσταση από την αρχή μέχρι και τον 3^ο κόμβο, ενώ για όλα τα ΦΒ μετά τον 5^ο κόμβο η αντίσταση PR θα είναι η αντίσταση από την αρχή μέχρι και τον 5^ο κόμβο

PX_{ij} Αντίστοιχα με την παραπάνω διευκρίνιση, με την διαφορά ότι το PX είναι αντίδραση και σχετίζεται με την άεργο ισχύ.

Τέλος, οι όροι που σχετίζονται με την αντίσταση και αντίδραση του μετασχηματιστή (**χρωματιστοί**), αποτελούν τη συνολική ισχύ που διαρρέει τον ΜΣ. Δηλαδή κάθε μονάδα διεσπαρμένης παραγωγής, κάθε πυκνωτής και κάθε αποθηκευτική μονάδα, ανεξάρτητα σε ποια γραμμή βρίσκεται, επηρεάζει τις τάσεις ΌΛΩΝ των κόμβων ΌΛΩΝ των γραμμών, λόγω της πτώσης ή ανύψωσης της τάσης που δημιουργείται στον ΜΣ.

*Οι ρυθμιστές τάσεις επηρεάζουν την τάση μόνο των κόμβων που βρίσκονται ΜΕΤΑ τον κάθε ρυθμιστή.

4.2.2 Αποθηκευτικές μονάδες

Ο αλγόριθμος, μπορεί να χειριστεί δίκτυα με απεριόριστο αριθμό αποθηκευτικών μονάδων. Για κάθε μία μονάδα, δηλώνονται τα στοιχεία που αναφέρονται στην ενότητα 4.4.1 και η μοντελοποίηση τους γίνεται με την παραδοχή ότι δεν υπάρχουν απώλειες κατά την αποθήκευση/διάθεση της ενέργειας από την αποθηκευτική μονάδα.

4.2.3 Βοηθητικές μεταβλητές για ΣΑΤΥΦ/PT/Πυκνωτές

Για το ΣΑΤΥΦ του ΜΣ ΥΤ/ΜΤ οι αλλαγές στις λήψεις μοντελοποιήθηκαν με τις βοηθητικές μεταβλητές ως εξής, και με ακριβώς αντίστοιχο τρόπο έγινε και η μοντελοποίηση των ρυθμιστών τάσης και των πυκνωτών:

$$Tap_i - Tap_{i+1} = Z_{plin,i} - Z_{sin,i} \quad (4.19)$$

Για κάθε i με $1 \leq i \leq 23$ να δηλώνει τις 23 εναλλαγές της ώρας της ημέρας.

Όπου:

Tap_i	η θέση του Tap την i ώρα
Z_{plin}	πόσες λήψεις μειώθηκε (μη αρνητικό)
Z_{sin}	πόσες λήψεις αυξήθηκε (μη αρνητικό)

Με αυτόν τον τρόπο, μπορούμε να χρησιμοποιήσουμε τις βοηθητικές μεταβλητές για να εισάγουμε ως αντικειμενική συνάρτηση την ελαχιστοποίηση των αλλαγών λήψης, ελαχιστοποιώντας στην ουσία το άθροισμα $Z_{plin} + Z_{sin}$.

Έτσι, καταφέρνουμε τον σκοπό μας, καθώς η ελαχιστοποίηση του αθροίσματος αυτού, θα έχει ως αποτέλεσμα, να μηδενιστεί η μία εκ των δύο

μεταβλητών, και η άλλη να πάρει την τιμή της αλλαγής λήψης (ανάλογα αν είναι μείωση ή αύξηση), και συγκεκριμένα να ελαχιστοποιηθεί.

Ωστόσο, στην περίπτωση που ο χρήστης επιλέξει η ελαχιστοποίηση αυτή να μην είναι μέρος του μείγματος αντικειμενικών συναρτήσεων, δημιουργείται πρόβλημα καθώς οι βοηθητικές τιμές μπορούν να πάρουν τυχαίες τιμές. Για παράδειγμα, αν αυξηθούν οι λήψεις κατά 2, είναι πιθανό το Z_{sin} να πάρει μια τυχαία τιμή X και το Z_{plin} να πάρει την τιμή $X-2$, δημιουργώντας, ίσως, ανούσια σύγχυση.

Για να ισούται κάθε φορά η μία από τις δύο μεταβλητές με 0, πρέπει το γινόμενο $z_{sin} \cdot z_{plin}$ να είναι πάντα ίσο με 0. Με την πρώτη ματιά, οδηγούμαστε σε τετραγωνικό περιορισμό, κάτι το οποίο από την μία θα έκανε πιο πολύπλοκο τον αλγόριθμο, και από την άλλη ίσως δημιουργούσε πρόβλημα στην επίλυση, καθώς ο πίνακας Q των περιορισμών δεν θα ήταν Positive_semi_definite. Η Cplex, δεν μπορεί να χειριστεί τέτοια προβλήματα, κάτι το οποίο σημαίνει ότι βρισκόμαστε σε αδιέξοδο, στην είσοδο του συγκεκριμένου περιορισμού.

Όμως, στην περίπτωση όπου οι μεταβλητές αυτές είναι δυαδικές (στην περίπτωση του πυκνωτή δηλαδή), υπάρχει τρόπος να γραμμικοποιήσουμε τον περιορισμό αυτό. Γενικά η διαδικασία είναι η παρακάτω:

Έστω ότι x και y είναι μεταβλητές κάποιου προβλήματος βελτιστοποίησης, και εμφανίζεται επίσης το γινόμενο τους $x \cdot y$. Εισάγοντάς το, θα καταλήξουμε να έχουμε τετραγωνικό πρόβλημα (και ίσως δημιουργηθεί πρόβλημα με την κυρτότητα αν οι τετραγωνικοί όροι εμφανίζονται στους περιορισμούς).

Υπάρχει όμως μια συγκεκριμένη περίπτωση, όπου τουλάχιστον μία από τις μεταβλητές x και y είναι δυαδική, και η άλλη φραγμένη. Υπό αυτές τις συνθήκες, το γινόμενο τους είναι εφικτό να γραμμικοποιηθεί.

Έστω x δυαδική μεταβλητή και $L \leq y \leq U$ όπου L και U τα άνω και κάτω όρια της μεταβλητής y , γνωστά εκ των προτέρων. Ορίζουμε μια νέα μεταβλητή z . (σημείωση: ανεξάρτητα αν η μεταβλητή είναι συνεχής, ακέραια ή δυαδική, μπορεί να χειριστεί σαν συνεχής πραγματική μεταβλητή.) Προσθέτουμε τους παρακάτω τέσσερις περιορισμούς:

$$\begin{aligned} z &\leq Ux \\ z &\geq Lx \\ z &\leq y - L(1 - x) \\ z &\geq y - U(1 - x) \end{aligned} \tag{4.20}$$

Θεωρούμε πρώτα την περίπτωση όπου $x=0$, το οποίο σημαίνει ότι το γινόμενο $z=xy$ πρέπει να είναι 0. Το πρώτο ζευγάρι ανισοτήτων οδηγεί στο συμπέρασμα ότι $0 \leq z \leq 0$, αναγκάζοντας το $z=0$. Το δεύτερο ζευγάρι ανισοτήτων θα γίνει $y-U \leq z \leq y-L$, και το $z=0$ τις ικανοποιεί.

Έστω τώρα η δεύτερη περίπτωση όπου $x=1$, και έτσι θα ισχύει $z=y$. Το πρώτο ζευγάρι ανισοτήτων οδηγεί στο $L \leq z \leq U$, το οποίο ικανοποιείται από το $z=y$. Το δεύτερο ζευγάρι θα γίνει $y \leq z \leq y$, αναγκάζοντας το $z=y$ όπως είναι επιθυμητό.

4.3 Αντικειμενική συνάρτηση

Στην πρώτη ενότητα αυτού του κεφαλαίου, αναφέρθηκαν οι αντικειμενικές συναρτήσεις που μπορεί να χειριστεί ο αλγόριθμος που αναπτύχθηκε. Στην συνέχεια θα αναλυθεί με μεγαλύτερη λεπτομέρεια η κάθε μία από αυτές, καθώς και ο τρόπος με τον οποίο μορφοποιήθηκαν.

Η κάθε αντικειμενική συνάρτηση εισάγεται στο πρόβλημα βελτιστοποίησης μέσω των πινάκων f και H . Συγκεκριμένα, η γενική συνάρτηση βελτιστοποίησης ορίζεται ως

$$\frac{1}{2} \cdot x' \cdot H \cdot x + f \cdot x \quad (4.21)$$

Έτσι, κάθε αντικειμενική συνάρτηση αναλύεται μέχρι να είναι να ξεκάθαροι οι σταθεροί όροι, καθώς και οι πολλαπλασιαστές των γραμμικών και τετραγωνικών όρων. Για την περίπτωση των αντικειμενικών συναρτήσεων είναι σημαντικό να αναφερθεί, ότι οι σταθεροί όροι δεν λαμβάνονται υπόψη.

Αυτό συμβαίνει γιατί, προφανώς, οι όροι αυτοί δεν μπορούν να βελτιστοποιηθούν. Δηλαδή, για παράδειγμα η συνάρτηση $(x+5)^2$ ελαχιστοποιείται αναπτύσσοντάς την σε $x^2 + 10x + 25$ και ελαχιστοποιώντας το $x^2 + 10x$. Οι γραμμικοί όροι εκφράζονται μέσω του πίνακα f , και οι τετραγωνικοί μέσω του H ενώ οι σταθεροί, προφανώς αγνοούνται.

Στο συγκεκριμένο πρόβλημα η πολυαντικειμενική συνάρτηση που μπορεί να βελτιστοποιήσει, και ειδικότερα να **ελαχιστοποιήσει** ο συγκεκριμένος αλγόριθμος αποτελείται από 8 διαφορετικές συναρτήσεις. Αυτές είναι:

- **Απόκλιση της τάσης κάθε κόμβου, κάθε ώρα από την ονομαστική τιμή**

$$\sum_{i=1}^{24} \sum_{j=1}^{total \ nodes} w_{dV} \cdot (V_{j,i} - V_{nom})^2 \quad (4.22)$$

Η συγκεκριμένη συνάρτηση είναι και η βασική λειτουργία και σκοπός του αλγορίθμου.

Υλοποιείται χρησιμοποιώντας την εξίσωση (4.17) και αναπτύσσοντας την εξίσωση (4.22).

- **Ενεργές απώλειες (Γραμμής και ΜΣ)**

$$\sum_{i=1}^{n_{lines}} w_{Losses} \cdot (P_{losses,i} + P_{losses,MΣ}) \quad (4.23)$$

Γενικά οι απώλειες κατά μήκος μιας γραμμής ή του ΜΣ ορίζονται ως

$$P_{losses} = I^2 \cdot R \quad \text{με}$$

$$I = \frac{S}{V \cdot \sqrt{3}}$$

Όπου:

R η ωμική αντίσταση της γραμμής ή του ΜΣ

I το συνολικό ρεύμα που διαρρέει την γραμμή ή τον ΜΣ.

S η φαινόμενη ισχύ κατά μήκος της γραμμής ή του ΜΣ

V η πολική τάση στην γραμμή ή τον ΜΣ

Εκφράζοντας την φαινόμενη ισχύ μέσω των μεταβλητών και σταθερών όρων ενεργού και άεργου ισχύος, καθώς και την τάση σύμφωνα με την εξίσωση (4.17) θα μπορούσαμε να εισάγουμε την αντικειμενική συνάρτηση μέσω των πινάκων f και H . Ωστόσο, η τάση V βρίσκεται στον παρανομαστή με αποτέλεσμα να είναι αδύνατο να εκφράσουμε τις απώλειες παραμένοντας σε Quadratic Problem.

Για τον λόγο αυτό υιοθετήθηκε η παραδοχή, να αντικατασταθεί η τάση στον παρανομαστή, με την ονομαστική τάση V_{nom} , για να ξεπεραστεί το προαναφερθέν εμπόδιο. Με αυτόν τον τρόπο, εισάγεται η αντικειμενική συνάρτηση για τις απώλειες αναλύοντας την εξίσωση πάνω για κάθε γραμμή και τον ΜΣ. Όμως, με την παραπάνω παραδοχή, υπάρχει μια σημαντική απόκλιση από το βέλτιστο σενάριο, και για αυτό έγινε η παρακάτω προσπάθεια ανάπτυξης ενός είδους γραμμικοποίησης της παραπάνω εξίσωσης για τις τάσεις.

Η αρχική ανάλυση θα γίνει για δίκτυο με μία μόνο γραμμή αναχώρησης από τον ΥΣ ΥΤ/ΜΤ.

Θεωρούμε ότι οι απώλειες δίνονται από την παρακάτω εξίσωση:

$$P_{losses} = \sum_i \frac{P_i^2 + Q_i^2}{20^2} \cdot R_i + PF \cdot tap + \sum_i^{nVR} PF_{VR_i} \quad (4.24)$$

Όπου PF ένας συντελεστής που εξαρτάται μόνο από τη μεταβλητή tap και ενσαρκώνει τις επιπλέον(+) ή λιγότερες(-) απώλειες που στην πραγματικότητα έχουμε όταν οι τάσεις στους κόμβους δεν είναι 20kV αλλά μικρότερες(+) ή μεγαλύτερες(-) αντίστοιχα. Ο συντελεστής PF υπολογίζεται ως εξής:

Υπολογίζονται οι πραγματικές απώλειες χωρίς τις μεταβλητές προς βελτιστοποίηση, δηλαδή μόνο για P_G , P_L και Q_L για κάθε πιθανό tap=0...11(απίθανο να χρειαστούμε παραπάνω λήψεις). Για κάθε ώρα και κάθε κόμβο i υπολογίζεται ο λόγος

$$PF_i = \frac{P_{Losses, tap=11} - P_{Losses, tap=0}}{11} \quad (4.25)$$

Ο λόγος PF αντιπροσωπεύει το πόσο, κατά μέσο όρο, μειώνονται οι απώλειες για κάθε κλάδο, με μία αλλαγή της λήψης του ΣΑΤΥΦ.

Το άθροισμα $PF = \sum PF_i$ για κάθε κόμβο i, είναι ο συντελεστής που θα μπει ως γραμμικός όρος στην f για την μεταβλητή tap.

Στην περίπτωση που έχουμε παραπάνω γραμμές να αναχωρούν από τον ΥΣ ΜΤ/ΥΤ τότε βρίσκεται ο συντελεστής PF για κάθε γραμμή, και το άθροισμα αυτών, μπαίνει ως συντελεστής της μεταβλητής tap στον πίνακα f.

Αντίστοιχα ο όρος PF_{VR} προκύπτει από την μεταβλητή PF κάθε γραμμής, μειωμένος ανάλογα το σημείο πάνω στην γραμμή όπου βρίσκεται ο κάθε ρυθμιστής τάσης, ενώ ο όρος 2 αναπαριστά το υποδιπλάσιο βήμα του PT σε σχέση με το ΣΑΤΥΓ, σύμφωνα με τον τύπο

$$PF_{VR} = PF \cdot \frac{L - L_{VR}}{2L}$$

Όπου L, L_{VR} το μήκος της γραμμής και το σημείο του PT αντίστοιχα.

Είναι προφανές ότι οι πολλές απλοποιήσεις, όπως ο «μέσος όρος μείωσης των απωλειών ανά λήψη του tap» και η εκτέλεση της ροής φορτίου για τον υπολογισμό των απωλειών, εκ των προτέρων χωρίς να γνωρίζουμε τις τιμές των μεταβλητών, έχουν εισάγει απόκλιση από την βέλτιστη μορφοποίηση της επίδραση των απωλειών από το ΣΑΤΥΦ και τους PT.

Ωστόσο, το αποτέλεσμα είναι ικανοποιητικό, καθώς δεν επηρεάζει αρνητικά την λειτουργία του αλγορίθμου, και φέρνει τα επιθυμητά αποτελέσματα σε περιπτώσεις όπως το «τρέξιμο» του αλγορίθμου με μοναδικό

σκοπό την μείωση των απωλειών. Σε αυτή την περίπτωση, οι τάσεις όλων των κόμβων πάνε όσο πιο κοντά στο άνω επιτρεπτό όριο.

Περικοπές ενεργού ισχύος των διεσπαρμένων μονάδων παραγωγής

$$\sum_{i=1}^{n_{DG}} w_{curt} \cdot P_{G,curt,i} \quad (4.26)$$

Αλλαγές στις λήψεις του ΣΑΤΥΦ στον ΜΣ

Για το ΣΑΤΥΦ του ΜΣ ΥΤ/ΜΤ οι αλλαγές στις λήψεις μοντελοποιήθηκαν με τις βοηθητικές μεταβλητές όπως αναφέρθηκε στην ενότητα 4.2.3 δηλαδή:

$$\sum_{i=1}^{23} w_{tap} \cdot |tap_{i+1} - tap_i| = w_{tap} \cdot \sum_{i=1}^{23} (Z_{plin,i} + Z_{sin,i}) \quad (4.27)$$

Αλλαγές στην ζεύξη/απόζευξη του πυκνωτή στην γραμμή

Αντίστοιχα με παραπάνω

$$\sum_{i=1}^{23} w_{bank} \cdot |bank_{i+1} - bank_i| = \sum_{i=1}^{23} w_{bank} \cdot (Z_{bank_{plin,i}} + Z_{bank_{sin,i}}) \quad (4.28)$$

Άεργος ισχύς που παράγεται ή καταναλώνεται από τις μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής

Σκοπός αυτής της αντικειμενικής συνάρτησης είναι να υπάρχει βάρος ελαχιστοποίησης στην άεργο παραγωγή/κατανάλωση από τις μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής. Είναι σημαντικό να αναφερθεί, πως ο χρήστης έχει την δυνατότητα, να εφαρμόσει το βάρος ελαχιστοποίησης σε κάθε μονάδα ξεχωριστά.

Έτσι, δεν υποχρεούται να επιλέξει μεταξύ της ελαχιστοποίησης όλων των DG ή της μη χρήσης αυτής της συνάρτησης. Μπορεί να επιλέξει ποιες μονάδες θα περιορίσουν την άεργο λειτουργία τους, κατά πόσο η κάθε μία, και ποιες όχι.

$$\sum_{i=1}^{24} \sum_{j=1}^{n_{DGtotal}} w_{Qg,j} \cdot Qg_{i,j}^2 \quad (4.29)$$

Άεργος ισχύς που διαρρέει τον ΜΣ ΥΤ/ΜΤ

$$\sum_{l=1}^{24} w_{QM\Sigma} \cdot Qflow_{M\Sigma}^2 \quad (4.30)$$

Για την κατασκευή της συγκεκριμένης συνάρτησης, λαμβάνονται υπόψη οι μεταβλητές όλων των γραμμών

Αλλαγές στις λήψεις κάθε Ρυθμιστή Τάσης VR

Αντίστοιχα με τον τρόπο εισαγωγής για το ΣΑΤΥΦ και τον πυκνωτή, έτσι και για κάθε ρυθμιστή τάσης έχουμε:

$$\sum_{j=1}^{n_{VR,total}} \sum_{i=1}^{23} |TAP_VRj_{i+1} - TAP_VRj_i| = \sum_{j=1}^{n_{VR,total}} \sum_{i=1}^{23} (Z_{VRpln,i} + Z_{VRsin,i}) \quad (4.31)$$

4.4 Περιορισμοί

Έχουμε ήδη αναφέρει στην πρώτη ενότητα αυτού του κεφαλαίου, όλους τους περιορισμούς που εισάγει ο αλγόριθμος, το πλήθος αυτών καθώς και μια αναφορική επεξήγηση.

Στην συγκεκριμένη ενότητα, θα αναλυθούν ευρύτερα οι περιορισμοί, και θα εστιάσουμε στο τελικό αποτέλεσμα που εισάγει το σύνολο των περιορισμών, για κάθε ένα στοιχείο του δικτύου.

4.4.1 Γραμμικοί Περιορισμοί

- Άνω και κάτω όρια για την τάση κάθε κόμβου του δικτύου

$$0.94 \cdot V_{nom} \leq V_i \leq 1.06 \cdot V_{nom} \quad (4.32)$$

Για κάθε κόμβο i του δικτύου.

Ο χρήστης μπορεί να δώσει ως είσοδο τα άνω και κάτω όρια της τάσης.

- **Κάτω όριο για την τάση στον ζυγό MT**

$$V_Z \leq V_{Z_{lower}} \quad (4.33)$$

Όπου $V_{Z_{lower}}$ το κάτω όριο το οποίο δίνεται από τον χρήστη.

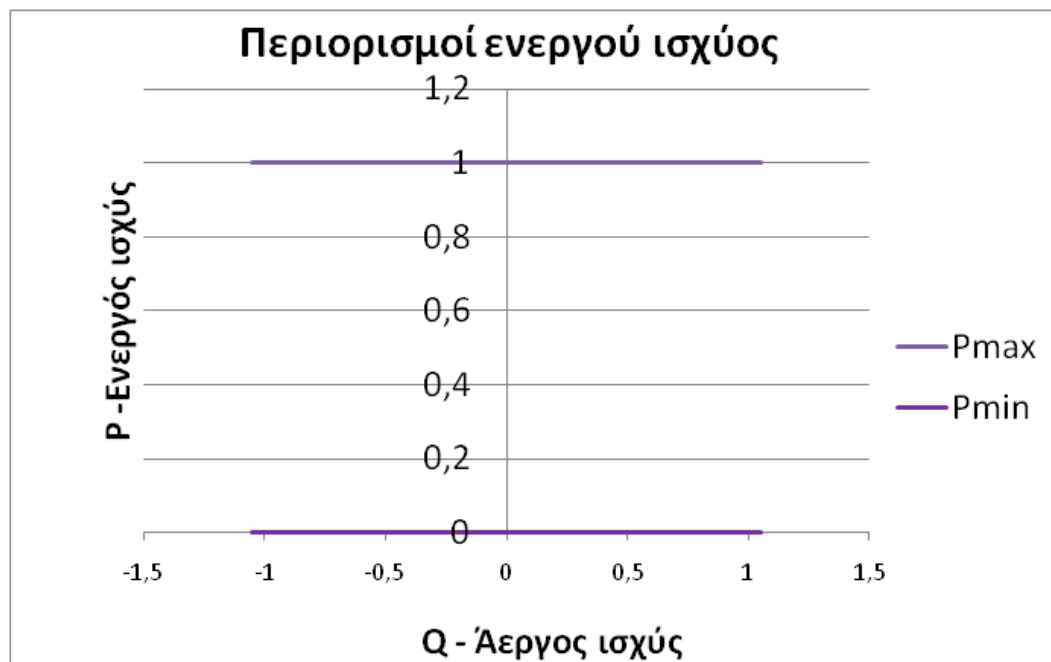
- **Περιορισμός της άεργου ισχύος που παράγει ή απορροφά ο αντιστροφέας κάθε διεσπαρμένης μονάδας παραγωγής**

Οι μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής, είναι εφοδιασμένες με αντιστροφείς DC/AC για την μετατροπή του συνεχούς ρεύματος της παραγωγής, σε εναλλασσόμενο για την σύνδεσή τους στο δίκτυο. Έτσι είναι δυνατό, οι μονάδες αυτές, εκτός από την παραγωγή ενεργού ισχύος, να παράγουν ή να απορροφούν και άεργο ισχύ. Ανάλογα την επιλογή του χειριστή και τα χαρακτηριστικά του αντιστροφέα, υπάρχουν περιορισμοί και διαφορετικοί τρόποι λειτουργίας του τελευταίου.

Οι περιορισμοί για τον αντιστροφέα είναι οι εξής:

1. **Όριο ενεργού ισχύος:** Η ενεργός ισχύς που μπορεί να δίνει ο αντιστροφέας στο δίκτυο περιορίζεται από την ονομαστική ισχύ της διεσπαρμένης μονάδας παραγωγής με την οποία συνδέεται. Έτσι ισχύει:

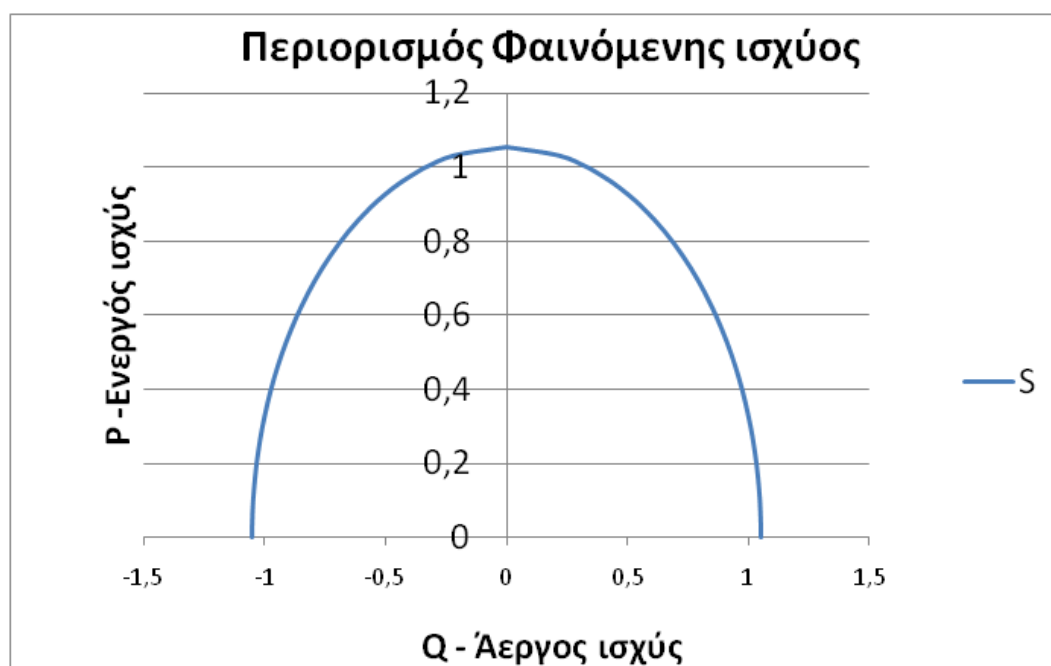
$$0 \leq P_G \leq P_{nom} \quad (4.34)$$



Εικόνα 4.2 Όριο ενεργού ισχύος

2. Όριο φαινόμενης ισχύος: Ο κάθε αντιστροφέας, χαρακτηρίζεται από την ισχύ του. Η φαινόμενη ισχύς που διαρρέει τον αντιστροφέα δεν μπορεί να ξεπερνά το όριο αυτό, δηλαδή:

$$\sqrt{P^2 + Q^2} \leq S_{nom} \quad (4.35)$$

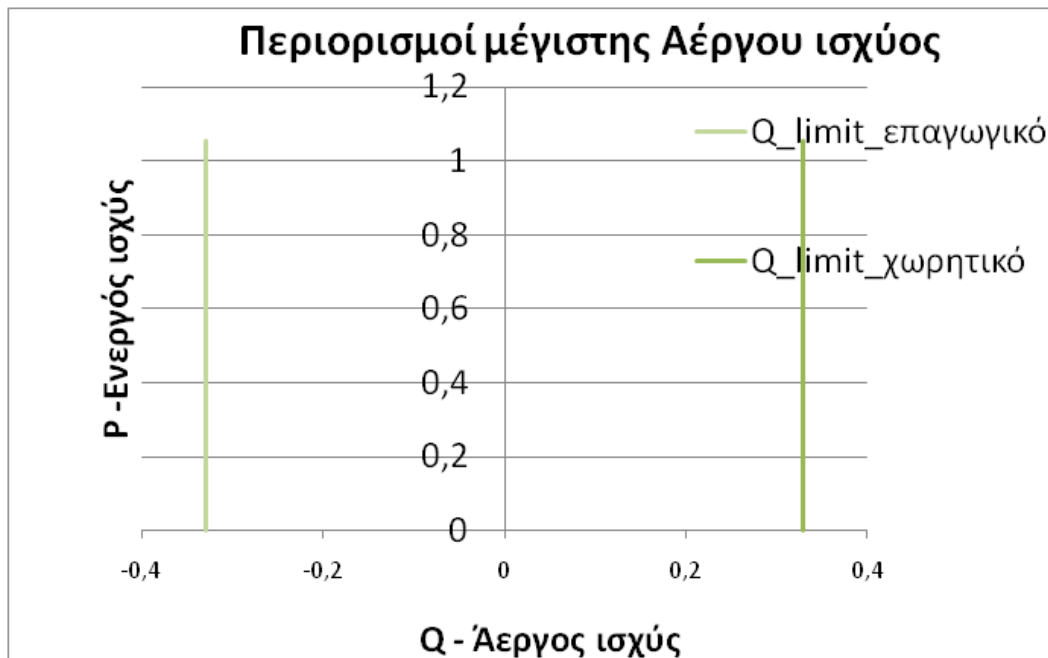


Εικόνα 4.3 Όριο φαινόμενης ισχύος

3. **Όριο μέγιστης άεργου ισχύος:** Ο χρήστης επιλέγει την μέγιστη άεργο ισχύ που μπορεί να παράγει ή να απορροφά ο αντιστροφέας. Αυτό γίνεται δίνοντας τον ελάχιστο συντελεστή ισχύος για μέγιστη παραγωγή ενεργού ισχύος, και η αντίστοιχη άεργος ισχύς, τίθεται ως γενικό όριο. Ο χρήστης έχει τη δυνατότητα να δώσει διαφορετικό ΣΙ για επαγωγική και χωρητική λειτουργία.

$$Q_g \leq \tan(\cos(SI_Q_limit_xwrit)) \cdot P_{\text{Γεγκατεστημ ένο}} \quad (4.36)$$

$$Q_g \geq -\tan(\cos(SI_Q_limit_epag)) \cdot P_{\text{Γεγκατεστημ ένο}} \quad (4.37)$$



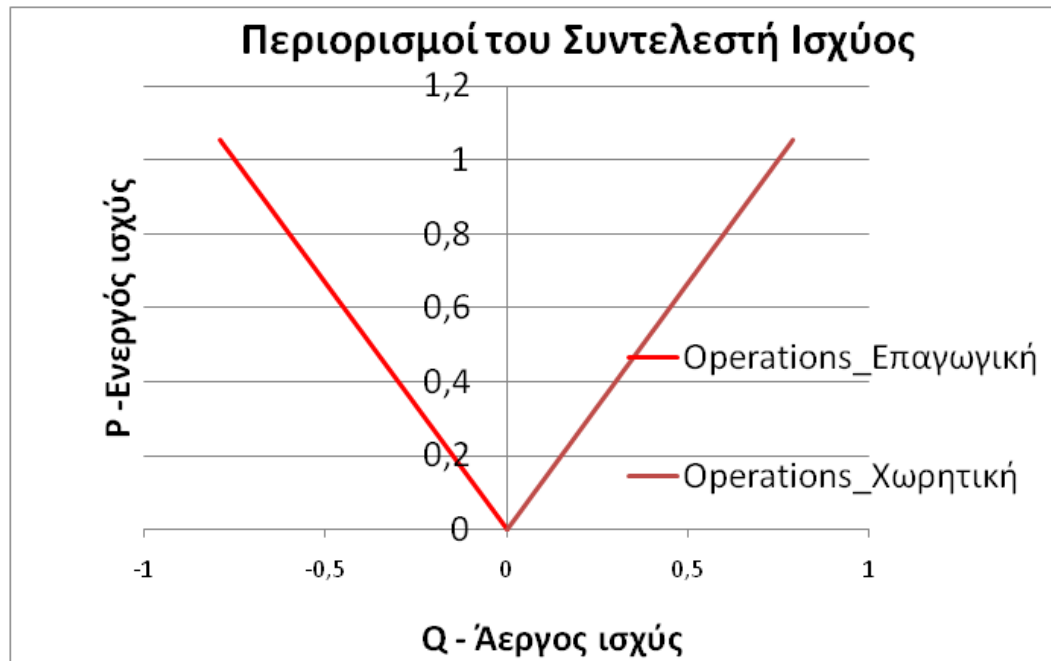
Εικόνα 4.4 Όριο μέγιστης άεργου ισχύος

4. **Όριο συντελεστή ισχύος:** Ο χρήστης επιλέγει τον ελάχιστο συντελεστή ισχύος με τον οποίο μπορεί να λειτουργεί η κάθε μονάδα διεσπαρμένης παραγωγής. Και σε αυτή την περίπτωση ο χρήστης έχει τη δυνατότητα να επιλέξει διαφορετικό συντελεστή ισχύος για επαγωγική και χωρητική λειτουργία.

Σημειώνεται πως κάθε ώρα, η κάθε μονάδα διεσπαρμένης παραγωγής θα παράγει/απορροφά μέχρι τόση άεργο ισχύ έτσι ώστε να λειτουργεί με ΣΙ εντός των ορίων, ανάλογα την ισχύ που παράγει και την ισχύ που περικόπτεται.

$$Q_g \leq \tan(\cos(SI_operations_xwrit)) \cdot (P_G - P_{G_{curt}}) \quad (4.38)$$

$$Q_g \geq -\tan(\cos(SI_operations_epag)) \cdot (P_G - P_{G_{curt}}) \quad (4.39)$$



Εικόνα 4.5 Όριο συντελεστή ισχύος

Όπως ήδη αναφέραμε, ο χρήστης δίνει ένα ποσοστό της ονομαστικής ενεργού ισχύος κάθε μονάδας διεσπαρμένης παραγωγής και επιλέγει έναν από τους τρεις διαθέσιμους τρόπους λειτουργίας του αντιστροφέα όταν η μονάδα λειτουργεί κάτω από το δοσμένο αυτό όριο.

Οι τρεις τρόποι είναι οι παρακάτω.

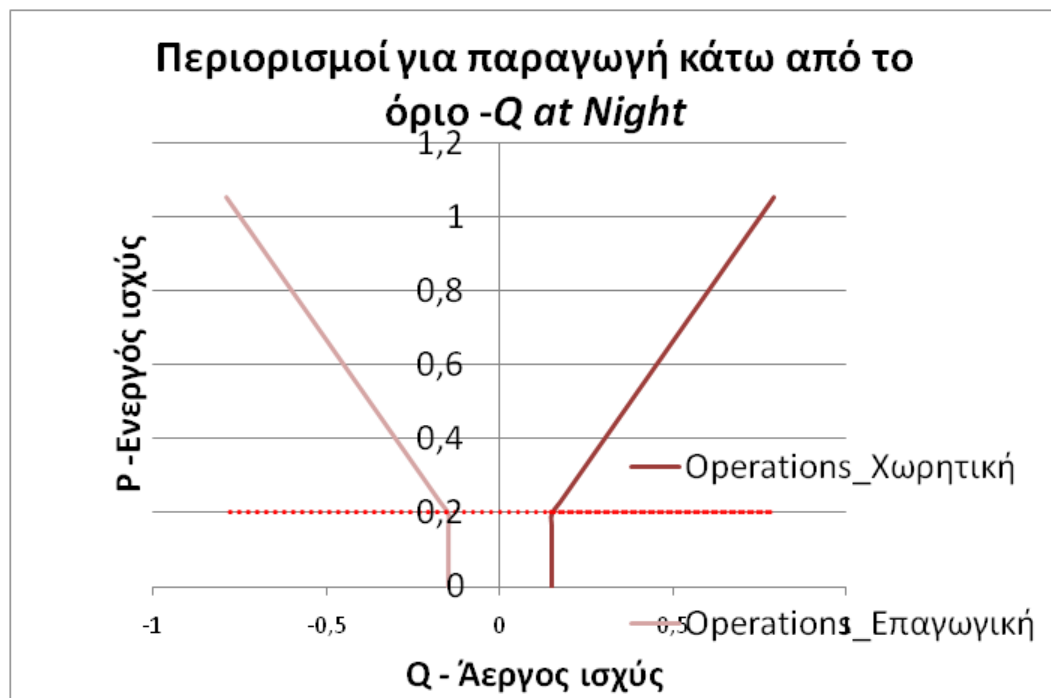
- *Κανονική λειτουργία:* όπου ο αντιστροφέας συνεχίζει να λειτουργεί με τον ίδιο τρόπο όπως και για μεγαλύτερες ισχύεις.



Εικόνα 4.6 Κανονική λειτουργία

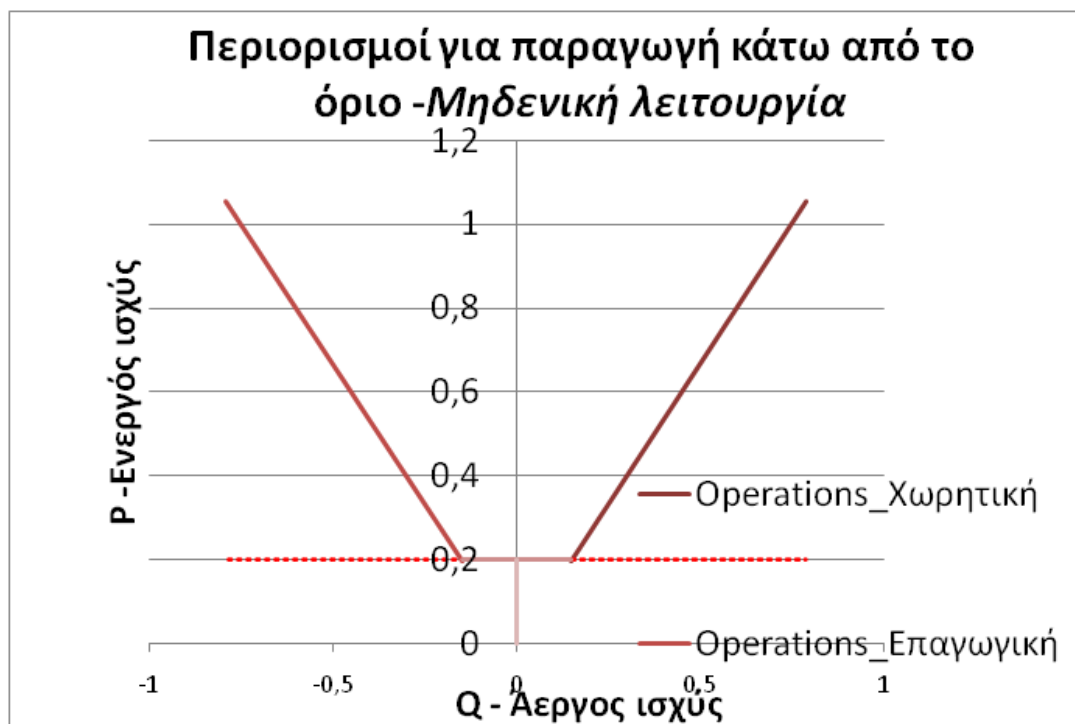
- *Q at Night*: όπου όταν η μονάδα παραγωγής λειτουργεί σε χαμηλά επίπεδα παραγωγής, η άεργος ισχύς που μπορεί να δώσει δεν περιορίζεται πια από την στιγμιαία, κάθε φορά ισχύ, αλλά από την ισχύ του δοσμένου ορίου. Τα πλεονεκτήματα αυτής της λειτουργίας, αναπτύχθηκαν στην ενότητα 2.1.5.

Στα παρακάτω σχήματα θεωρείται για όλες τις περιπτώσεις ότι το δοσμένο κάτω όριο είναι 20% της ονομαστικής ισχύος.



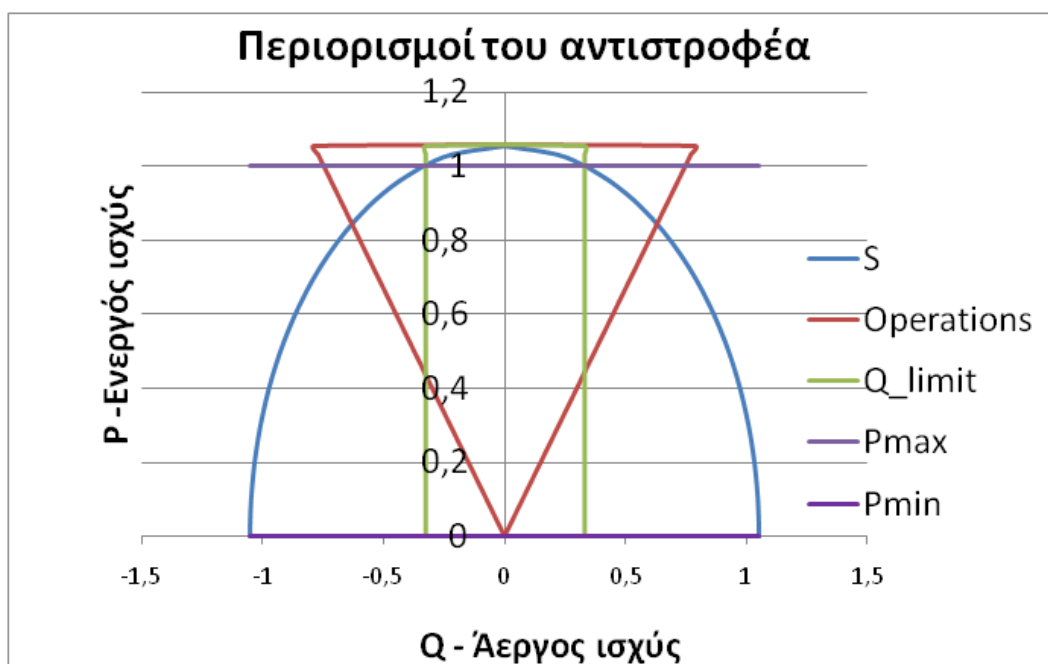
Εικόνα 4.7 Q at night

- Μηδενική λειτουργία: όπου κάτω από το δοσμένο όριο, η άεργος ισχύς μηδενίζεται.



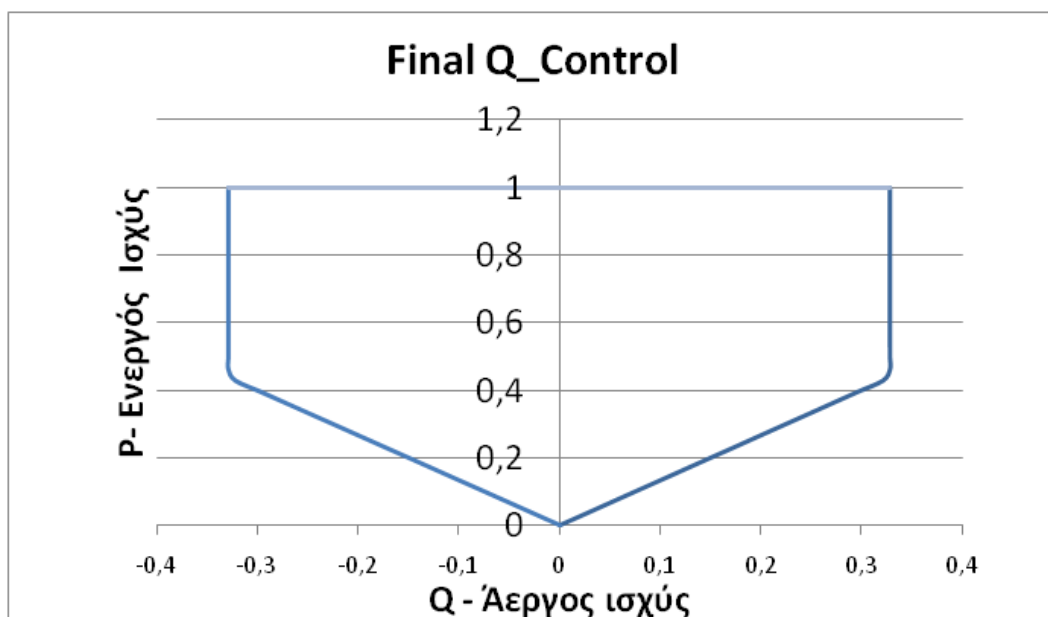
Εικόνα 4.8 Μηδενική λειτουργία

Ο συνδυασμός όλων των παραπάνω περιορισμών οδηγεί στο παρακάτω συνολικό διάγραμμα της λειτουργίας του κάθε αντιστροφέα (για την περίπτωση κανονικής λειτουργίας κάτω από το δοσμένο όριο).



Εικόνα 4.9 Συνολικός περιορισμός λειτουργίας των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής

Για αυτή την περίπτωση, ο τελικός συνδυασμός άεργου και ενεργού ισχύος που σχετίζεται με τον αντιστροφέα της μονάδας διεσπαρμένης παραγωγής φαίνεται παρακάτω.



Εικόνα 4.10 Τελικός έλεγχος της ισχύος του αντιστροφέα μιας μονάδας διεσπαρμένης παραγωγής

Προφανώς, αλλάζοντας την 1) **ονομαστική εγκατεστημένη ισχύς**, 2) **το μέγεθος του αντιστροφέα**, τα όρια που σχετίζονται με την 3) **άεργο ισχύ** και 4) **τον συντελεστή ισχύος** καθώς και τους 5) **τρεις διαφορετικούς τρόπους λειτουργίας** κάτω από το 6) **δοσμένο όριο λειτουργίας**, το τελικό αποτέλεσμα προκύπτει εντελώς διαφορετικό.

- Όρια λειτουργίας των αποθηκευτικών μονάδων

Ο χρήστης, για κάθε αποθηκευτική μονάδα εισάγει ως είσοδο την μέγιστη ισχύ που μπορεί να παράγει, τον ελάχιστο Συντελεστή Ισχύος για μέγιστη παραγωγή ενεργού ισχύος, την ελάχιστη και μέγιστη ενέργεια που μπορεί να αποθηκευτεί στην αποθηκευτική μονάδα καθώς και την αρχική ενέργεια που υπάρχει στην αρχή της ημέρας.

Για κάθε ώρα h :

$$E_{store,h} \leq Upper_Storage_Capability \quad (4.40)$$

$$E_{store,h} \geq Lower_Storage_Capability \quad (4.41)$$

$$P_{store,h} \leq E_{store,h} \quad (4.42)$$

$$Q_{store,h} \leq \tan(\arccos(SI_{MIN})) \quad (4.43)$$

Όπου

$$E_{store,h} = Starting_Energy + \sum_{i=1}^h P_{store,i} \quad (4.44)$$

Ο τρόπος λειτουργίας των αποθηκευτικών μονάδων, και οι περιορισμοί που τον διέπουν, μπορεί να φανεί από τα παρακάτω διαγράμματα για μια τυχαία περίπτωση δικτύου.

Για την περίπτωση αυτή, η αποθηκευτική μονάδα λειτουργεί με τις παρακάτω προδιαγραφές:

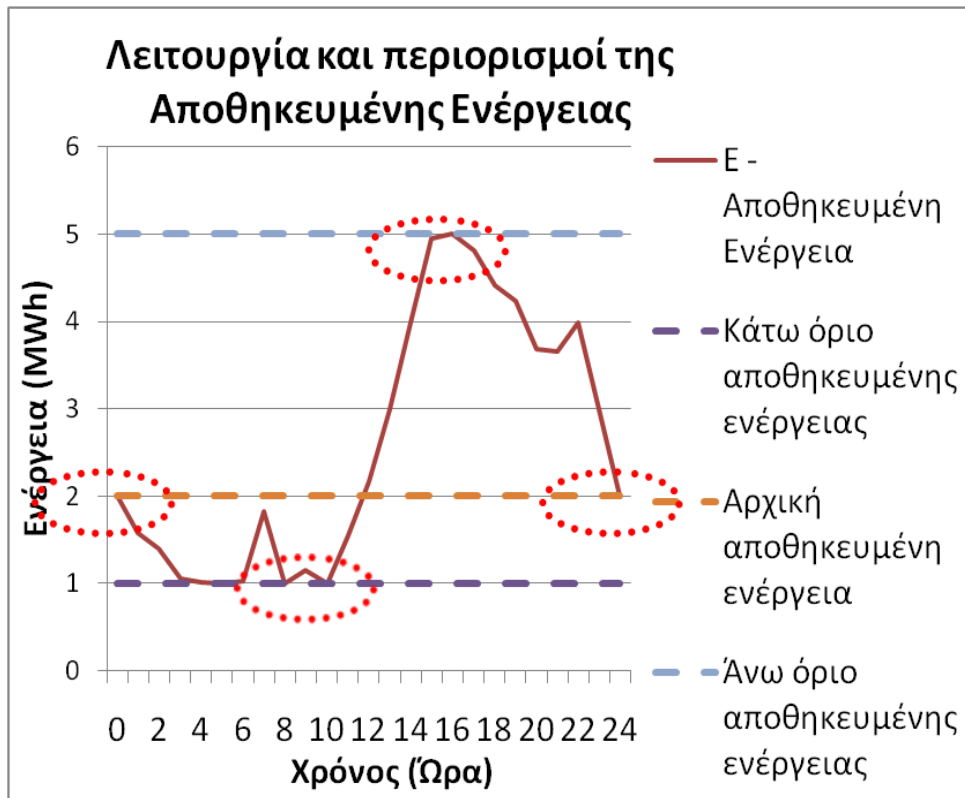
<i>Upper_Storage_Capability</i>	<i>=5 MWh</i>
<i>Lower_Storage_Capability</i>	<i>=1 MWh</i>
<i>P_{MAX}</i>	<i>=1 MW</i>
<i>Starting_{Energy}</i>	<i>=2 MWh</i>
<i>Min_Power_Factor</i>	<i>=0.95 →</i>
<i>→ Q_{MAX}</i>	<i>= tan(acos(0,95))=0.3287</i>

Πίνακας 4.6 Προδιαγραφές της αποθηκευτικής μονάδας

Στα παρακάτω διαγράμματα παρουσιάζονται οι περιορισμοί και η λειτουργία για:

- Την Αποθηκευμένη Ενέργεια
- Την Ενεργό Ισχύ αποθήκευσης
- Την Άεργο Ισχύ αποθήκευσης

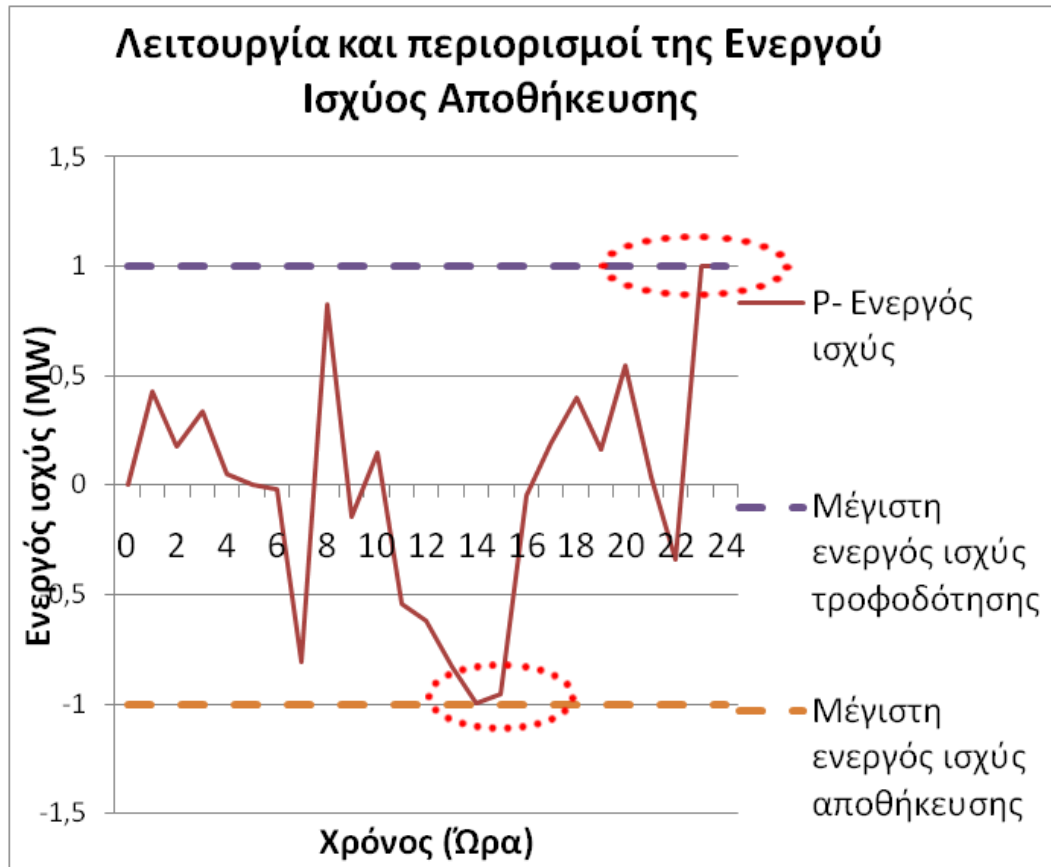
Για να κατανοηθεί πλήρως η λειτουργία των αποθηκευτικών μονάδων, μπορούμε να παρατηρήσουμε κάποια κομβικά σημεία στα διαγράμματα, τα οποία εξηγούν όλες τις ιδιότητες που την διέπουν.



Εικόνα 4.11 Λειτουργία και περιορισμοί της Αποθηκευμένης Ενέργειας

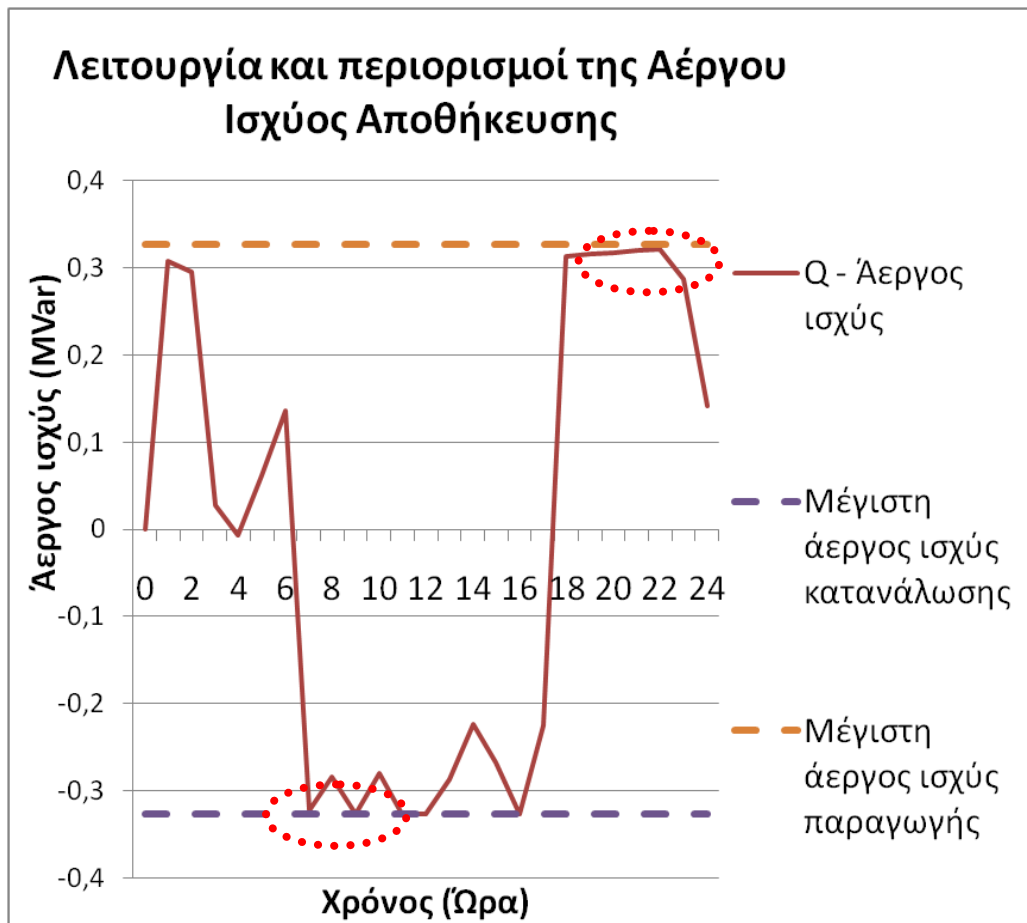
Στην Εικόνα 4.11 παρατηρούμε ότι πράγματι ισχύει η συνθήκη μηδενικής συνολικής παραγωγής/απορρόφησης ενέργειας κατά την διάρκεια της ημέρας, καθώς η αποθηκευμένη ενέργεια τόσο στην αρχή, όσο και στο τέλος της ημέρας είναι ίδια.

Επίσης, το ποσό της αποθηκευμένης ενέργειας κάθε ώρας, προκύπτει από το υπάρχων μέχρι εκείνη την στιγμή, προσθέτοντας ή αφαιρώντας την ενέργεια που αποθηκεύεται ή διατίθεται κάθε φορά. Παρατηρείται επίσης, ότι η συνολική ενέργεια περιορίζεται κάθε ώρα από το άνω και κάτω όριο.



Εικόνα 4.12 Λειτουργία και περιορισμοί της Ενεργού Ισχύος Αποθήκευσης

Στην Εικόνα 4.12 παρατηρούμε ότι η ενεργός ισχύς που διατίθεται ή αποθηκεύεται κάθε ώρα δεν μπορεί να ξεπερνά την μέγιστη ισχύ της αποθηκευτικής μονάδας.



Εικόνα 4.13 Λειτουργία και περιορισμοί της Αέργου Ισχύος Αποθήκευσης

Σε αυτή την περίπτωση, παρατηρούμε ότι, ανεξάρτητα από την ενεργό λειτουργία της αποθηκευτικής μονάδας η αέργος ισχύς περιορίζεται από τα σταθερά όρια που προκύπτουν από την εξίσωση (4.43) .

4.4.2 Τετραγωνικοί Περιορισμοί

Οι τετραγωνικοί περιορισμοί του προβλήματος οι οποίοι εισάγονται μέσω των πινάκων I, r και του κελιού Q , όπως περιγράφηκε σε προηγούμενη ενότητα, υπάρχουν με μοναδικό σκοπό τον περιορισμό του ρεύματος που διαρρέει τον μετασχηματιστή και όλες τις γραμμές.

Παρόλο που η ύπαρξη των τετραγωνικών περιορισμών, μετατρέπει το πρόβλημα σε $MIQCQP$, με αποτέλεσμα, να χρησιμοποιούνται διαφορετικοί, πιο πολύπλοκοι αλγόριθμοι, ακόμα και σε περιπτώσεις που οι περιορισμοί δεν έχουν άμεση επίδραση, ήταν

αναγκαία η εισαγωγή τους, για τον περιορισμό του θερμικού ορίου των γραμμών και του ΜΣ.

Έτσι για κάθε γραμμή-κλάδο του δικτύου, ο περιορισμός για τα θερμικά όρια είναι:

$$I \leq I_{thermal}$$

$$\frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} \cdot V} \leq I_{thermal} \quad (4.45)$$

Ενώ για τον ΜΣ ο περιορισμός αντίστοιχα, σχετίζεται με την ονομαστική του ισχύ:

$$\sqrt{P^2 + Q^2} \leq P_{nom} \quad (4.46)$$

Όπου

P, Q η ενεργός και άεργος ισχύς αντίστοιχα, που διαρρέουν την γραμμή/ΜΣ

Όπως αναφέρθηκε προηγουμένως, η εισαγωγή των τετραγωνικών περιορισμών, είχε ως αποτέλεσμα, την αύξηση της πολυπλοκότητας του αλγορίθμου. Για την κατά το δυνατό αντιμετώπιση αυτού του ζητήματος υλοποιήθηκε η παρακάτω διαδικασία.

Για οποιοδήποτε δίκτυο, ο αλγόριθμος, επιλύει το πρόβλημα βελτιστοποίησης με μηδενικούς τετραγωνικούς περιορισμούς, λύνει δηλαδή ένα MIQP πρόβλημα, σε πολύ λιγότερο χρόνο και καλύτερη σύγκλιση από το αντίστοιχο MIQCP. Στην συνέχεια, αυτόματα υπολογίζει τα ρεύματα που διαρρέουν τον μετασχηματιστή και κάθε γραμμή και ελέγχει αν υπάρχει παραβίαση κάποιου ορίου. Αν δεν υπάρχει, ο αλγόριθμος σταματά, ενώ σε αντίθετη περίπτωση, ξανατρέχει το ίδιο πρόβλημα με τους τετραγωνικούς περιορισμούς ενεργούς.

Η λύση αυτή, στην ουσία, επιταχύνει κατά πολύ τον αλγόριθμο μόνο σε περιπτώσεις δικτύου, όπου τα ρεύματα δεν πλησιάζουν τα θερμικά όρια.

4.5 Δομικό Διάγραμμα του αλγορίθμου

Στην τελευταία ενότητα αυτού του κεφαλαίου, παρουσιάζεται ένα δομικό διάγραμμα του αλγορίθμου, ή αλλιώς ένας ψευδοκώδικας που παρουσιάζει όλα τα βήματα που εμπεριέχονται στον κώδικα που αναπτύχθηκε.

Γραμμές Κώδικα	Λειτουργία
30	Επιλογή του αριθμού των διαφορετικών ημερών που θέλουμε να τρέξει ο κώδικας.
120	Εισαγωγή γενικών δεδομένων-εισόδων: • Άνω όριο ποσοστού περικοπών για κάθε DG για κάθε ώρα. • Κάτω όριο τάσης στον ζυγό MT • Ονομαστική τάση • Στοιχεία του $M/\Sigma(R_{ms}/X_{ms}/P_{nom})$ • Βάρη (κανονικοποίησης και Decision Maker's) • Καθορισμός τρόπου λειτουργίας /ελέγχου του inverter των DG σχετικά με την άεργο ισχύ για κάθε είδος DG(PV/WIND) • Πλήθος γραμμών που συνδέονται στον Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ • Έλεγχος εισόδων σε όλα τα παραπάνω
600/γραμμή	Εισαγωγή δεδομένων για κάθε γραμμή αναχώρησης από τον ΥΣ: • Αριθμός κόμβων • Ολικό μήκος γραμμής και κάθε κλάδου • Τύπος αγωγών, αντίσταση και αντίδραση/km, θερμικό όριο • Υπολογισμός R,X για κάθε κλάδο. • Αριθμός, τοποθεσία, ισχύς και ΣΙ κόμβων φορτίου • Εισαγωγή καμπύλης φορτίου • Υπολογισμός καμπύλης ενεργού και άεργου φορτίου για κάθε φορτίο • Αριθμός και τοποθεσία κόμβων με DG • Καθορισμός βάρους penalty σε κάθε DG για την άεργο. • Καθορισμός εγκατεστημένης ισχύος και είδους (PV/WIND) για κάθε DG • Καθορισμός μεγέθους inverter, και όρια συντελεστή ισχύος (τέσσερα για κάθε DG) • Εισαγωγή καμπύλης παραγωγής για Φωτοβολταικά και αιολικά • Υπολογισμός καμπύλης παραγωγής για κάθε DG και εφαρμογή τρόπου ελέγχου άεργου ισχύος ανάλογα τον τύπο του DG • Αριθμός και τοποθεσία συσκευών αποθήκευσης • Καθορισμός Μέγιστης ισχύος, ΣΙ, Ελάχιστης, Μέγιστης και Αρχικής ενέργειας σε κάθε συσκευή αποθήκευσης • Καθορισμός ισχύος του πυκνωτή στον ζυγό MT (αν υπάρχει) • Καθορισμός τοποθεσίας και ισχύος του πυκνωτή στην γραμμή (αν υπάρχει) • Καθορισμός αριθμού και τοποθεσίας των ρυθμιστών τάσεων

	κατά μήκος της γραμμής - Έλεγχος εισόδων σε όλα τα παραπάνω - Υπολογισμός χρήσιμων μεταβλητών για την βελτιστοποίηση
200/γραμμή	Κατασκευή βοηθητικών πινάκων για κάθε γραμμή, απαραίτητων για την μοντελοποίηση των διαφορών στοιχείων και εξισώσεων - Πίνακες D, για την μορφοποίηση των τάσεων στους κόμβους, όπως αναφέρονται στην εξίσωση (4.18) - Χρήση βοηθητικής συνάρτησης preproc για την μορφοποίηση της εξάρτησης των απωλειών από την μεταβλητή tap και τους Ρυθμιστές τάσης όπως αναφέρονται στην εξίσωση (4.25)
3000/γραμμή	Κατασκευή εξισώσεων και γενικά των απαραίτητων πινάκων για κάθε γραμμή αναχώρησης από τον ΥΣ: - Πάνω και κάτω όρια για την μεταβλητή βελτιστοποίησης: lb, ub για μία γραμμή - Ανισοτικοί και ισοτικοί περιορισμοί: bineq, Aineq, beq, Aeq για μία γραμμή - Τετραγωνικοί ανισοτικοί και ισοτικοί περιορισμοί: r, l, Q για μία γραμμή - Γραμμικοί και τετραγωνικοί όροι της αντικειμενικής συνάρτησης(και για τις 8 συναρτήσεις) f και H για μία γραμμή - Συνένωση των πινάκων κάθε αντικειμενικής συνάρτησης σε έναν - Πίνακας που δηλώνει το είδος κάθε μεταβλητής (συνεχής ή διακριτή)
8000	Κατασκευή επιπρόσθετων πινάκων, οι οποίοι προστίθενται στους παραπάνω για να καλύψουν την αλληλεπίδραση των γραμμών μεταξύ τους. (Για παράδειγμα η πτώση τάσης στον ΜΣ από μία γραμμή έχει επίδραση και στις υπόλοιπες): - Αντικειμενική συνάρτηση για τις λήψεις του tap ανάλογα το πλήθος των γραμμών και τον συντελεστή τους (PF) σχετικά με την επίδραση των tap,ο οποίος έχει ήδη υπολογιστεί - Περιορισμοί των τάσεων - Τετραγωνικοί περιορισμοί για το θερμικό όριο του ΜΣ - Τετραγωνικοί και γραμμικοί όροι αντικειμενικής συνάρτησης για τις απώλειες - Τετραγωνικοί όροι για την αντικειμενική συνάρτηση της άεργου ισχύος από τον ΜΣ - Γραμμικοί και τετραγωνικοί όροι για την αντικειμενική συνάρτηση των τάσεων - Προσθήκη ανισοτικού περιορισμού για την ελάχιστη τάση στον ζυγό MT.

Συνένωση Όλων των Πινάκων :	
200	Ένωση των αρχικών πινάκων κάθε γραμμής μεταξύ τους, και με τους πρόσθετους, στους τελικούς πίνακες lb, ub, Aineq, Aeq, bineq, beq, r, l, Q, f, H, ctype που απαιτούνται από τη cplex
50	Κάλεσμα της CPLEX και ορισμός των διαφόρων παραμέτρων
1350	Υπολογισμοί μετά την βελτιστοποίηση - Μεταβλητές βελτιστοποίησης - Ροές ισχύος σε όλους τους κλάδους για κάθε γραμμή - Τάσεις σε κάθε κόμβο και γραμμή - Επαλήθευση ότι οι περιορισμοί των τάσεων έχουν ορισθεί απολύτως σωστά - Υπολογισμός απωλειών (γραμμών και ΜΣ) - Υπολογισμός περικοπών - Υπολογισμός φαινόμενης, ενεργού και άεργου ισχύος που ρέει από τον ΜΣ - Υπολογισμός τιμής κάθε αντικειμενικής συνάρτησης ξεχωριστά - Επαλήθευση για κάθε αντικειμενική συνάρτηση ότι έχει ορισθεί απολύτως σωστά - Υπολογισμός όλων των ρευμάτων και έλεγχος ότι βρίσκονται εντός των περιορισμών - Αποθήκευση των απαραίτητων στοιχείων σε κατάλληλη δομή
Σύνολο γραμμών κώδικα (για 5 γραμμές): 28750	

Πίνακας 4.7 Δομικό Διάγραμμα/Ψευδοκώδικας του αλγορίθμου

4.6 Τελική μορφή πινάκων

Στην συγκεκριμένη υποενότητα θα παρουσιασθεί η μορφή των πινάκων που καταστρώνονται από τον αλγόριθμο και στην συνέχεια χρησιμοποιούνται από την συνάρτηση βελτιστοποίησης της CPLEX.

Εξαιτίας του πολύ μεγάλου μεγέθους των πινάκων, τα νούμερα σε κάθε κελί δεν θα είναι ορατά, παρά μόνο μια χρωματική απεικόνιση για την κατανόηση του τρόπου λειτουργίας τους.

4.6.1 Μορφή πινάκων για μία γραμμή

4.6.1.1 Aeq/beq

Ο πίνακας Aeq χρησιμοποιείται για την απεικόνιση των ισοτικών περιορισμών, και στην συγκεκριμένη περίπτωση της μίας γραμμής και μιας αποθηκευτικής μονάδας, μόνο για την εξασφάλιση της μηδενικής ημερήσιας «παραγωγής»/απορρόφησης της αποθηκευτικής μονάδας.

Έτσι ο πίνακας θα περιέχει παντού μηδενικά εκτός από τις 24 μεταβλητές που αντιπροσωπεύουν την ωριαία «παραγωγή» της αποθηκευτικής μονάδας.

Γενικά έχει τόσες στήλες όσες και οι μεταβλητές και τόσες γραμμές όσοι οι περιορισμοί.

0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

Πίνακας 4.8 Τμήμα πίνακα Aeq

Ο πίνακας beq στην συγκεκριμένη περίπτωση θα είναι απλά η τιμή 0, καθώς έχουμε μόνο μία γραμμή και μια αποθηκευτική μονάδα.

Γενικά έχει τόσα στοιχεία όσοι οι περιορισμοί.

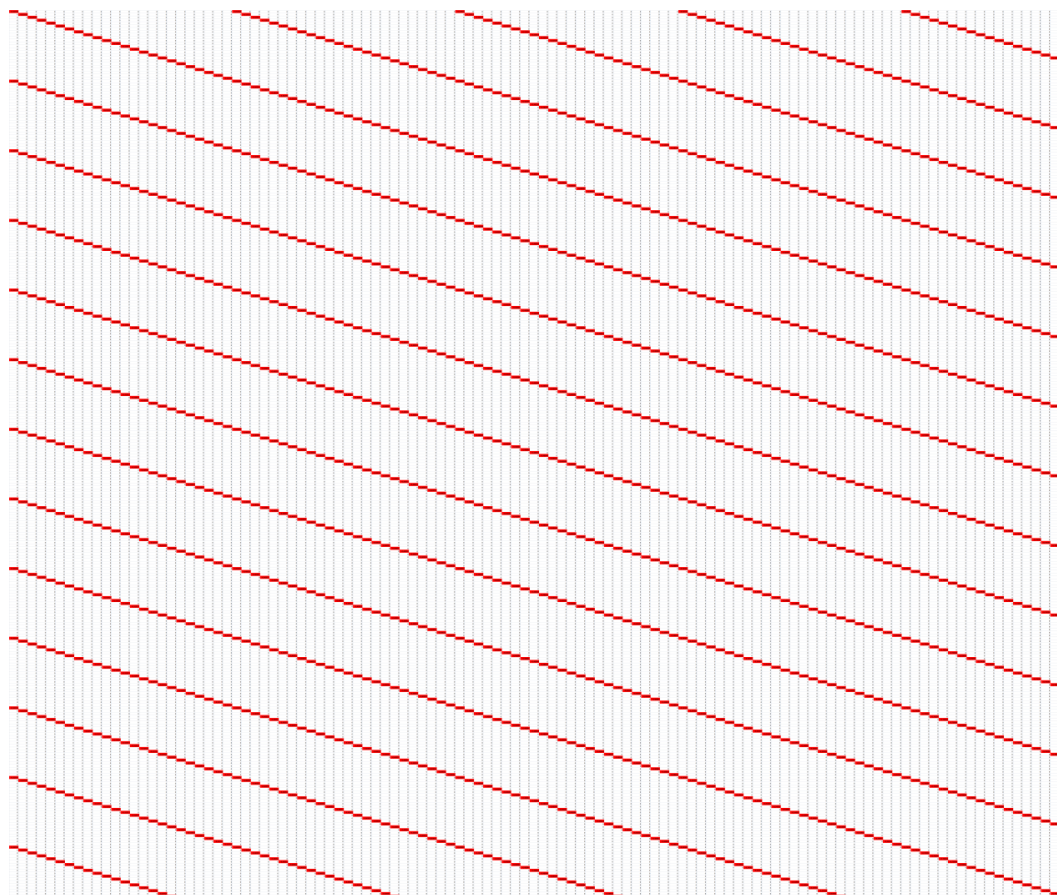
4.6.1.2 Aineq/bineq

Ο πίνακας Aineq χρησιμοποιείται για την απεικόνιση των ανισοτικών περιορισμών. Ο Πίνακας 4.9 δείχνει μόνο ένα πολύ μικρό μέρος του πίνακα αυτού. Οι στήλες αντιπροσωπεύουν τις μεταβλητές του προβλήματος, ενώ οι γραμμές τους διάφορους περιορισμούς. Τα χρωματιστά κελιά δηλώνουν τιμή διαφορετική του μηδενός.

Αυτό που πρέπει να σημειωθεί είναι, όπως φαίνεται στον πίνακα, ότι εν γένει ανά 24 περιορισμούς και μεταβλητές, οι υποπίνακες θα έχουν στοιχεία διαφορετικά του μηδενός μόνο στην διαγώνιο, και αυτό διότι δεν πρέπει να σχετίζονται οι διαφορετικές ώρες μεταξύ τους. Έτσι βλέπουμε ότι σε κάθε γραμμή(περιορισμό), ανά 24 μεταβλητές υπάρχει και μία μη μηδενική τιμή, και αυτό συμβαίνει γιατί ο κάθε περιορισμός αναφέρεται σε συγκεκριμένη ώρα και μόνο οι μεταβλητές της ώρας αυτής τον επηρεάζουν.

Προφανώς, υπάρχουν και περιπτώσεις, όπου ένας περιορισμός συσχετίζει διαφορετικές ώρες μεταξύ τους, οπότε και θα εμφανιστούν «γραμμές» ή «στήλες» με τιμές διαφορετικές του μηδενός.

Γενικά έχει τόσες στήλες όσες και οι μεταβλητές και τόσες γραμμές όσοι οι περιορισμοί.



Πίνακας 4.9 Τμήμα πίνακα A_{ineq}

Ο πίνακας b_{ineq} , αντιπροσωπεύει τους σταθερούς όρους των ανισοτικών περιορισμών και είναι μια στήλη.

Γενικά έχει τόσα στοιχεία όσοι και οι περιορισμοί.

4.6.1.3 lb/ub

Ο πίνακας lb , αντιπροσωπεύει τα κάτω όρια κάθε μεταβλητής και είναι μία στήλη.

Γενικά έχει τόσα στοιχεία όσες και οι μεταβλητές.

Ο πίνακας ub , αντιπροσωπεύει τα άνω όρια κάθε μεταβλητής και είναι μία στήλη.

Γενικά έχει τόσα στοιχεία όσες και οι μεταβλητές.

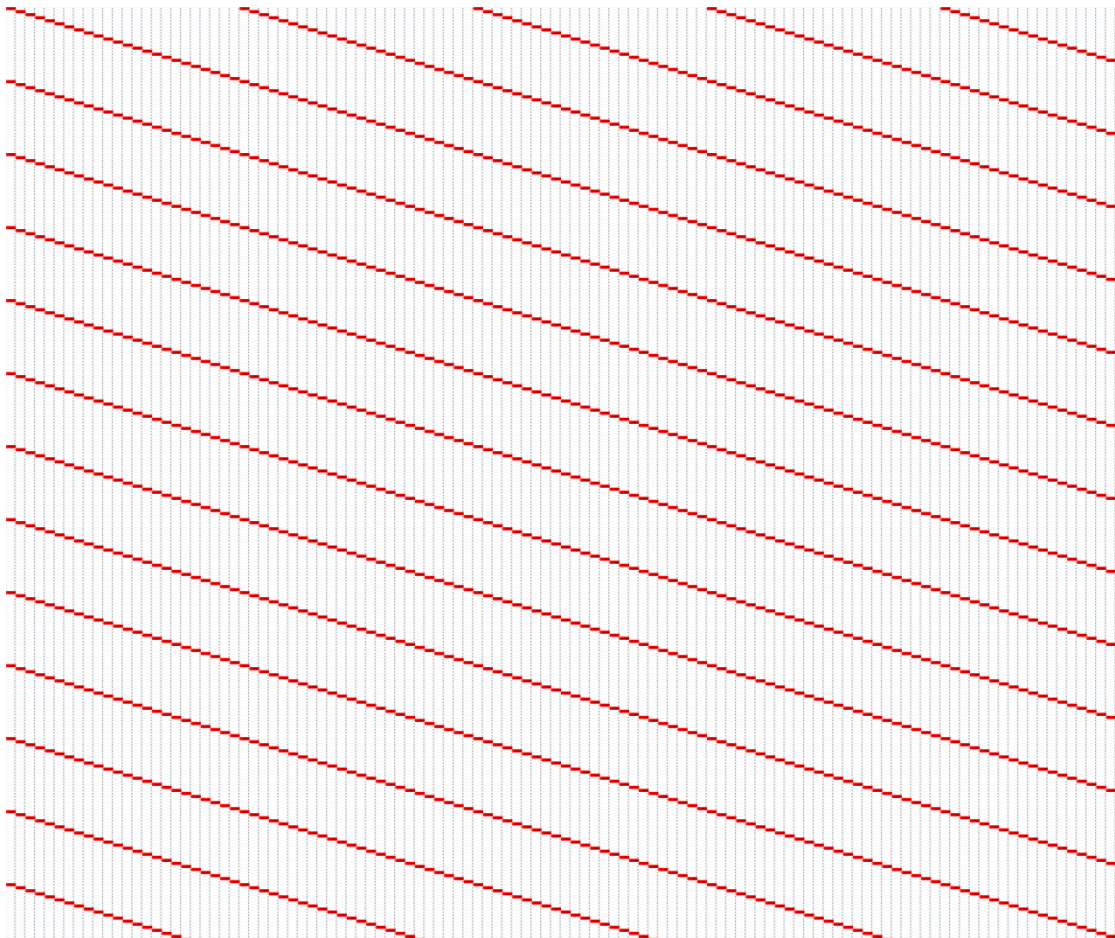
4.6.1.4 f/H

Ο πίνακας f αντιπροσωπεύει τους γραμμικούς όρους της αντικειμενικής συνάρτησης και είναι μια γραμμή.

Γενικά έχει τόσα στοιχεία όσες και οι μεταβλητές.

Ο πίνακας H αντιπροσωπεύει τους τετραγωνικούς όρους της αντικειμενικής συνάρτησης και είναι ένας τετραγωνικός πίνακας διάστασης ίσης με τον αριθμό των μεταβλητών.

Ο τρόπος απεικόνισης του μοιάζει με αυτόν του A_{ineq} για τον ίδιο λόγο, και παρακάτω φαίνεται ένα μικρό μέρος του.



Πίνακας 4.10 Τμήμα πίνακα H

4.6.1.5 $Q/l/r$

Οι πίνακες αυτοί χρησιμοποιούνται για την αναπαράσταση των τετραγωνικών περιορισμών και συγκεκριμένα του θερμικού ορίου των γραμμών και του ΜΣ.

Ο Q είναι κελί που περιέχει πίνακες.

Για κάθε γραμμή και ώρα ο υποπίνακας Q_i είναι ένας τετραγωνικός πίνακας διάστασης ίσης με τις μεταβλητές, και οι μοναδικές μη μηδενικές τιμές του είναι τα στοιχεία (Q,Q) και (P,P) για την συγκεκριμένη ώρα που ορίζεται ο συγκεκριμένος πίνακας. Αντιπροσωπεύει τους τετραγωνικούς όρους του τετραγωνικού περιορισμού.

Ως στοιχεία (Q,Q) εννοούμε τα στοιχεία του πίνακα όπου έχουν και στις 2 συντεταγμένες τους μεταβλητές που συνδέονται με άεργο ισχύ, ενώ ως (P,P) αντιστοίχα όσα συνδέονται με μεταβλητές που σχετίζονται με ενεργό ισχύ.

Ο πίνακας I είναι ένας δισδιάστατος πίνακας με διαστάσεις πλήθος μεταβλητών * πλήθος τετραγωνικών περιορισμών.

Για κάθε γραμμή και ώρα ο υποπίνακας I_i είναι ένα διάνυσμα με τόσα στοιχεία όσα και οι μεταβλητές και αντικατοπτρίζει τους γραμμικούς όρους των περιορισμών.

Ο πίνακας r είναι ένα διάνυσμα με τόσα στοιχεία όσα και οι περιορισμοί, ενώ για κάθε γραμμή (περιορισμό), αντιστοιχεί μόνο ένας αριθμός ο οποίος αντικαθιστά τους σταθερούς όρους.

4.6.2 Μορφή πινάκων για περισσότερες γραμμές

Στην προηγούμενη ενότητα είδαμε πως διαμορφώνονται από τον αλγόριθμο, οι πίνακες για μία γραμμή, με σκοπό να χρησιμοποιηθούν από την συνάρτηση βελτιστοποίησης της Cplex.

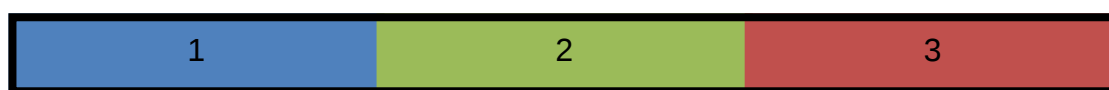
Σε δίκτυα με παραπάνω γραμμές αναχώρησης από τον ΥΣ ΥΤ/ΜΤ, η διαδικασία που ακολουθείται είναι η παρακάτω.

Αρχικά, για κάθε μία γραμμή που αναχωρεί από τον ΥΣ κατασκευάζονται οι αντίστοιχοι πίνακες που της αντιστοιχούν, όπως θα ήταν στην περίπτωση όπου ήταν η μοναδική γραμμή.

Στην συνέχεια γίνεται η ένωση των παραπάνω πινάκων στους τελικούς πίνακες. Η λογική είναι ότι πλέον, οι μεταβλητές του προβλήματος βελτιστοποίησης θα είναι το άθροισμα όλων των μεταβλητών κάθε γραμμής, και για αυτόν τον λόγο οι πίνακες πρέπει να ενωθούν με συγκεκριμένο τρόπο.

Έστω ότι οι πίνακες της πρώτης γραμμής αναφέρονται με το νούμερο 1, της δεύτερης με το νούμερο 2 κ.ο.κ.

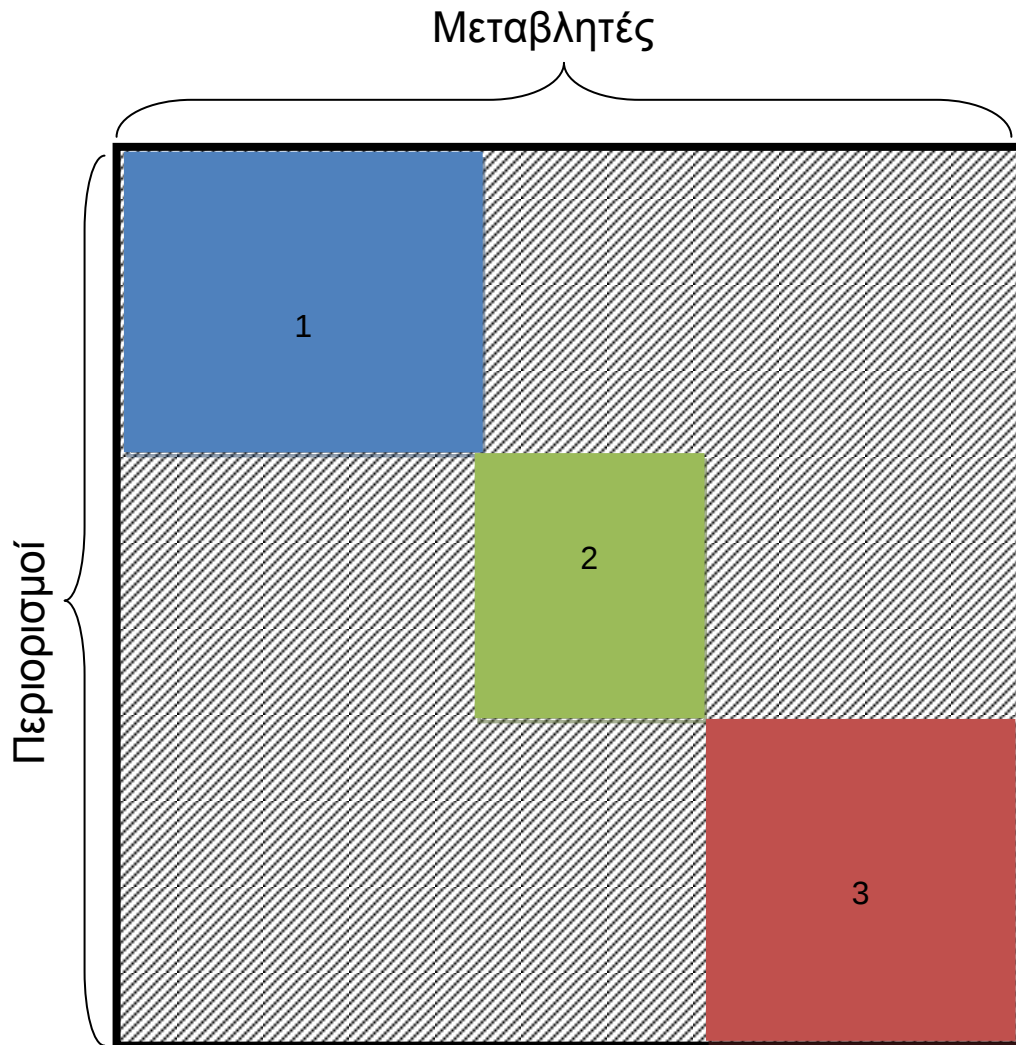
Οι γραμμικοί πίνακες (x , $bineq$, beq , lb , ub , f) ενώνονται σειριακά δηλαδή:



Εικόνα 4.14 Ένωση γραμμικών πινάκων διαφορετικών γραμμών

Έτσι οι μεταβλητές και οι περιορισμοί κάθε γραμμής, βρίσκονται σε σειρά, χωρίς να επηρεάζει ο ένας τον άλλον.

Οι δισδιάστατοι πίνακες (A_{ineq} , A_{eq} , H κοκ) ενώνονται με τον παρακάτω τρόπο:



Εικόνα 4.15 Ένωση δισδιάστατων πινάκων διαφορετικών γραμμών

Έστω ότι κατακόρυφα είναι οι περιορισμοί και οριζόντια οι μεταβλητές (ενώνουμε δηλαδή τους πίνακες A_{ineq} , αντίστοιχα όμως, είναι και για τους υπόλοιπους). Με αυτόν τον τρόπο, οι μεταβλητές κάθε γραμμής επηρεάζουν μόνο τους περιορισμούς της συγκεκριμένης γραμμής, ενώ για τις υπόλοιπες παίρνουν μηδενική τιμή.

Αν σταματάγαμε εδώ, το αποτέλεσμα δεν θα ήταν σωστό, εξαιτίας της αλληλεπίδρασης που υπάρχει μεταξύ των γραμμών.

Συγκεκριμένα, οι μεταβλητές κάθε γραμμής επηρεάζουν όλες τις υπόλοιπες, εξαιτίας του μετασχηματιστή καθώς η πτώση τάσης που δημιουργείται εκεί, όπως και οι απώλειες του, επηρεάζονται από όλες τις γραμμές.

Κατ' επέκταση η τάση κάθε κόμβου του δικτύου επηρεάζεται από όλες τις μεταβλητές, ανεξαρτήτου γραμμής, ενώ οι διάφορες αντικειμενικές συναρτήσεις, όπως οι απώλειες, είναι συνδυασμός μεταβλητών από διαφορετικές γραμμές αναχώρησης.

Το τρίτο, λοιπόν, και τελευταίο βήμα για την μοντελοποίηση των πινάκων στην περίπτωση των πολλαπλών γραμμών έχει να κάνει με τα παραπάνω.

Κάθε πίνακας περιορισμών ή αντικειμενικής συνάρτησης η οποία επηρεάζεται από μεταβλητές διαφορετικών γραμμών, διορθώνεται. Έτσι μετά το τρίτο και τελευταίο βήμα, στην Εικόνα 4.15, το γραμμοσκιασμένο για παράδειγμα κομμάτι που περιείχε μηδενικές τιμές, πλέον θα έχει και μη μηδενικά στοιχεία, συνδέοντας μεταβλητές της πρώτης γραμμής με τους περιορισμούς της δεύτερης και της τρίτης.

5 Αποτελέσματα

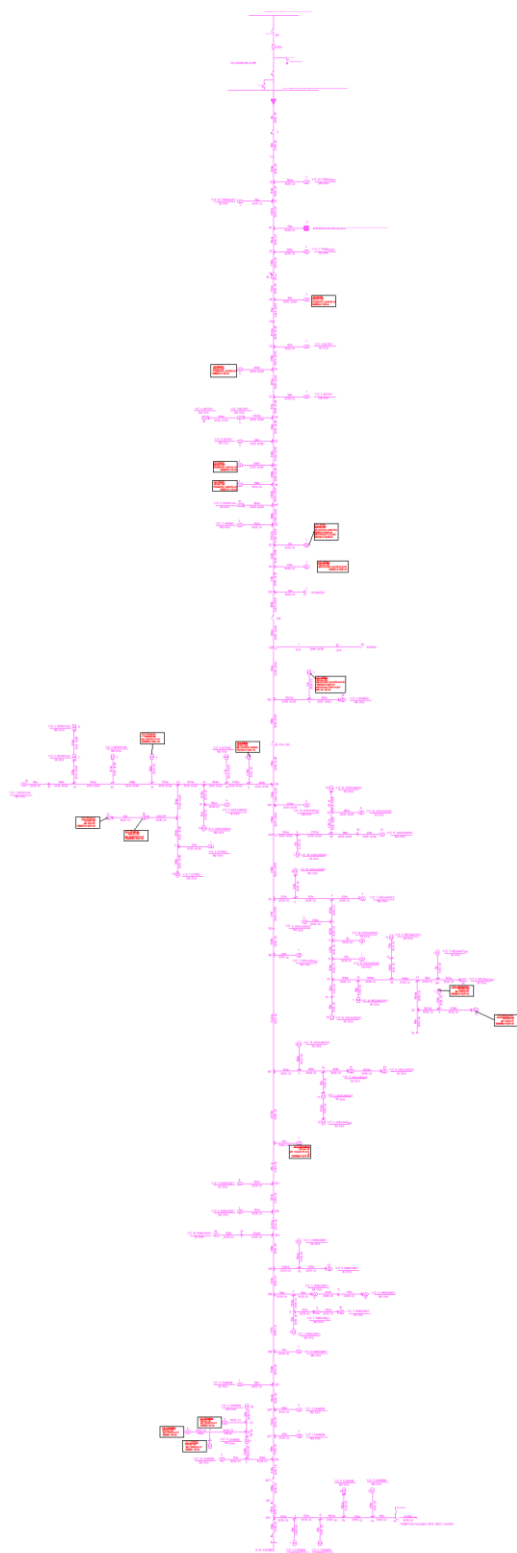
5.1 Τοπολογίες και λεπτομέρειες των προσομοιώσεων

Ο αλγόριθμος που αναπτύχθηκε στην συγκεκριμένη εργασία, δοκιμάστηκε σε πολλά και διαφορετικά δίκτυα, υπό διαφορετικές συνθήκες, Ωστόσο, σε αυτό το κεφάλαιο, θα παρουσιασθεί μόνο ένα μικρό αντιπροσωπευτικό δείγμα αυτών.

5.1.1 Βασικό δίκτυο προσομοίωσης

Τα παραδείγματα που ακολουθούν, βασίζονται στο δίκτυο της γραμμής R200 του Υ/Σ Γενναδίου Ρόδου. Στην Εικόνα 5.1 φαίνεται το μονογραμμικό διάγραμμα.

Όπως φαίνεται, οι κόμβοι του δικτύου είναι πάρα πολλοί σε αριθμό, και η διαδικασία ολοκλήρωσης του αλγορίθμου θα χρειαζόταν απαγορευτικό χρόνο. Για τον παραπάνω λόγο, σε συνδυασμό με το γεγονός, ότι ο αλγόριθμος δεν μπορεί να διαχειριστεί διακλαδώσεις, έγιναν κάποιες απλοποιήσεις πριν την αποτύπωση του δικτύου στο λογισμικό.



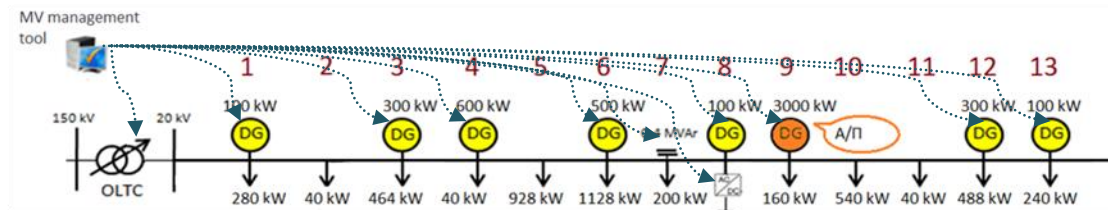
Εικόνα 5.1 Μονογραμμικό διάγραμμα γραμμής R220

Η τελική τοπολογία της γραμμής R220 φαίνεται στον παρακάτω πίνακα:

ΤΕΛΙΚΗ ΤΟΠΟΛΟΓΙΑ ΜΕΤΑ ΤΗΝ ΑΠΛΟΠΟΙΗΣΗ ΤΟΥ ΔΙΚΤΥΟΥ ΓΙΑ ΤΗΝ ΓΡ. 220 ΤΟΥ Υ/Σ ΓΕΝΝΑΔΙΟΥ														Node
	13	12	11	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	
37831,5	5097	1655	3827	2560,5	1876,5	6257	2802	1359	2306,5	5265,333	1048,667	3222	555	L (m)
	95 Cu	95 Cu	95 Cu	95 Cu	95 ACSR	95 ACSR	95 ACSR	95 ACSR	95 ACSR	95 ACSR	95 ACSR	95 ACSR	95 ACSR	Conductor
4548	240	488	40	540	160	0	200	1128	928	40	464	40	280	Φορτίο (kW)
2000	100	300	0	0	0	100	0	500	0	600	300	0	100	ΦΒ
3000	0	0	0	0	3000	0	0	0	0	0	0	0	0	A/Π
	-	-	-	-	-	-	NAI	-	-	-	-	-	-	Πυκνωτής
						NAI								Storage

Πίνακας 5.1 Τελικό δίκτυο, μετά την απλοποίηση

Η απλοποίηση βασίστηκε στην ενοποίηση πολλών κόμβων σε έναν, με τοποθέτηση του συνολικού φορτίου σε σημείο ανάλογα τις αποστάσεις και τα μεγέθη των αρχικών φορτίων, και με σκοπό το τελικό αποτέλεσμα να έχει ίδια συνολικά μεγέθη φορτίου, παραγωγής και μήκους γραμμής. Θεωρήθηκε φορτίο 0,8 της ισχύος κάθε ΜΣ.



Εικόνα 5.2 Τελικό δίκτυο, μετά την απλοποίηση

5.1.2 Key Performance Indicators

Για την ανάδειξη των βελτιώσεων που εισάγει ο αλγόριθμος, καθώς και για την σύγκριση του με την ως τώρα κλασσική μέθοδο, χρησιμοποιήθηκε ένα σύνολο από KPI's. Τα KPI's είναι δείκτες που απεικονίζουν την ποσοστιαία βελτίωση μεταξύ της κλασσικής μεθόδου με LDC και του προτεινόμενου αλγορίθμου σε συγκεκριμένους τομείς.

Για την εύρεση του κάθε KPI, χρησιμοποιούνται οι δύο διαφορετικοί τρόποι στο ίδιο ακριβώς δίκτυο υπό τους ίδιους περιορισμούς και λειτουργίες.

Αυτά που χρησιμοποιήσαμε είναι τα παρακάτω:

1) Μείωση των απωλειών

Ο τύπος που θα χρησιμοποιηθεί για τον υπολογισμού αυτού του δείκτη είναι ο παρακάτω:

$$\Delta L = \frac{L_{SG} - L_{BL}}{L_{BL}} \cdot 100\% \quad (5.1)$$

Όπου:

L_{BL} : το σύνολο των απωλειών ενέργειας στο βασικό σενάριο, σε συγκεκριμένο χρονικό διάστημα.

L_{SG} : το σύνολο των απωλειών ενέργειας στο smart-grid σενάριο, σε συγκεκριμένο χρονικό διάστημα.

Οι απώλειες υπολογίζονται σε όλο το δίκτυο σαν άθροισμα των απωλειών στις γραμμές και στον μετασχηματιστή.

Για τον προσδιορισμό αυτού του δείκτη, τρέξαμε το δίκτυο με διαφορετικό μείγμα βαρών, με τις τάσεις και τις απώλειες πάντα παρών, και με παραμετροποίηση ανάλογα την εγκατεστημένη ισχύ των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής, αυξάνοντας ομοιόμορφα την κάθε μία.

2) Αύξηση της διείσδυσης ΑΠΕ στο δίκτυο

Ένας από τους σημαντικότερους λόγους ανάπτυξης του συγκεκριμένου αλγορίθμου, είναι η ανάγκη αύξησης της εκμετάλλευσης των ΑΠΕ. Ενώ οι ΑΠΕ βρίσκονται διαθέσιμες σε μεγάλα ποσά, το βασικότερο εμπόδιο στην εκμετάλλευση τους είναι η δυσκολία στην ένταξή τους στο δίκτυο λόγω της αβεβαιότητας που τις χαρακτηρίζουν.

Για να υπολογιστεί ο δείκτης αυτός, για κάθε μία από τις δύο περιπτώσεις, θα αυξάνεται η συνολική ισχύς των ΑΠΕ, μέχρι κάποιος περιορισμός να παραβιαστεί. Επίσης, θα υπολογιστούν διαφορετικοί δείκτες για διαφορετικές περιπτώσεις επιτρεπόμενων περικοπών.

Ο τύπος είναι :

$$HC_{\%} = \frac{HC_{SG} - HC_{BL}}{HC_{BL}} \cdot 100\% \quad (5.2)$$

Όπου:

HC_{BL} : η συνολική εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ στο βασικό σενάριο.

HC_{SG} : η συνολική εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ στο σενάριο smart-grid.

Για τον προσδιορισμό του KPI σχετικά με την αύξηση της χωρητικότητας σε ΑΠΕ του δικτύου, ενσωματώθηκε μία μεταβλητή $scale_ur$ στον κώδικα, η οποία στην ουσία, πολλαπλασιάζει την ισχύ όλων των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής, έτσι ώστε όταν $scale_ur=1$ η τοπολογία να είναι η αρχική κοκ.

Έτσι για κάθε σενάριο, τρέχαμε το δίκτυο και κάθε φορά αυξάναμε την μεταβλητή $scale_ur$ μέχρι να χτυπήσει κάποιος περιορισμός, και έτσι βρίσκαμε το άνω όριο σε κάθε περίπτωση.

Επίσης, στην περίπτωση του SG, έγινε παραμετροποίηση σχετικά με το ποσοστό των επιτρεπτών περικοπών που επιτρέπεται από 0 έως 50%.

3) Αύξηση του μεριδίου ενέργειας από ΑΠΕ

Ο συγκεκριμένος δείκτης δεν είναι ανεξάρτητος, αλλά σχετίζεται με το προηγούμενο KPI 2.

Υπολογίζεται ως

$$\Delta\lambda = \lambda_{SG} - \lambda_{BL} \quad (5.3)$$

Όπου

λ_{BL} : το ποσοστό διείσδυσης ΑΠΕ στο βασικό σενάριο.

λ_{SG} : το ποσοστό διείσδυσης ΑΠΕ στο σενάριο smart grid.

Το ποσοστό διείσδυσης ΑΠΕ υπολογίζεται σε κάθε περίπτωση ως:

$$\lambda = \frac{E_{RES}}{E_{LOAD}} \quad (5.4)$$

Όπου

E_{RES} : το σύνολο της παραγόμενης ενέργειας από τους σταθμούς ΑΠΕ.

E_{LOAD} : το σύνολο της ζήτησης των φορτίων.

4) Ρύθμιση της τάσης

Ο δείκτης αυτός είναι και ο σημαντικότερος, καθώς αποτελεί τον βασικό στόχο του λογισμικού.

Για την ποσοτικοποίηση της διακύμανσης της τάσης σε έναν μόνο αριθμό, υπολογίζεται η RMS τιμή της διακύμανσης της τάσης σε όλους τους κόμβους για όλες τις ώρες.

$$d_V = \sqrt{\frac{\sum_{t=1}^T \left(\sum_{i=1}^N (V_{i,t} - V_n)^2 \right)}{V_n^2}} \quad (5.5)$$

Όπου:

- d_V ο δείκτης της διακύμανσης της τάσης στο δίκτυο για συγκεκριμένη χρονική περίοδο
- N ο αριθμός των κόμβων
- T η χρονική περίοδος
- $V_{i,t}$ η τάση στον κόμβο i την στιγμή t
- V_n η ονομαστική τάση

Το KPI που αναπαριστά την ρύθμιση της τάσης υπολογίζεται ως

$$\Delta d_V (\%) = \frac{d_V(u_{SG}) - d_V(u_{BC})}{d_V(u_{BC})} \cdot 100\% \quad (5.6)$$

$d_V(u_{BL})$: ο δείκτης της διακύμανσης της τάσης για το βασικό σενάριο.

$d_V(u_{SG})$: ο δείκτης της διακύμανσης της τάσης για το σενάριο smart grid.

Αντίστοιχα με το πρώτο KPI, έγινε παραμετροποίηση με τα βάρη και την εγκατεστημένη ισχύ των ΑΠΕ.

5) Μείωση των εκπομπών CO₂

Ο συγκεκριμένος δείκτης είναι απόλυτα συσχετισμένος με το KPI 2, αφού η παραγόμενη ενέργεια από ΑΠΕ, ουσιαστικά ισοδυναμεί σε ισοδύναμη ενέργεια από συμβατικές μονάδες.

Έτσι, αυτό το KPI υπολογίζεται από τον παρακάτω τύπο:

$$\Delta CE = \frac{CE_{BL} - CE_{SG}}{CE_{BL}} \cdot 100\% = \frac{1}{1 - \lambda_{BL}} \Delta \lambda \quad (5.7)$$

Όπου CE_{BL} και CE_{SG} είναι οι εκπομπές CO_2 για το βασικό και το smart grid σενάριο αντίστοιχα.

6) Μείωση των περικοπών ενέργειας στις μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής

Οι περικοπές ενεργού ισχύος από τις μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής, έχουν ως αποτέλεσμα κατακόρυφη μείωση του οικονομικού οφέλους για τους παραγωγούς. Για τον λόγο αυτό, αποτελεί την τελευταία λύση, και θα χρησιμοποιηθεί μόνο στην περίπτωση παραβίασης περιορισμών.

Για να υπάρξει σύγκριση μεταξύ των δύο σεναρίων είναι προφανές ότι θα πρέπει να υπάρχουν περικοπές και στο βασικό σενάριο, κάτι το οποίο προϋποθέτει επικοινωνίες και διαδικασίες smart grid. Ωστόσο δεν υπάρχει άλλος τρόπος σύγκρισης, έτσι για το βασικό σενάριο LDC, θα υπάρχουν ως μοναδικές μεταβλητές ελέγχου οι περικοπές κάθε μονάδας διεσπαρμένης παραγωγής.

Το KPI αυτό θα υπολογίζεται ως:

$$\Delta E = \frac{E_{BL} - E_{SG}}{E_{BL}} \cdot 100\% \quad (5.8)$$

Όπου

E_{BL} : το σύνολο της ενέργειας περικοπών στο βασικό σενάριο.

E_{SG} : το σύνολο της ενέργειας περικοπών στο σενάριο smart grid.

Τέλος για την περίπτωση αυτή, επιτράπηκε και στα δύο σενάρια η δυνατότητα περικοπών, έχοντας ως βασικό βάρος βελτιστοποίησης την ελαχιστοποίηση τους.

5.1.3 Baseline Σενάριο – LDC

Όπως αναφέρθηκε, τα αποτελέσματα που θα παρουσιασθούν στην συνέχεια, με στόχο την ανάδειξη των ικανοτήτων του προτεινόμενου τρόπου

λειτουργίας, θα παρατεθούν σε σύγκριση με την κλασσική μέθοδο λειτουργίας των δικτύων διανομής.

Στο βασικό αυτό σενάριο, οι πυκνωτές των γραμμών είναι συνεχώς ενεργοί, οι μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής λειτουργούν συνεχώς με μοναδιαίο συντελεστή ισχύος, δεν έχουν δηλαδή δυνατότητα παραγωγής άεργου ισχύος, ενώ οι περικοπές ενεργού ισχύος, εν γένει, δεν είναι δυνατές. Τέλος, ο έλεγχος του ΣΑΤΥΦ γίνεται με την μέθοδο της αντιστάθμισης (LDC), η λειτουργία της οποίας αναφέρεται στην ενότητα 2.1.6.

Για κάθε δίκτυο επιλέγεται μια καμπύλη LDC, και είναι σημαντικό να αναφέρουμε ότι η καμπύλη που επιλέχθηκε στα επόμενα παραδείγματα είναι αρκετά κοντά στην βέλτιστη. Αν επιλεγόταν μια καμπύλη LDC χειρότερης τάξης από αυτή που χρησιμοποιήσαμε, τα αποτελέσματα θα ήταν σαφώς, πολύ καλύτερα, αλλά θα μπορούσαν να χαρακτηριστούν πλασματικά.

Ο τρόπος που υπολογίσαμε την εξίσωση που δίνεται ως είσοδος στο ΣΑΤΥΦ περιγράφεται στην ενότητα 2.1.6. Συγκεκριμένα επιλέξαμε τις κατάλληλες τιμές $\mathbf{R}$, $\mathbf{X}$, $\mathbf{b}$ της εξίσωσης:

$$V = \mathbf{b} + I_R \cdot \mathbf{R} + I_x \cdot \mathbf{X} \quad (5.9)$$

με σκοπό η τάση στον ζυγό στις περιπτώσεις μεγίστου και ελαχίστου φορτίου (με τους πυκνωτές συνδεδεμένους και χωρίς την ύπαρξη DG) να είναι 21.2 kV και 20,47 kV αντίστοιχα, ενώ ο λόγος $\frac{R}{X}$ να είναι ίσος με τον αντίστοιχο λόγο των γραμμών, για παράδειγμα $\frac{0,215}{0,334} = 0,6437$, στην περίπτωση 95 ACSR αγωγού.

5.1.4 Smart grid Σενάριο

Αυτή η περίπτωση αφορά στον προτεινόμενο τρόπο λειτουργίας. Δηλαδή στον αλγόριθμο που προσομοιώνει την λειτουργία του δικτύου και δίνει ως αποτέλεσμα την βέλτιστη χρήση όλων των συσκευών που βρίσκονται σε αυτόν. Αποτελεί δηλαδή έναν κεντρικό, συντονισμένο έλεγχο.

Σε αυτή την περίπτωση, προφανώς δεν γίνεται χρήση LDC ή παρόμοιας μεθόδου, αλλά ΣΑΤΥΦ, πυκνωτές, ρυθμιστές τάσης, συσκευές αποθήκευσης καθώς και οι μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής (άεργος ισχύς και περικοπές ενεργού ισχύος), χειρίζονται από τον αλγόριθμο συντονισμένα και συγκεκριμένα βέλτιστα για τις εκάστοτε ανάγκες.

5.1.5 Excel Αποτελεσμάτων

Για την εύκολη και γρήγορη απεικόνιση των αποτελεσμάτων που μας δίνει ο αλγόριθμος, για κάθε ξεχωριστό δίκτυο, κατασκευάστηκε ένα συγκεντρωτικό αρχείο excel.

Εισάγοντας μετά από κάθε προσομοίωση το διάνυσμα λύσεων στο αντίστοιχο πεδίο του excel, δημιουργούνται αυτόματα όλες οι πληροφορίες που μπορεί κάποιος να χρησιμοποιήσει. Συγκεκριμένα:

- Ξεκάθαρη παρουσίαση των μεταβλητών και των αποτελεσμάτων

Εκτός από την παραγωγή ή κατανάλωση έργου ισχύος από τις μονάδες παραγωγής, υπολογίζεται αυτόματα ο συντελεστής ισχύος τους, και χρωματίζεται διαφορετικά αν είναι επαγωγικός ή χωρητικός για την εξαγωγή εύκολων συμπερασμάτων.

hour	Qg1	Qg2	Qg3	Qg4	Qg5	Qg6	Qg7	Qg8	cos1	cos2	cos3	cos4	cos5	cos6	cos7	cos8
1	0	0	0	0	0	-1,7786	0	0	0	0	0	0	0	0,962075	0	0
2	0	0	0	0	0	-2,13082	0	0	0	0	0	0	0	0,946863	0	0
3	0	0	0	0	0	-3,12228	0	0	0	0	0	0	0	0,918714	0	0
4	0	0	0	0	0	-3,33626	0	0	0	0	0	0	0	0,915533	0	0
5	0	0	0	0	0	-3,44553	0	0	0	0	0	0	0	0,922821	0	0
6	0	0	0	0	0	-3,52534	0	0	0	0	0	0	0	0,919625	0	0
7	0	0	0	0	0	-3,90656	0	0	0	0	0	0	0	0,944436	0	0
8	1,89E-05	0,0001378	0,0002594	0,000158	-5,8E-06	-3,90442	-4,5E-05	-8,5E-06	0,997258	0,984709	0,986587	0,992662	0,999719	0,915988	0,998023	0,999378
9	0,054102	0,1337423	-0,326538	-0,2721	-0,0543	-3,90665	-0,16314	-0,05412	0,802022	0,85234	0,800375	0,800384	0,800814	0,944441	0,80029	0,801112
10	0,130158	0,3905701	0,7810339	-0,33714	-0,13006	-3,90658	-0,3904	-0,12985	0,854917	0,854888	0,854925	0,953984	0,854885	0,934258	0,822158	0,806766
11	0,130176	0,3905987	0,7811571	0,644882	-0,13007	-3,90658	-0,39042	-0,12999	0,924193	0,924179	0,924188	0,925439	0,92397	0,91781	0,88878	0,889522
12	0,13017	0,3905899	0,7811315	0,648098	-0,02845	-3,90518	-0,39009	-0,12972	0,944461	0,94445	0,944448	0,94489	0,995549	0,902636	0,917354	0,917968
13	0,13017	0,3905899	0,7811284	0,479038	-0,13003	-3,90652	-0,39037	-0,12994	0,950012	0,950003	0,949193	0,95726	0,925262	0,907743	0,92514	0,925458
14	0,130177	0,3905999	0,7811577	0,544936	-0,1301	-3,9066	-0,39045	-0,13	0,946591	0,946598	0,92241	0,942042	0,920317	0,921135	0,920239	0,920522
15	0,130176	0,3905995	0,7811549	0,497075	-0,13006	-3,90657	-0,39042	-0,12998	0,932244	0,932234	0,932235	0,957938	0,900043	0,92114	0,89989	0,900281
16	0,13016	0,3905736	0,7810785	-0,01104	-0,13006	-3,90656	-0,39031	-0,12985	0,891483	0,891463	0,891484	0,999963	0,890926	0,933406	0,844721	0,846318
17	0,095418	0,2865406	0,3605925	-0,47711	-0,09534	-3,90656	-0,2865	-0,09513	0,800714	0,800451	0,904618	0,800725	0,80089	0,944444	0,800342	0,801082
18	0,004651	-0,006349	-0,033398	-0,02787	-0,00532	-3,90634	-0,01672	-0,00496	0,855238	0,964104	0,809934	0,809474	0,820929	0,944449	0,807435	0,834663
19	0	0	0	0	0	-3,82261	0	0	0	0	0	0	0	0,951976	0	0
20	0	0	0	0	0	-3,62716	0	0	0	0	0	0	0	0,954102	0	0
21	0	0	0	0	0	-3,13795	0	0	0	0	0	0	0	0,956074	0	0
22	0	0	0	0	0	-3,10884	0	0	0	0	0	0	0	0,961619	0	0
23	0	0	0	0	0	-1,36505	0	0	0	0	0	0	0	0,981164	0	0
24	0	0	0	0	0	-1,23276	0	0	0	0	0	0	0	0,976718	0	0

Εικόνα 5.3 Άεργος ισχύς από τις μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής και συντελεστής ισχύος

Στην επόμενη εικόνα παρουσιάζονται οι λήψεις του ΣΑΤΥΦ και οι περικοπές κάθε μονάδας διεσπαρμένης παραγωγής, καθώς και το ποσοστό επί της ονομαστικής τους ισχύος, χρωματισμένο σε 5 διαφορετικές κλίμακες ανάλογα την τιμή του.

tap	bank	Pgcur1	Pgcur2	Pgcur3	Pgcur4	Pgcur5	Pgcur6	Pgcur7	Pgcur8	Pgcur1(%)	Pgcur2(%)	Pgcur3(%)	Pgcur4(%)	Pgcur5(%)	Pgcur6(%)	Pgcur7(%)	Pgcur8(%)
7	0	0	0	0	0	0	0,000259	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0,000259	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0,000268	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0,000273	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0,000363	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0,000586	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0,001046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	1,06E-05	1,66E-05	2,31E-05	2,74E-05	1,97E-05	0,000351	7,35879E-05	2,42E-05	0,040114	0,020836	0,014495	0,020636	0,074167	3,94E-05	0,092496	0,091441
9,999999	0	1,77E-05	2,26E-05	2,77E-05	3,73E-05	5,18E-05	0,000216	0,00024874	0,000219	0,000244	0,000104	6,35E-05	0,000103	0,000713	1,92E-05	0,001123	0,003014
9	0	4,35E-05	5,44E-05	7,41E-05	9,77E-05	0,000237	0,000234	0,079789223	0,03725	0,000203	8,45E-05	5,76E-05	9,11E-05	0,001106	2,29E-05	0,123968	0,173628
8	0	4,97E-05	6,8E-05	0,000108	0,000155	0,000817	1,53434	0,18806195	0,061974	0,000158	7,19E-05	5,72E-05	9,85E-05	0,002593	0,145224	0,198975	0,196711
8	0	8,01E-05	0,000134	0,000459	0,000435	0,073657	2,045312	0,22360949	0,07399	0,000214	0,000119	0,000204	0,000232	0,196843	0,199832	0,199195	0,197735
8	0	0,000112	0,00022	0,021134	0,395531	0,079034	2,112688	0,237272808	0,078785	0,000282	0,000185	0,00889	0,199662	0,199481	0,199964	0,199624	0,198852
8	0	0,000246	0,000451	0,428778	0,381908	0,076331	2,310959	0,229115079	0,076114	0,000643	0,000393	0,186875	0,199738	0,199606	0,199982	0,199712	0,199037
8	0	7,55E-05	0,000124	0,000348	0,018087	0,066854	2,310716	0,200822921	0,066659	0,000225	0,000124	0,000173	0,010783	0,199284	0,199961	0,199544	0,198704
9	0	5,93E-05	7,86E-05	0,000118	0,000168	0,001038	0,733327	0,152501544	0,049867	0,000232	0,000102	7,68E-05	0,000131	0,004053	0,067306	0,198432	0,194657
10	0	1,78E-05	2,19E-05	2,72E-05	3,54E-05	4,84E-05	0,000142	0,00021828	0,000237	0,00014	5,72E-05	3,55E-05	5,55E-05	0,000379	1,26E-05	0,00057	0,001855
10	0	1,58E-05	1,94E-05	2,34E-05	2,84E-05	3,99E-05	0,000194	0,000183046	0,000179	0,002052	0,000841	0,000508	0,000739	0,005189	1,73E-05	0,007934	0,023283
10	0	0	0	0	0	0	0,000364	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0,000301	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0,000274	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0,000299	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0,00026	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0,000257	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Εικόνα 5.4 Tap και περικοπές ενεργού ισχύος

Τέλος, φαίνονται όλες οι υπόλοιπες μεταβλητές καθώς και έλεγχος ότι συγκεκριμένοι περιορισμοί (που αφορούν στις βοηθητικές μεταβλητές z) ισχύουν. Παρακάτω τα κόκκινα κελιά περιέχουν τιμές διαφορετικές του μηδενός, κάτι που δηλώνει ύπαρξη λάθους στους περιορισμούς, ωστόσο αυτό συμβαίνει γιατί το συγκεκριμένο πρόβλημα προς επίλυση ήταν πολύ μεγάλο με αποτέλεσμα να γίνουν κάποιες αριθμητικές προσεγγίσεις από την CPLEX κατά την βελτιστοποίηση και οι τιμές αυτές είναι της τάξης του 10^{-16} .

Pstot	Estot	Qstot	zsin	zplin	tp zsin+constraint	zbanksin	zbankpln	zbanksin+constraint	bank_feeder	zbanksin	zbankpln	zbanksin+constraint	tnkfeeder	tap_VR	ap_VR	zsin+constraint	zplin+VR	zsin+constraint
-7,68E-06	1,00E+00	1,76E-07	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
-7,21E-06	1,00E+00	1,77E-07	1	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
-6,60E-06	1,000021	1,76E-07	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
-6,00E-06	1,000027	1,77E-07	0	0	0	0	0	0	0	1	0	-6,3E-07	-6,3E-07	2,66E-16	0	0	0	0
-5,34E-06	1,000033	1,27E-07	0	0	0	0	0	0	0	1,000001	0	6,34E-07	6,34E-07	2,7E-16	0	0	0	0
-4,73E-06	1,000038	8,92E-08	1	0	1	2,22E-16	0	0	0	1	0	1	1	0	0	0	0	0
-3,96E-06	1,000042	-6,3E-08	0	0	0	0	0	0	0	0	7,28E-07	0	7,28E-07	0	0	0	0	0
-3,12E-06	1,000045	1,12E-07	1	0	1	1,8E-16	0	0	0	7,28E-07	0	7,28E-07	7,28E-07	0	0	0	0	0
-2,06E-06	1,000047	1,12E-07	0	0,999999	0,999999	1,52E-16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-2,82E-06	1,00005	1,45E-07	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-1,93E-06	1,000051	1,67E-07	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-1,27E-06	1,000053	1,45E-07	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0
-7,30E-07	1,000053	1,42E-07	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
-2,51E-07	1,000053	1,57E-07	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
-1,37E-06	1,000052	1,63E-07	1	0	1	0	0	0	0	1	0	1	1	0	0	0	0	0
-2,35E-06	1,000049	1,35E-07	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-4,54E-06	1,000045	1,38E-07	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-5,07E-06	1,00004	9,79E-08	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-5,48E-06	1,000034	1,77E-07	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-5,97E-06	1,000028	1,86E-07	0	1	1	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0
-6,45E-06	1,000022	1,9E-07	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
-6,93E-06	1,000015	2,3E-07	0	2	2	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
-7,44E-06	1,000008	1,8E-07	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
-8,07E-06	1	1,73E-07	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0

Εικόνα 5.5 Υπόλοιπες μεταβλητές και έλεγχος περιορισμών

Εκτός από τις μεταβλητές, αυτόματα εμφανίζονται και τα αποτελέσματα όλων των αντικειμενικών συναρτήσεων.

Τοπολογίες και λεπτομέρειες των προσομοιώσεων

dV	35,3088	real	
Ploss	29,8352	29,0439	MWh
Pgcurt	14,358179		MWh
Qg^2	295,90562		
Qms	501,2351		
tap	10	10	
bank	4	4	

Εικόνα 5.6 Αποτελέσματα-τιμές αντικειμενικών συναρτήσεων

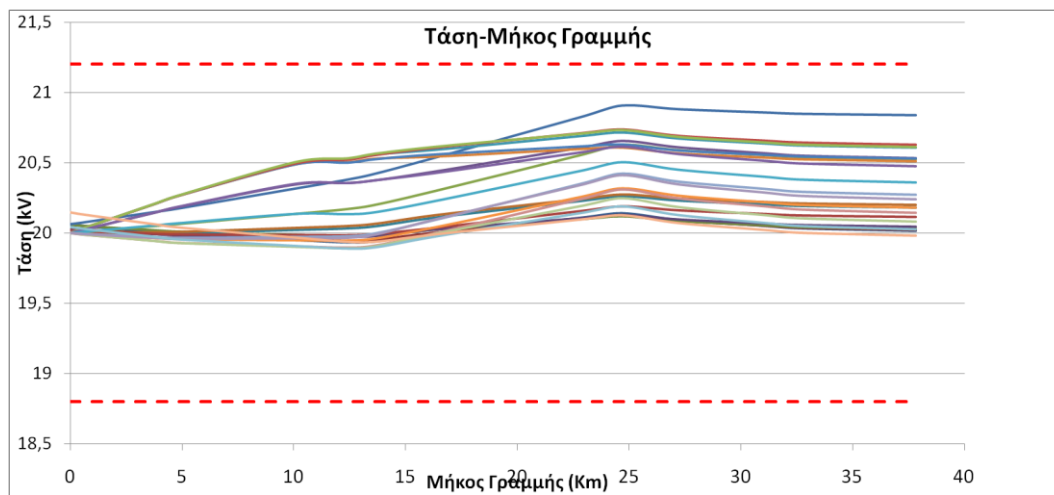
- Τιμή της τάσης σε κάθε κόμβο κάθε ώρα

Σε ξεχωριστό πεδίο παρουσιάζονται οι τάσεις σε κάθε κόμβο(και ανά χιλιόμετρα) του δικτύου και κάθε ώρα.

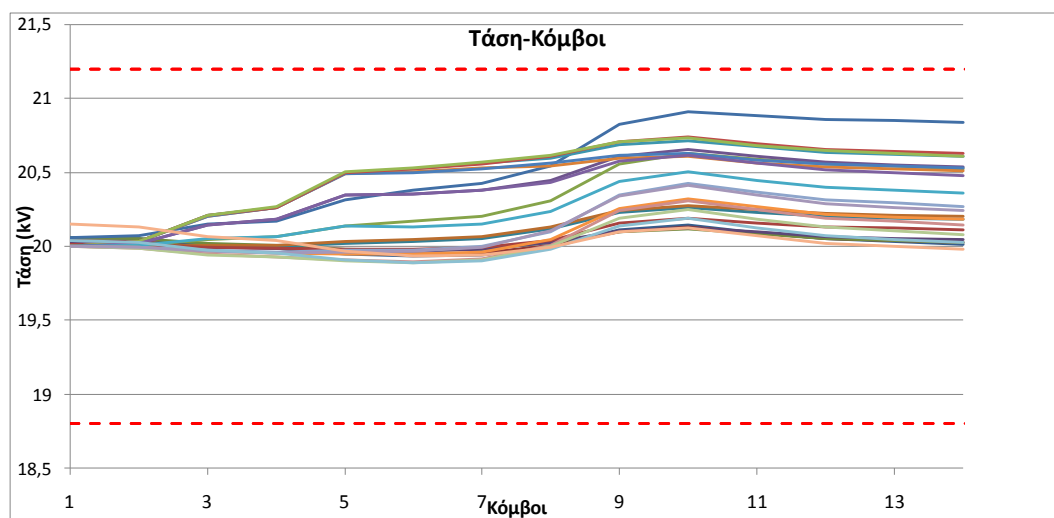
line(Km)	0	0,555	3,777	4,8257	10,091	12,3975	13,7565	16,5585	22,8155	24,692	27,2525	31,0795	32,7345	37,8315			
hour	Vz	V1	V2	V3	V4	V5	V6	V7	V8	V9	V10	V11	V12	V13	delete	LowerLim	UpperLim
1	20,06209	20,05177	20,00434	19,98949	19,94876	19,9322	19,93991	19,9996	20,10843	20,14107	20,09262	20,05011	20,03268	20,01498	20,01498	18,8	21,2
2	20,03808	20,0302	19,99496	19,98398	19,95714	19,94646	19,95478	20,00856	20,10138	20,12922	20,08869	20,05312	20,03268	20,01498	20,01498	18,8	21,2
3	20,05633	20,04942	20,01821	20,00846	19,98376	19,97386	19,98052	20,02559	20,09685	20,11822	20,08355	20,05313	20,03268	20,01498	20,01498	18,8	21,2
4	20,01763	20,01246	19,99077	19,9841	19,97311	19,96914	19,97843	20,02669	20,10421	20,12745	20,09523	20,06695	20,03268	20,01498	20,01498	18,8	21,2
5	20,00013	19,9987	19,99843	19,99872	20,02189	20,03285	20,05053	20,11508	20,22855	20,26258	20,23148	20,2042	20,1712	20,1498	20,1498	18,8	21,2
6	20,00046	19,99996	20,00448	20,00629	20,03551	20,04908	20,06745	20,13134	20,24252	20,27587	20,24708	20,22182	20,1912	20,1698	20,1698	18,8	21,2
7	20,06198	20,07372	20,14867	20,17339	20,31588	20,37899	20,42568	20,54577	20,82335	20,9066	20,88025	20,85712	20,82712	20,79512	20,79512	18,8	21,2
8	20,01341	20,00932	19,99312	19,9882	19,98387	19,9827	19,99256	20,0393	20,15412	20,18856	20,15932	20,13368	20,10712	20,08012	20,08012	18,8	21,2
9	20,00002	20,00658	20,04875	20,06292	20,13564	20,17024	20,20388	20,30828	20,55456	20,62865	20,5901	20,55516	20,54078	20,52647	20,52647	18,8	21,2
10	20,00001	20,02169	20,14419	20,18457	20,34656	20,35665	20,37809	20,44454	20,60831	20,65718	20,61127	20,56916	20,55179	20,53421	20,53421	18,8	21,2
11	20,00001	20,03116	20,20644	20,26407	20,49909	20,52635	20,55972	20,59427	20,68859	20,71461	20,67123	20,63599	20,6217	20,60651	20,60651	18,8	21,2
12	20,00001	20,03116	20,20522	20,26249	20,48779	20,50225	20,52916	20,54423	20,5962	20,60661	20,56539	20,53535	20,52337	20,50967	20,50967	18,8	21,2
13	20,00001	20,03116	20,20544	20,26283	20,48777	20,49924	20,52584	20,5602	20,61483	20,62888	20,58578	20,55529	20,54319	20,52905	20,52905	18,8	21,2
14	20,00001	20,03116	20,20643	20,26416	20,49456	20,52064	20,55654	20,61046	20,70946	20,73705	20,69073	20,65664	20,64302	20,62753	20,62753	18,8	21,2
15	20,00001	20,03116	20,20768	20,2658	20,50511	20,53142	20,56694	20,61714	20,7073	20,733	20,68388	20,64473	20,6289	20,61183	20,61183	18,8	21,2
16	20,00002	20,0217	20,14527	20,18612	20,35021	20,35528	20,37728	20,43218	20,57365	20,615	20,56163	20,51438	20,49499	20,47546	20,47546	18,8	21,2
17	20,00002	20,00727	20,05298	20,06847	20,13497	20,13258	20,14954	20,23366	20,43975	20,50197	20,4479	20,39851	20,37817	20,35802	20,35802	18,8	21,2
18	20,00074	19,99348	19,96446	19,95565	19,94754	19,94552	19,96337	20,04804	20,25599	20,31837	20,26544	20,21891	20,19983	20,18051	20,18051	18,8	21,2
19	20,00006	19,99358	19,97093	19,96425	19,97136	19,97601	19,99972	20,10115	20,34846	20,42263	20,36449	20,31346	20,29255	20,27131	20,27131	18,8	21,2
20	20,00019	19,98968	19,94505	19,93129	19,90654	19,89738	19,91488	20,00835	20,23981	20,30923	20,24573	20,19001	20,16716	20,14397	20,14397	18,8	21,2
21	20,00024	19,98931	19,94247	19,928	19,90048	19,89013	19,90733	20,00117	20,19203	20,24928	20,18468	20,128	20,10476	20,08116	20,08116	18,8	21,2
22	20,00002	19,99237	19,96493	19,95679	19,96195	19,96594	19,99205	20,10543	20,34039	20,41086	20,34498	20,28717	20,26347	20,23941	20,23941	18,8	21,2
23	20,04198	20,0293	19,9718	19,95384	19,90729	19,88855	19,90005	19,98022	20,1398	20,18766	20,12518	20,07035	20,04787	20,02505	20,02505	18,8	21,2
24	20,14762	20,13299	20,06248	20,0402	19,96745	19,93706	19,93934	19,99462	20,09631	20,12681	20,07084	20,02172	20,00159	19,98114	19,98114	18,8	21,2

Εικόνα 5.7 Τιμές της τάσης σε κάθε κόμβο κάθε ώρα

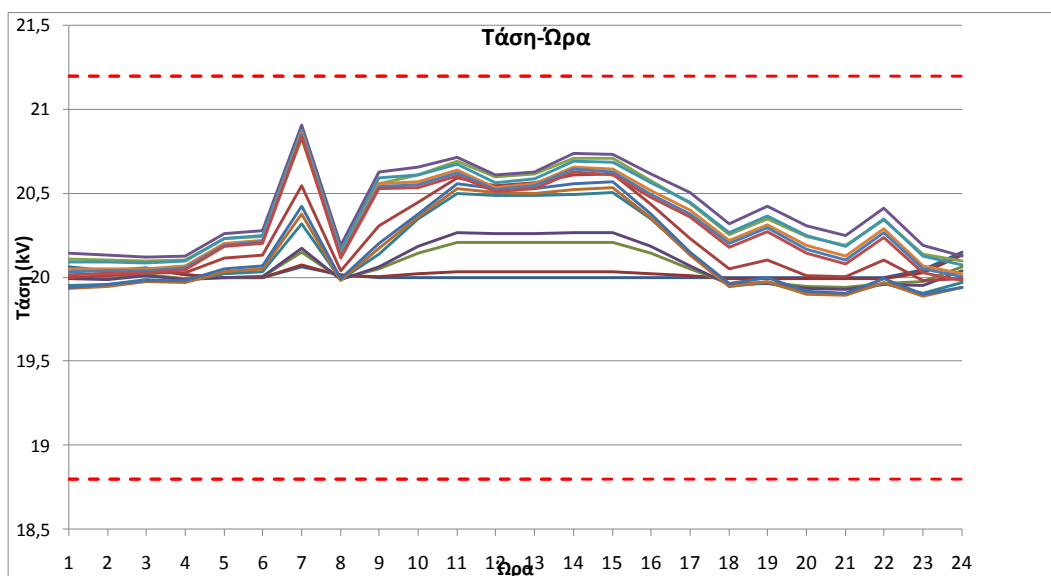
Από τις παραπάνω τιμές, εμφανίζονται και τα αντίστοιχα διαγράμματα τάση-μήκος γραμμής για κάθε ώρα, τάση-κόμβος για κάθε ώρα και τάση-ώρα για κάθε κόμβο.



Εικόνα 5.8 Διάγραμμα τάσης-σημείου πάνω στην γραμμή για κάθε ώρα



Εικόνα 5.9 Διάγραμμα τάσης-κόμβου για κάθε ώρα



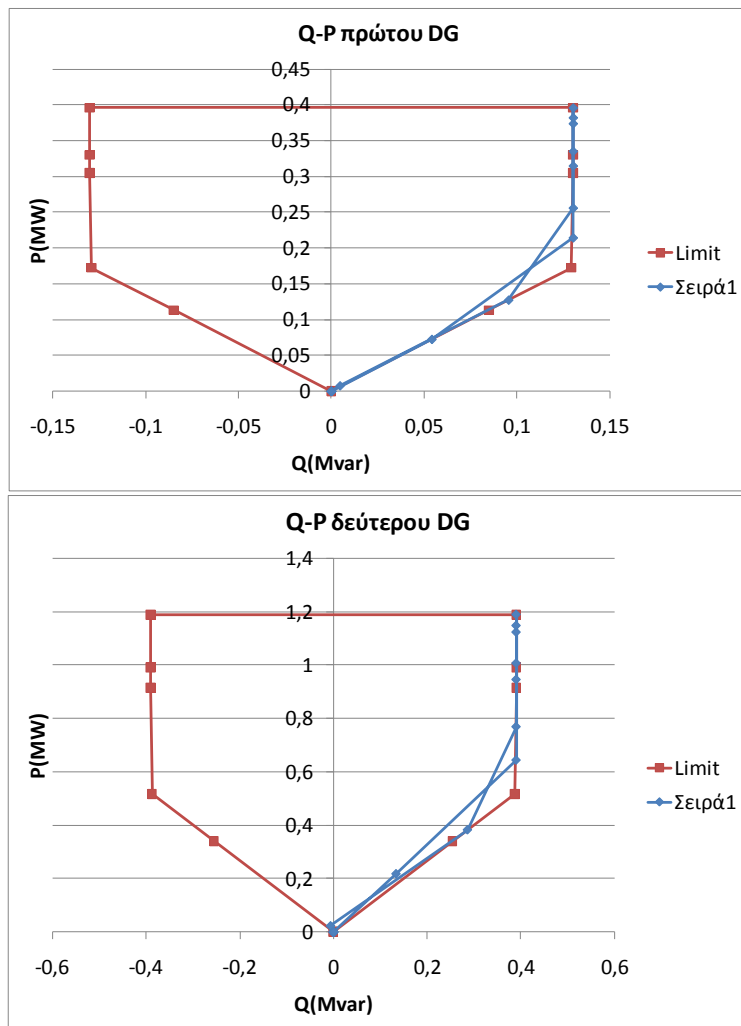
Εικόνα 5.10 Διάγραμμα τάσης-ώρας για κάθε κόμβο

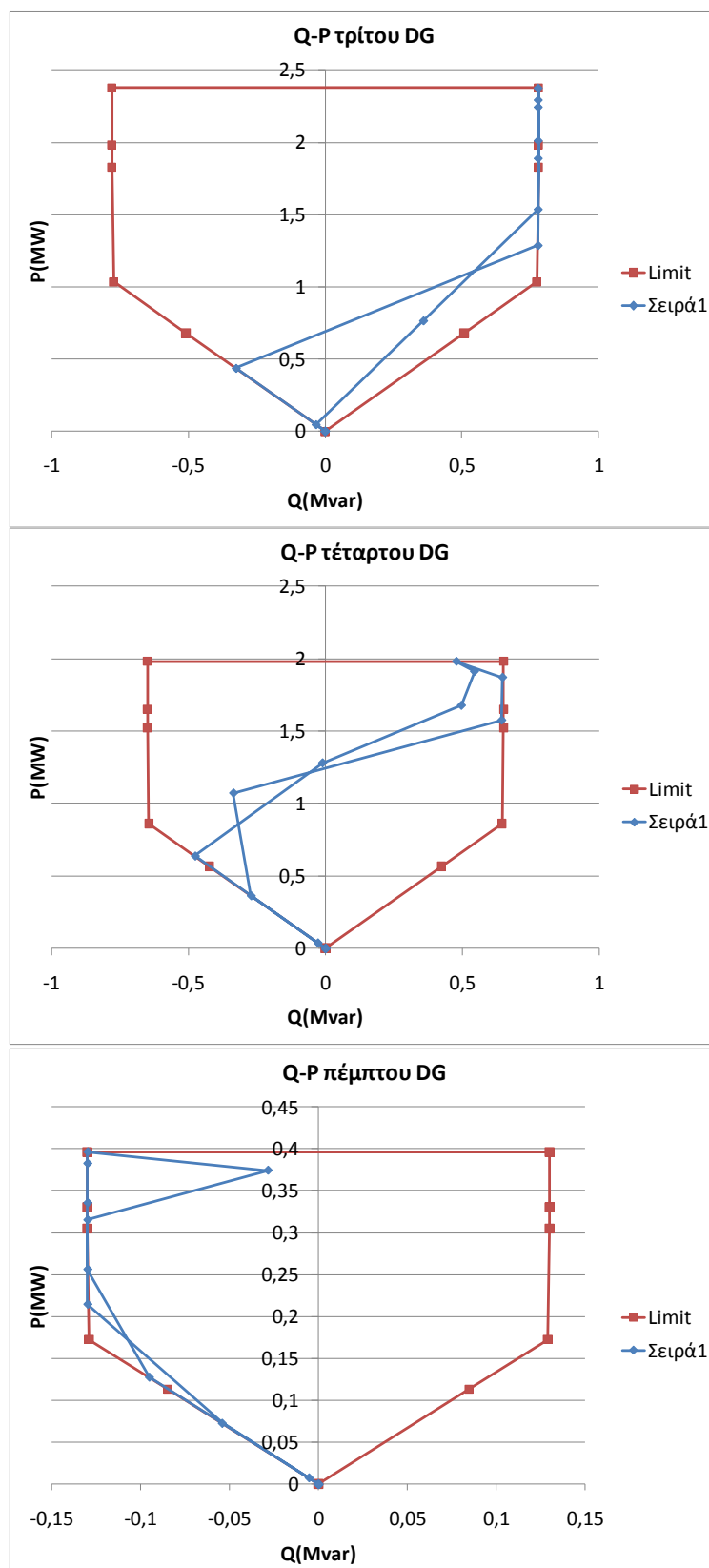
- **Διαγράμματα λειτουργίας Q-P των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής**

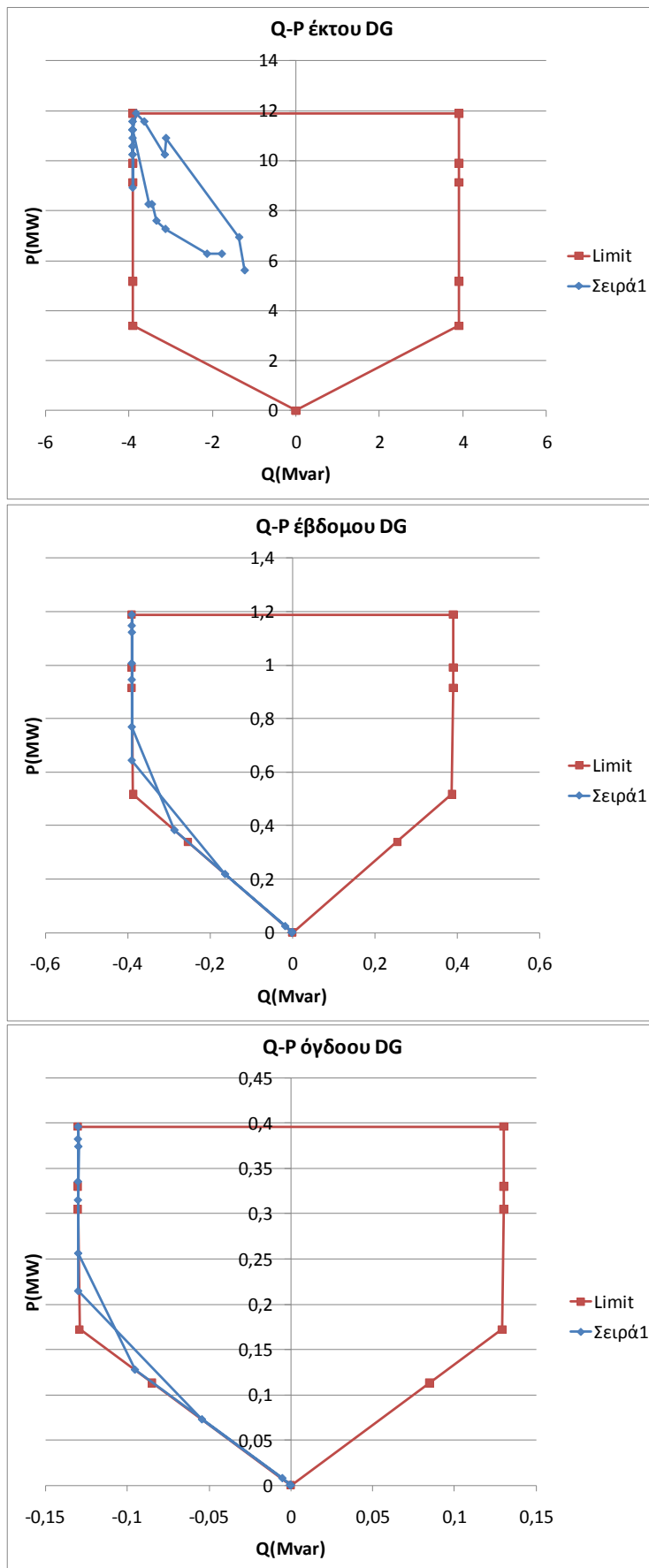
Αυτόματα, κατασκευάζονται διαγράμματα για κάθε μία μονάδα διεσπαρμένης παραγωγής, στα οποία απεικονίζεται η λειτουργία του αντιστροφέα τους.

Στα διαγράμματα αυτά, φαίνονται τα όρια που προκύπτουν από τον τρόπο ελέγχου της άεργου ισχύος κάθε μονάδας σύμφωνα με την ενότητα 4.4.1, καθώς και τα σημεία Q-P που λειτούργησε ο αντιστροφέας κατά την διάρκεια της ημέρας. Είναι πολύ χρήσιμα καθώς μπορεί να φανεί πότε οι μονάδες λειτουργούν επάνω στο όριο, καθώς και η γενικότερη συμπεριφορά τους.

Αποτελέσματα







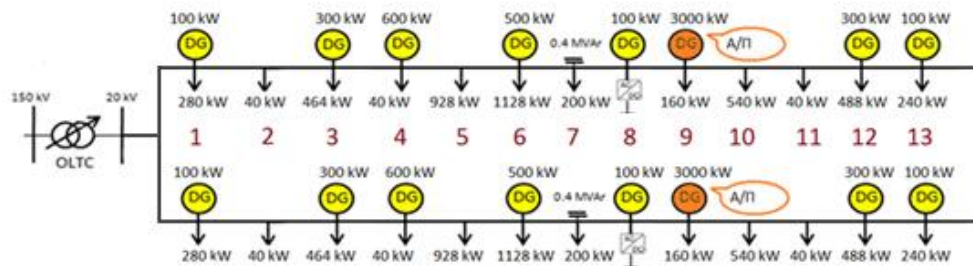
Εικόνα 5.11 Διαγράμματα λειτουργίας ισχύος των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής

5.2 2 πανομοιότυπες γραμμές αναχώρησης

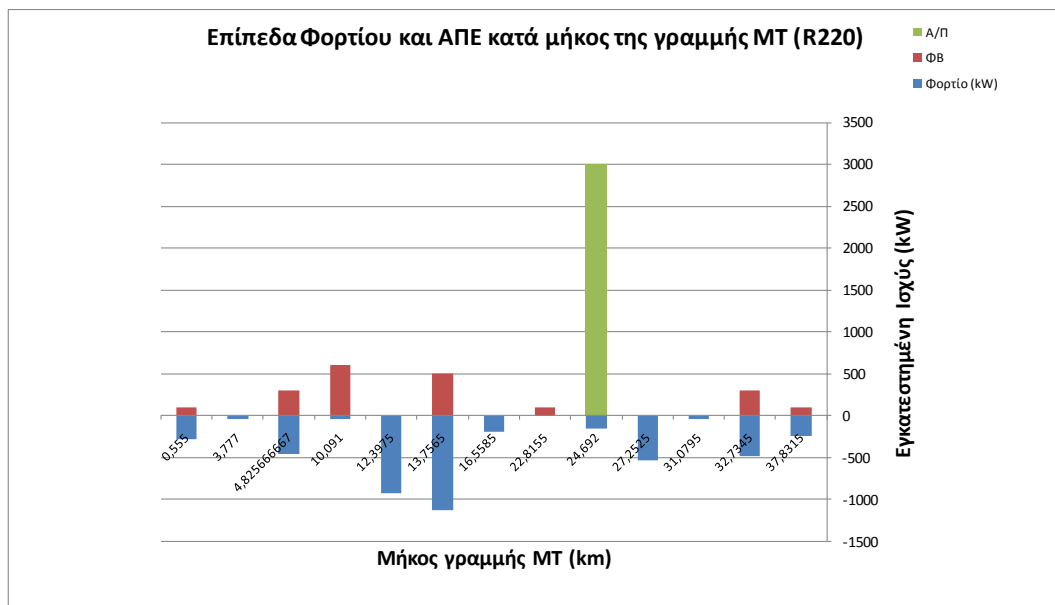
Στην υποενότητα αυτή, θα παρουσιασθεί το βασικό case study της παρούσας εργασίας. Μέσα από αυτό θα γίνει προσπάθεια να αναδειχθούν όλα τα πλεονεκτήματα του αλγορίθμου, ενώ σε επόμενα case studies θα φανούν οι επί μέρους λεπτομέρειες.

5.2.1 Τοπολογία

Η τοπολογία του συγκεκριμένου δικτύου είναι, κατά βάση, αυτή που αναφέρθηκε στην ενότητα 5.1.1, με την διαφορά ότι από τον Υ/Σ αναχωρούν δύο ίδιες γραμμές, δηλαδή η παρακάτω.



Εικόνα 5.12 Τελικό δίκτυο προσομοίωσης



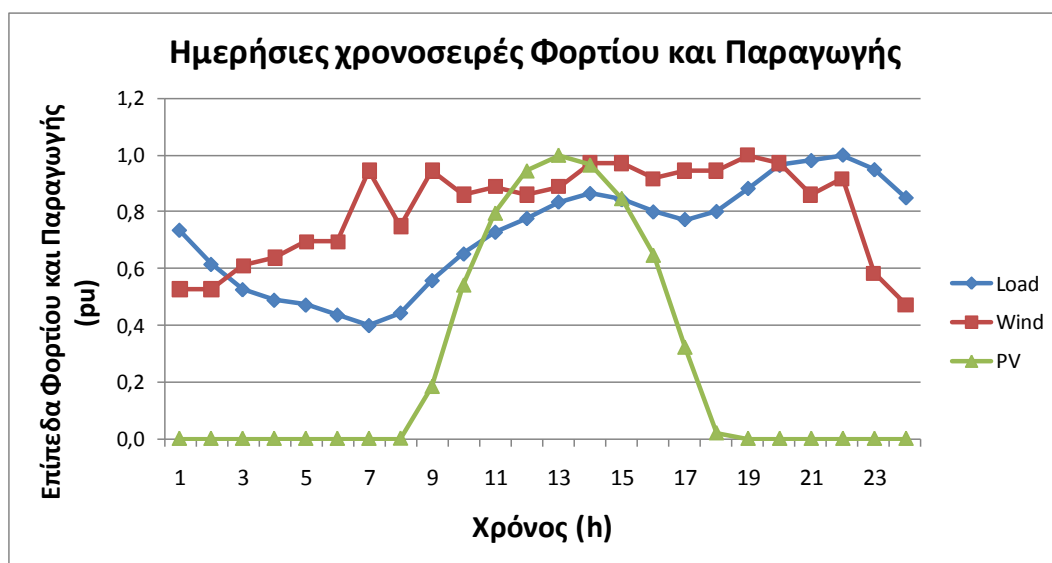
Εικόνα 5.13 Επίπεδα Φορτίου και ΑΠΕ κατά μήκος της γραμμής

Πιο συγκεκριμένα κάθε μία από τις 2 γραμμές, περιλαμβάνει τα παρακάτω:

Γραμμή R220 Γενναδίου Ρόδου	
2000 KWp	Φ/Β (7)
3000 KWp	Α/Π (1)
4548 KWp	Φορτίο (12)
400 kVar	Πυκνωτής (1)
1 MW – 5 MWh	Αποθηκευτική μονάδα (1)

Εικόνα 5.14 Συγκεντρωτικές λεπτομέρειες δικτύου κάθε γραμμής R220

Επιπλέον, για τα φορτία και τις μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής, ακολουθούν οι καμπύλες που χρησιμοποιήθηκαν.



Εικόνα 5.15 Ημερήσιες χρονοσειρές Φορτίου και Αιολικής-Φωτοβολταικής Παραγωγής

Ωρα	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Φορτίο	0,74	0,62	0,53	0,49	0,47	0,44	0,40	0,44	0,56	0,65	0,73	0,78	0,83
Α/Π	0,53	0,53	0,61	0,64	0,69	0,69	0,94	0,75	0,94	0,86	0,89	0,86	0,89
Φ/Β	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,18	0,54	0,80	0,94	1,00

Εικόνα 5.16 Ημερήσιες χρονοσειρές Φορτίου και Αιολικής-Φωτοβολταικής Παραγωγής

Ο συντελεστής φορτίου είναι 0,724 ενώ θεωρείται συντελεστής ισχύος 0,9 για τα φορτία.

Τόσο στην βασική μέθοδο με LDC, όσο και στην κεντρικά συντονισμένη, το κάτω όριο του ζυγού MT έχει τεθεί 20kV, για την αποφυγή κατάρρευσης της τάσης σε περίπτωση υψηλού φορτίου χωρίς διεσπαρμένη παραγωγή.

5.2.1.1 LDC

Αναφέρθηκε, πως για την εύρεση της καμπύλης LDC, χρησιμοποιήθηκε ο τρόπος μέγιστης και ελάχιστης επιθυμητής τάσης στον ζυγό. Για το συγκεκριμένο δίκτυο, η καμπύλη LDC που επιλέχθηκε ορίζεται από την παρακάτω εξίσωση:

$$V = 20,1 + 2,0733 \cdot I_R + 3,2389 \cdot I_X \quad (5.10)$$

Όπως αναφέραμε, ο σκοπός της εξίσωσης για την LDC είναι για οποιαδήποτε μέτρηση του ρεύματος που διαρρέει τον μετασχηματιστή, να δίνει ως αποτέλεσμα την επιθυμητή τάση που θέλουμε, και στην συνέχεια το ΣΑΤΥΦ να επιλέγει την κατάλληλη λήψη για να έχουμε τάση όσο το δυνατόν κοντινότερη στην επιθυμητή.

Στην ενότητα 5.2.1.3 αναφέρεται ένα τέχνασμα που χρησιμοποιήθηκε για την μοντελοποίηση των πολλαπλών γραμμών, και ουσιαστικά βασίζεται στο γεγονός ότι οι δύο γραμμές που αναχωρούν από τον ΥΣ, είναι πανομοιότυπες. Έτσι, για λόγους ταχύτητας και ακρίβειας, αντί για δύο ίδιες γραμμές αναχώρησης από τον ΜΣ, υπάρχει μόνο μία, και το αποτέλεσμα που προκύπτει είναι ακριβώς ίδιο με το να είχαμε δύο. Για λεπτομέρειες ανατρέξτε στην συγκεκριμένη παράγραφο.

Αποτέλεσμα των παραπάνω όμως, είναι το ρεύμα που διαρρέει τον μετασχηματιστή να φαίνεται (αλγοριθμικά) ότι είναι το μισό αυτού που πραγματικά είναι, καθώς στην πραγματικότητα, το ρεύμα αυτό, προκύπτει από τον διπλασιασμό του ρεύματος του πρώτου κλάδου της μίας γραμμής.

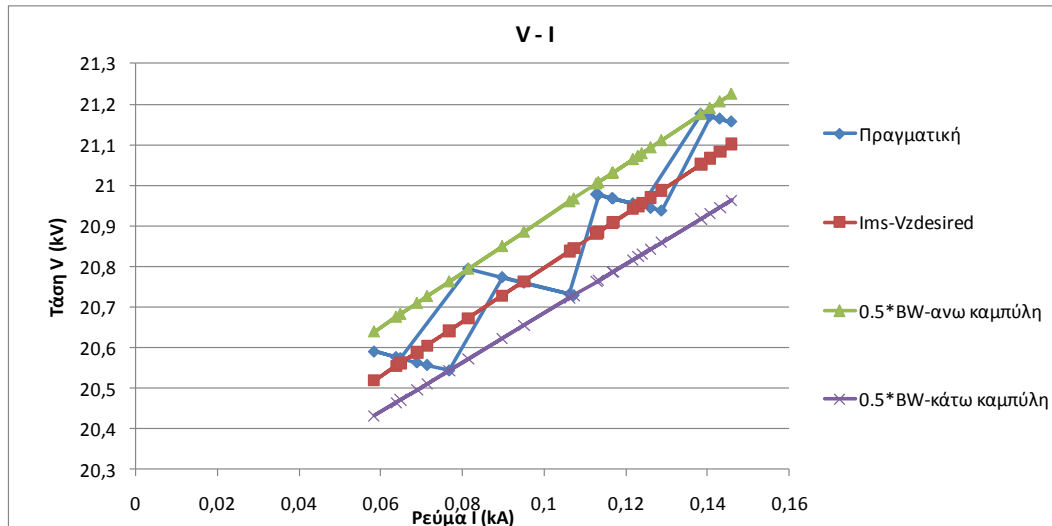
Επομένως, στα διαγράμματα που ακολουθούν, το ρεύμα του μετασχηματιστή, είναι το διπλάσιο από αυτό που φαίνεται κάθε φορά.

Η Εξίσωση που επιλέχθηκε για την περίπτωση της LDC είναι όπως είπαμε η παρακάτω

$$V = 20,1 + 2,0733 \cdot I_R + 3,2389 \cdot I_X$$

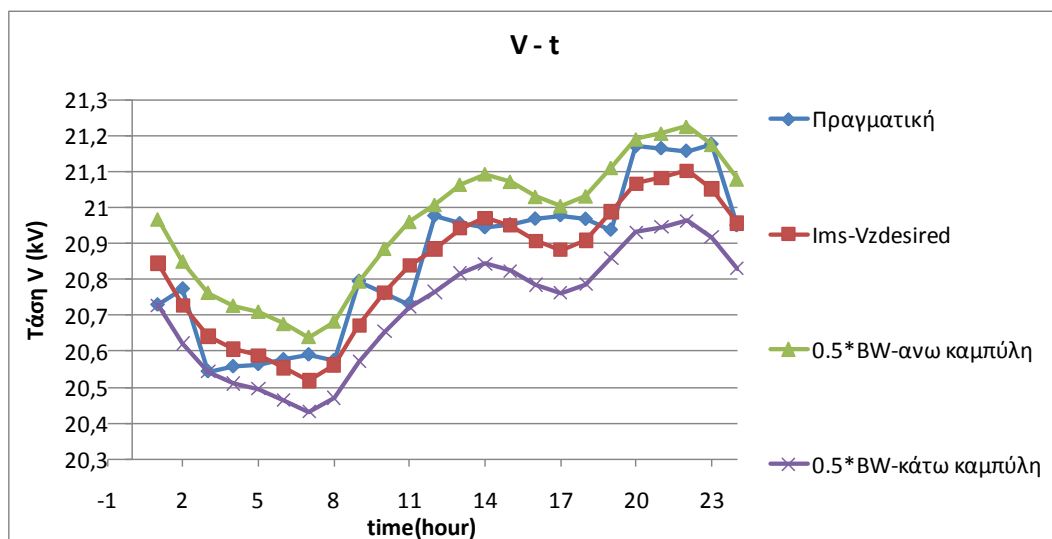
Στην συνέχεια παρουσιάζονται τα αντίστοιχα διαγράμματα της, ενώ έπειτα, αναφέρεται η βέλτιστη καμπύλη LDC, η οποία θα έδινε τα ίδια αποτελέσματα με την βελτιστοποίηση του ΣΑΤΥΦ από τον αλγόριθμο βελτιστοποίησης. Θα φανεί πως η επιλογή της συγκεκριμένης εξίσωσης, είναι πολύ κοντά με την βέλτιστη.

Τα αποτελέσματα αναφέρονται στο προαναφερθέν δίκτυο, με τον πυκνωτή πάντα εντός, ενώ οι μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής απουσιάζουν. Υπενθυμίζουμε ότι στα διαγράμματα που ακολουθούν, το ρεύμα του μετασχηματιστή, είναι το διπλάσιο από αυτό που φαίνεται κάθε φορά.

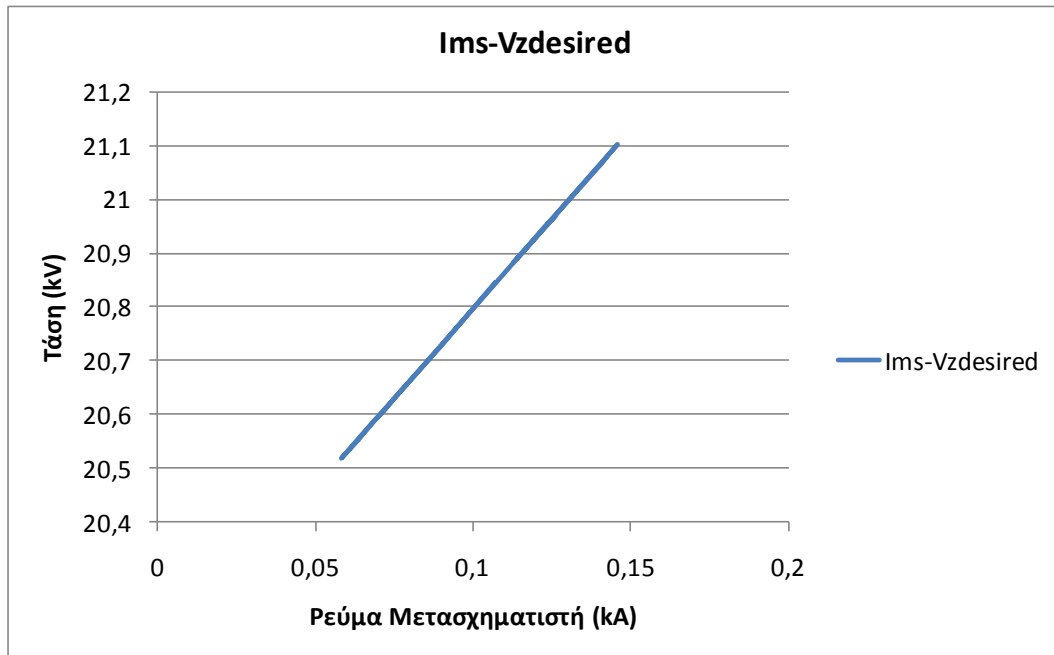


Εικόνα 5.17 Επιθυμητή και πραγματική τάση ανάλογα την τιμή του ρεύματος

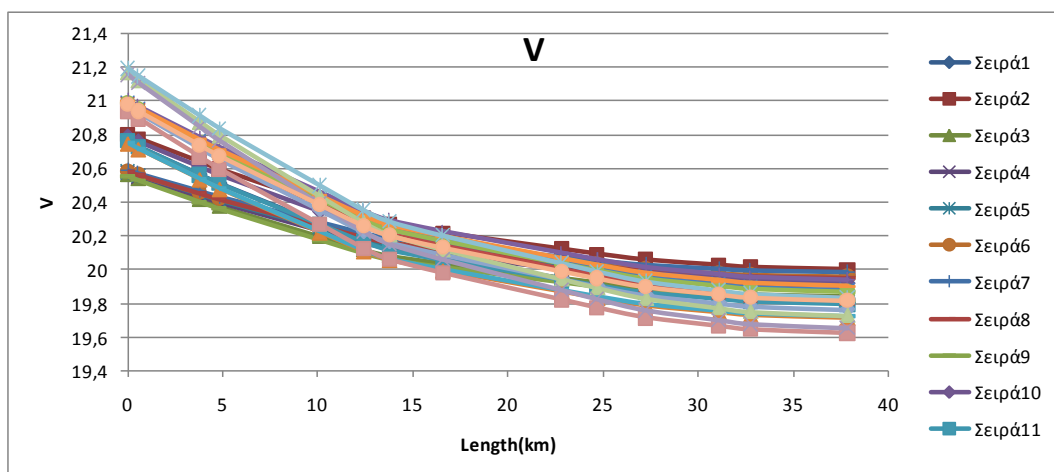
Στην παραπάνω εικόνα, φαίνεται η επιθυμητή τάση που προκύπτει από την εξίσωση της LDC, καθώς και η πραγματική, δηλαδή η τάση που στην πραγματικότητα έχει ο ζυγός. Επιπλέον, παρατηρούμε ότι η πραγματική τάση βρίσκεται εντός του εύρους $V_{Desired} \pm 0.5 \cdot BW$, επαληθεύοντας έτσι ότι η λήψη που επιλέγεται είναι η βέλτιστη για την επίτευξη τάσης όσο πιο κοντά στην επιθυμητή γίνεται.



Εικόνα 5.18 Επιθυμητή και πραγματική τάση κατά την διάρκεια της ημέρας



Εικόνα 5.19 Επιθυμητή τάση ανάλογα το ρεύμα του ΜΣ



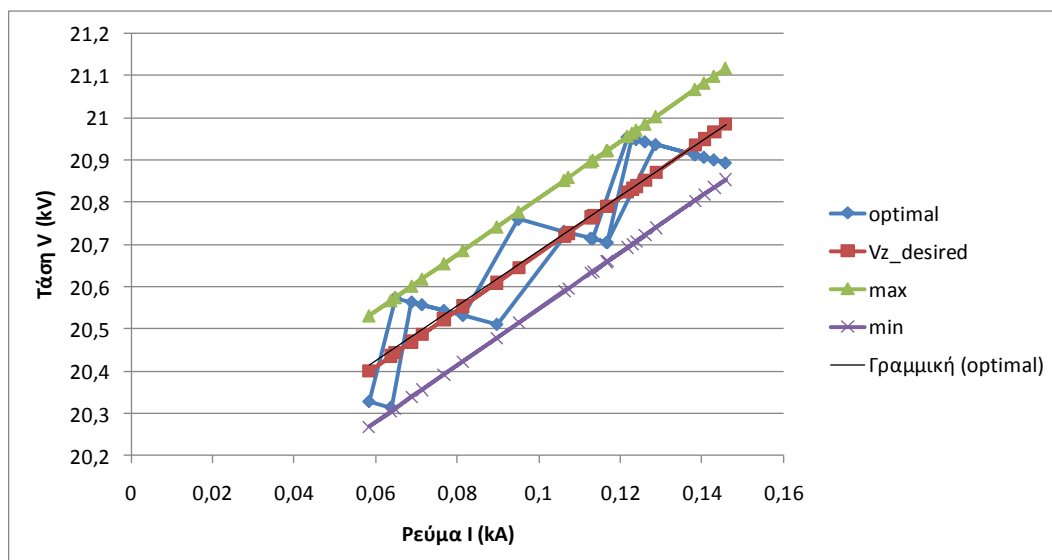
Εικόνα 5.20 Προφίλ της τάσης χωρίς την ύπαρξη ΜΔΠ για την περίπτωση LDC

Τα παραπάνω αφορούσαν την καμπύλη LDC που επιλέχθηκε, η οποία όπως θα φανεί, δεν απέχει πολύ από την βέλτιστη.

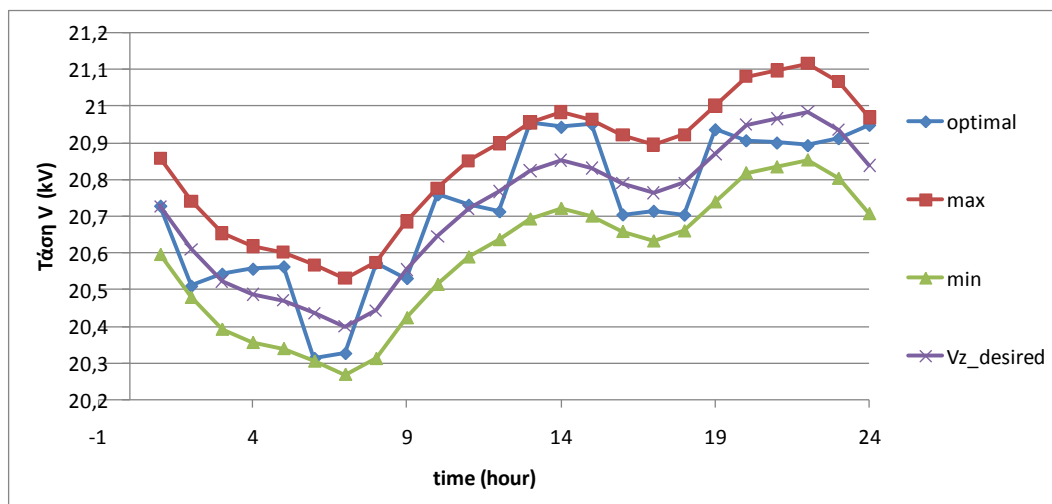
Συγκεκριμένα, μία εξίσωση(βέλτιστη), η οποία θα επέφερε τα ίδια αποτελέσματα με την βελτιστοποίηση της μεταβλητής του ΣΑΤΥΦ κάθε ώρα είναι η

$$V = 20,1 + 2,115 \cdot I_R + 3,3 \cdot I_X$$

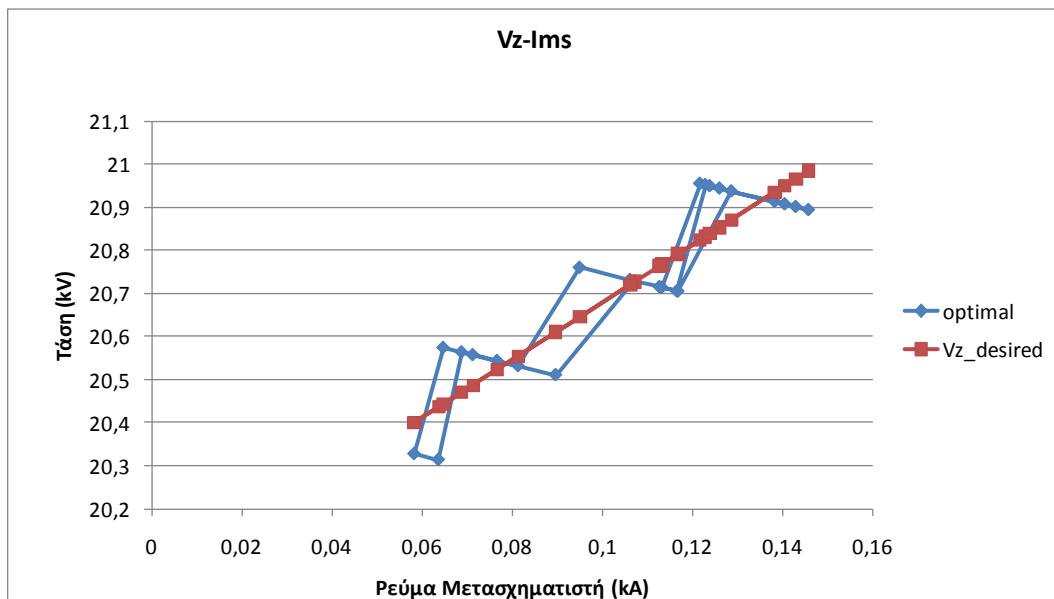
Τα αντίστοιχα διαγράμματα φαίνονται στην συνέχεια.



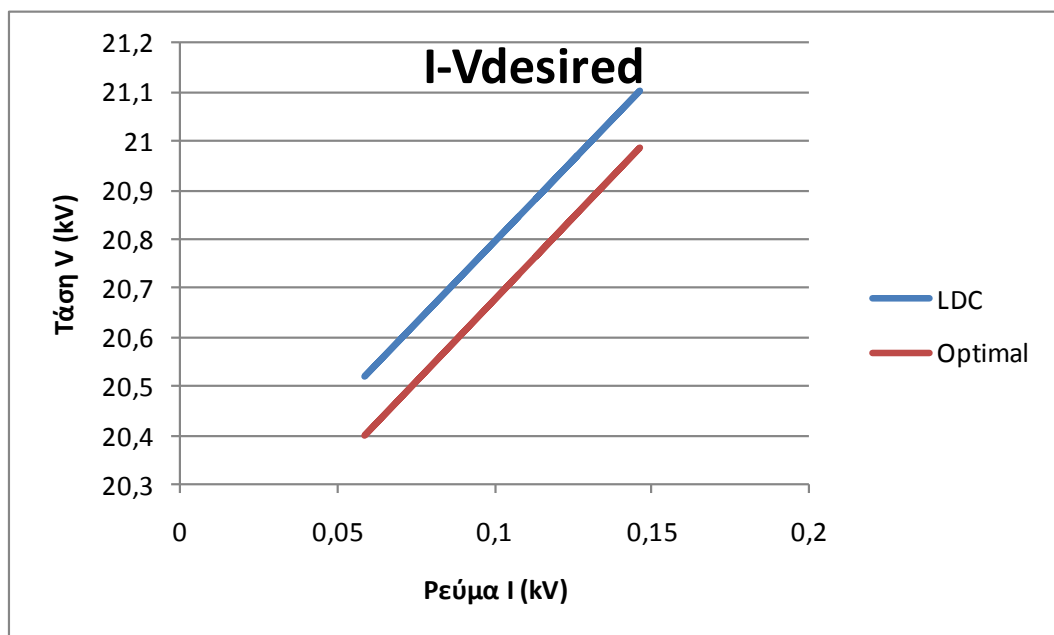
Εικόνα 5.21 Επιθυμητή και πραγματική τάση ανάλογα την τιμή του ρεύματος



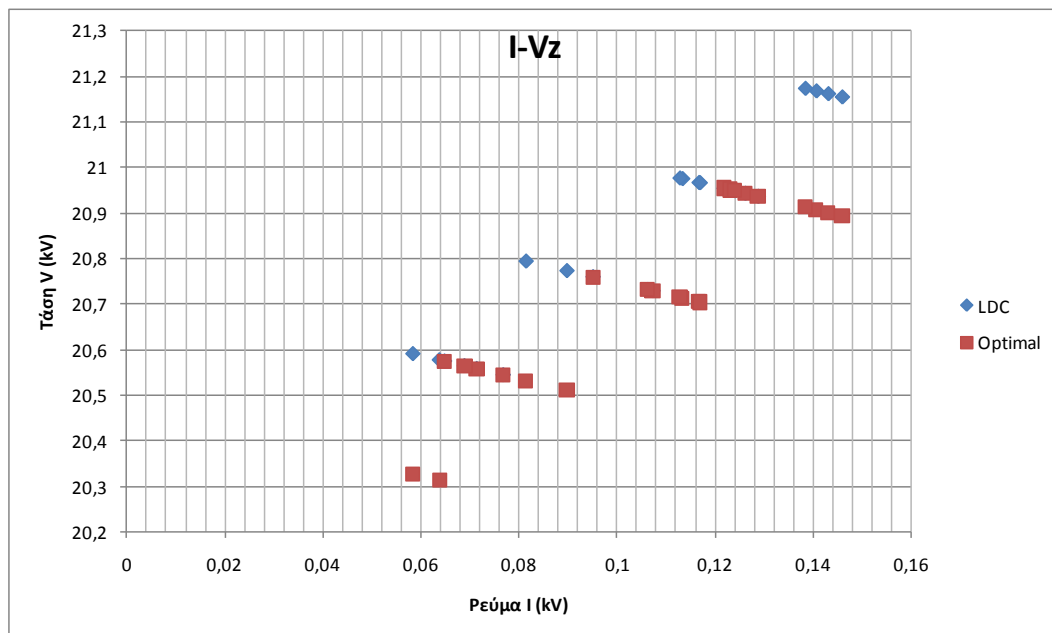
Εικόνα 5.22 Επιθυμητή και πραγματική τάση κατά την διάρκεια της ημέρας



Εικόνα 5.23 Επιθυμητή και πραγματική τάση ανάλογα το ρεύμα του ΜΣ



Εικόνα 5.24 Σύγκριση καμπύλης LDC που επιλέχθηκε με την βέλτιστη



Εικόνα 5.25 Σύγκριση της τάσης του ζυγού για τις δύο περιπτώσεις

Το παραπάνω διάγραμμα επαληθεύει ότι η καμπύλη LDC που επιλέχθηκε, διαφέρει από την βέλτιστη δυνατή μόνο σε μερικές ώρες, στις οποίες έχει επιλεγεί μία μόνο λήψη παραπάνω από την βέλτιστη

5.2.1.2 SG

Όπως αναφέρθηκε, ένα από τα χαρακτηριστικά πλεονεκτήματα του αλγόριθμου που αναπτύχθηκε, είναι η δυνατότητα να προσημειώσει δίκτυα υπό διαφορετικές λεπτομέρειες στις συνθήκες λειτουργίας τους.

Επομένως, η τοπολογία του δικτύου που περιγράφηκε παραπάνω, διαφέρει ανάλογα με τα χαρακτηριστικά κάθε μονάδας. Για το συγκεκριμένο δίκτυο ισχύουν οι παρακάτω προδιαγραφές.

- Έλεγχος άεργου ισχύος και ΣΙ των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής

Όπως περιγράφηκε στην ενότητα 4.4.1 υπάρχουν τρεις τρόποι ρύθμισης των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής. Στην περίπτωση που εξετάζουμε, για όλες τις μονάδες παραγωγής, ισχύει ο γραμμικός έλεγχος ελάχιστου συντελεστή ισχύος ανεξάρτητα την παραγόμενη ισχύ.

Συγκεκριμένα, ο ελάχιστος συντελεστής ισχύος κατά την μέγιστη παραγωγή ενεργού ισχύος (ίσης με την ονομαστική), από τον οποίο στην ουσία ορίζεται το μέγεθος του αντιστροφέα, είναι 0,95.

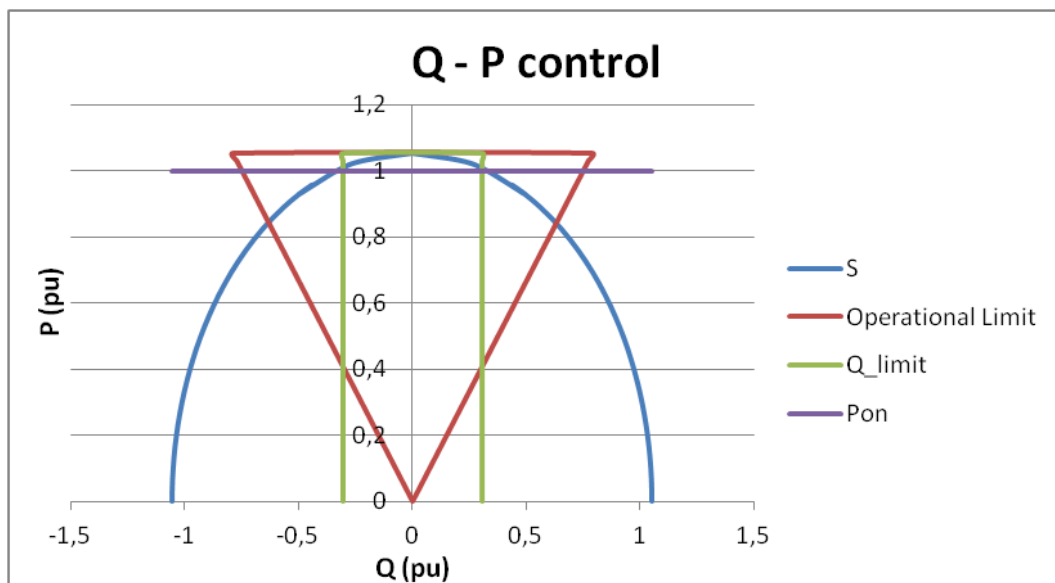
Επίσης, ανεξάρτητα της παραγωγής ενεργού ισχύος, η άεργος ισχύς δεν μπορεί να ξεπερνάει την τιμή που προκύπτει για μέγιστη παραγωγή ενεργού ισχύος και συντελεστή ισχύος ίσο με 0,95, τόσο επαγωγικά όσο και χωρητικά.

Τέλος, για κάθε επίπεδο παραγωγής, η μέγιστη τιμή άεργου ισχύος ορίζεται μέσω του ελάχιστου συντελεστή ισχύος διαφορετικό για Φ/Β και Α/Π, αλλά ίδιο, στην περίπτωση μας, για χωρητική και επαγωγική λειτουργία. Για τα Φ/Β ο συντελεστής είναι 0,8 ενώ για το Α/Π 0,6.

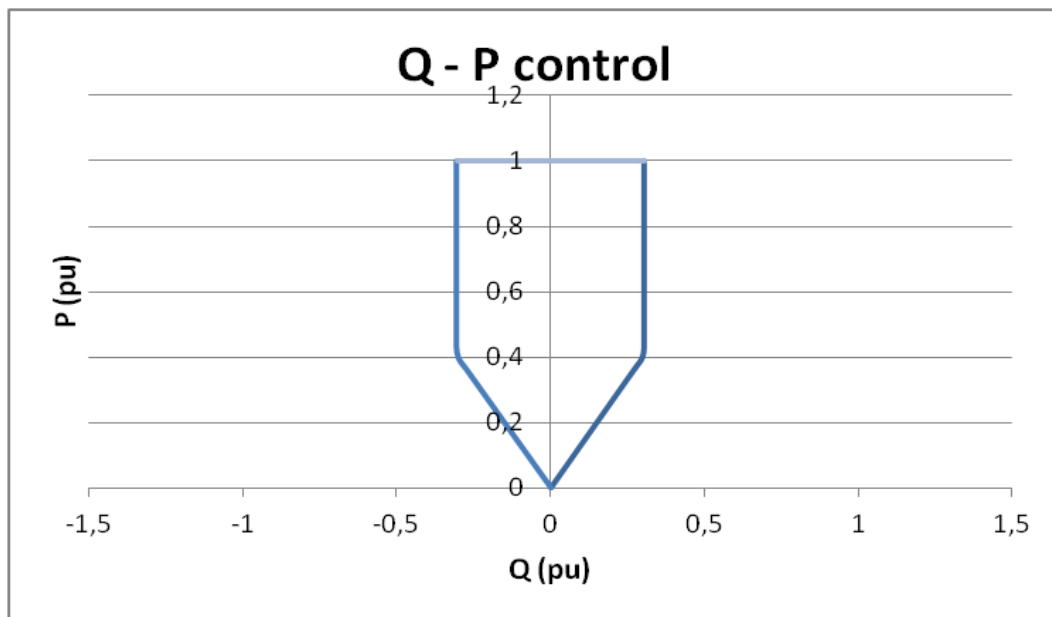
Συγκεντρωτικά τα παραπάνω σε πίνακα και διάγραμμα.

Χαρακτηριστικά ρύθμισης αντιστροφέα των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής		
$PF_{min} = 0,95$		
$PF_{Q_Limit,Lagging} = PF_{Q_Limit,Leading} = 0,95$		
$PF_{Q_Operations,Lagging} = PF_{Q_Operations,Leading} = 0,8$	PV	
$PF_{Q_Operations,Lagging} = PF_{Q_Operations,Leading} = 0,6$	Wind	
$Q_{CONTROL}=2^{nd}$ (Γραμμικός έλεγχος ανεξάρτητα επιπέδου παραγωγής)		

Πίνακας 5.2 Ρύθμιση των αντιστροφέν των μονάδων παραγωγής



Εικόνα 5.26 Σύνολο των ορίων που διέπουν την λειτουργία του αντιστροφέα (Για τα ΦΒ)



Εικόνα 5.27 Τελικός συνδυασμός/τομή των ορίων για την άεργο ισχύ των ΜΔΠ

- **Επιτρεπτές περικοπές ενεργού ισχύος ανά περιπτώσεις**

Εν γένει, τα όρια των περικοπών στις περισσότερες περιπτώσεις, έχουν τεθεί μηδενικά. Ωστόσο, υπάρχουν περιπτώσεις που θα αναφερθούν στην συνέχεια, στις οποίες υπήρχε η δυνατότητα περικοπών, με μεγάλο βάρος στην αντικειμενική συνάρτηση των περικοπών.

- **Βάρη κανονικοποίησης**

Στην παρακάτω εικόνα παρουσιάζονται τα βάρη κανονικοποίησης που επιλέχθηκαν για το συγκεκριμένο δίκτυο. Στην ουσία προσημειώσαμε το δίκτυο υπό διαφορετικό μείγμα αντικειμενικών συναρτήσεων (με μοναδιαία βάρη κανονικοποίησης), και η επιλογή των βαρών έγινε με στόχο και οι 8 αντικειμενικές συναρτήσεις, να παίρνουν όσο το δυνατόν ίδιες τιμές.

Για παράδειγμα, τρέχοντας 8 διαφορετικά σενάρια, κάθε φορά με μόνο μία αντικειμενική συνάρτηση εν χρήση, μπορούμε να παρατηρήσουμε τις τιμές που παίρνουν κάθε φορά οι αντικειμενικές συναρτήσεις και μέσω των normalization weights, να τους προσδώσουμε τιμές ίδιας τάξης.

Στην περίπτωση των περικοπών, χρησιμοποιήθηκε τεράστιο βάρος κανονικοποίησης. Ο λόγος είναι ότι όταν αυτή η συνάρτηση υπάρχει στο γενικό μείγμα αντικειμενικών συναρτήσεων, ο πρωταρχικός σκοπός μας, πριν από οτιδήποτε άλλο, είναι η ελαχιστοποίηση των περικοπών με αποτέλεσμα οι περικοπές να χρησιμοποιούνται μόνο για την κάλυψη των, υπό διαφορετική περίπτωση, αδύνατων περιορισμών.

normalization weights		
dv	0,0015	
Ploss	3,16	
Pgcurt	2	2000
tap	0,01	
bank	1	
Qg	0,0002	
QMS	0,0035	

Εικόνα 5.28 Βάρη κανονικοποίησης

- **Penalties στα βάρη αποφάσεων στις αντικειμενικές συναρτήσεις**

Όπως αναφέρθηκε, τα τελικά βάρη του μείγματος αντικειμενικών συναρτήσεων, προκύπτει από το γινόμενο των Decision Maker βαρών, και των βαρών κανονικοποίησης.

Στα αποτελέσματα που ακολουθούν, ανεξάρτητα το μείγμα των αντικειμενικών συναρτήσεων, έχουμε προσδώσει στα βάρη για τις αλλαγές στις λήψεις του ΣΑΤΥΦ, την άεργο ισχύ των ΜΔΠ καθώς και την άεργο ισχύ που διαρρέει τον ΜΣ μια πολύ μικρή τιμή, με σκοπό να μην γίνονται, για παράδειγμα αχρείαστες αλλαγές στις λήψεις του ΣΑΤΥΦ, χωρίς όμως να χάνουμε σημαντικά στις υπόλοιπες σημαντικές αντικειμενικές συναρτήσεις.

Με αυτόν τον τρόπο, δεν βρίσκουμε την άκρως βέλτιστη λύση που αντιστοιχεί σε κάθε KPI, όμως η λύση είναι πιο ρεαλιστική, και ουσιαστικά βέλτιστη, καθώς συμπεριλαμβάνει παραπάνω παράγοντες.

5.2.1.3 Τέχνασμα για την απλοποίηση των πολλαπλών γραμμών

Το δίκτυο που προσομοιώθηκε αποτελείται από 2 όμοιες γραμμές αναχώρησης από τον ΥΣ. Τα αποτελέσματα προέκυψαν με δύο διαφορετικούς τρόπους και ήταν ταυτόσημα μεταξύ τους. Συγκεκριμένα, ο πρώτος τρόπος ήταν ο κλασσικός, έχοντας την τοπολογία των 2 γραμμών αποτυπωμένη στον αλγόριθμο. Ο δεύτερος τρόπος, βασίστηκε στο ότι οι δύο γραμμές είναι πανομοιότυπες, και στην ορθή υπόθεση, ότι η λειτουργία αυτών θα είναι ίδια μεταξύ τους. Έτσι, η τοπολογία του δικτύου, αποτελούταν μόνο από μία γραμμή αναχώρησης από τον υποσταθμό, με τις εξής διαφοροποιήσεις.

Η αντίσταση του μετασχηματιστή είχε διπλασιαστεί, για να διπλασιαστεί και η πτώση τάσης που προκαλείται σε αυτόν, καθώς διαρρέεται από το ρεύμα και των δύο γραμμών, ενώ στις περιπτώσεις υπολογισμού και προσομοίωσης των απωλειών, η αντίσταση ξανά διπλασιάστηκε (συνολικά τετραπλασιάστηκε), γιατί το ρεύμα στην περίπτωση αυτή υψώνεται στο τετράγωνο.

Επίσης, το μέγεθος του ΜΣ, και κατά συνέπεια το θερμικό όριο που συνδέεται με το ρεύμα που τον διαρρέει, υποδιπλασιάστηκε.

Τέλος, όσον αφορά στο βασικό σενάριο με την αντιστάθμιση (LDC), η εξίσωση που την αναπαριστά άλλαξε σε

$$V = 20,1 + 2 \cdot 2,0733 \cdot I_R + 2 \cdot 3,2389 \cdot I_X \quad (5.11)$$

Έχει προστεθεί δηλαδή ο όρος 2, στα ρεύματα για να προσημειώσει τις δύο γραμμές αναχώρησης.

Έτσι προσομοιώθηκαν οι δύο γραμμές, χωρίς καμία απόκλιση από την κλασσική και πιο αργή μέθοδο, και η σύγκριση μεταξύ LDC και SG σεναρίου, έγινε στην μία από τις δύο γραμμές αναχώρησης.

5.2.2 Αποτελέσματα προσομοίωσης για 24 ώρες

Στην ενότητα αυτή θα παρουσιασθεί η σύγκριση μεταξύ της κλασσικής μεθόδου LDC και της προτεινόμενης μεθόδου ελέγχου, με βάση τα KPI's που αναφέρθηκαν.

Η σύγκριση θα γίνει χωρίς την ύπαρξη συσκευής storage στην τοπολογία, ενώ στην συνέχεια και μόνο για τη μέθοδο smart grid, θα γίνει προσομοίωση εισάγοντας μία μονάδα αποθήκευσης. Έτσι μέσω της σύγκρισης θα φανούν τόσο τα πλεονεκτήματα του συντονισμένου-βέλτιστου ελέγχου, αλλά και της ύπαρξης αποθηκευτικής μονάδας.

Έτσι, για κάθε KPI, θα παρουσιάζονται οι 3 περιπτώσεις LDC, SG χωρίς storage, και SG με storage, ενώ όπου κριθεί απαραίτητο θα αναφερθούν και περισσότερες περιπτώσεις.

5.2.2.1 KPI 1: Μείωση των απωλειών

Όπως αναφέραμε σε προηγούμενα κεφάλαια, στα αποτελέσματα του αλγορίθμου οι απώλειες είναι δύο ειδών. Οι πραγματικές απώλειες, δηλαδή με την πραγματική τάση στον παρονομαστή, και οι απώλειες με την ονομαστική τάση στον παρονομαστή. Επιπλέον εκφράζονται σε MWh.

Παρακάτω παρουσιάζονται τα αποτελέσματα με παραμετροποίηση ως προς την εγκατεστημένη ισχύ των ΑΠΕ, και ως προς το μείγμα αντικειμενικών συναρτήσεων που χρησιμοποιήθηκε. Σημειώνουμε πως σε όλες τις περιπτώσεις στο μείγμα συναρτήσεων υπάρχουν μικρά βάρη στις αντικειμενικές συναρτήσεις των λήψεων του ΣΑΤΥΦ, της άεργου ισχύος από τις ΜΔΠ και της άεργου ισχύς που διαρρέει τον ΜΣ. Η τιμή που παίρνει η κάθε μία είναι το ένα τρίτο του αριθμού που προκύπτει, αφαιρώντας το άθροισμα

των αντικειμενικών συναρτήσεων που αναφέρονται κάθε φορά από την μονάδα.

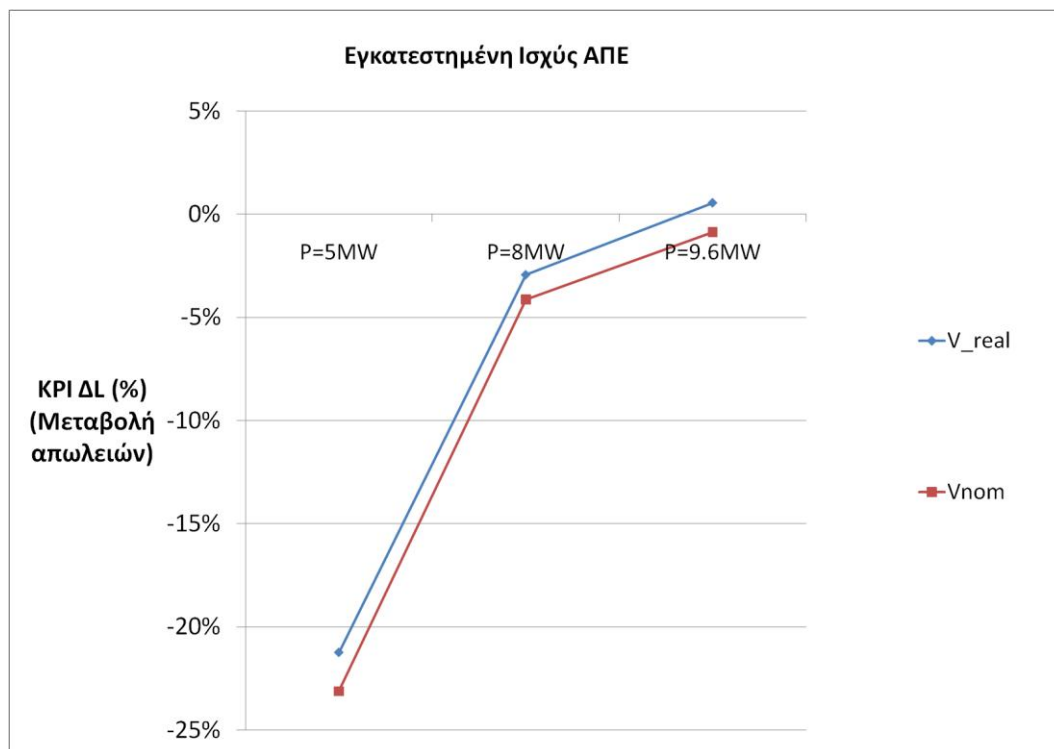
Το KPI προκύπτει από τον παρακάτω τύπο, και στην συνέχεια θα παρουσιασθούν οι περιπτώσεις με και χωρίς συσκευή αποθήκευσης καθώς και τα σχετικά συμπεράσματα.

$$\Delta L = \frac{L_{SG} - L_{BL}}{L_{BL}} \cdot 100\%$$

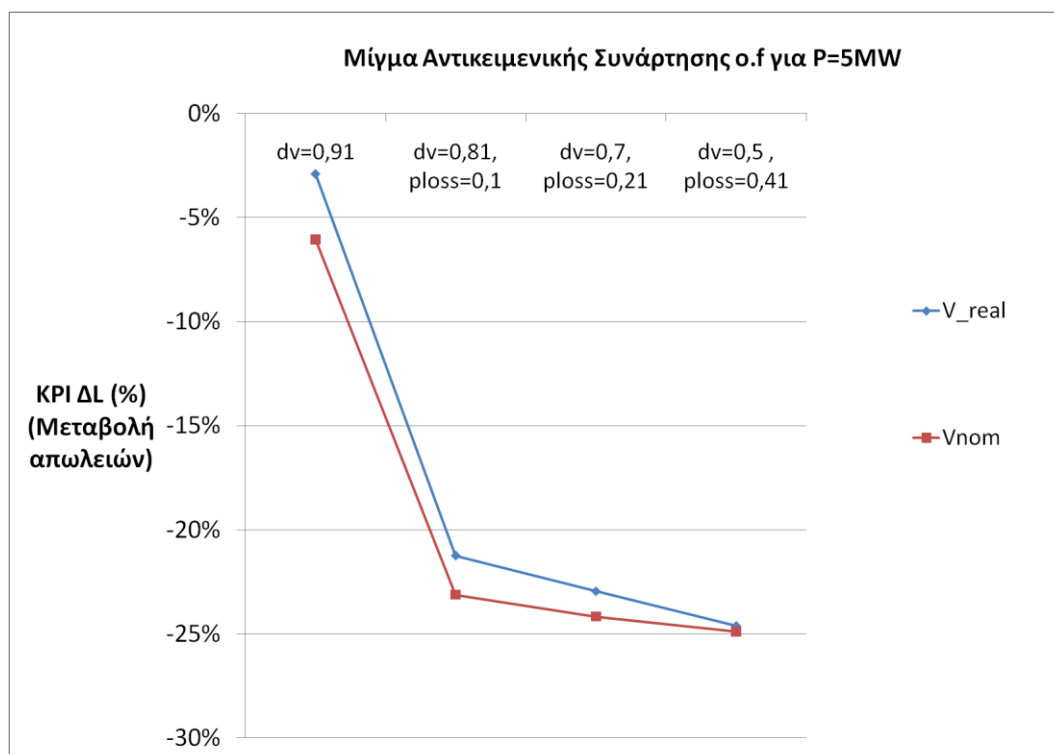
Χωρίς storage							
BL		SG					
Plosses	Plosses(real)	Plosses	Plosses(real)	Objective Function		ΔL	ΔL_real
0,8273	0,7978	0,7772	0,7747	dv=0,91	Διαφορετική ο.φ.	-6,06%	-2,90%
		0,636	0,6283	dv=0,81, ploss=0,1		-23,12%	-21,25%
		0,6273	0,6146	dv=0,7, ploss=0,21		-24,18%	-22,96%
		0,6213	0,6013	dv=0,5 , ploss=0,41		-24,90%	-24,63%
				DV =0,81 PLOSS=0,1			
BL		SG					
Plosses	Plosses(real)	Plosses	Plosses(real)	Εγκατεστημένη Ισχύς ΑΠΕ		ΔL	ΔL_real
0,8273	0,7978	0,636	0,6283	P=5MW		-23,12%	-21,25%
2,6069	2,4956	2,4992	2,4225	P=8MW		-4,13%	-2,93%
4,5839	4,3318	4,5443	4,3561	P=9.6MW		-0,86%	0,56%

Πίνακας 5.3 Παραμετρικά αποτελέσματα του KPI 1: Απώλειες για την περίπτωση χωρίς storage

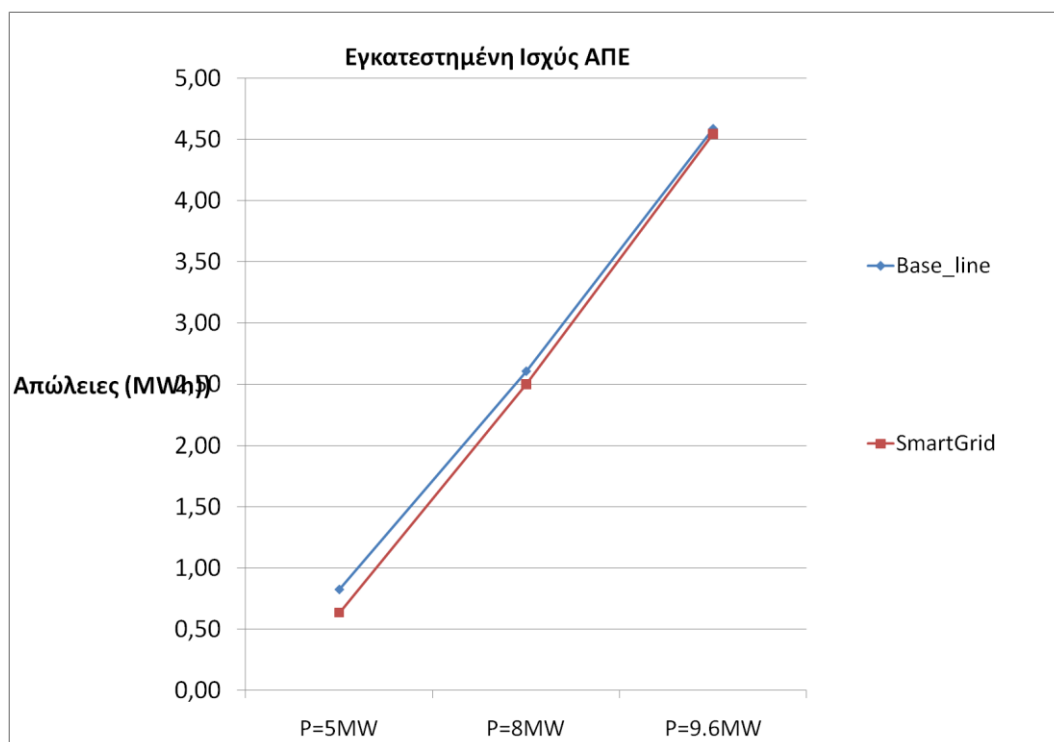
Με παραπάνω αύξηση του βάρους wploss, οι τάσεις χειροτερεύουν αρκετά, ενώ ο δείκτης δεν βελτιώνεται.



Εικόνα 5.29 Παραμετρικά αποτελέσματα της εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ του ΚΡΙ 1: Απώλειες για την περίπτωση χωρίς storage



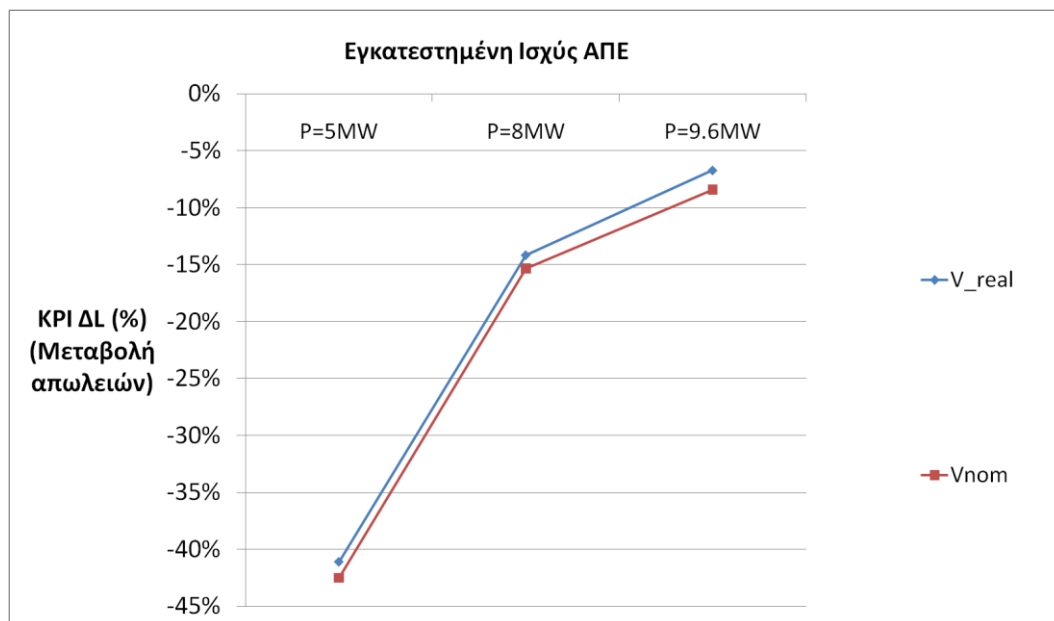
Εικόνα 5.30 Παραμετρικά αποτελέσματα του μίγματος αντικειμενικής συνάρτησης του ΚΡΙ 1: Απώλειες για την περίπτωση χωρίς storage



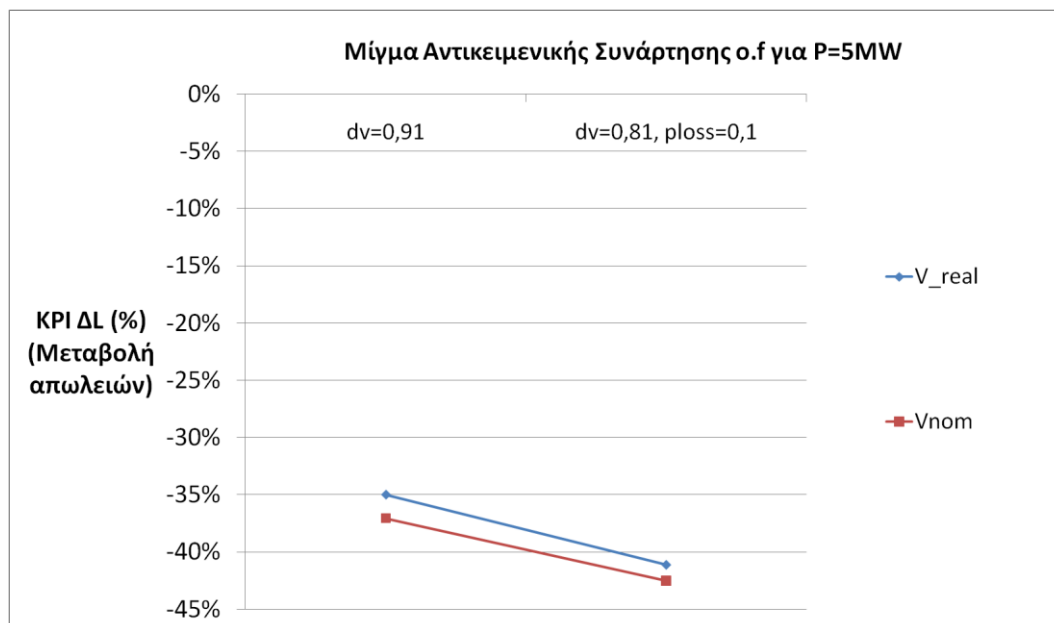
Εικόνα 5.31 Διάγραμμα απωλειών ανάλογα την εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ για την περίπτωση χωρίς storage

Με storage							
BL		SG					
Plosses	Plosses(real)	Plosses	Plosses(real)	Objective Function		ΔL	ΔL_real
0,8273	0,7978	0,5207	0,5186	dv=0,91	Διαφορετική ο.φ.	-37,06%	-35,00%
		0,4756	0,4698	dv=0,81, ploss=0,1		-42,51%	-41,11%
				DV =0,81 PLOSS=0,1			
BL		SG					
Plosses	Plosses(real)	Plosses	Plosses(real)	Εγκατεστημένη Ισχύς ΑΠΕ		ΔL	ΔL_real
0,8273	0,7978	0,4756	0,4698	P=5MW		-42,51%	-41,11%
2,6069	2,4956	2,2068	2,1421	P=8MW		-15,35%	-14,16%
4,5839	4,3318	4,1984	4,0409	P=9.6MW		-8,41%	-6,72%

Πίνακας 5.4 Αποτελέσματα του KPI 1: Απώλειες για την περίπτωση με storage

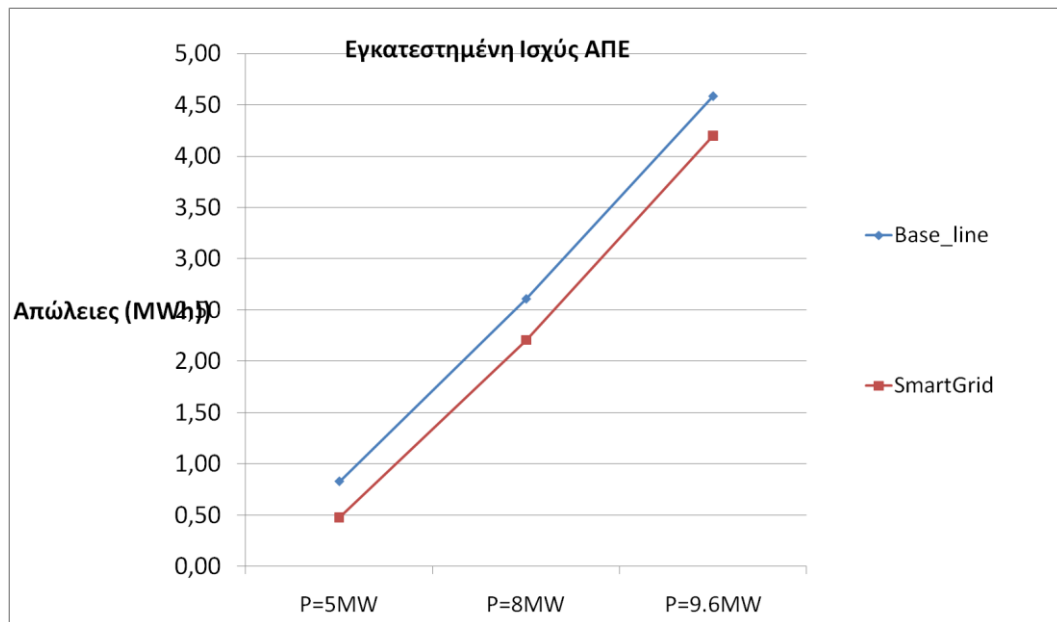


Εικόνα 5.32 Παραμετρικά αποτελέσματα της εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ του ΚΡΙ 1: Απώλειες για την περίπτωση με storage



Εικόνα 5.33 Παραμετρικά αποτελέσματα του μείγματος αντικειμενικής συνάρτησης του ΚΡΙ 1: Απώλειες για την περίπτωση με storage

Με παραπάνω αύξηση του w_{ploss} η διαφορά είναι αμελητέα.



Εικόνα 5.34 Διάγραμμα απωλειών ανάλογα την εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ για την περίπτωση με storage

Παρατηρούμε ότι η συμπεριφορά με storage και χωρίς είναι παρόμοια, αν εξαιρέσουμε την αριθμητική διαφορά που προσδίδει η ύπαρξη αποθήκευσης, ή οποία είναι αρκετά σημαντική και οφείλεται στο ότι πλέον μπορούμε να επηρεάσουμε και την ενεργό ισχύ κάτι που δεν ίσχυε στην αρχική περίπτωση.

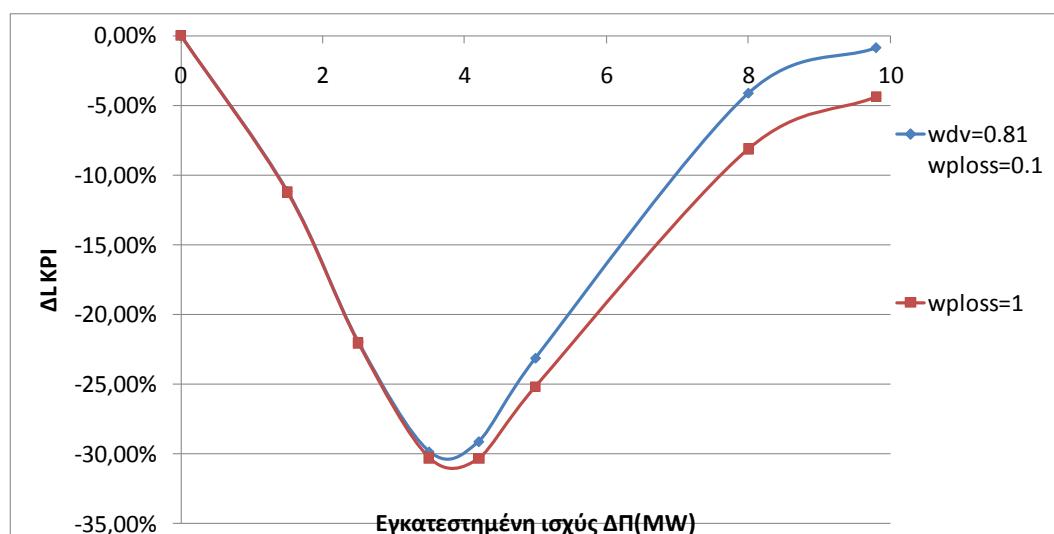
Συγκεκριμένα για την περίπτωση των 5MW εγκατεστημένης ισχύος, παρατηρούμε μείωση πάνω από 20 και 40% για τοπολογία χωρίς και με storage αντίστοιχα.

Μια παρατήρηση που θα μπορούσε να γίνει είναι ότι όσο αυξάνεται η εγκατεστημένη ισχύς αυξάνονται και οι απώλειες ενώ ακόμα και ο δείκτης ο ίδιος μειώνεται (σε απόλυτη τιμή).

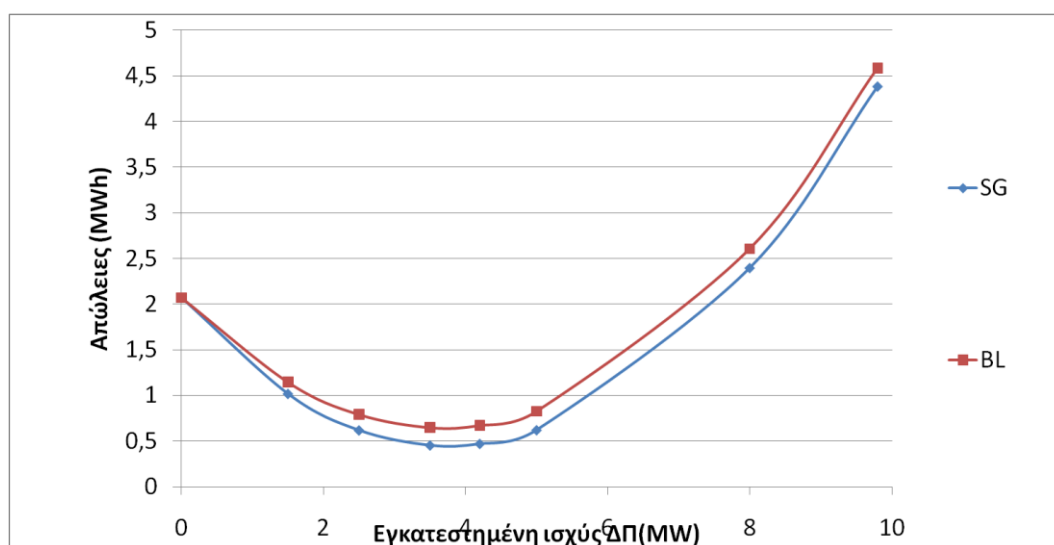
Ωστόσο αυτό δεν ισχύει εν γένει καθώς οφείλεται στο μικρό πλήθος δειγματοληψίας. Ο γενικός κανόνας είναι ότι υπάρχει ένα σημείο εγκατεστημένης ισχύς, μέχρι το οποίο όσο αυξάνεται (η εγκατεστημένη ισχύς), τόσο μειώνονται οι απώλειες, ενώ μετά από αυτό ξανά αυξάνονται. Το παραπάνω επαληθεύεται και σε αυτή την περίπτωση, και παρακάτω παρουσιάζονται τα αποτελέσματα για περισσότερες τιμές εγκατεστημένης ισχύος, στην περίπτωση χωρίς storage.

MW								
	BL		SG				$\Delta L(0,81/0,1)$	$\Delta L(wploss=1)$
	Plosses	Plosses(real)	Plosses	Plosses(real)	Plosses	Plosses(real)		
0	2,0704	1,98	2,0704	2,0057	2,0704	2,0057	0,00%	0,00%
1,5	1,145	1,0953	1,0171	0,992	1,0163	0,9702	-11,17%	-11,24%
2,5	0,7912	0,7574	0,6174	0,6066	0,6167	0,6113	-21,97%	-22,06%
3,5	0,6478	0,6215	0,4545	0,4502	0,4515	0,4318	-29,84%	-30,30%
4,2	0,6727	0,6458	0,4769	0,4709	0,4686	0,4605	-29,11%	-30,34%
5	0,8273	0,7978	0,636	0,636	0,619	0,619	-23,12%	-25,18%
8	2,6069	2,4956	2,4992	2,4225	2,3949	2,2511	-4,13%	-8,13%
9,8	4,5839	4,3318	4,5443	4,3561	4,3831	4,115	-0,86%	-4,38%

Πίνακας 5.5 Απώλειες ανά εγκατεστημένη ισχύ 0-9.8 MW



Εικόνα 5.35 KPI 1: απώλειες, ανά εγκατεστημένη ισχύ 0-9.8 MW



Εικόνα 5.36 Απώλειες ανά εγκατεστημένη ισχύ 0-9.8 MW

Παρατηρούμε ότι τόσο ο δείκτης βελτίωσης των απωλειών σε σχέση με την βασική μέθοδο, τόσο και οι απώλειες οι ίδιες, παρουσιάζουν βέλτιστο σημείο στα 4 MW. Έτσι, επαληθεύεται ο κανόνας που αναφέρθηκε πριν, και για την συγκεκριμένη τοπολογία δικτύου, το σημείο αυτό είναι τα 4 MW.

5.2.2.2 KPI 2: Αύξηση της διείσδυσης ΑΠΕ στο δίκτυο

Σε αυτό το KPI εξετάζεται το ποσοστό αύξησης της χωρητικότητας ΑΠΕ στο δίκτυο στην περίπτωση με και χωρίς storage, παραμετρικά με το ποσοστό των επιτρεπτών περικοπών. Στην περίπτωση που οι περικοπές επιτρέπονται, ξανά αναφέρουμε πως η ελαχιστοποίησή τους είναι ο πρωταρχικός στόχος.

Εκ του αποτελέσματος παρατηρήθηκε ότι στην περίπτωση της LDC το όριο που παραβιαζόταν και στην ουσία όριζε την μέγιστη τιμή της εγκατεστημένης ισχύος ήταν οι τάσεις, καθώς μετά από κάποιο σημείο ήταν αναπόφευκτη η υπέρταση. Για την περίπτωση του smart grid, ο **καθοριστικός** παράγοντας ήταν το θερμικό όριο του ΜΣ, το οποίο σημαίνει ότι με μεγαλύτερο μετασχηματιστή, ο δείκτης θα ήταν πολύ μεγαλύτερος.

Αρχικά, το συγκεκριμένο KPI βρέθηκε όπως περιγράφεται σε προηγούμενη ενότητα, δηλαδή αυξάνοντας την μεταβλητή `scale_up`, μέχρι είτε ο περιορισμός των τάσεων ή τα θερμικά όρια να “χτυπήσουν”. Ωστόσο, με αυτό τον τρόπο παρόλο που βρήκαμε την μέγιστη τιμή εγκατεστημένης ισχύος, τα προφίλ της τάσης στην περίπτωση του smart grid δεν ήταν επιτρεπτά.

Συγκεκριμένα, μετά από κάποιο σημείο εγκατεστημένης ισχύος (το οποίο βρίσκεται πολύ κοντά στο μέγιστο), τα θερμικά όρια είχαν φτάσει ήδη στο όριο, και όσο αυξανόταν η εγκατεστημένη ισχύς, οι ΜΔΠ λειτουργούσαν λιγότερο επαγωγικά, για να περιορίσουν το ρεύμα, οδηγώντας έτσι σε πολύ υψηλές τάσεις. Στην ουσία, η άεργος λειτουργία των ΑΠΕ ήταν αρκετή για να μπορέσει, ακόμα και σε υψηλά επίπεδα διείσδυσης ανανεώσιμων, να κρατήσει την τάση κοντά στην ονομαστική. Όταν όμως μετά το προαναφερθέν σημείο, χρειάστηκε και αυτός ο «πόρος» για να κρατηθεί εντός ορίων το ρεύμα του ΜΣ, η τάση αυξήθηκε απότομα, καθώς ακόμα και για πολύ μικρή αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος, χρειάζεται πολύ μεγάλο ποσοστό της άεργου ισχύος για την εξισορρόπηση του ρεύματος.

Έτσι, βρέθηκε και μια δεύτερη σειρά KPI όπου είχε στόχο την εύρεση του εν λόγω σημείου. Βρήκαμε δηλαδή το σημείο, στο οποίο “πρωτό- χτυπάει” το θερμικό όριο του ΜΣ, και έτσι εξασφάλισαμε ότι τα έργα των ΜΔΠ χρησιμοποιήθηκαν για την βελτίωση του προφίλ της τάσης. Προφανώς, τα KPI 2,3 και 5 με αυτόν τον τρόπο, θα είναι λίγο χειρότερα αλλά η συνολική εικόνα του δικτύου όσον αφορά στις τάσεις, δεν δικαιολογούν την μικρή αυτή αύξηση των δεικτών.

Στην συνέχεια παρουσιάζονται τα αποτελέσματα στις περιπτώσεις με και χωρίς storage, και συγκεκριμένα για την περίπτωση του μικρότερου ορίου. Ωστόσο θα αναφέρουμε και περιπτώσεις όπου η εγκατεστημένη ισχύς έφτασε στο μέγιστο όριο, για να γίνει κατανοητό το μειονέκτημά της.

Ο δείκτης υπολογίζεται ως:

$$HC_{\%} = \frac{HC_{SG} - HC_{BL}}{HC_{BL}} \cdot 100\%$$

Στην συνέχεια θα αναφερόμαστε στα παραπάνω τέσσερα σενάρια ως 1) LDC, 2) SG max, 3) SG χωρίς να φτάνουμε στο μέγιστο όριο με και 4) χωρίς storage.

Στους επόμενους πίνακες, εμφανίζεται το άνω όριο της εγκατεστημένης ισχύος σε MW για διαφορετικά όρια περικοπών, και για διαφορετικά σενάρια, καθώς και οι αντίστοιχοι δείκτες.

Χωρίς storage					
BL	SG				HC
9,8	15,85	0%	k (περικοπές)		61,73%
	17,61	10%			79,69%
	19,81	20%			102,14%
	22,64	30%			131,02%
	26,425	40%			169,64%
	31,7	50%			223,47%

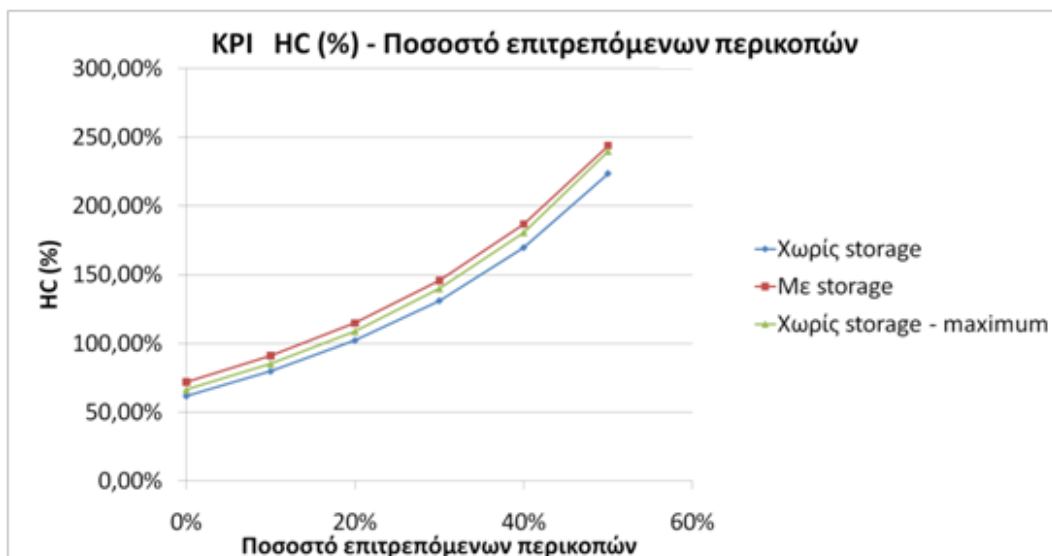
Πίνακας 5.6 Αποτελέσματα KPI 2: αύξηση της διείσδυσης ΑΠΕ παραμετρικά με το όριο επιτρεπόμενων περικοπών για την περίπτωση χωρίς storage

Χωρίς storage - maximum					
BL	SG				HC
9,8	16,3	0%	k (περικοπές)		66,33%
	18,15	10%			85,20%
	20,45	20%			108,67%
	23,5	30%			139,80%
	27,5	40%			180,61%
	33,3	50%			239,80%

Πίνακας 5.7 Αποτελέσματα KPI 2: αύξηση της διείσδυσης ΑΠΕ παραμετρικά με το όριο επιτρεπόμενων περικοπών για την περίπτωση χωρίς storage φτάνοντας στο μέγιστο όριο

Με storage					
BL	SG				HC
9,8	16,85	0%	k (περικοπές)		71,94%
	18,725	10%			91,07%
	21,05	20%			114,80%
	24,07	30%			145,61%
	28,1	40%			186,73%
	33,7	50%			243,88%

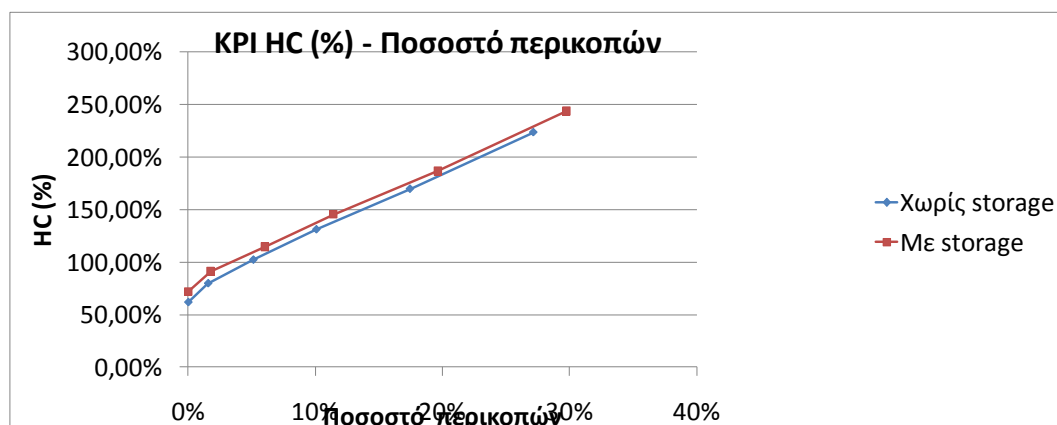
Πίνακας 5.8 Αποτελέσματα KPI 2: αύξηση της διείσδυσης ΑΠΕ παραμετρικά με το όριο επιτρεπόμενων περικοπών για την περίπτωση με storage



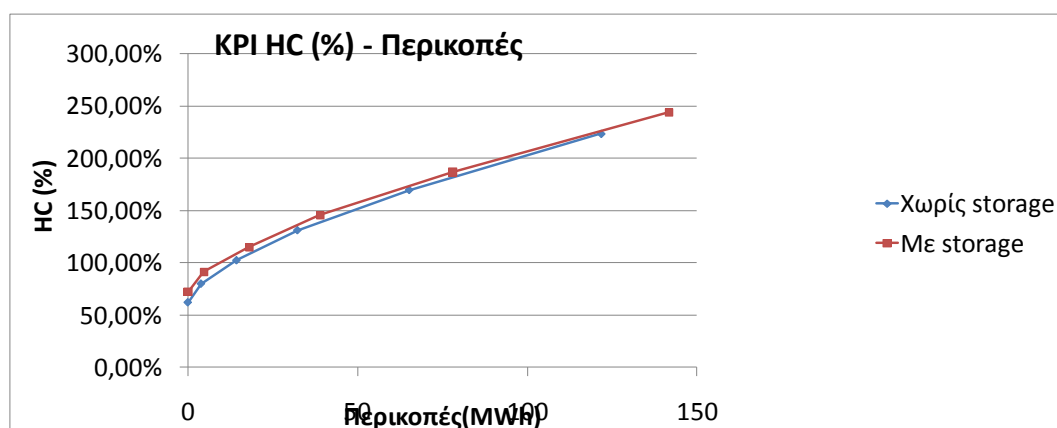
Εικόνα 5.37 Αποτελέσματα KPI 2: αύξηση της διείσδυσης ΑΠΕ παραμετρικά με το όριο επιτρεπόμενων περικοπών

Στην παραπάνω εικόνα παρουσιάζεται ο δείκτης KPI για την διείσδυση των ΑΠΕ, παραμετρικά με το ποσοστό των επιτρεπόμενων περικοπών, δηλαδή το μέγιστο που μπορεί να περικοπεί από κάθε μονάδα παραγωγής.

Η διαφορά της εικόνας που ακολουθεί είναι ότι πλέον ο οριζόντιος άξονας, περιέχει το ποσοστό της ενέργειας που στην ουσία περικόπηκε, ενώ στην επόμενη εικόνα την ενέργεια αυτή σε MWh.



Εικόνα 5.38 Αποτελέσματα ΚΡΙ 2: αύξηση της διείσδυσης ΑΠΕ παραμετρικά με το πραγματικό ποσοστό των περικοπών



Εικόνα 5.39 Αποτελέσματα ΚΡΙ 2: αύξηση της διείσδυσης ΑΠΕ παραμετρικά με την ενέργεια που περικόπηκε

Ένας κανόνας που προέκυψε εκ του αποτελέσματος είναι ο παρακάτω, και ισχύει για όλες τις περιπτώσεις.

Σε όλες τις περιπτώσεις του SG ισχύει το εξής:
 Η Μέγιστη Χωρητικότητα εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ
 περιορίζεται από το θερμικό όριο του μετασχηματιστή
 την δέκατη τέταρτη ώρα !
 Συγκεκριμένα:

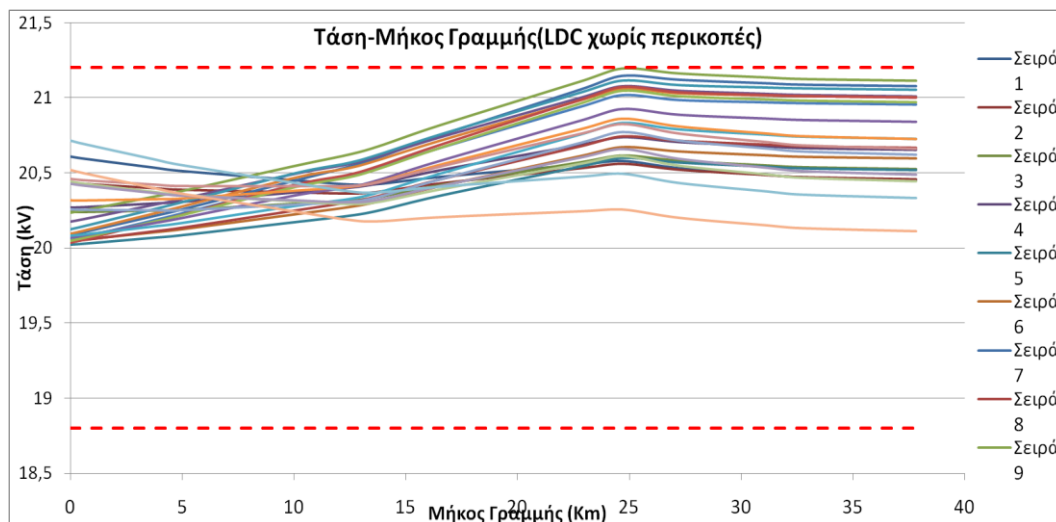
$$(1 - \text{curtLimit}) * \text{Scale_up} = X$$

όπου $X = 3.17, 3.26$ και 3.34 στις 3
 περιπτώσεις αντίστοιχα

Όπου scale_up είναι η μέγιστη ποσοστιαία, ομοιόμορφη αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος κάθε DG (πχ. scale_up=2 σημαίνει διπλασιασμός όλων των εγκατεστημένων DG)
 Όπου curtLimit είναι το μέγιστο ποσοστό (εκφρασμένο στην εγκατεστημένη ισχύ κάθε DG) περικοπής που μπορεί να εφαρμοστεί σε κάθε Dg. (πχ. curtLimit=0,2 σημαίνει ότι σε κάθε DG, οι περικοπές κάθε ώρας δεν

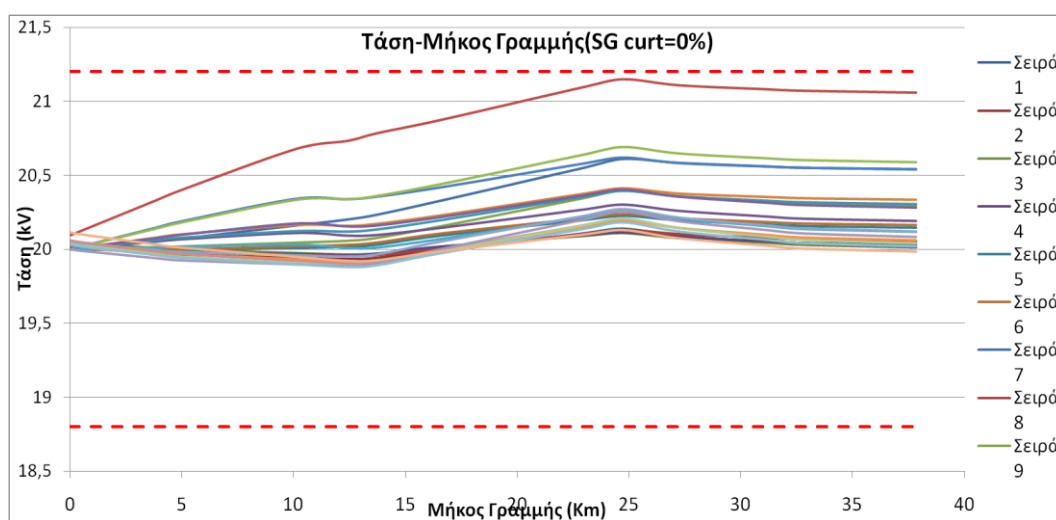
Όπως παρατηρούμε, σε γενικές γραμμές ακόμα και με μηδενικές περικοπές έχουμε πάνω από 60% βελτίωση στην χωρητικότητα σε όλες τις περιπτώσεις, ενώ με 50% **επιτρεπόμενες** περικοπές (30% περικοπές στην **πράξη**) το ποσοστό φτάνει έως και 250% στην περίπτωση με storage.

Στα επόμενα διαγράμματα φαίνονται τα προφίλ των τάσεων για τις περιπτώσεις (χωρίς καθόλου περικοπές) LDC, SG max, SG χωρίς να φτάσουμε στο μέγιστο όριο με και χωρίς storage. Παρά το γεγονός ότι κάθε μία από τις τέσσερις περιπτώσεις αναφέρεται σε διαφορετική εγκατεστημένη ισχύ, είναι φανερή η βελτίωση από περίπτωση σε περίπτωση.



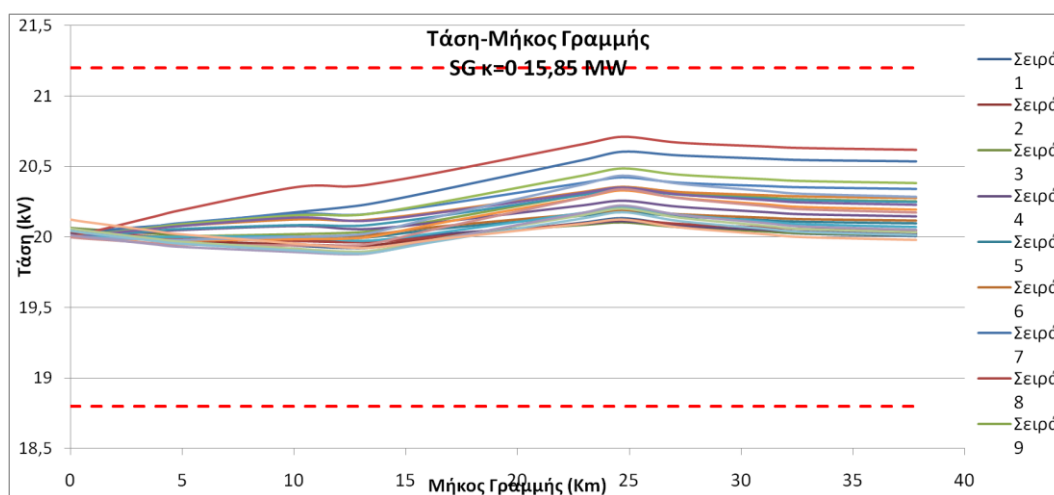
Εικόνα 5.40 Προφίλ της τάσης για κάθε ώρα ανά χιλιόμετρο στην γραμμή.

LDC - 9.8 MW



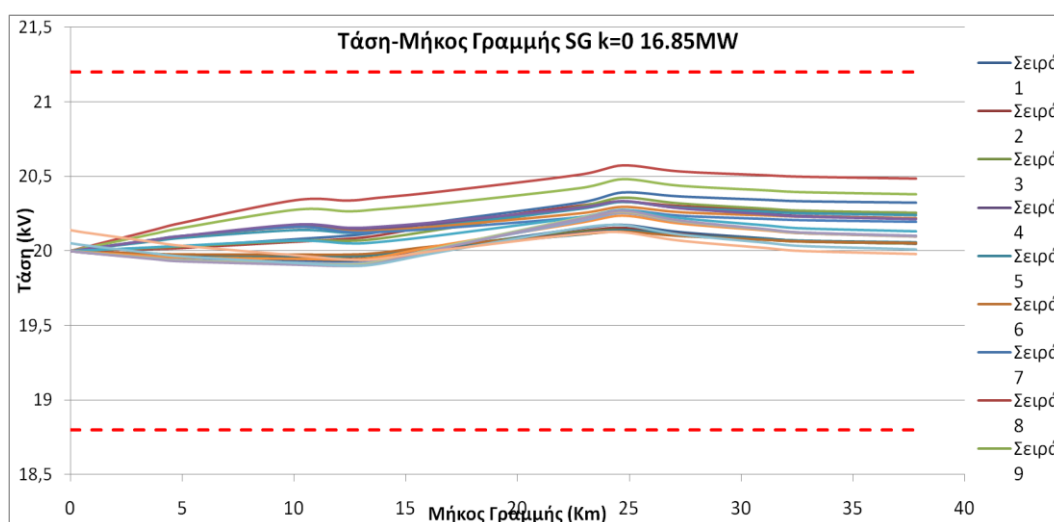
Εικόνα 5.41 Προφίλ της τάσης για κάθε ώρα ανά χιλιόμετρο στην γραμμή.

SG max 16.3 MW



Εικόνα 5.42 Προφίλ της τάσης για κάθε ώρα ανά χιλιόμετρο στην γραμμή.

SG χωρίς storage 15.85 MW

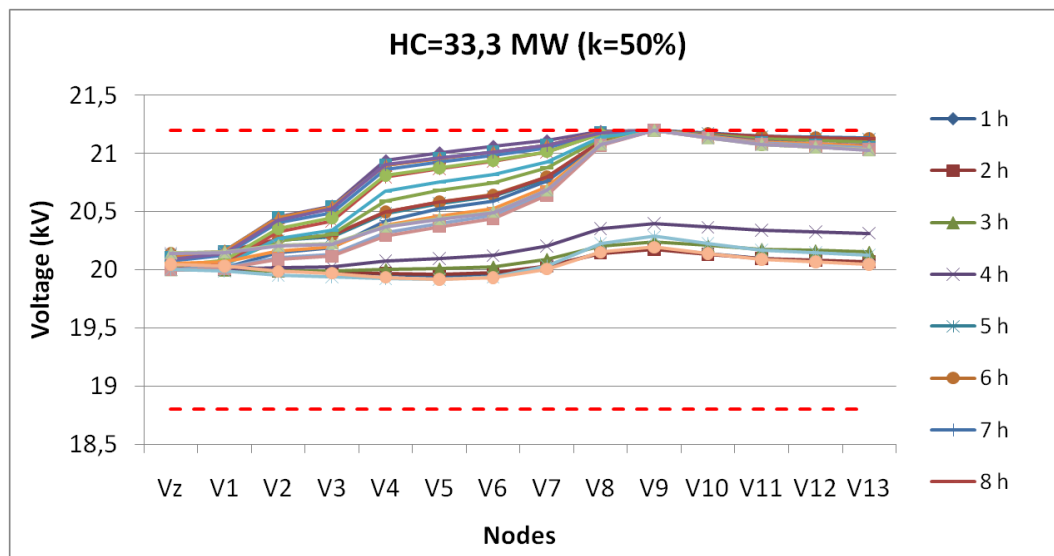


Εικόνα 5.43 Προφίλ της τάσης για κάθε ώρα ανά χιλιόμετρο στην γραμμή.

SG με storage 16.85 MW

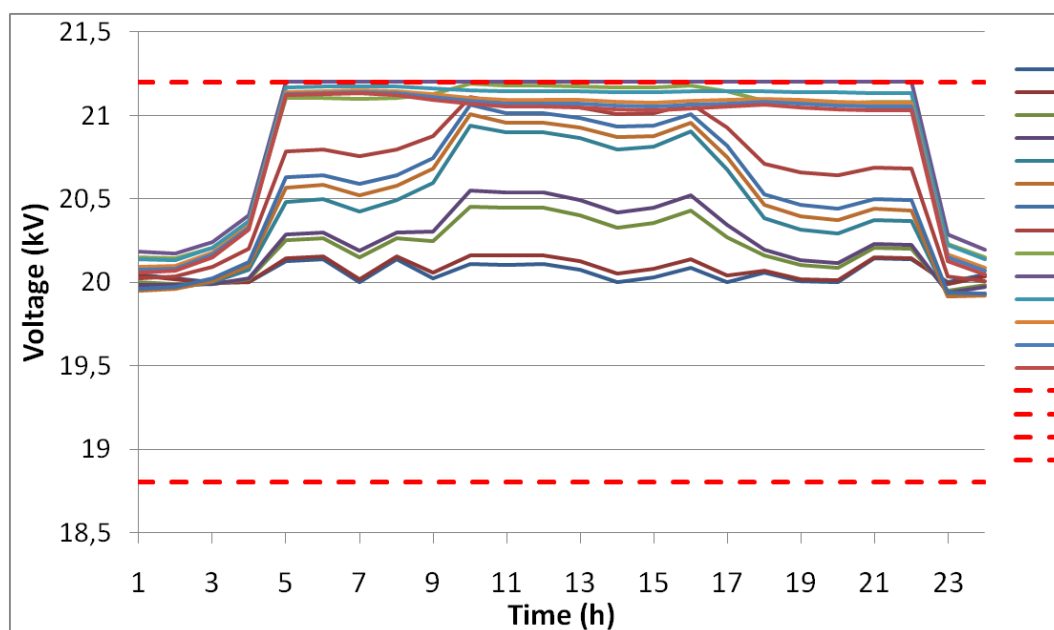
Η διαφορά της βασικής μεθόδου με τον προτεινόμενο τρόπο ελέγχου είναι προφανής. Εκτός από την πολύ μεγαλύτερη διεύθυνση ΑΠΕ που επιτρέπει, είναι φανερό και η πολύ καλύτερη κατάσταση του δικτύου όσον αφορά στα προφίλ των τάσεων, παρά το γεγονός ότι η εγκατεστημένη ισχύς είναι πολύ μεγαλύτερη. Στο επόμενο KPI των τάσεων, θα φανεί ακόμα περισσότερο η διαφορά στις τάσεις, ειδικά στην περίπτωση όπου η σύγκριση γίνεται μεταξύ περιπτώσεων ίδιας εγκατεστημένης ισχύος.

Τέλος, θα δείξουμε επίσης την ακραία περίπτωση όπου επιτρέπονται 50% περικοπές, για τα τρία σενάρια (LDC δεν υπάρχει). Έτσι θα γίνει περισσότερο κατανοητή η επιλογή άλλου σημείου από το μέγιστο.



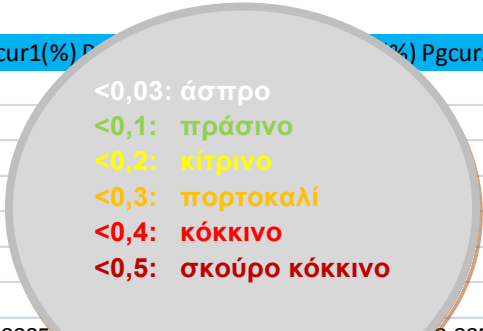
Εικόνα 5.44 Προφίλ της τάσης για κάθε ώρα ανά κόμβο.

SG max 33.3 MW με επιτρεπόμενες περικοπές 50%



Εικόνα 5.45 Προφίλ της τάσης για κάθε κόμβο ανά ώρα.

SG max 33.3 MW με επιτρεπόμενες περικοπές 50%



S_MS	Pgcur1(%)	Pgcur2(%)	Pgcur3(%)	Pgcur4(%)	Pgcur5(%)	Pgcur6(%)	Pgcur7(%)	Pgcur8(%)
9,124038					0	4,96E-08	0	0
9,612459					0	4,92E-08	0	0
11,8457					0	4,24E-08	0	0
12,46011					0	4,09E-08	0	0
12,50001					0	0,034142	0	0
12,50001					0	0,0445	0	0
12,38303					0	0,303824	0	0
12,5	0,00058				0,005394	0,113781	0,236638	0,215269
12,50001	3,02E-06				3,79E-05	0,365559	0,1276	0,268132
12,50001	3,12E-06	1,27E-06			4,12E-05	0,499744	0,400795	0,348152
12,50001	5,16E-06	3,24E-06	0,425296	0,448872	0,499994	0,5	0,499996	0,499987
12,50001	9,56E-06	0,169934	0,499998	0,499998	0,499996	0,5	0,499997	0,49999
12,50001	9,68E-06	0,400236	0,499998	0,499999	0,499997	0,5	0,499997	0,499991
12,50001	0,465362	0,499995	0,499999	0,499999	0,499998	0,5	0,499998	0,499993
12,50001	9,66E-06	0,298019	0,482419	0,482421	0,499997	0,5	0,499997	0,499992
12,50001	6,1E-06	3,69E-06	0,029765	0,322215	0,499992	0,5	0,499995	0,499984
12,4164	2,18E-07	8,71E-08	5,81E-08	9,17E-08	2,58E-06	0,403291	0,058733	0,240269
12,49999	2,06E-05	8,37E-06	5,69E-06	9,08E-06	0,000249	0,229445	0,242208	0,21986
12,49999	0	0	0	0	0	0,245407	0	0
12,33248	0	0	0	0	0	0,215005	0	0
12,49999	0	0	0	0	0	0,110153	0	0
12,49999	0	0	0	0	0	0,159806	0	0
9,326935	0	0	0	0	0	5,28E-08	0	0
7,322578	0	0	0	0	0	6,49E-08	0	0

Εικόνα 5.46 Ισχύς που διαρρέει τον ΜΣ και ποσοστά περικοπών των ΜΔΠ

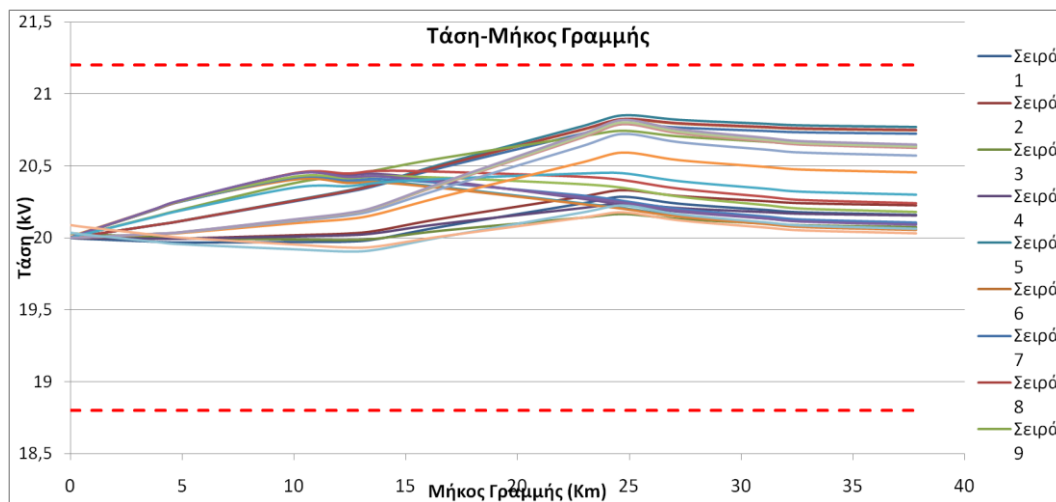
Στην παραπάνω εικόνα φαίνεται αριστερά η φαινόμενη ισχύς του ΜΣ, (συγκεκριμένα, φαίνεται το μισό της ισχύος ως αποτέλεσμα του τεχνάσματος που αναφέρθηκε σε προηγούμενη ενότητα), καθώς και τα ποσοστά περικοπών ενεργού ισχύος κάθε μονάδας διεσπαρμένης παραγωγής με χρωματικό κώδικα.

Αυτό που πρέπει να παρατηρηθεί μεταξύ των τριών παραπάνω εικόνων, είναι το εξής. Στις ώρες 5 έως 22, παρατηρούμε την τάση τουλάχιστον ενός κόμβου ακριβώς στα 21.2 kV, ενώ επίσης τις ίδιες ώρες το θερμικό όριο του μετασχηματιστή είναι ακριβώς στο όριο ($12,5 \times 2 = 25$ kVA) και οι περικοπές, στις περισσότερες περιπτώσεις, κατά το μέγιστο αξιοποιημένες.

Όσο αυξάνεται η εγκατεστημένη ισχύς (μαζί με τις επιτρεπόμενες περικοπές), τόσες περισσότερες ώρες βρίσκονται στο όριο. Η σημαντική παρατήρηση, ότι οι περιορισμοί τάσης και θερμικού ορίου τις ώρες αυτές χτυπάνε **ταυτόχρονα** στην περίπτωση αυτή, οφείλεται στο ότι όσο αυξάνεται η εγκατεστημένη ισχύς, πρώτα χτυπάει το θερμικό όριο, στην συνέχεια «επιστρατεύονται» τα άεργα των ΜΔΠ για να το κρατήσουν εντός ορίου (ανεβάζοντας έτσι τις τάσεις), και όταν ούτε αυτά είναι αρκετά, αρχίζουν οι περικοπές. Έτσι, στην πρώτη περίπτωση όπου φτάσαμε μέχρι το τελικό-μέγιστο σημείο, το αποτέλεσμα είναι το αναμενόμενο. Το ρεύμα βρίσκεται

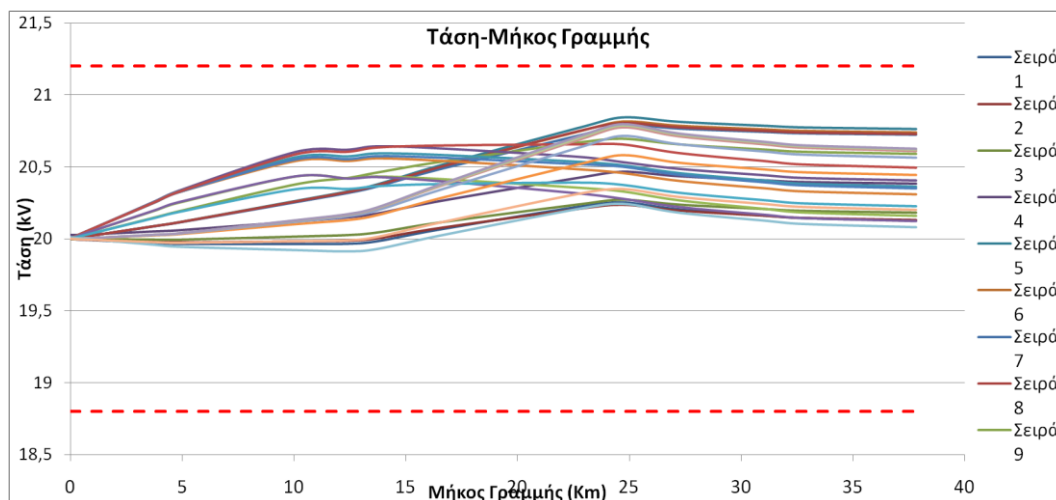
ακριβώς στο θερμικό όριο, οι τάσεις τις ώρες αυτές, είναι καρφωμένες στο άνω όριο 21,2 kV, ενώ οι περικοπές στο μέγιστο επιτρεπτό όριο. Αυτό είναι λογικό καθώς σε αντίθετη περίπτωση, έστω δηλαδή ότι είτε οι περικοπές είτε οι τάσεις δεν ήταν στο όριο, θα σήμαινε ότι το σημείο αυτό δεν είναι βέλτιστο, καθώς μια αύξηση στην εγκατεστημένη ισχύ, θα μπορούσε να «απορροφηθεί» από τις «ελεύθερες» περικοπές ή τα άεργα των ΜΔΠ.

Στα επόμενα διαγράμματα φαίνονται τα προφίλ της τάσης για την λειτουργία χωρίς και με storage αντίστοιχα, χωρίς να φτάνουμε στο μέγιστο σημείο. Παρατηρείται έτσι, η πολύ μεγάλη βελτίωση στις τάσεις με πολύ μικρό τίμημα, καθώς η εγκατεστημένη ισχύς είναι ελάχιστα λιγότερη.



Εικόνα 5.47 Προφίλ της τάσης για κάθε ώρα ανά κόμβο.

SG χωρίς storage 31.7 MW με επιτρεπόμενες περικοπές 50%



Εικόνα 5.48 Προφίλ της τάσης για κάθε ώρα ανά κόμβο.

SG με storage 33.7 MW με επιτρεπόμενες περικοπές 50%

Τα προφίλ της τάσης, είναι προφανώς πολύ καλύτερα στην περίπτωση όπου δεν φτάσαμε στο μέγιστο δυνατό όριο εγκατεστημένης ισχύος, και η εισαγωγή μίας αποθηκευτικής μονάδας αύξησε το όριο ακόμα περισσότερο χωρίς να «χαλάσει» την συμπεριφορά των τάσεων.

5.2.2.3 KPI 3: Αύξηση του μεριδίου ενέργειας από ΑΠΕ

Ο δείκτης αυτός είναι απόλυτα εξαρτημένος με τον προηγούμενο δείκτη, και θα παρουσιάσουμε απλά τα τελικά αποτελέσματα, αφού οι προσομοιώσεις είναι οι προηγούμενες. Ο δείκτης υπολογίζεται από τον παρακάτω τύπο:

$$\Delta\lambda = \lambda_{SG} - \lambda_{BL}$$

Όπου,

$$\lambda = \frac{E_{RES}}{E_{LOAD}}$$

Στους παρακάτω πίνακες εμφανίζονται τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων του προηγούμενου KPI, με διαφορετική μορφή για την εξαγωγή των κατάλληλων αποτελεσμάτων για τον δείκτη του μεριδίου ενέργειας από ΑΠΕ. Για τις περιπτώσεις LDC και SG με και χωρίς storage, παρουσιάζονται η συνολική ενέργεια του φορτίου, καθώς και η ενέργεια που παράγεται από ΑΠΕ, για τις διαφορετικές περιπτώσεις των επιτρεπόμενων περικοπών. Η ενέργεια από ΑΠΕ, προκύπτει από τις προβλεπόμενες καμπύλες παραγωγής και την εγκατεστημένη ισχύ, αφαιρώντας την ενέργεια περικοπών.

Χωρίς storage												
BL					SG				ποσοστό περικοπών			
E_LOAD	E_RES	E_RES_curtailed	E_RES_Net	λ	E_RES	E_RES_curtailed	E_RES_Net	λ				Δλ
79,0272	138,566	0	138,565703	175%	224,1088	0	224,1088153	284%	0%	0%	κ (περικοπές)	108%
					248,9941	3,89	245,1040843	310%	2%	10%		135%
					280,1007	14,35	265,7506707	336%	5%	20%		161%
					320,1151	32,29	287,8250522	364%	10%	30%		189%
					373,6325	65,22	308,4125201	390%	17%	40%		215%
					448,2176	121,7994	326,4182305	413%	27%	50%		238%

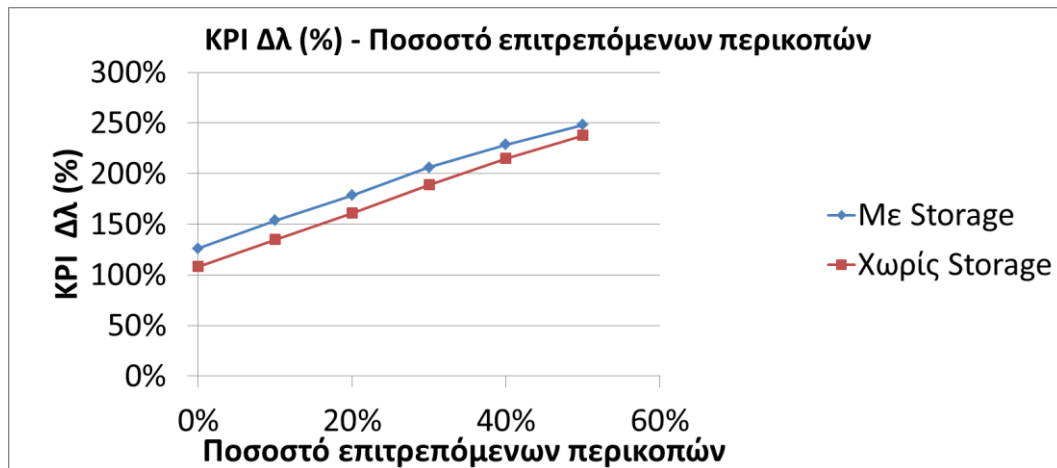
Πίνακας 5.9 Αποτελέσματα KPI 3: Αύξηση του μεριδίου ενέργειας από ΑΠΕ.

SG χωρίς storage

Με storage												
BL					SG					ποσοστό περικοπών		
E_LOAD	E_RES	E_RES_curtailed	E_RES_Net	λ	E_RES	E_RES_curtailed	E_RES_Net	λ				Δλ
79,0272	138,566	0	138,565703	175%	238,2482	0	238,2481727	301%	0%	0%		126%
					264,7595	4,7	260,0594679	329%	2%	10%		154%
					297,6335	18	279,6334739	354%	6%	20%		179%
					340,3343	38,9	301,4343333	381%	11%	30%		206%
					397,3159	77,98	319,3359438	404%	20%	40%		229%
					476,4963	141,8	334,6963454	424%	30%	50%		248%

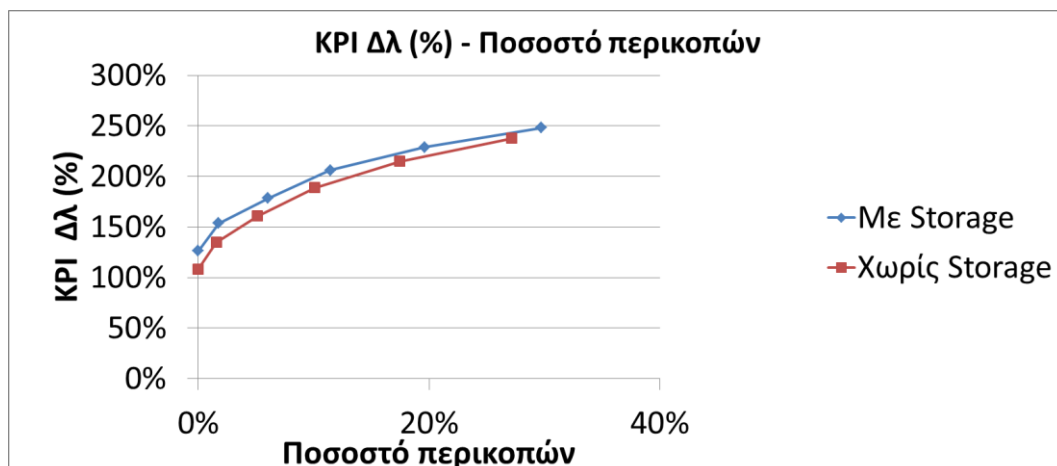
Πίνακας 5.10 Αποτελέσματα KPI 3: Αύξηση του μεριδίου ενέργειας από ΑΠΕ.

SG με storage



Εικόνα 5.49 Αποτελέσματα KPI: Αύξηση μεριδίου ενέργειας από ΑΠΕ παραμετρικά με το ποσοστό επιτρεπόμενων περικοπών

Η διαφορά της επόμενης εικόνας από την παραπάνω είναι όπως αναφέραμε και σε προηγούμενο δείκτη, ότι στον οριζόντιο άξονα εμφανίζεται το ποσοστό των περικοπών που πραγματικά έγιναν, και όχι το επιτρεπόμενο.



Εικόνα 5.50 Αποτελέσματα KPI: Αύξηση μεριδίου ενέργειας από ΑΠΕ παραμετρικά με το πραγματικό ποσοστό των περικοπών.

Για τις περιπτώσεις χωρίς και με storage αντίστοιχα ισχύει ότι χωρίς περικοπές έχουμε ήδη πάνω από 60/70% μεγαλύτερο HC άρα περισσότερο από 60/70% μεγαλύτερη ενέργεια από ΑΠΕ, που σημαίνει δυνατότητα κάλυψης επιπλέον 105/122.5% του υφιστάμενου φορτίου (=60%*175%, 70%*175%). Με περικοπές της τάξης του 50% φτάνουμε στο 238/248% του υφιστάμενου φορτίου.

5.2.2.4 KPI 4: Ρύθμιση της τάσης

Ο σημαντικότερος δείκτης που αντιπροσωπεύει την ρύθμιση της τάσης, υπολογίζεται με τον παρακάτω τύπο:

$$\Delta d_V(\%) = \frac{d_V(u_{BL}) - d_V(u_{SG})}{d_V(u_{BL})} \cdot 100\%$$

Όπου:

$$d_V = \sqrt{\frac{\sum_{t=1}^T \left(\sum_{i=1}^N (V_{i,t} - V_n)^2 \right)}{V_n^2}}$$

Η σχετική με την ρύθμιση της τάσης αντικειμενική συνάρτηση του αλγορίθμου ορίζεται ως $\sum_{t=1}^T \left(\sum_{i=1}^N (V_{i,t} - V_n)^2 \right)$, διαφέρει δηλαδή από τον τύπο του δείκτη για αυτό και στα αποτελέσματα θα αναφέρονται και οι 2 τιμές.

Αντίστοιχα με τα προηγούμενα KPI's, θα παρουσιαστούν οι περιπτώσεις LDC, SG με και χωρίς storage, χωρισμένες σε 2 δείκτες:

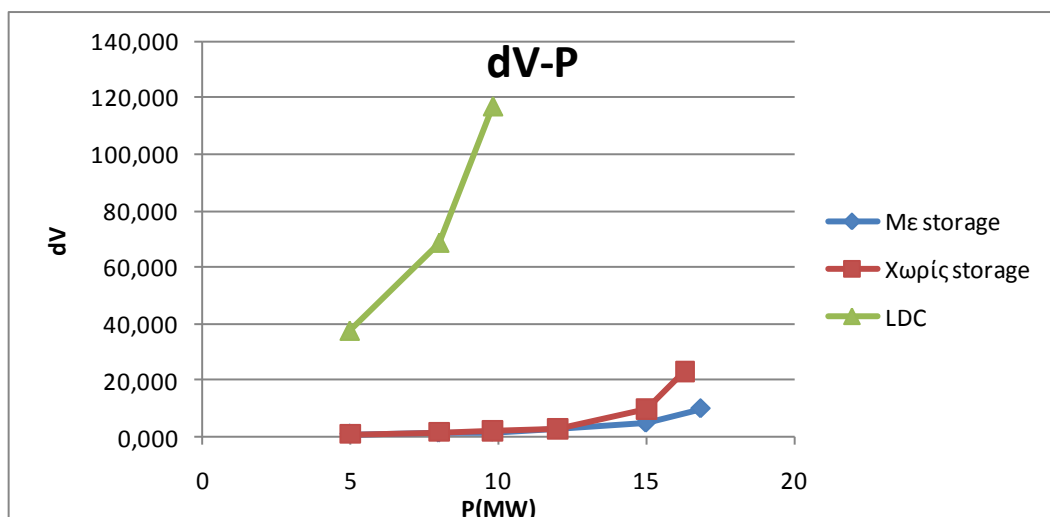
- 1) LDC-SG χωρίς storage και
- 2) LDC-SG με storage

Χωρίς storage					
	BL		SG		
P (MW)	dV	dV (KPI)	dV	dV (KPI)	ΔdV
5	37,7749	0,307	1,064	0,052	83,22%
8	68,7663	0,415	1,568	0,063	84,90%
9,8	116,7861	0,540	2,219	0,074	86,22%
12	infeasible		2,902	0,085	οριακή περίπτωση
15			9,804	0,157	
16,3			23,179	0,241	

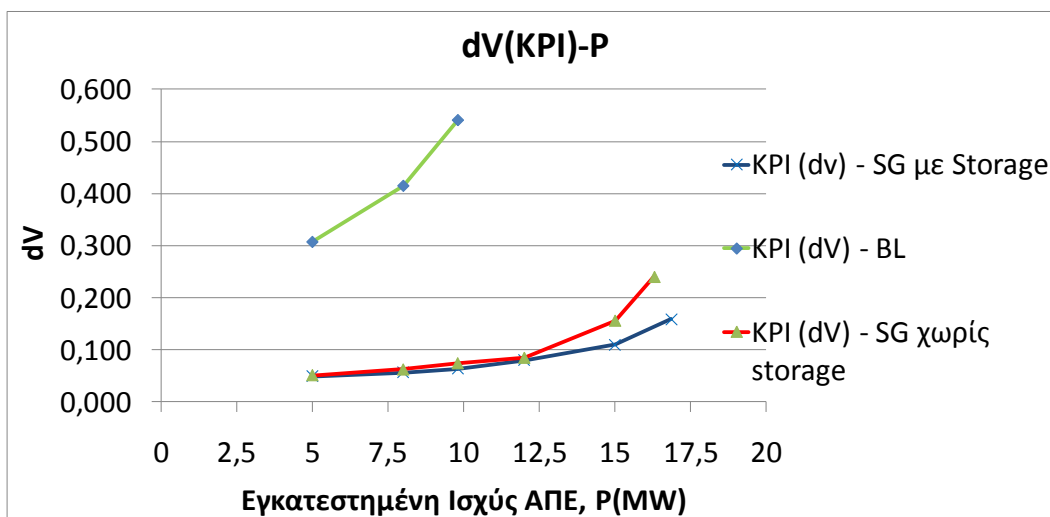
Πίνακας 5.11 Αποτελέσματα KPI 4: Ρύθμιση τάσης, παραμετρικά με την εγκατεστημένη ισχύ για την περίπτωση χωρίς storage

Με storage					
	BL		SG		
P (MW)	dV	dV (KPI)	dV	dV (KPI)	ΔdV
5	37,7749	0,307	0,958	0,049	84,08%
8	68,7663	0,415	1,270	0,056	86,41%
9,8	116,7861	0,540	1,610	0,063	88,26%
12	infeasible		2,593	0,081	
15			4,886	0,111	
16,85			10,098	0,159	

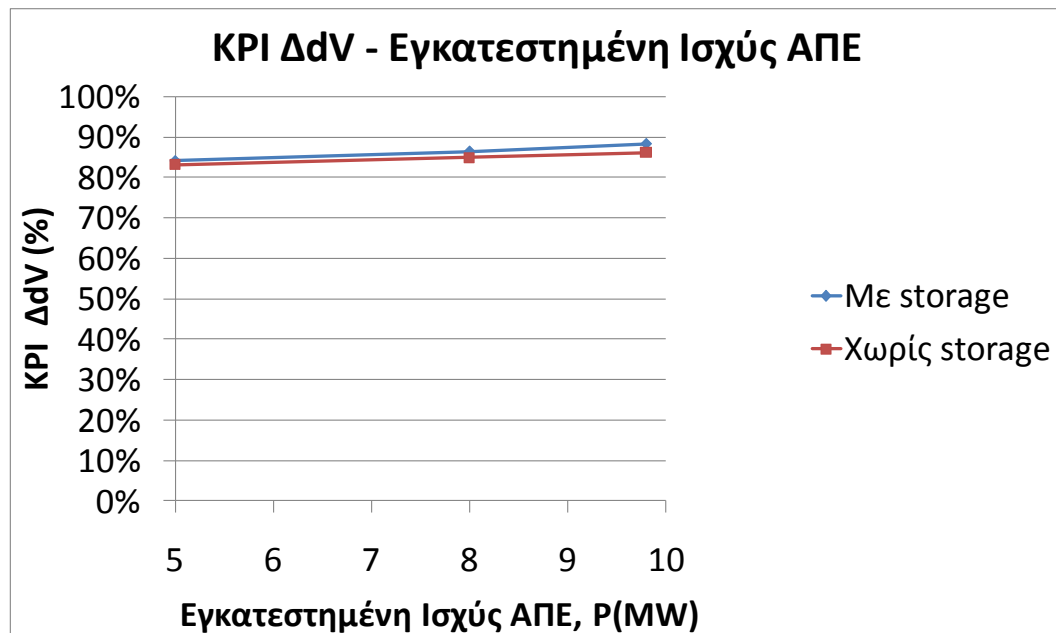
Πίνακας 5.12 Αποτελέσματα KPI 4: Ρύθμιση τάσης, παραμετρικά με την εγκατεστημένη ισχύ για την περίπτωση με storage



Εικόνα 5.51 Απόκλιση τάσης dV ανά εγκατεστημένη ισχύ για τις τρεις περιπτώσεις



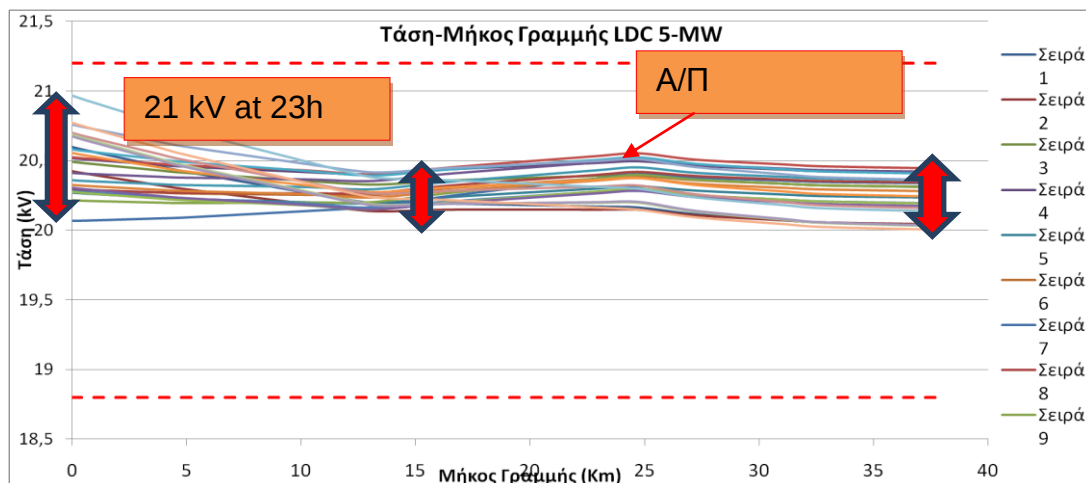
Εικόνα 5.52 Απόκλιση τάσης όπως υπολογίζεται για το KPI ανά εγκατεστημένη ισχύ για τις τρεις περιπτώσεις



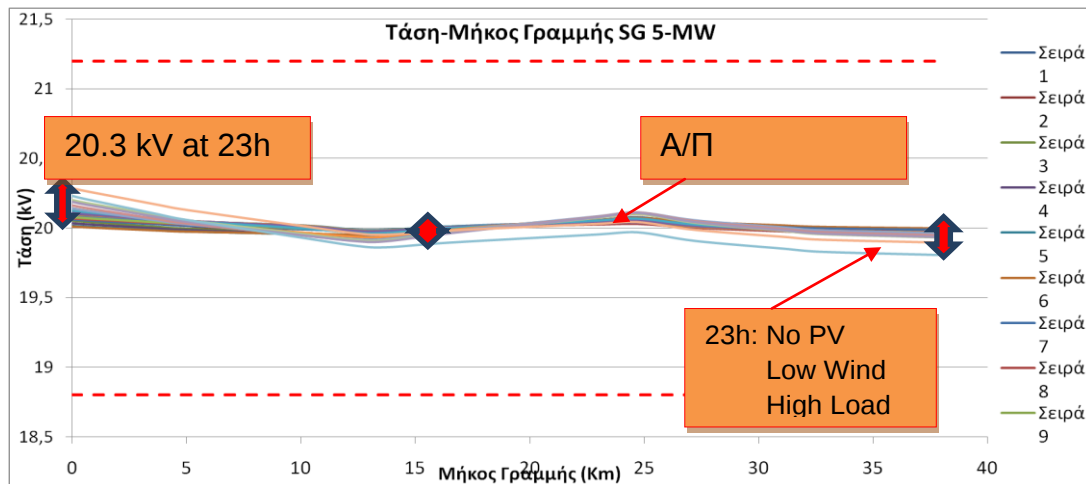
Εικόνα 5.53 Αποτελέσματα ΚΡΙ 4: Ρύθμιση της τάσης, για τις περιπτώσεις με και χωρίς storage

Στην συνέχεια, θα παρουσιαστούν τα προφίλ της τάσης, για τις περιπτώσεις LDC, SG με και χωρίς storage, για 3 διαφορετικά επίπεδα εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ.

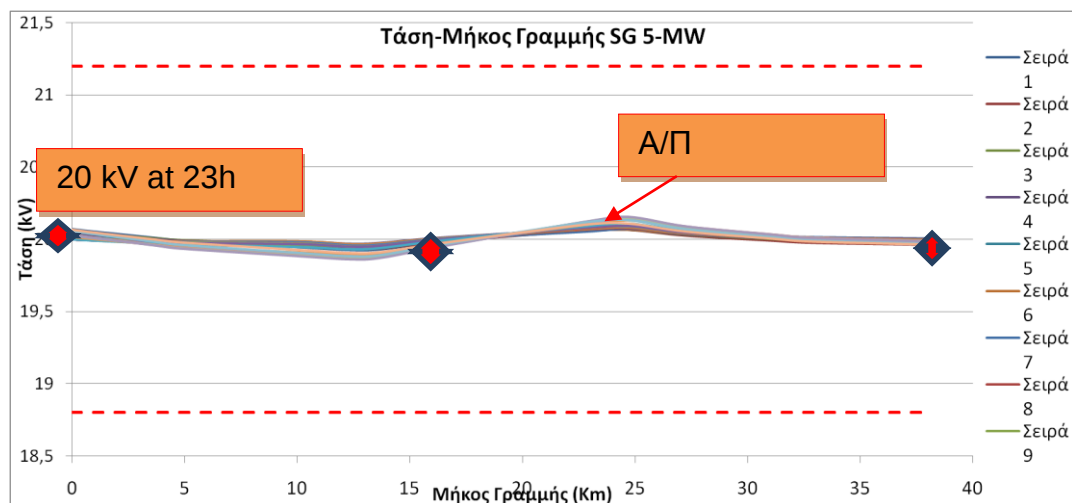
Πρώτη περίπτωση αποτελεί η αρχική τοπολογία των 5 MW εγκατεστημένης ισχύος.



Εικόνα 5.54 Προφίλ τάσης ανά χιλιόμετρο γραμμής LDC 5 MW



Εικόνα 5.55 Προφίλ τάσης ανά χιλιόμετρο γραμμής SG χωρίς storage 5 MW



Εικόνα 5.56 Προφίλ τάσης ανά χιλιόμετρο γραμμής SG με storage 5 MW

Η βελτίωση στις τάσεις είναι εύκολο να παρατηρηθεί από περίπτωση σε περίπτωση, ωστόσο αυτό που δεν φαίνεται είναι ότι η γενικότερη λειτουργία του δικτύου βελτιώθηκε σε περισσότερους τομείς από την ρύθμιση της τάσης.

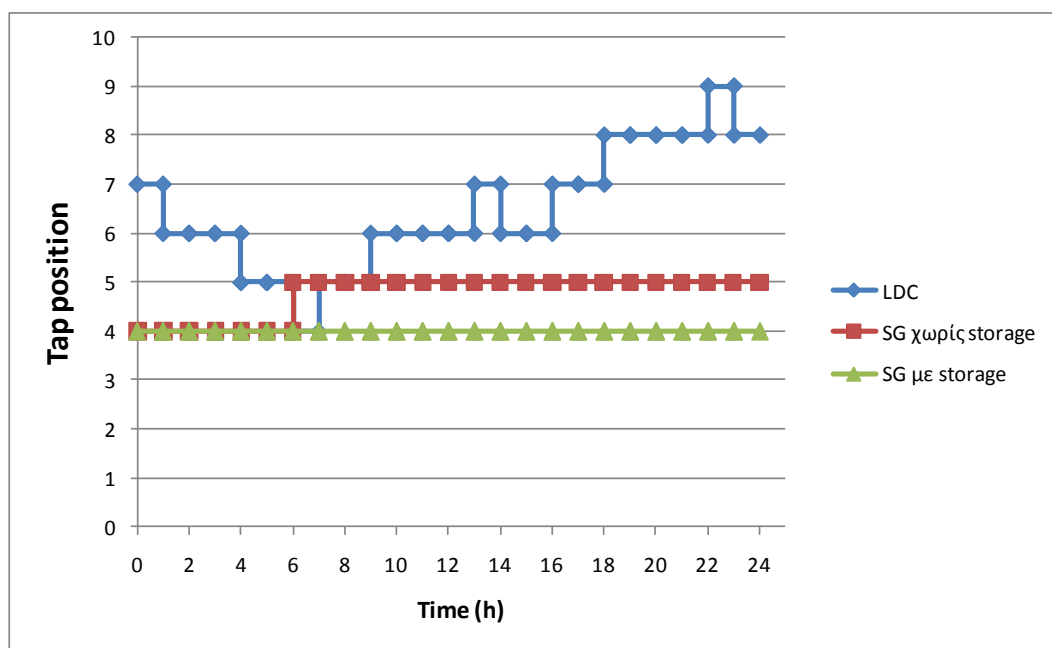
LDC		SG χωρίς storage		SG με storage	
dV	37,7749	dV	1,0640	dV	0,9575
Ploss	0,8273	Ploss	0,7772	Ploss	0,5179
Pgcurt	0	Pgcurt	0	Pgcurt	0
Qg^2	0	Qg^2	9,3559416	Qg^2	6,4050589
Qms	38,249	Qms	22,8432	Qms	8,5035
tap	11	tap	1	tap	0
bank	0	bank	0	bank	0

Πίνακας 5.13 Τιμές των 8 αντικειμενικών συναρτήσεων για τις τρεις διαφορετικές περιπτώσεις

Η διαφορά της περίπτωσης του βασικού σεναρίου με το SG, είναι εμφανής κυρίως στις τάσεις, όπως και στις απώλειες, στην άεργο ισχύ από τον ΜΣ και στις αλλαγές στις λήψεις του ΣΑΤΥΦ.

Η αλλαγή στις τάσεις μεταξύ ύπαρξης ή μη της αποθηκευτικής μονάδας μπορεί να φανεί κυρίως στην 23ή ώρα, όπου είναι η δυσκολότερη ώρα καθώς το φορτίο είναι υψηλό και ταυτόχρονα η παραγωγή ελάχιστη.

Η ύπαρξη της αποθηκευτικής μονάδας εξομαλύνει την ιδιαιτερότητα αυτή, αλλά επίσης μηδενίζει τις αλλαγές στις λήψεις του ΣΑΤΥΦ, ενώ μειώνει σημαντικά τις απώλειες, τα άεργα από τις ΜΔΠ, όπως και την άεργο ισχύ από τον ΜΣ.



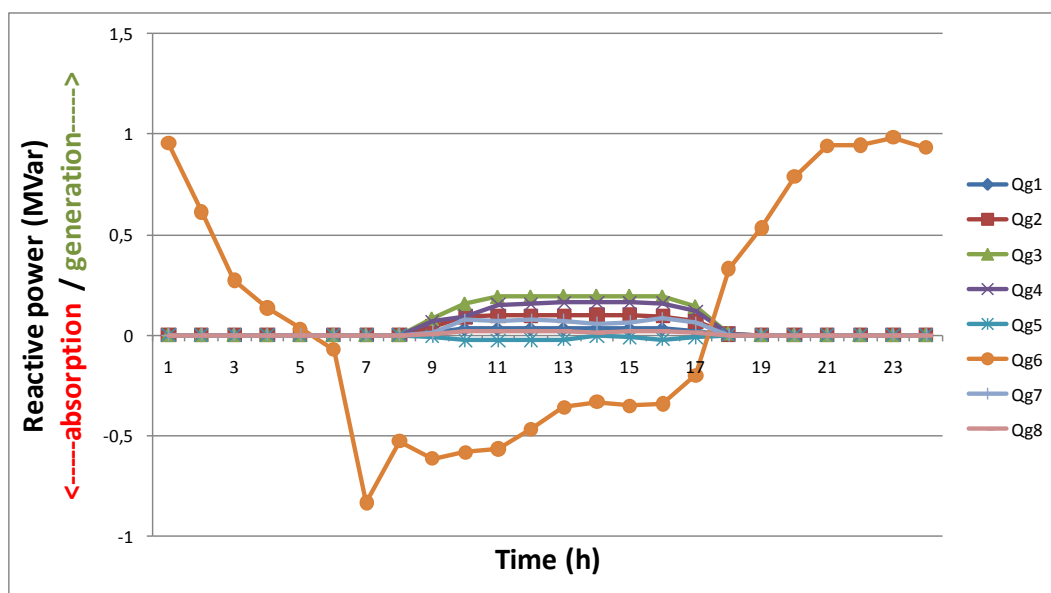
Εικόνα 5.57 Λήψεις ΣΑΤΥΦ κάθε ώρα για τις τρεις περιπτώσεις

Παραπάνω φαίνονται διαγραμματικά οι αλλαγές στις λήψεις το οποίο δείχνει ότι ο προτεινόμενος τρόπος βελτιώνει την συνολική εικόνα του δικτύου.

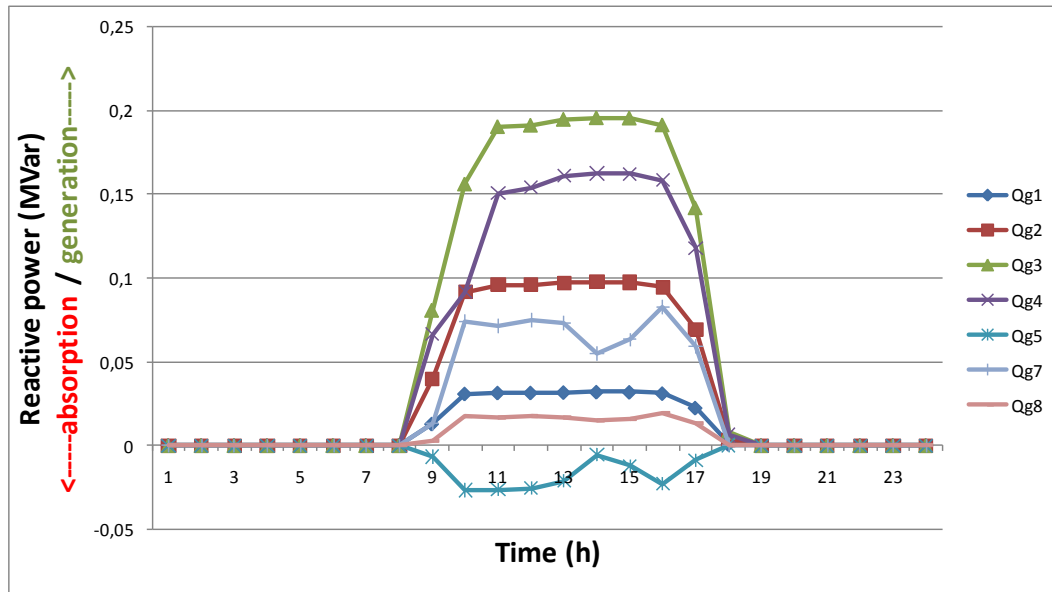
Στην συνέχεια παρουσιάζονται διαγράμματα που σχετίζονται με την άεργο λειτουργία των ΜΔΠ στην περίπτωση **SG χωρίς storage**. Στην πρώτη εικόνα φαίνονται οι τιμές του συντελεστή ισχύος με χρωματικό κώδικα για επαγωγική και χωρητική λειτουργία και στην συνέχεια η άεργος ισχύς κάθε μονάδας παραγωγής για όλο το 24ωρό (η τελευταία εικόνα δεν περιέχει το Α/Π για να είναι πιο φανερή η λειτουργία των Φ/Β).

cos1	cos2	cos3	cos4	cos5	cos6	cos7	cos8
0	0	0	0	0	0,856263	0	0
0	0	0	0	0	0,932679	0	0
0	0	0	0	0	0,989239	0	0
0	0	0	0	0	0,997556	0	0
0	0	0	0	0	0,999896	0	0
0	0	0	0	0	0,999399	0	0
0	0	0	0	0	0,959227	0	0
0,999994	0,999951	0,999838	0,999922	0,999996	0,973429	0,980554	0,805164
0,817727	0,808889	0,805982	0,809398	0,941113	0,977314	0,973906	0,986381
0,867534	0,870909	0,901144	0,947283	0,896486	0,975331	0,909574	0,953199
0,929275	0,927749	0,928661	0,934993	0,948743	0,978167	0,958103	0,978543
0,948208	0,946987	0,947418	0,95066	0,965338	0,983951	0,966804	0,983758
0,952749	0,9514	0,951075	0,95179	0,978386	0,991066	0,971473	0,985751
0,948794	0,947554	0,947278	0,947717	0,998362	0,993545	0,98243	0,988427
0,935273	0,933583	0,933165	0,933757	0,989939	0,992829	0,970321	0,982785
0,900334	0,898951	0,896591	0,897796	0,942668	0,992346	0,920003	0,956459
0,819122	0,812454	0,805563	0,80679	0,964336	0,99753	0,852232	0,927516
0,933276	0,859565	0,827752	0,833764	0,997124	0,993308	0,997598	0,997795
0	0	0	0	0	0,984616	0	0
0	0	0	0	0	0,96526	0	0
0	0	0	0	0	0,939404	0	0
0	0	0	0	0	0,945615	0	0
0	0	0	0	0	0,871529	0	0
0	0	0	0	0	0,835134	0	0

Εικόνα 5.58 Συντελεστής Ισχύος για τις ΜΔΠ κάθε ώρα



Εικόνα 5.59 Άεργος λειτουργία των ΜΔΠ κάθε ώρα

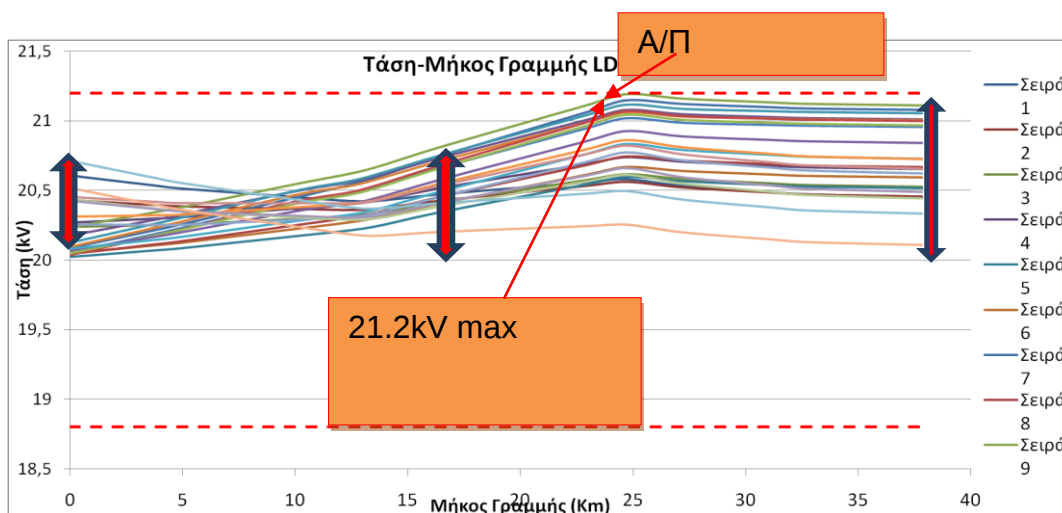


Εικόνα 5.60 Άεργος λειτουργία των ΜΔΠ κάθε ώρα χωρίς το Α/Π

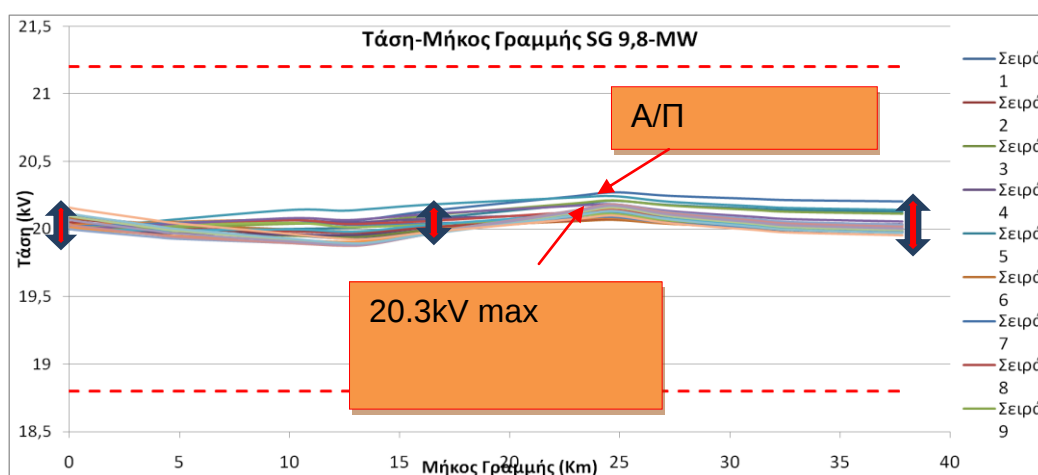
Η θέση του Α/Π μεγάλης ισχύος στο μέσο της γραμμής είναι ο λόγος που το προφίλ της τάσης έχει την μορφή “πλάγιου S”. Σε όλες τις περιπτώσεις, η τάση, είτε πολύ στην περίπτωση LDC είτε λίγο στο SG, αρχικά μειώνεται μέχρι τον 5^ο κόμβο, στην συνέχεια μέχρι τον 9^ο κόμβο όπου βρίσκεται το Α/Π αυξάνεται, ενώ μετά ξανά μειώνεται.

Για τον λόγο αυτό οι πρώτες και οι τελευταίες ΜΔΠ λειτουργούν χωρητικά (για την εξομάλυνση της πτώσης τάσης), ενώ τα δύο κεντρικά (ένα εκ των οποίων είναι το Α/Π) λειτουργούν επαγωγικά για την εξισορρόπηση της ανύψωσης της τάσης στο τμήμα αυτό. Τις ώρες όπου τα Φ/Β έχουν μηδενική παραγωγή, το προφίλ της τάσης θα ήταν φθίνων σε όλη την γραμμή, για αυτό και το Α/Π τις ώρες αυτές λειτουργεί χωρητικά.

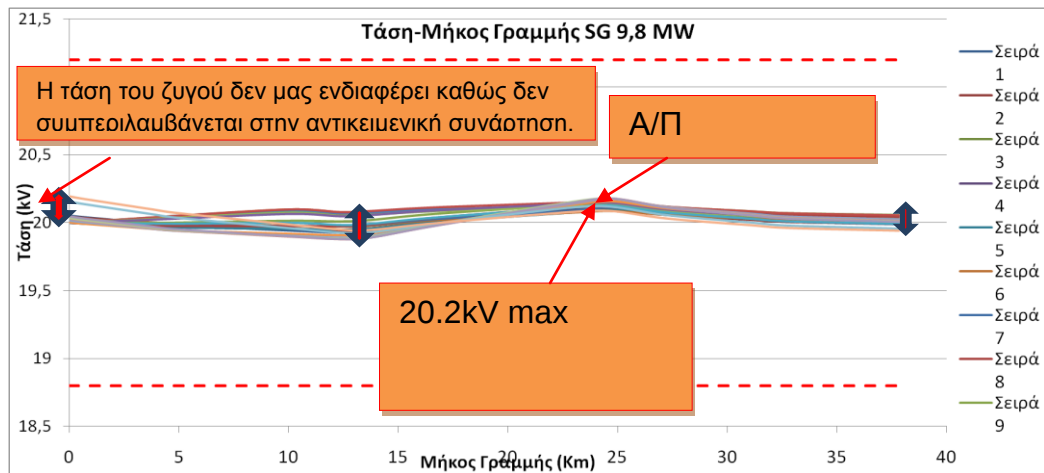
Η επόμενη περίπτωση είναι η αρχική τοπολογία με σχεδόν διπλάσια εγκατεστημένη ισχύς, δηλαδή 9,8MW, η αποτελεί και το άνω όριο για την περίπτωση της LDC.



Εικόνα 5.61 Προφίλ τάσης ανά χιλιόμετρα γραμμής LDC 9.8 MW



Εικόνα 5.62 Προφίλ τάσης ανά χιλιόμετρα γραμμής SG χωρίς storage 9.8 MW

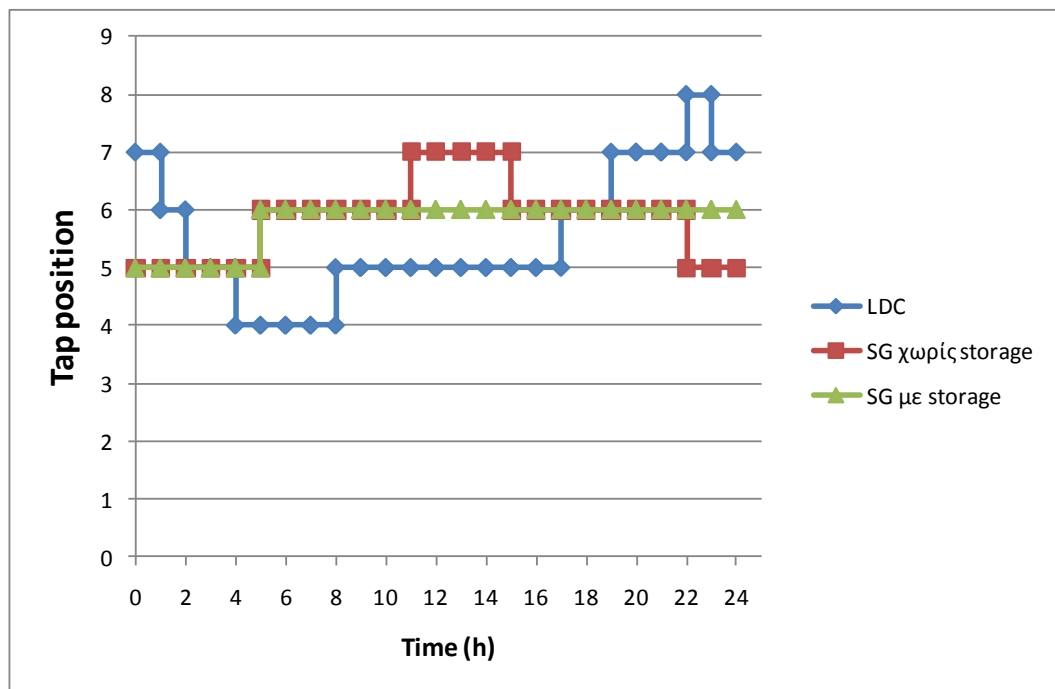


Εικόνα 5.63 Προφίλ τάσης ανά χιλιόμετρο γραμμής SG με storage 9.8 MW

LDC		SG χωρίς storage		SG με storage	
dV	116,7861	dV	2,2191	dV	1,6102
Ploss	4,5839	Ploss	5,7188	Ploss	5,2826
Pgcurt	0	Pgcurt	0	Pgcurt	0
Qg^2	0	Qg^2	47,524835	Qg^2	53,614217
Qms	38,249	Qms	121,0094	Qms	110,3307
tap	8	tap	4	tap	1
bank	0	bank	2	bank	0

Εικόνα 5.64 Τιμές των 8 αντικειμενικών συναρτήσεων για τις τρεις διαφορετικές περιπτώσεις

Αντίστοιχα με την προηγούμενη περίπτωση, παραπάνω επαληθεύεται η πολύ καλύτερη λειτουργία του δικτύου με τον κεντρικό έλεγχο σε όλους τους τομείς, ενώ η μονάδα αποθήκευσης πλέον επιφέρει ακόμα καλύτερες τάσεις, απώλειες και αλλαγές λήψης στον ΜΣ και στον πυκνωτή.

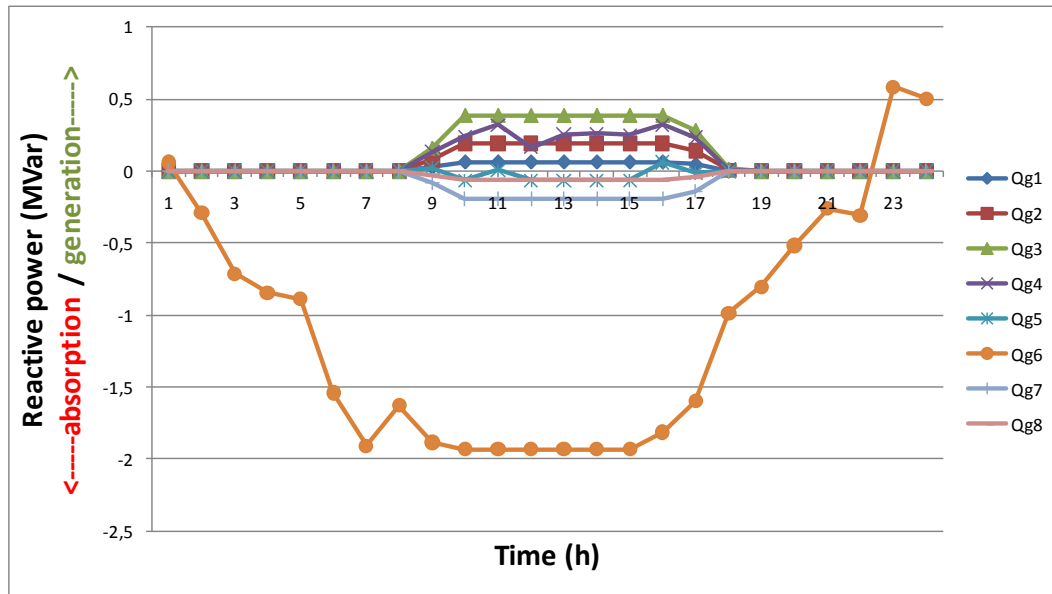


Εικόνα 5.65 Λήψεις ΣΑΤΥΦ κάθε ώρα για τις τρεις περιπτώσεις

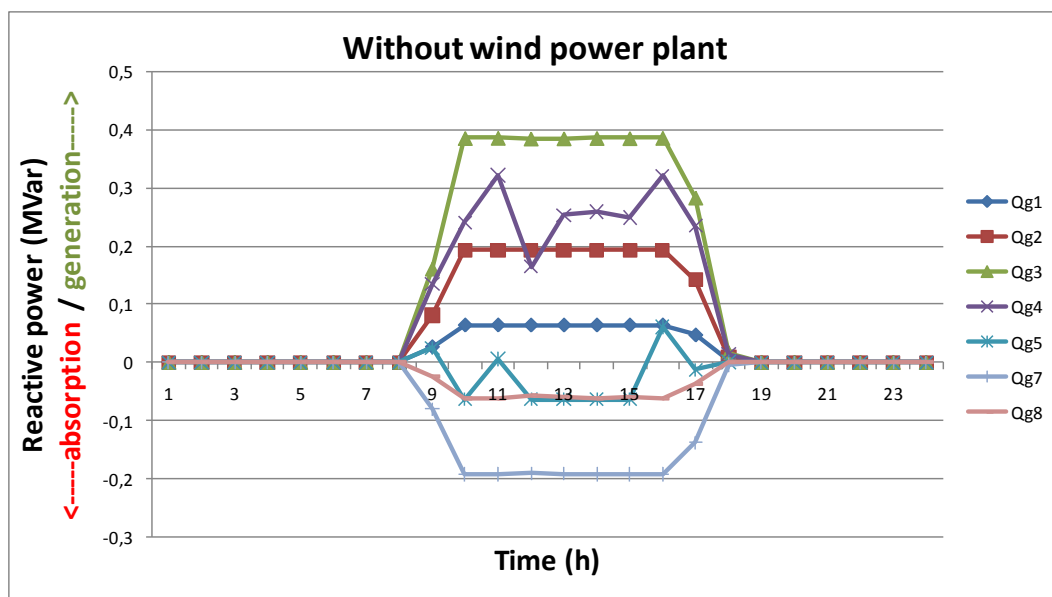
Ακολουθούν τα, αντίστοιχα με την προηγούμενη περίπτωση, διαγράμματα για την άεργο λειτουργία των ΜΔΠ για την περίπτωση SG χωρίς storage.

cos1	cos2	cos3	cos4	cos5	cos6	cos7	cos8
0	0	0	0	0	0,999798	0	0
0	0	0	0	0	0,995646	0	0
0	0	0	0	0	0,980972	0	0
0	0	0	0	0	0,975781	0	0
0	0	0	0	0	0,9771	0	0
0	0	0	0	0	0,935622	0	0
0	0	0	0	0	0,945692	0	0
0,996122	0,979262	0,95861	0,982116	0,999987	0,938255	0,999988	0,999792
0,800793	0,800449	0,801383	0,800618	0,81974	0,946995	0,802316	0,821056
0,85527	0,855062	0,855132	0,91083	0,856166	0,934294	0,856047	0,865222
0,924241	0,924201	0,924206	0,924423	0,999248	0,938008	0,924613	0,92686
0,944753	0,944617	0,944782	0,984628	0,945516	0,934355	0,945674	0,954239
0,950262	0,950143	0,950239	0,968186	0,950916	0,938015	0,950892	0,958298
0,946775	0,946698	0,946726	0,964465	0,947119	0,947354	0,947025	0,949911
0,932519	0,932377	0,932445	0,957818	0,933079	0,947364	0,932905	0,940087
0,891613	0,89152	0,891528	0,891929	0,902198	0,947789	0,89253	0,900296
0,80105	0,800491	0,800526	0,802505	0,980369	0,961136	0,807102	0,86053
0,810651	0,803532	0,802208	0,803171	0,973619	0,984626	0,943031	0,99912
0	0	0	0	0	0,990801	0	0
0	0	0	0	0	0,995928	0	0
0	0	0	0	0	0,998687	0	0
0	0	0	0	0	0,99838	0	0
0	0	0	0	0	0,985854	0	0
0	0	0	0	0	0,984039	0	0

Εικόνα 5.66 Συντελεστής Ισχύος για τις ΜΔΠ κάθε ώρα

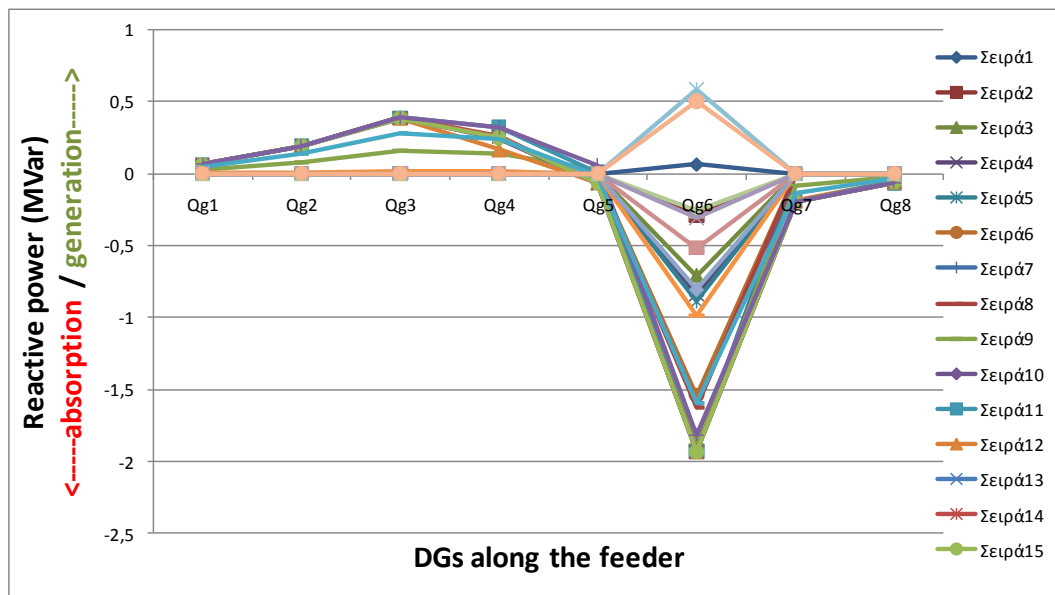


Εικόνα 5.67 Άεργος λειτουργία των ΜΔΠ κάθε ώρα

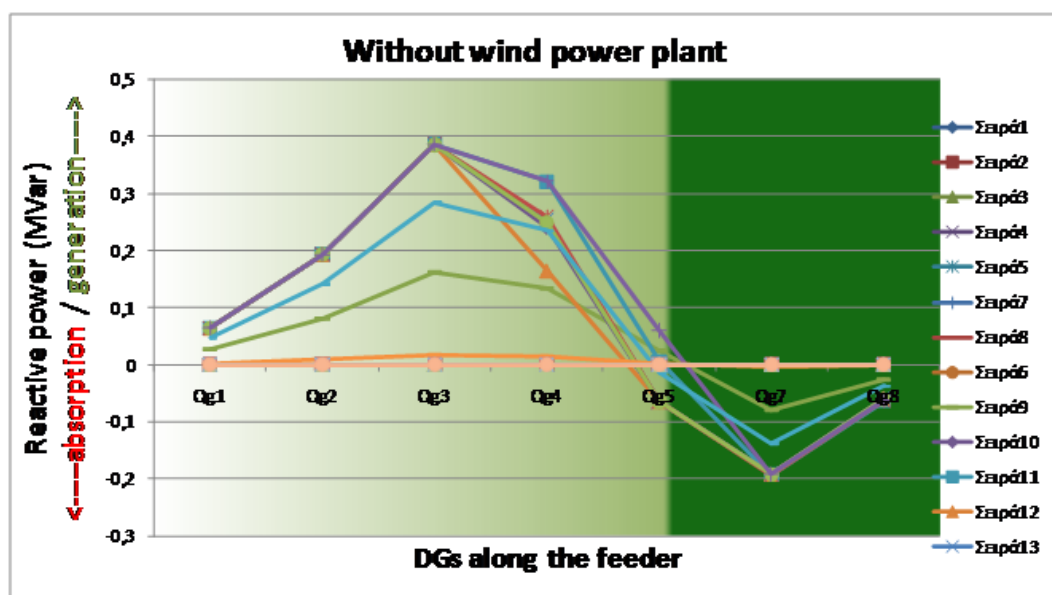


Εικόνα 5.68 Άεργος λειτουργία των ΜΔΠ κάθε ώρα χωρίς το Α/Π

Η πρώτη εύκολη παρατήρηση είναι ότι λόγω της αυξημένης εγκατεστημένης ισχύος, το Α/Π δουλεύει σχεδόν όλες τις ώρες επαγωγικά για να ρίξει την τάση, λόγω της ανύψωσης που δημιουργείται από τις ΜΔΠ. Για την εξαγωγή ενός πιο γενικού κανόνα, παρουσιάζουμε τα παραπάνω δύο διαγράμματα, με την αλλαγή ότι πλέον στον οριζόντιο άξονα θα είναι οι ΜΔΠ και οι συναρτήσεις θα αναπαριστούν κάθε ώρα.

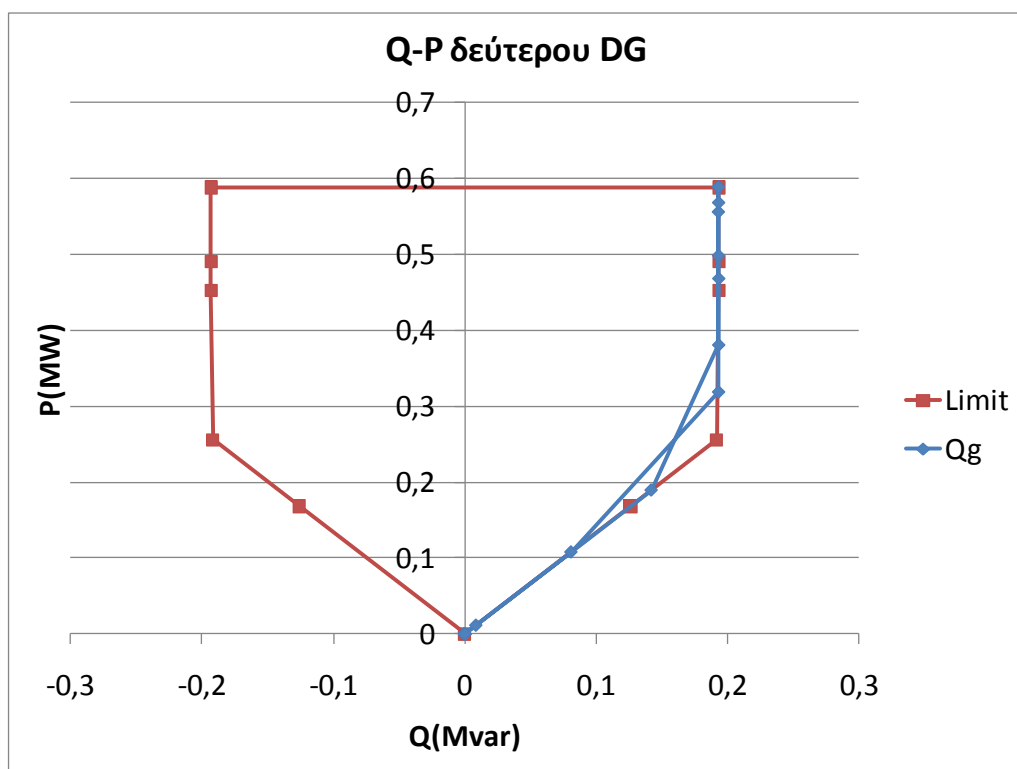


Εικόνα 5.69 Άεργος λειτουργία των ΜΔΠ κάθε ώρα

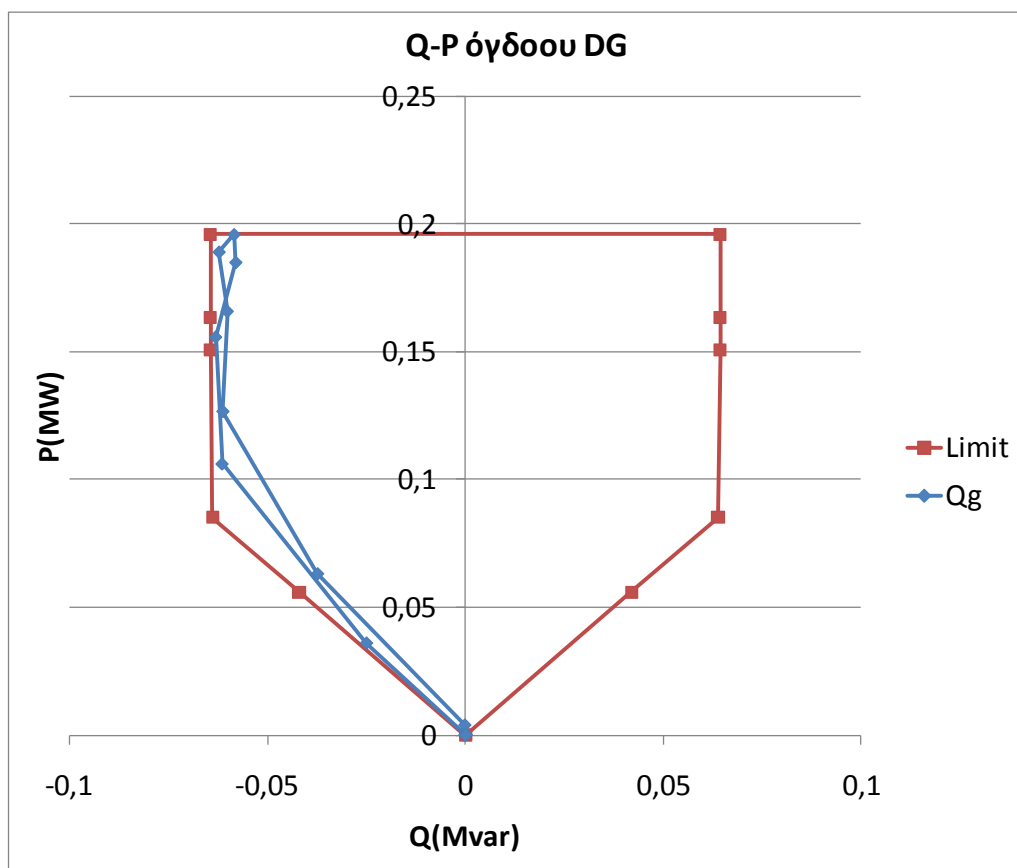


Εικόνα 5.70 Άεργος λειτουργία των ΜΔΠ κάθε ώρα χωρίς το Α/Π

Ωστόσο, για τα Φ/Β, όπως είναι φανερό στην παραπάνω εικόνα, ισχύει ο κανόνας, ότι τα αρχικά Φ/Β λειτουργούν χωρητικά, ενώ τα τελευταία επαγωγικά. Το σημείο «αλλαγής» είναι ο κόμβος του Α/Π, και η λογική είναι ότι τα Φ/Β λειτουργούν χωρητικά πριν από αυτό, γιατί το τμήμα αυτό επηρεάζεται από την επαγωγική λειτουργία του Α/Π. Αντίθετα, τα επόμενα Φ/Β έχουν την «υποχρέωση» να εξομαλύνουν την ανύψωση της τάσης των τελευταίων χιλιομέτρων «μόνα τους», καθώς σε εκείνο το τμήμα δεν υπάρχει άλλο μέσο ρύθμισης. Όπως φαίνεται και σε επόμενη εικόνα, για τον προηγούμενο λόγο, τα Φ/Β αυτά, λειτουργούν στο όριο που επιτρέπει ο αντιστροφείας του.

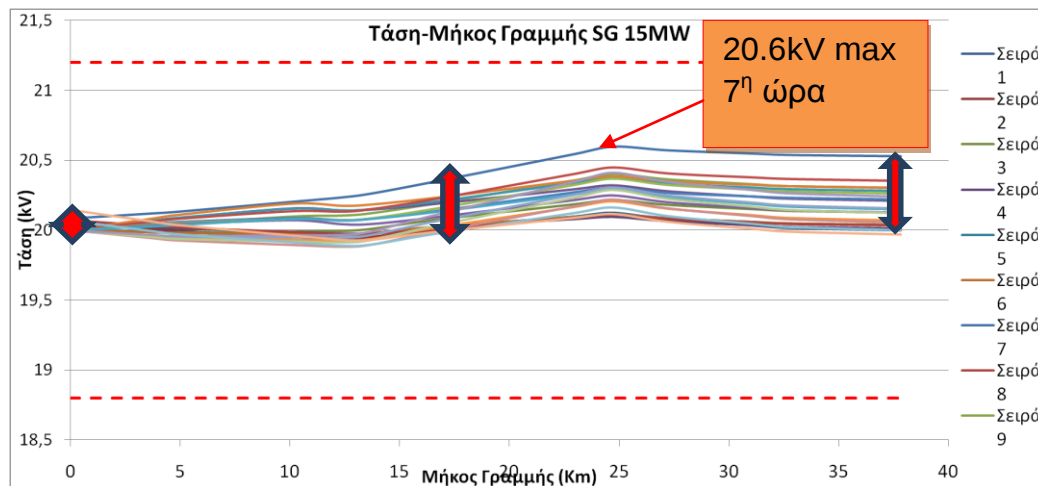


Εικόνα 5.71 Άεργος λειτουργία και όρια της δεύτερης ΜΔΠ

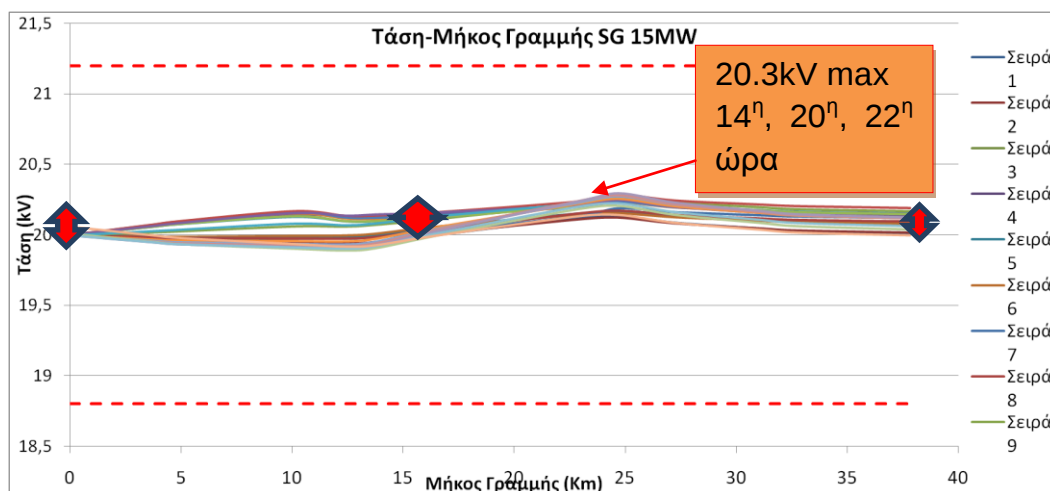


Εικόνα 5.72 Άεργος λειτουργία και όρια της όγδοης ΜΔΠ

Η τελευταία περίπτωση είναι τα 15MW εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ, δηλαδή τριπλάσιας από την αρχική τοπολογία. Για την περίπτωση αυτή, δεν ορίζεται LDC.



Εικόνα 5.73 Προφίλ τάσης ανά χιλιόμετρο γραμμής SG χωρίς storage 15 MW

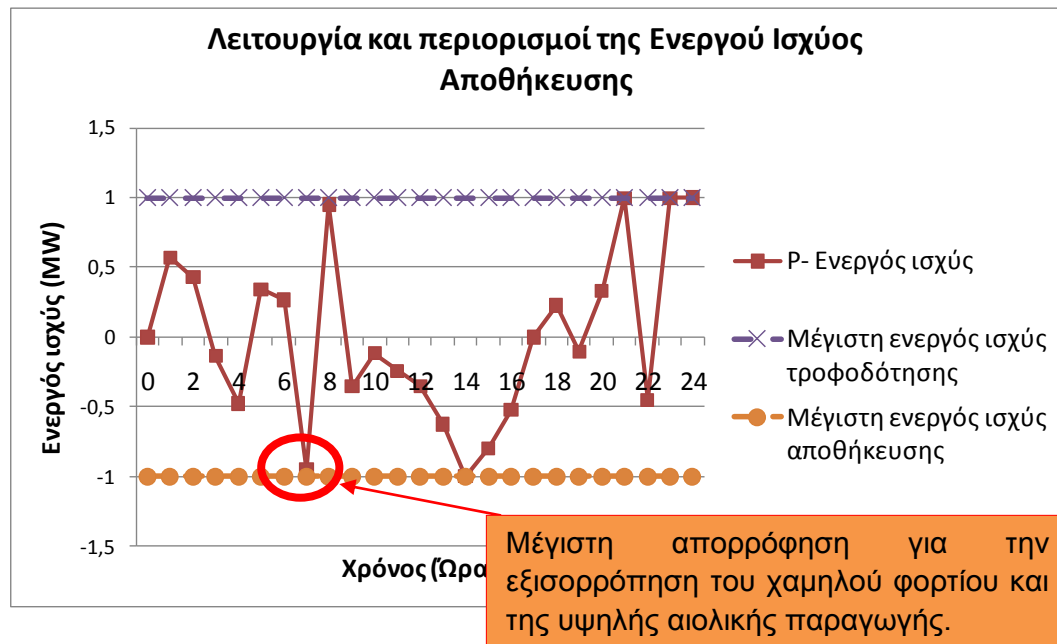


Εικόνα 5.74 Προφίλ τάσης ανά χιλιόμετρο γραμμής SG με storage 15MW

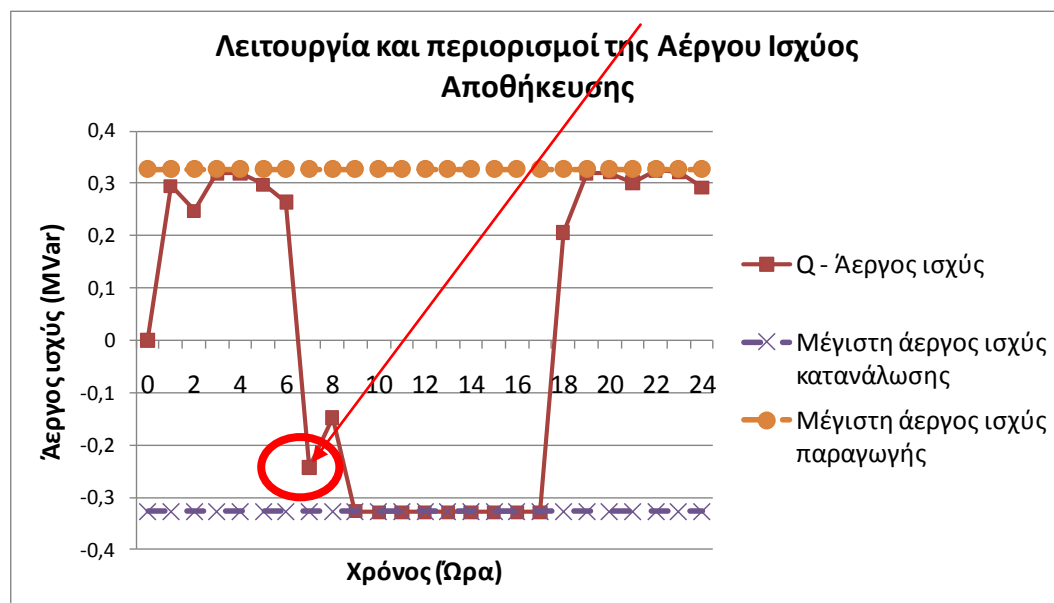
Στην περίπτωση αυτή, είναι φανερό ότι η ύπαρξη συσκευής αποθήκευσης, προσδίδει ιδιαίτερη βελτίωση στην συμπεριφορά των τάσεων σε δίκτυο με υψηλή διείσδυση ΑΠΕ. Στο παραπάνω σχήμα, η 7^η ώρα, όπου το φορτίο είναι πολύ χαμηλό, αλλά το Α/Π είναι σχεδόν σε 100% ισχύ, η υπέρταση στα 20.6kV είναι αναπόφευκτη.

Ωστόσο, στην περίπτωση της ύπαρξης storage, την ώρα εκείνη, έχει εξασφαλισθεί ότι υπάρχει διαθεσιμότητα στην συσκευή αποθήκευσης, για την

μέγιστη απορρόφηση ενεργού και άεργου ισχύος, για την όσο το δυνατό μείωση της τάσης. Αυτό φαίνεται στην επόμενη εικόνα.



Εικόνα 5.75 Λειτουργία και περιορισμοί της Ενεργού ισχύος αποθήκευσης

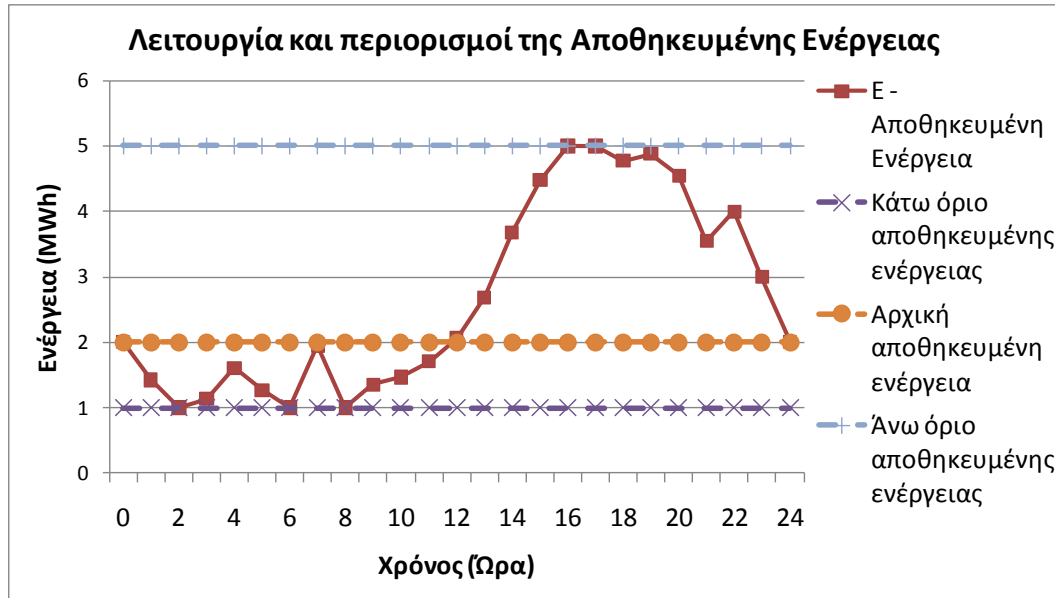


Εικόνα 5.76 Λειτουργία και περιορισμοί της Αέργου Ισχύος Αποθήκευσης

Η συσκευή αποθήκευσης, κατάφερε να μειώσει την τάση την 7^η ώρα, όπου χωρίς storage, έφτανε 20,6kV σε τέτοιο σημείο που πλέον η ώρα αυτή δεν αποτελεί την «δυσκολότερη». Οι ώρες που εμφανίζεται η μέγιστη τιμή 20.3kV, είναι η 14^η, η 20^η και η 22^η.

Αν δεν υπήρχε ο περιορισμός που ορίζει την τελευταία ώρα η ισχύς που υπάρχει στην αποθηκευτική μονάδα να είναι ίση με αυτή που υπήρχε στην αρχή της ημέρας, οι τάσεις τις ώρες αυτές θα ήταν καλύτερες.

Αυτό φαίνεται στην παρακάτω εικόνα.



Εικόνα 5.77 Λειτουργία και περιορισμοί της Αποθηκευμένης Ενέργειας

SG χωρίς storage

dV	9,8036
Ploss	18,0603
Pgcurt	0
Qg^2	147,43124
Qms	378,0788
tap	8
bank	2

SG με storage

dV	4,8860
Ploss	17,5985
Pgcurt	0
Qg^2	165,59869
Qms	353,4355
tap	6
bank	2

Εικόνα 5.78 Τιμές των 8 αντικειμενικών συναρτήσεων για τις δύο διαφορετικές περιπτώσεις

Στα παραπάνω αποτελέσματα, επαληθεύεται ότι σε αυξημένη διείσδυση ΑΠΕ, η αποθηκευτική μονάδα μπορεί να βελτιώσει κατά πολύ το προφίλ της τάσης.

5.2.2.5 KPI 5: Μείωση των εκπομπών CO2

Το συγκεκριμένο KPI είναι απόρροια του δεύτερου KPI το οποίο σχετίζεται με την μέγιστη χωρητικότητα του δικτύου σε ΑΠΕ και ορίζεται ως:

Αποτελέσματα

$$\Delta CE = \frac{CE_{BL} - CE_{SG}}{CE_{BL}} \cdot 100\% = \frac{1}{1 - \lambda_{BL}} \Delta \lambda$$

Όπου:

$$\Delta \lambda = \frac{\lambda_{SG} - \lambda_{BL}}{\lambda_{BL}} \cdot 100\%$$

$$\lambda = \frac{E_{RES}}{E_{LOAD}}$$

Στους παρακάτω πίνακες εμφανίζονται τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων του KPI 2, με διαφορετική μορφή για την εξαγωγή των κατάλληλων αποτελεσμάτων για τον δείκτη της μείωσης των εκπομπών. Για τις περιπτώσεις LDC και SG με και χωρίς storage, παρουσιάζονται η συνολική ενέργεια του φορτίου, καθώς και η ενέργεια που παράγεται από ΑΠΕ, για τις διαφορετικές περιπτώσεις των επιτρεπόμενων περικοπών. Η ενέργεια από ΑΠΕ, προκύπτει από τις προβλεπόμενες καμπύλες παραγωγής και την εγκατεστημένη ισχύ, αφαιρώντας την ενέργεια περικοπών. Το ποσοστό μείωσης των εκπομπών, θεωρώντας πως όλες οι συμβατικές μονάδες έχουν τον ίδιο συντελεστή εκπομπής ανά kW, προκύπτει σύμφωνα με την λογική ότι όσα περισσότερα «πράσινα» MW υπάρχουν στο δίκτυο, τόσο λιγότερα θα είναι τα συμβατικά.

Χωρίς storage										
BL			SG		ποσοστό περικοπών					
E_LOAD	E_RES_Net	λ	E_RES_Net	λ				Δλ	ΔCE	Ποσοστιαία αύξηση των ΑΠΕ
79,02717	138,5657	175%	224,1088	284%	0%	0%	k (περικοπές)	108%	-143,68%	61,73%
			245,1041	310%	2%	10%		135%	-178,94%	76,89%
			265,7507	336%	5%	20%		161%	-213,62%	91,79%
			287,8251	364%	10%	30%		189%	-250,69%	107,72%
			308,4125	390%	17%	40%		215%	-285,27%	122,57%
			326,4182	413%	27%	50%		238%	-315,51%	135,57%

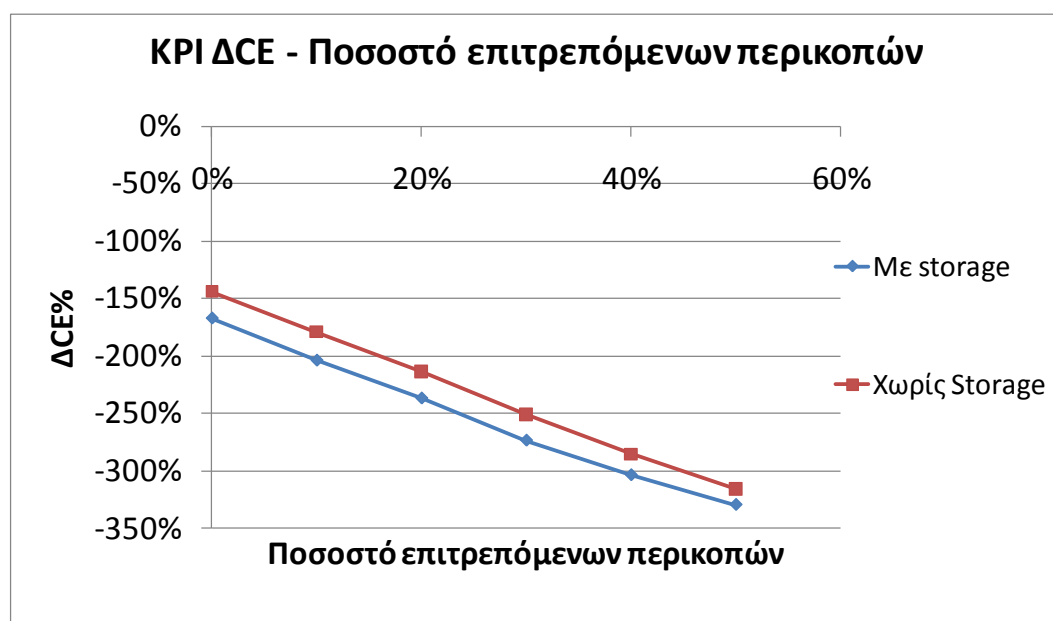
Πίνακας 5.14 Αποτελέσματα KPI 5: Μείωση των εκπομπών για την περίπτωση χωρίς storage

Με storage										
BL			SG		ποσοστό περικοπών					
E_LOAD	E_RES_Net	λ	E_RES_Net	λ				Δλ	ΔCE	Ποσοστιαία αύξηση των ΑΠΕ
79,02717	138,5657	175%	238,2482	301%	0%	0%	κ (περικοπές)	126%	-167,43%	71,94%
			260,0595	329%	2%	10%		154%	-204,06%	87,68%
			279,6335	354%	6%	20%		179%	-236,94%	101,81%
			301,4343	381%	11%	30%		206%	-273,55%	117,54%
			319,3359	404%	20%	40%		229%	-303,62%	130,46%
			334,6963	424%	30%	50%		248%	-329,42%	141,54%

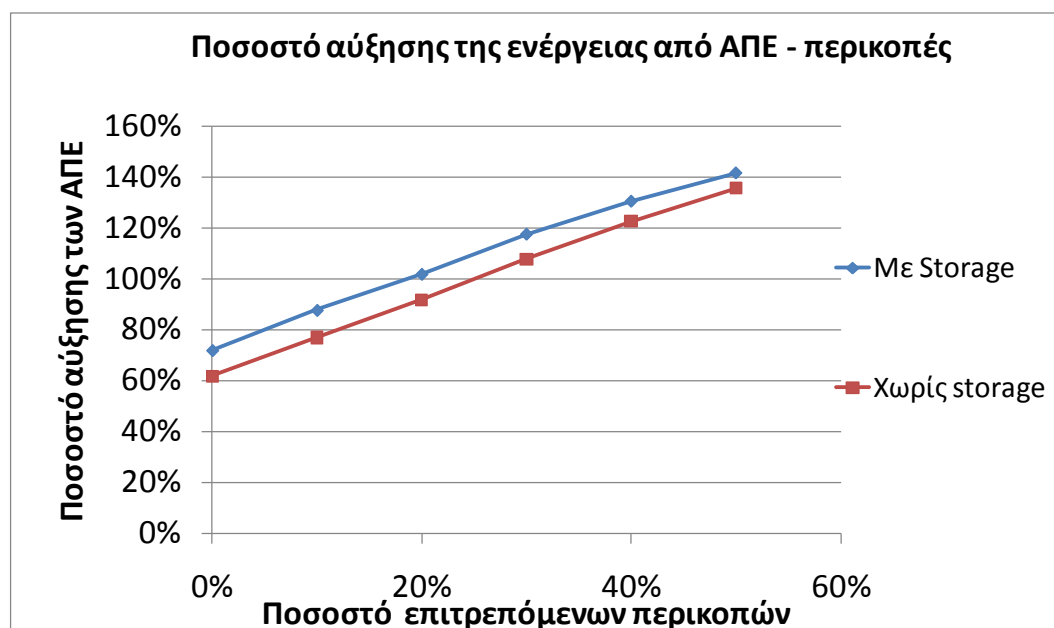
Πίνακας 5.15 Αποτελέσματα KPI 5: Μείωση των εκπομπών για την περίπτωση χωρίς storage

Μια ιδιαιτερότητα που παρουσιάζει ο συγκεκριμένος δείκτης και είναι η αιτία του αρνητικού πρόσημου είναι το γεγονός ότι ακόμα και στο βασικό σενάριο, η ενέργεια από ΑΠΕ είναι μεγαλύτερη της ζήτησης, κάτι που σημαίνει ότι οι εκπομπές είναι θεωρητικά «αρνητικές». Αυτό σημαίνει ότι συνολικά κατά την διάρκεια της ημέρας, το υπό εξέταση δίκτυο δεν προσδίδει εκπομπές στο υπόλοιπο δίκτυο, αλλά αντιθέτως τις μειώνει, καθώς καλύπτει με την περίσσια ενέργεια από τις ΜΔΠ, φορτία του υπόλοιπου δικτύου.

Έτσι, στην περίπτωση του SG, και στις υπόλοιπες περιπτώσεις με περισσότερες επιτρεπόμενες περικοπές, η βελτίωση του δείκτη αυτού, στην ουσία αντανακλάται ως κάλυψη περισσότερων φορτίων από ΑΠΕ, στο υπόλοιπο δίκτυο. Σε απόλυτη τιμή δηλαδή, ο δείκτης δείχνει την **ποσοστιαία μείωση εκπομπών** από το υπόλοιπο δίκτυο σε σχέση με το βασικό σενάριο.

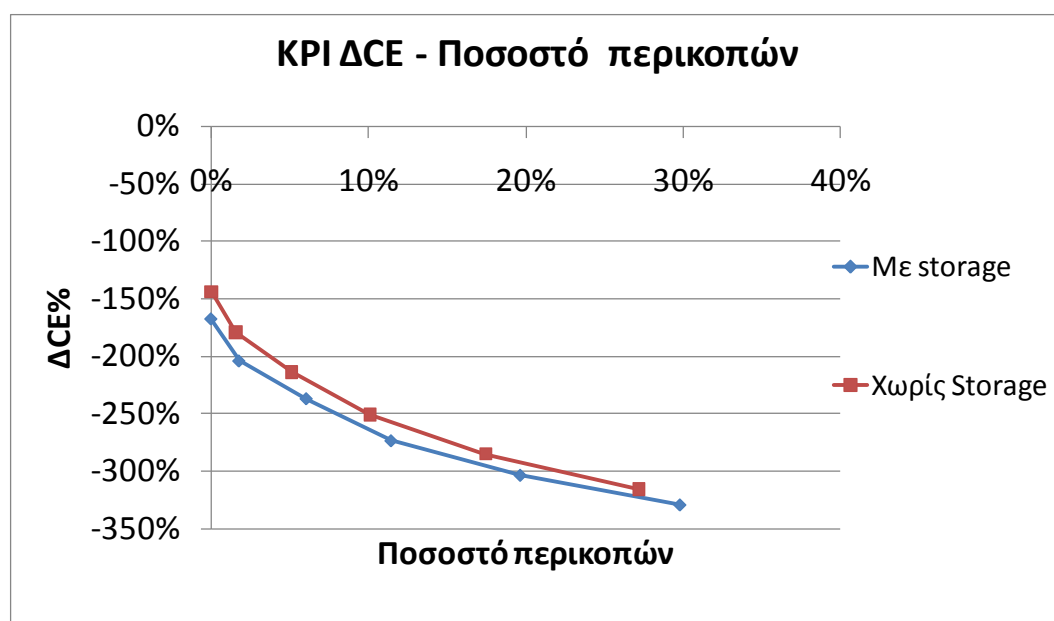


Εικόνα 5.79 Αποτελέσματα KPI 5: Μείωση των εκπομπών για τις περιπτώσεις με και χωρίς storage

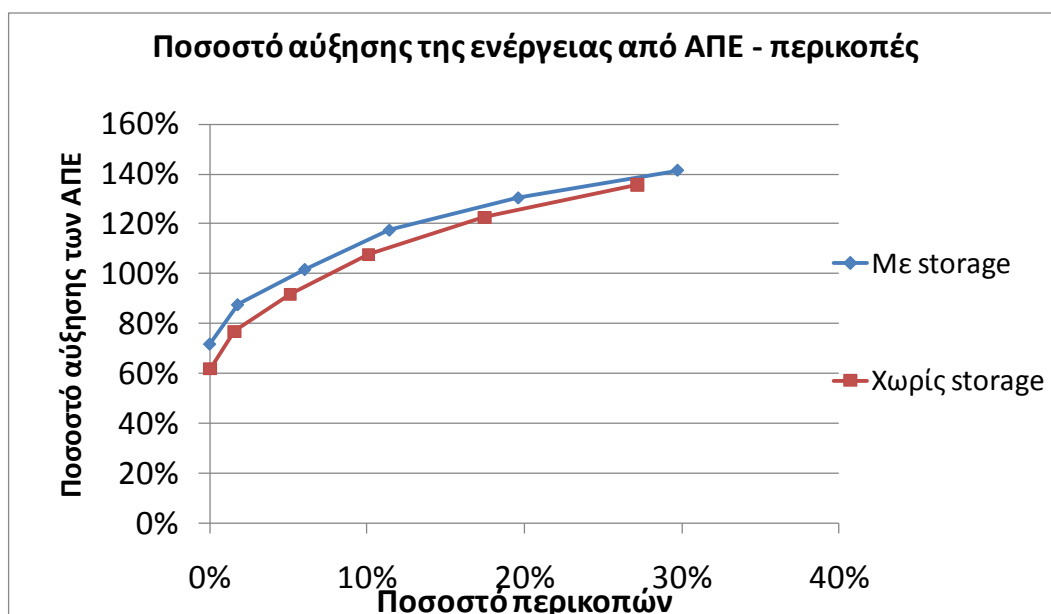


Εικόνα 5.80 Ποσοστό αύξησης της ενέργειας από ΑΠΕ, για τις περιπτώσεις με και χωρίς storage

Στην συνέχεια τα ίδια διαγράμματα παρουσιάζονται έχοντας στον οριζόντιο άξονα τις περικοπές που έγιναν, και όχι τις επιτρεπόμενες.



Εικόνα 5.81 Αποτελέσματα ΚΡΙ 5: Μείωση των εκπομπών για τις περιπτώσεις με και χωρίς storage



Εικόνα 5.82 Ποσοστό αύξησης της ενέργειας από ΑΠΕ, για τις περιπτώσεις με και χωρίς storage

Για την περίπτωση χωρίς αποθηκευτική μονάδα και χωρίς περικοπές έχουμε ήδη πάνω από 60% μεγαλύτερο ΗC άρα πάνω από 60% μεγαλύτερη ενέργεια από ΑΠΕ, που σημαίνει δυνατότητα κάλυψης επιπλέον 108% του υφιστάμενου φορτίου ($=60\% \cdot 175\%$), που σημαίνει 143% μείωση των εκπομπών ($=60\% \cdot 175\% / (175\% - 1)$). Με επιτρεπόμενες περικοπές 50% και 30% περικοπής της συνολικής ενέργειας φτάνουμε στο 315% μείωση των εκπομπών.

Με την αποθηκευτική μονάδα στο δίκτυο, η συνολική ενέργεια από ΑΠΕ αυξάνεται περίπου 10% από την περίπτωση χωρίς storage, ενώ ο δείκτης ο ίδιος περίπου 20%.

5.2.2.6 KPI 6: Μείωση των περικοπών ενέργειας στις μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής

Για αυτό το KPI, όπως αναφέραμε, αναγκαστήκαμε να δώσουμε δυνατότητες επικοινωνίας και στο βασικό σενάριο. Έτσι για το βασικό σενάριο, υπήρξε η δυνατότητα περικοπών, και μάλιστα χρησιμοποιήθηκε ο αλγόριθμος βελτιστοποίησης για την μείωση αυτών.

Ο δείκτης υπολογίζεται από τον παρακάτω τύπο:

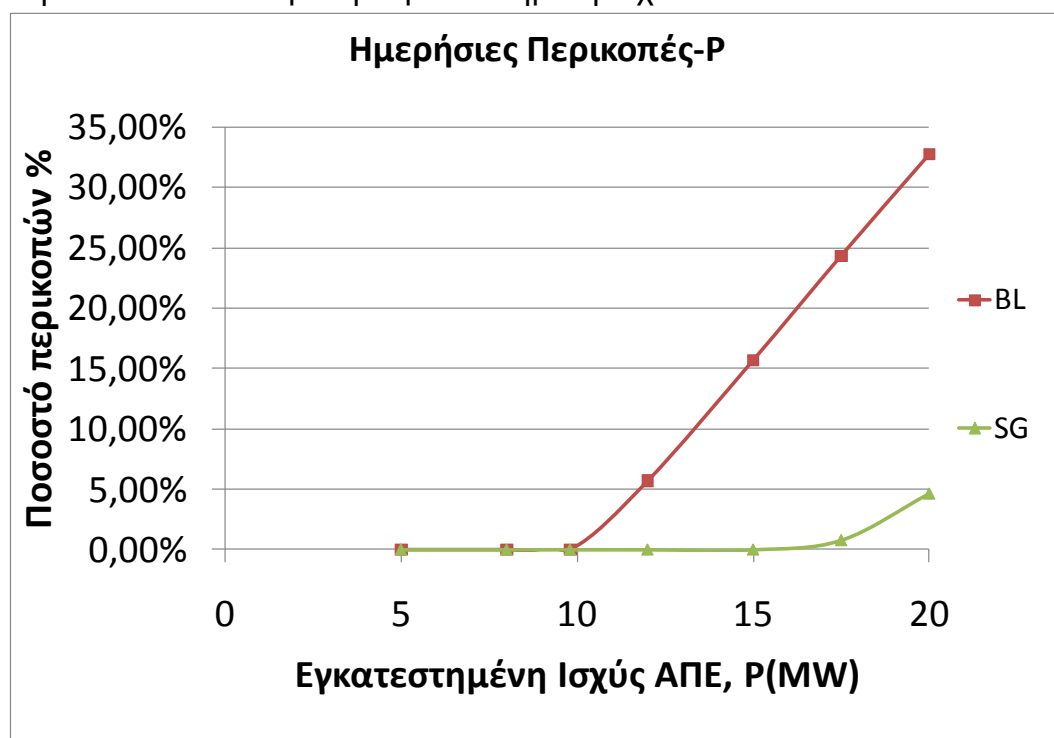
$$\Delta E = \frac{E_{BL} - E_{SG}}{E_{BL}} \cdot 100\%$$

E_RES(MWh)	P (MW)			BL		SG		ΔΕ
				Ποσοστό Περικοπών	Pgcurt (MWh)	Pgcurt (MWh)	Ποσοστό Περικοπών	
70,69678715	5	0%	k	0,00%	0,000	0,000	0,00%	0,00%
113,1148594	8	0%		0,00%	0,000	0,000	0,00%	0,00%
138,5657028	9,8	0%		0,00%	0,000	0,000	0,00%	0,00%
169,6722892	12	40%		5,67%	9,628	0,000	0,00%	100,00%
212,0903614	15	40%		15,68%	33,247	0,000	0,00%	100,00%
247,438755	17,5	50%		24,33%	60,198	1,928	0,78%	96,80%
282,7871486	20	50%		32,72%	92,522	13,140	4,65%	85,80%

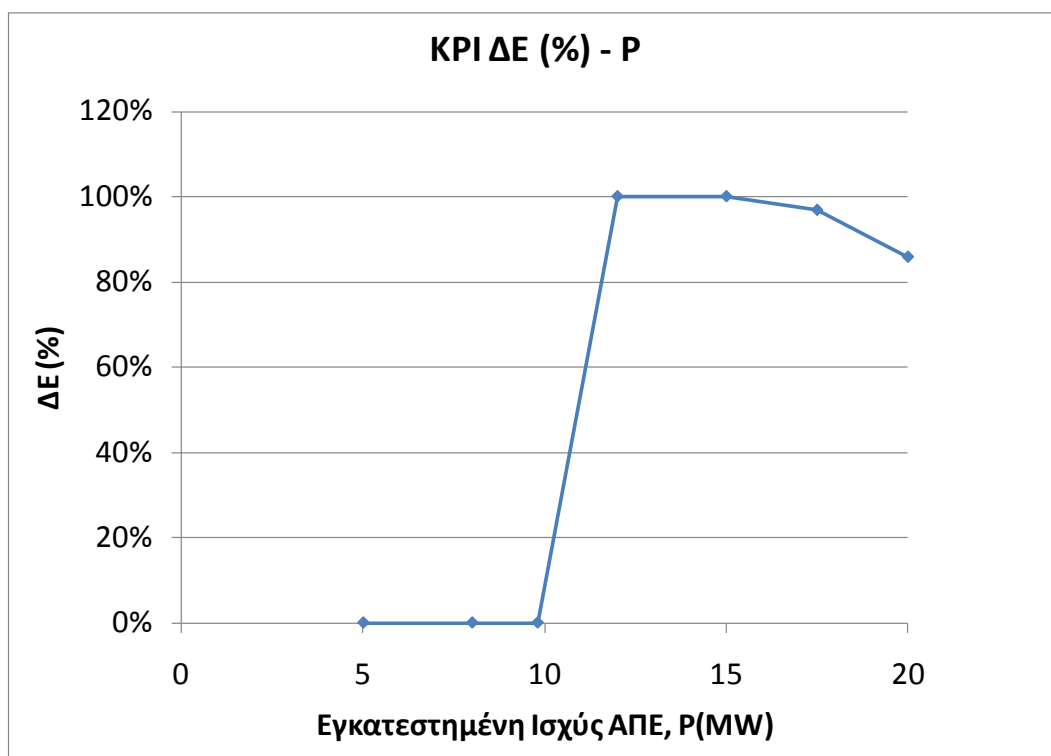
Πίνακας 5.16 Αποτελέσματα ΚΡΙ 6: Μείωση των περικοπών ενέργειας στις ΜΔΠ για διαφορετικά επίπεδα εγκατεστημένης ισχύος.

Όπως παρατηρούμε, μέχρι κάποιο σημείο εγκατεστημένης ισχύος οι περικοπές είναι μηδενικές για το SG σενάριο, ενώ για το βασικό χρειάζονται πάνω από 15%. Για μεγαλύτερες τιμές εγκατεστημένης ισχύος, οι περικοπές που χρειάζονται για το SG σενάριο αυξάνονται με πολύ μικρότερο ρυθμό σε σχέση με την μέθοδο της LDC.

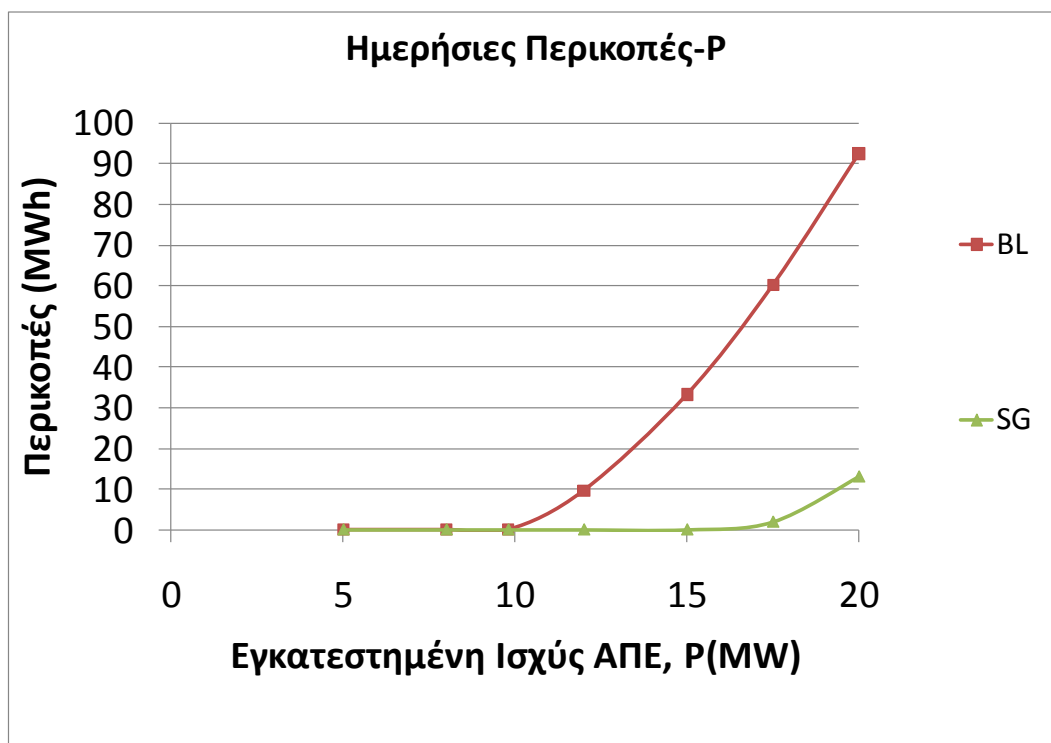
Στην συνέχεια, παρουσιάζονται διαγράμματα των περικοπών και του δείκτη του ίδιου ανάλογα την εγκατεστημένη ισχύ.



Εικόνα 5.83 Ποσοστό περικοπών για διαφορετικά επίπεδα εγκατεστημένης ισχύος.



Εικόνα 5.84 Αποτελέσματα ΚΡΙ 6: Μείωση των περικοπών ενέργειας στις ΜΔΠ για διαφορετικά επίπεδα εγκατεστημένης ισχύος.



Εικόνα 5.85 Περικοπές για διαφορετικά επίπεδα εγκατεστημένης ισχύος.

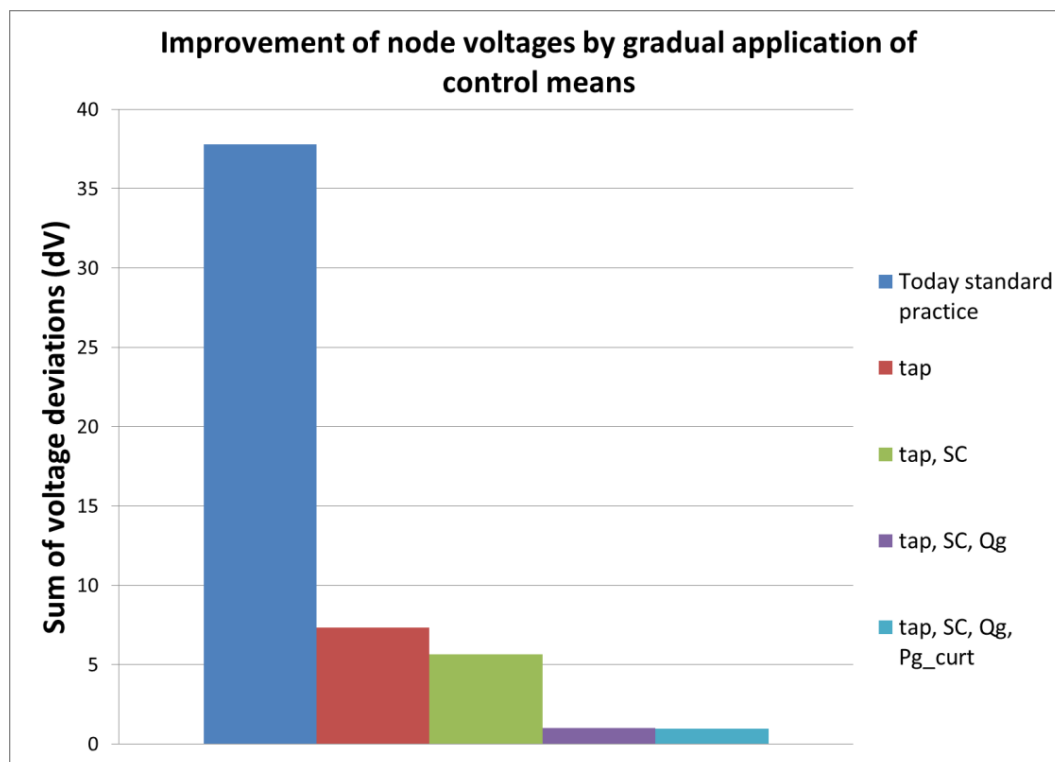
5.2.2.7 Βελτίωση στο προφίλ της τάσης με σταδιακή ένταξη των μέσων ελέγχου

Στην ενότητα αυτή θα παρουσιαστεί μια συνολική εικόνα της βελτίωσης που επιφέρει κάθε μέσο ελέγχου στην ρύθμιση της τάσης, ξεκινώντας από την αρχική περίπτωση της LDC.

Όλα τα αποτελέσματα αφορούν στο παραπάνω δίκτυο, για την αρχική τοπολογία των 5 MW εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ, με την ρύθμιση της τάσης την βασική αντικειμενική συνάρτηση.

Υπάρχουν πέντε διαφορετικά στάδια. Αρχίζοντας από την κλασσική μέθοδο της LDC, περνάμε στον συντονισμένο έλεγχο σταδιακά μέσω της βελτιστοποίησης κάποιων μεταβλητών. Αρχικά μόνο της μεταβλητής tap, στην συνέχεια προστίθεται ο πυκνωτής, σε επόμενο στάδιο η άεργος λειτουργία των ΜΔΠ, και τέλος οι περικοπές.

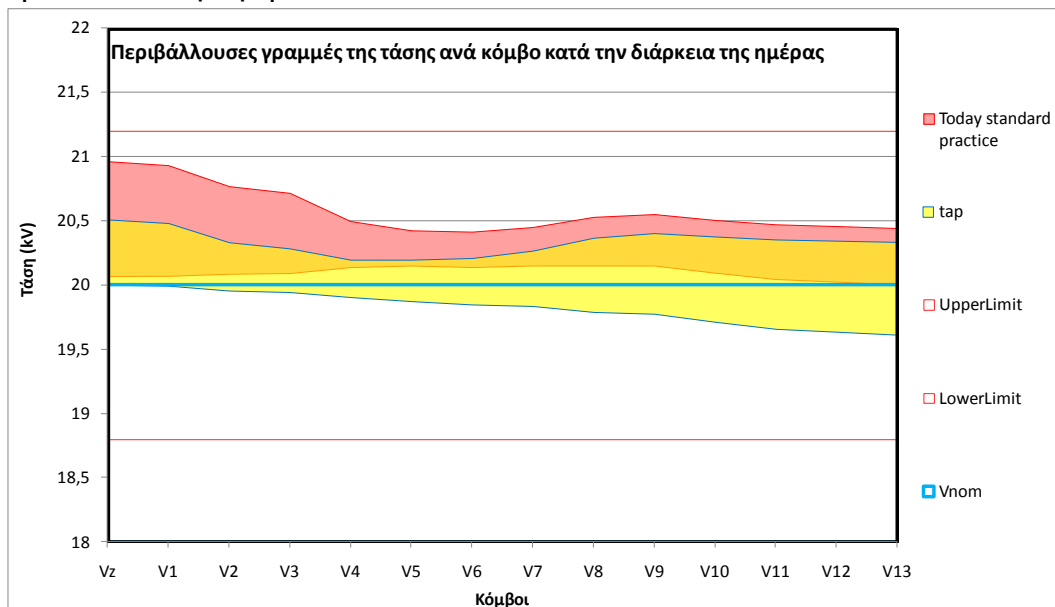
Εκ του αποτελέσματος, και συγκεκριμένα για αυτό το δίκτυο, είναι φανερό ότι οι μεταβολές εμφανίσθηκαν κυρίως στην μετάβαση από LDC σε βελτιστοποίηση του ΣΑΤΥΦ, καθώς και στην περίπτωση εισαγωγής ελέγχου των αντιστροφών των ΜΔΠ.



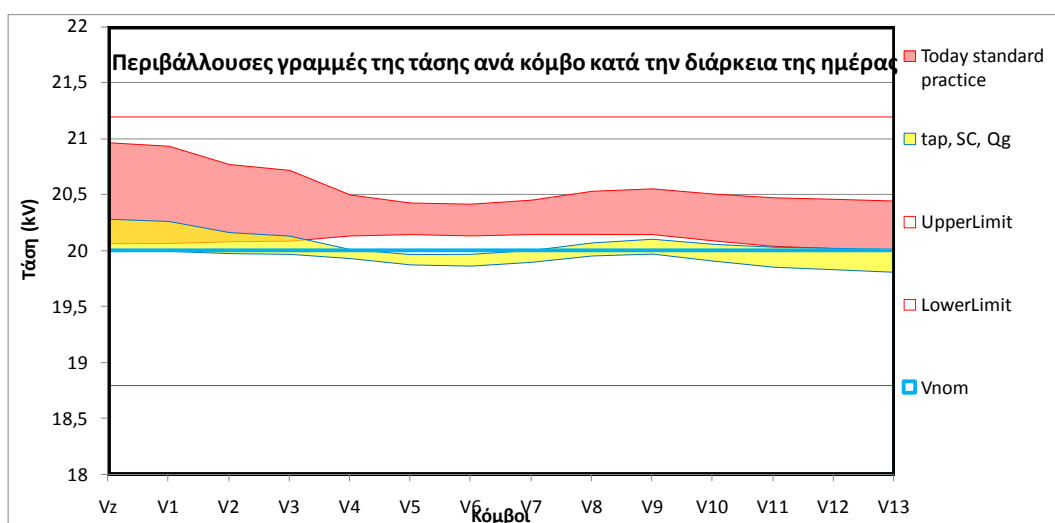
Εικόνα 5.86 Βελτίωση στην ρύθμιση της τάσης με σταδιακή εφαρμογή των μέσων ελέγχου

Τα επόμενα δύο διαγράμματα αφορούν τις περιβάλλουσες γραμμές της τάσης κατά την διάρκεια της ημέρας, για να είναι φανεί καλύτερα η βελτίωση που επιφέρει κάθε μέσο ελέγχου. Συγκεκριμένα, για κάθε κόμβο παρουσιάζεται η μέγιστη και η ελάχιστη τιμή της τάσης που εμφανίζεται κατά την διάρκεια της ημέρας.

Φαίνεται πως μόνο με την βελτιστοποίηση της μεταβλητής των λήψεων του ΣΑΤΥΦ, οι τάσεις συγκεντρώνονται γύρω από την ονομαστική τιμή, ενώ για την περίπτωση που και ο πυκνωτής και η άεργος λειτουργία των ΜΔΠ συμπεριλαμβάνονται στην βελτιστοποίηση, η απόκλιση από την ονομαστική τάση είναι πολύ μικρή.



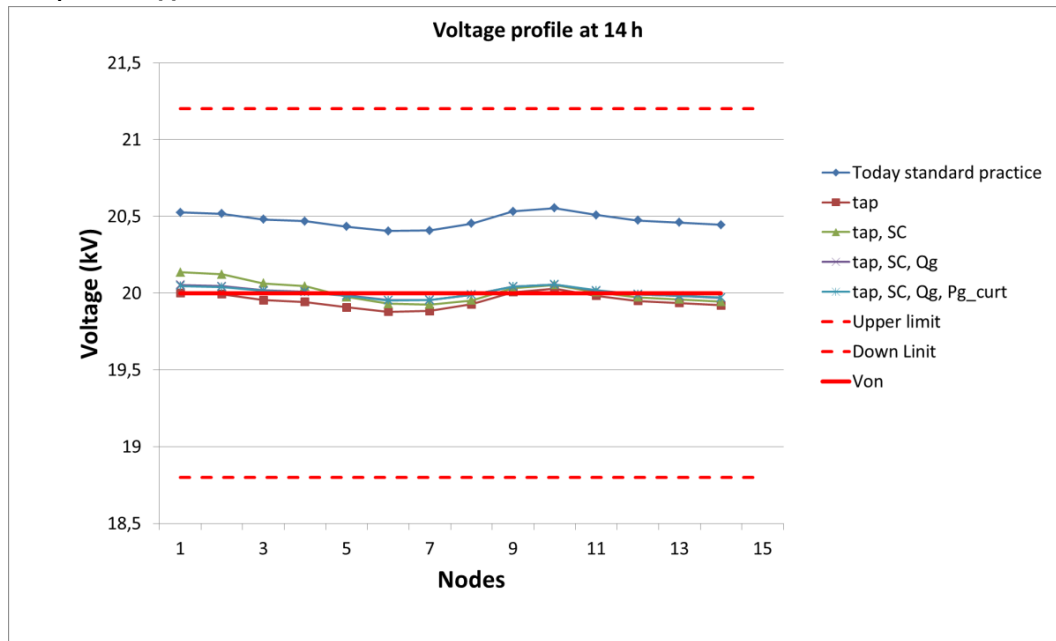
Εικόνα 5.87 Περιβάλλουσες γραμμές τάσης (MIN,MAX) κατά την διάρκεια της ημέρας για τις περιπτώσεις LDC και βελτιστοποίησης μόνο της μεταβλητής tap



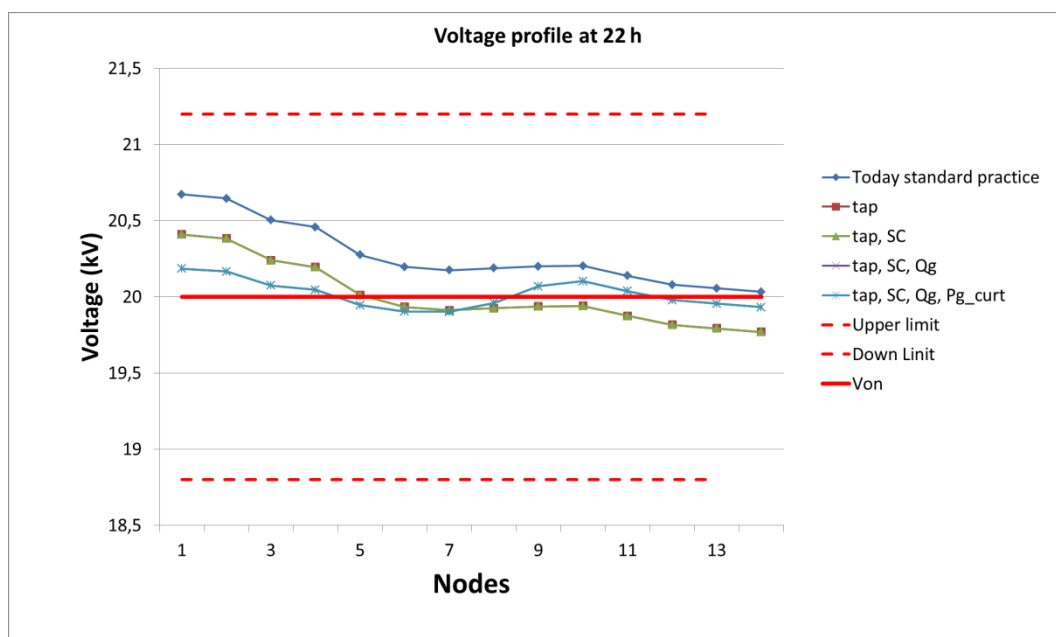
Εικόνα 5.88 Περιβάλλουσες γραμμές τάσης (MIN,MAX) κατά την διάρκεια της ημέρας για τις περιπτώσεις LDC, και βελτιστοποίησης των μεταβλητών tap, πυκνωτή και των ΜΔΠ

Στα επόμενα διαγράμματα, παρουσιάζονται τα προφίλ της τάσης σε όλες τις περιπτώσεις, για συγκεκριμένες ώρες ενώ στην συνέχεια για συγκεκριμένους κόμβους, στην αρχή, μέση, και τέλος της γραμμής.

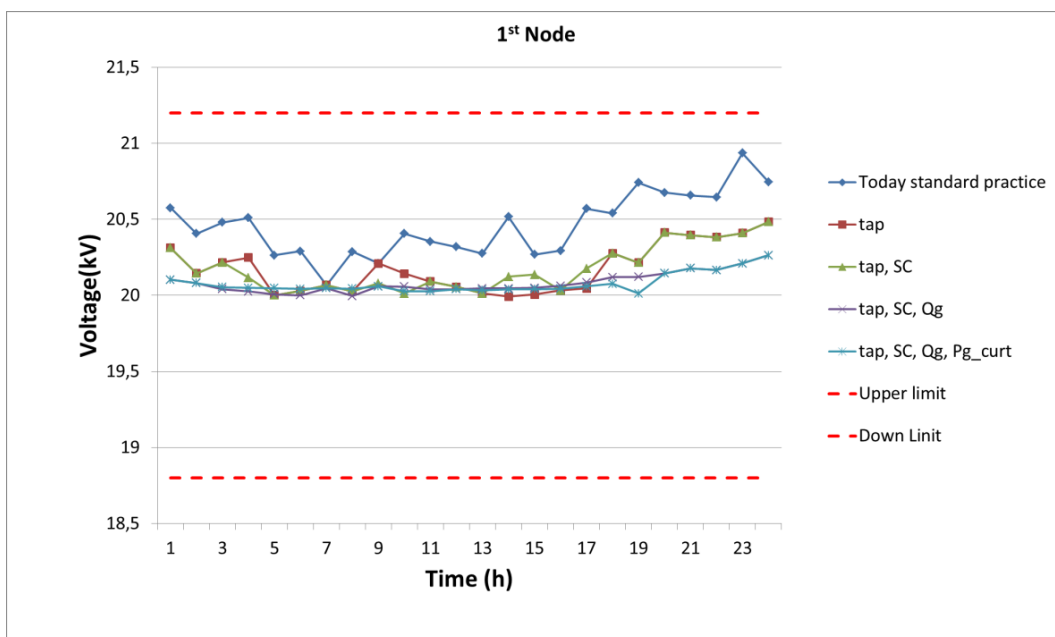
Το συμπέρασμα είναι το ίδιο. Για το συγκεκριμένο δίκτυο οι διαφορές παρατηρούνται στην ένταση αρχικά της μεταβλητής tap στην βελτιστοποίηση, και στην συνέχεια των ΜΔΠ.



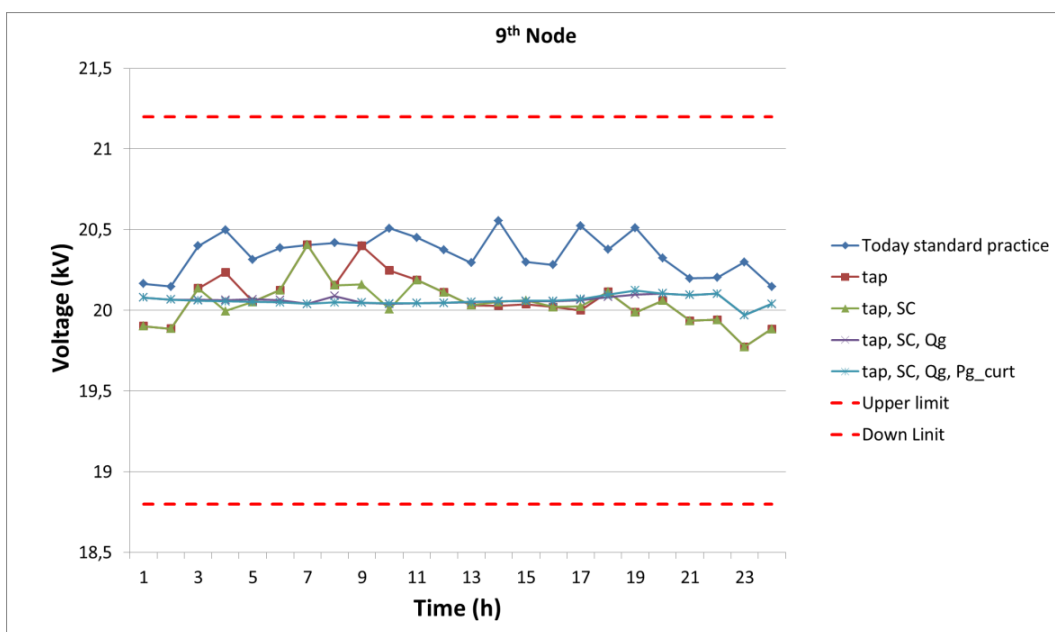
Εικόνα 5.89 Προφίλ της τάσης κατά μήκος της γραμμής την 14η ώρα για όλες τις περιπτώσεις



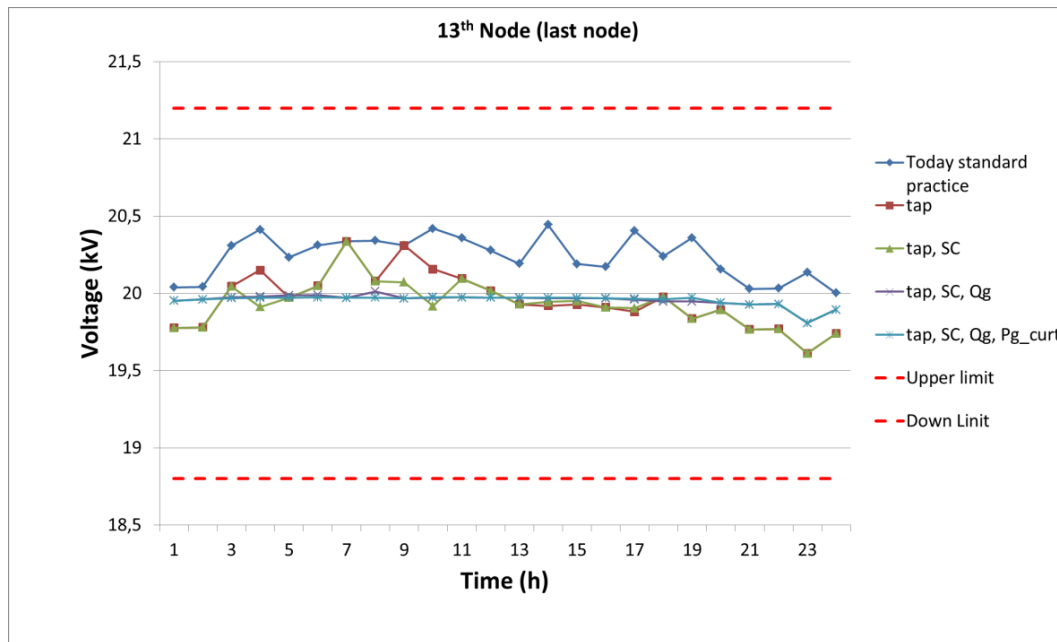
Εικόνα 5.90 Προφίλ της τάσης κατά μήκος της γραμμής την 22^η ώρα για όλες τις περιπτώσεις



Εικόνα 5.91 Τάση του 1^{ου} κόμβου κατά την διάρκεια της ημέρας για όλες τις περιπτώσεις



Εικόνα 5.92 Τάση του 9^{ου} κόμβου κατά την διάρκεια της ημέρας για όλες τις περιπτώσεις



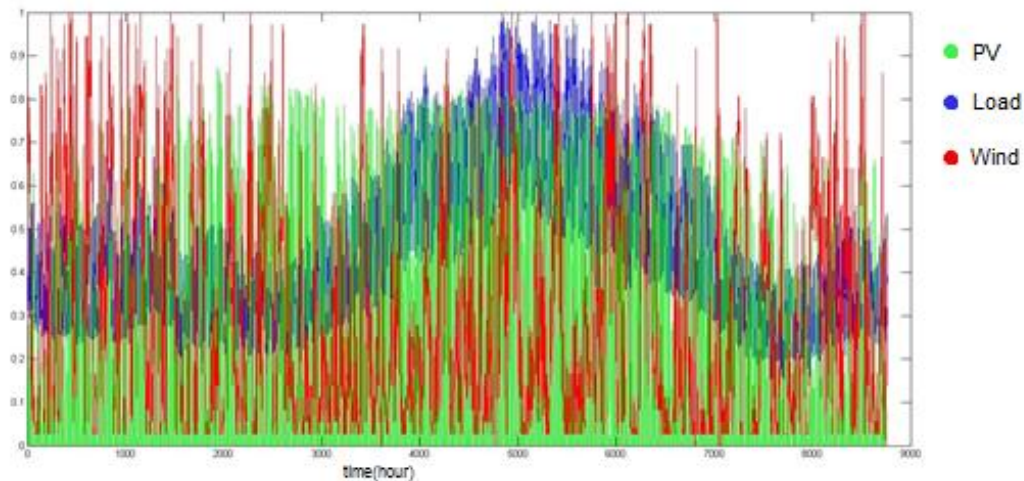
Εικόνα 5.93 Τάση του 13^{ου} κόμβου κατά την διάρκεια της ημέρας για όλες τις περιπτώσεις

5.2.3 Αποτελέσματα προσομοίωσης για 365 ημέρες

Σε αυτήν ενότητα θα παρουσιαστούν εν συντομία τα αποτελέσματα που προέκυψαν για το προηγούμενο δίκτυο, σε περίοδο ενός έτους.

Συγκεκριμένα, χρησιμοποιήσαμε τις παρακάτω καμπύλες φορτίου και παραγωγής για ολόκληρο το έτος και ο αλγόριθμος έτρεξε 365 φορές, κάθε φορά με διαφορετικές καμπύλες εισόδου, αποθηκεύοντας κάθε φορά τα απαραίτητα αποτελέσματα. Στην συνέχεια παρουσιάζονται, στην ίδια μορφή με την προηγούμενη ενότητα, τα ετήσια KPI, που προέκυψαν από την επεξεργασία των 365 διαφορετικών ημερών.

Οι καμπύλες φορτίου και παραγωγής των ΜΔΠ δημιουργήθηκαν με δεδομένα διαφορετικών ετών και φαίνονται παρακάτω. Λόγω του πλήθους των δεδομένων δεν είναι εφικτή η απόλυτη διάκριση των καμπυλών στο παρακάτω διάγραμμα, ωστόσο ο συντελεστής φορτίου και η μέση ημερήσια παραγωγή παρουσιάζονται στην συνέχεια.



Εικόνα 5.94 Ετήσιες καμπύλες φορτίου και παραγωγής

Το μέσο ημερήσιο φορτίο καθώς και οι μέσες ημερήσιες παραγωγές, σε ποσοστό των ονομαστικών, φαίνονται στον παρακάτω πίνακα.

Load	Wind	PV
0,46315	0,298078	0,190134

Πίνακας 5.17 Μέσο ημερήσιο φορτίο/παραγωγή σε ποσοστό της ονομαστικής τους τιμής

Για τα επόμενα KPI's, τα βάρη που χρησιμοποιήθηκαν είναι αυτά που αναφέρονται, ενώ επίσης σε όλα υπάρχει βάρος 0,02 (*penalty*) σε κάθε μία από τις αντικειμενικές συναρτήσεις των αλλαγών του ΣΑΤΥΦ, της άεργου ισχύος από τις ΜΔΠ καθώς και της άεργου ισχύος που ρέει από τον ΜΣ.

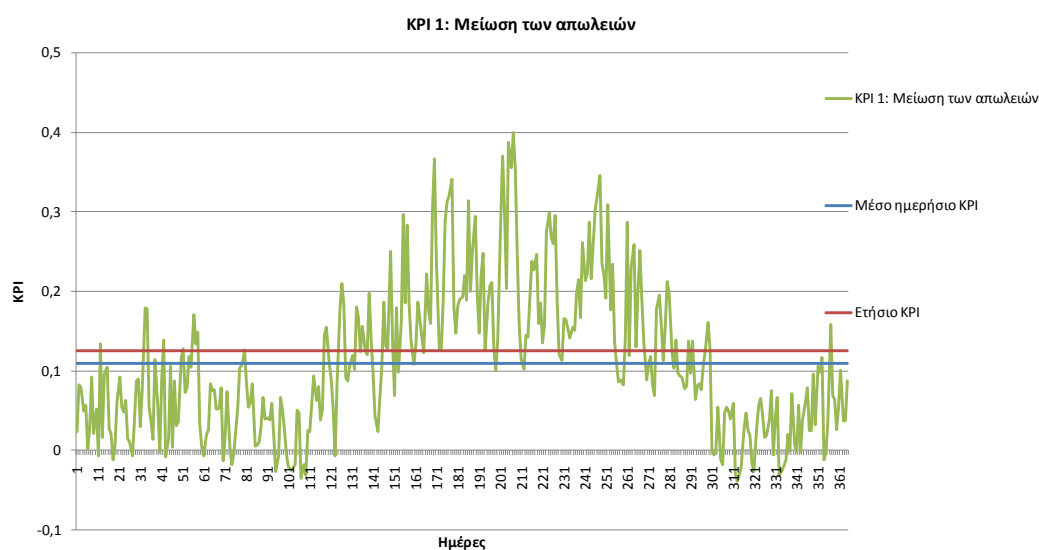
5.2.3.1 KPI 1

Στον παρακάτω πίνακα φαίνονται οι τιμές που παίρνουν οι αντικειμενικές συναρτήσεις, για αυτή την περίπτωση, συνολικά κατά την διάρκεια του έτους. Στην προσομοίωση αυτή, η αντικειμενική συνάρτηση των τάσεων είχε τιμή 0.76, ενώ αυτή των απωλειών 0.18. Όπως παρατηρούμε, η βελτίωση φαίνεται σε όλα τα πεδία, ενώ για τις απώλειες συγκεκριμένα, όπου ήταν, μαζί με την ρύθμιση της τάσης, η βασική αντικειμενική συνάρτηση, παρατηρούμε μείωση πάνω από 12%

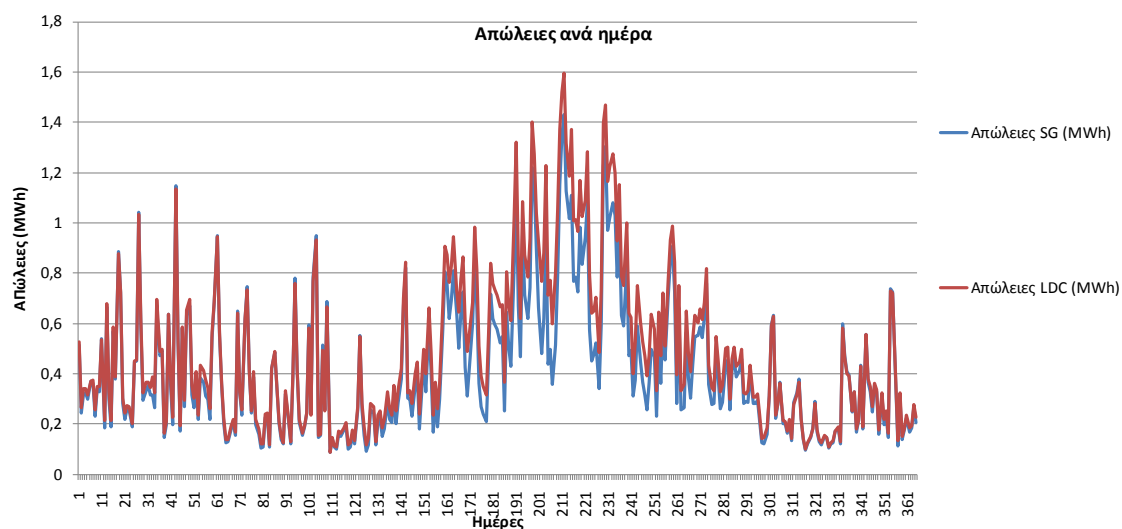
O.f	LDC	SG
dV	10875	2712
Plosses(MWh)	177	155
Pcurt	0	0
tap	1569	762
QMS^2	4789	1387
QG^2	0	1077
ΔL		
-12,43%		

Πίνακας 5.18 Αποτελέσματα KPI 1: Μείωση των απωλειών, κατά την διάρκεια ενός

Για παραπάνω διερεύνηση των αποτελεσμάτων, παραθέτονται τόσο ο δείκτης KPI για κάθε ημέρα, όσο και οι απώλειες σε MWh για τις δύο περιπτώσεις.



Εικόνα 5.95 KPI 1 για κάθε ημέρα



Εικόνα 5.96 Ημερήσιες απώλειες για τις δύο περιπτώσεις

Είναι εύκολο να παρατηρήσουμε το μέγεθος της διακύμανσης που παρουσιάζει ο δείκτης αυτός κατά την διάρκεια του έτους. Υπάρχει ημέρα στην οποία ο δείκτης φτάνει μέχρι και 40% μείωση, ωστόσο σε αρκετές περιπτώσεις ο δείκτης είναι ακόμα και αρνητικός!

Βασικό λόγο της διακύμανσης αυτής, αποτελεί η διαφορά που παρουσιάζουν οι ημέρες κατά την διάρκεια του έτους. Συγκεκριμένα αν συσχετίσουμε την Εικόνα 5.16 με την Εικόνα 5.94 είναι εύκολο να διακρίνουμε την εξάρτηση των απωλειών τόσο από την τιμή του φορτίου όσο και της παραγωγής από τις ΜΔΠ. Στην συνέχεια, συγκρίνοντας την Εικόνα 5.95 και Εικόνα 5.96, παρατηρούμε ότι ο δείκτης έχει όμοια συμπεριφορά με τον καθαρό αριθμό των απωλειών. Όσες περισσότερες είναι οι απώλειες, τόσο μεγαλύτερη είναι και η πιθανή ποσοστιαία βελτίωση τους.

Οι παραπάνω λόγοι όμως, δεν δικαιολογούν την ύπαρξη αρνητικού δείκτη. Κάτι τέτοιο σημαίνει ότι η βελτιστοποίηση επιφέρει χειρότερα αποτελέσματα από την απλή μέθοδο της LDC. Το συγκεκριμένο «παράδοξο» οφείλεται εξολοκλήρου στα βάρη κανονικοποίησης καθώς και στα βάρη του χρήστη. Τόσο τα βάρη κανονικοποίησης, όσο και τα βάρη που έχουν οι αντικειμενικές συναρτήσεις των τάσεων, απωλειών και των penalties είχαν επιλεχθεί με τον βέλτιστο τρόπο για την μία μόνο ημέρα που εξετάσαμε στην προηγούμενη ενότητα. Συγκεκριμένα, είχαν τέτοια τιμή, έτσι ώστε και να ελαχιστοποιούνται όσο το δυνατόν οι απώλειες, αλλά ταυτόχρονα, χωρίς να επηρεάζουν την αντικειμενική συνάρτηση των απωλειών, να μένουν σε επιθυμητά επίπεδα οι τάσεις και οι υπόλοιπες τιμές των αντικειμενικών συναρτήσεων. Χρησιμοποιώντας τα ίδια αυτά βάρη για τις 365 ημέρες του έτους, ήταν επόμενο να υπάρξουν ημέρες όπου η επιλογή αυτή δεν επιφέρει τα επιθυμητά αποτελέσματα. Έτσι για κάποιες ημέρες, ενώ ήταν δυνατό να υπάρχει ακόμα περισσότερη βελτίωση στις απώλειες, ο αλγόριθμος επέλεξε να διορθώσει περισσότερο τις υπόλοιπες αντικειμενικές συναρτήσεις για την βελτίωση της συνολικής αντικειμενικής συνάρτησης. Θα είχε μεγάλη αξία, η σύγκριση της ημερήσιας και ετήσιας λειτουργίας, χρησιμοποιώντας ως μοναδική αντικειμενική συνάρτηση τις απώλειες.

5.2.3.2 KPI 2

Η μέγιστη χωρητικότητα του δικτύου σε ΑΠΕ καθορίζονταν στην ουσία από μία μόνο μέρα και πιο συγκεκριμένα από μία ώρα και όχι από όλο το έτος. Συγκεκριμένα, για την ώρα εκείνη (1 η ώρα το μεσημέρι της 12/2) για την οποία είχαμε όσο το δυνατό χαμηλότερο φορτίο (37%), και όσο το δυνατόν υψηλότερη παραγωγή (80% ΦΒ, 100% Α/Π), βρέθηκε το άνω όριο της εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ. Αυτό το όριο ήταν και το ετήσιο.

Για την βασική περίπτωση, μόλις **7MW (1.4*5)** ήταν αρκετά για να έχουμε τάσεις 21.2kV, ενώ στην περίπτωση του SG, το όριο ήταν τα **14.5MW (2.9*5)** και ο λόγος ήταν το θερμικό όριο του ΜΣ, καθώς οι τάσεις δεν ξεπέρασαν τα 21kV.

Παρουσιάζονται και τα αντίστοιχα αποτελέσματα, αν και η σύγκριση δεν έχει νόημα εξ' αιτίας της διαφοράς στην εγκατεστημένη ισχύ. Παρατηρούμε την μεγάλη διαφορά τόσο στις απώλειες όσο και στην άεργο ισχύ από τον ΜΣ, αλλά το φαινόμενο αυτό είναι επόμενο καθώς η εγκατεστημένη ισχύς στην περίπτωση του SG, είναι υπερδιπλάσια της αντίστοιχης στην περίπτωση LDC.

O.f	LDC	SG	
dV	13302	895	
Plosses(MWh)	247	1520	
Pcurt	0	0	
tap	1636	1108	
QMS^2	4789	30659	HC
QG^2	0	19155	107,14%

Πίνακας 5.19 Αποτελέσματα KPI 2: Αύξηση της χωρητικότητας του δικτύου σε ΑΠΕ, κατά την διάρκεια ενός έτους

5.2.3.3 KPI 3

Στον επόμενο πίνακα εμφανίζονται τα αποτελέσματα για το τρίτο KPI, τα οποία απορρέουν από το προηγούμενο. Αποτέλεσμα της υπερδιπλάσιας εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ στο δίκτυο, είναι όχι μόνο η πλήρης κάλυψη του φορτίο από ΑΠΕ, αλλά και κάλυψη φορτίου στο υπόλοιπο δίκτυο. Ο λόγος της ενέργειας από ΑΠΕ προς την ενέργεια του φορτίου, αυξήθηκε κατά 90%.

LDC			SG				
E_LOAD(MWh)	E_RES(MWh)	λ	E_LOAD(MWh)	E_RES(MWh)	λ		Δλ
18452,12724	15630,50743	84,7%	18452,12724	32377,47968	175,5%		90,8%

Πίνακας 5.20 Αποτελέσματα KPI 3: Αύξηση του μεριδίου ΑΠΕ, κατά την διάρκεια ενός έτους

5.2.3.4 KPI 4

Η ρύθμιση της τάσης, αποτελεί τον βασικό σκοπό του αλγορίθμου. Στην συγκεκριμένη περίπτωση, η αντικειμενική συνάρτηση αποτελούνταν κυρίως από την ρύθμιση της τάσης (0.94), καθώς και από τα penalties που έχουν προαναφερθεί. Παρατηρούμε βελτίωση σε όλες τις αντικειμενικές συναρτήσεις.

Η απόκλιση της τάσης όπως υπολογίζεται από τον αλγόριθμο, δηλαδή το άθροισμα των τετραγώνων της απόκλισης της τιμής της τάσης κάθε κόμβου κάθε ώρα, από την ονομαστική βελτιώνεται κατά 91%, ενώ το αντίστοιχο KPI είναι 70% με το dV (KPI) να υπολογίζεται από την ρίζα του dV προς την ονομαστική τάση.

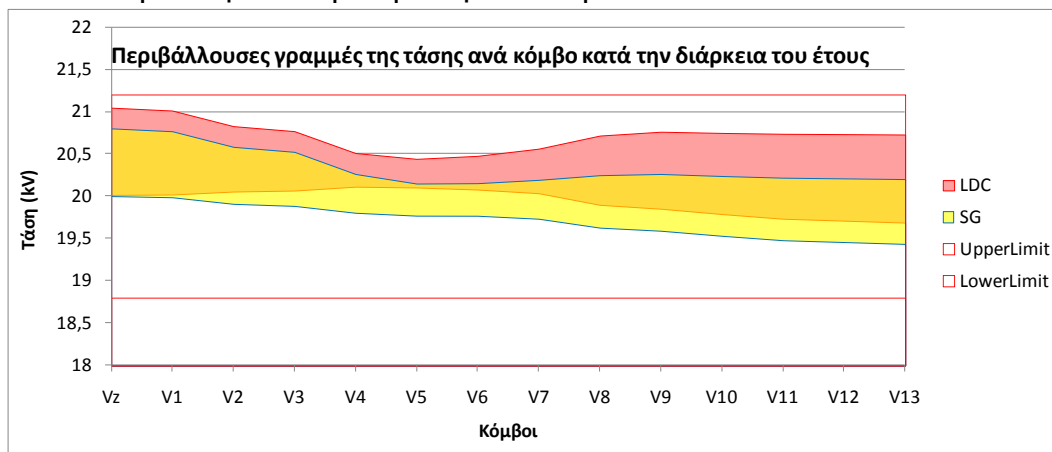
Για τις λήψεις του ΣΑΤΥΦ, παρατηρούμε ότι στην περίπτωση της LDC, χρειάζονται πάνω από 1500 αλλαγές της λήψης ετησίως οι οποίες με την προτεινόμενη μέθοδο μειώνονται σε κάτω από 500. Μείωση περίπου 70%, δηλαδή κάτω από το ένα τρίτο.

O.f	LDC	SG
dV	10875	973
Plosses(MWh)	177	170
Pcurt	0	0
tap	1569	497
QMS^2	4789	2704
QG^2	0	1930

dV (KPI)	dV (KPI)	ΔdV (KPI)
5,214	1,560	70,09%
dV	dV	ΔdV
10875	973	91,05%

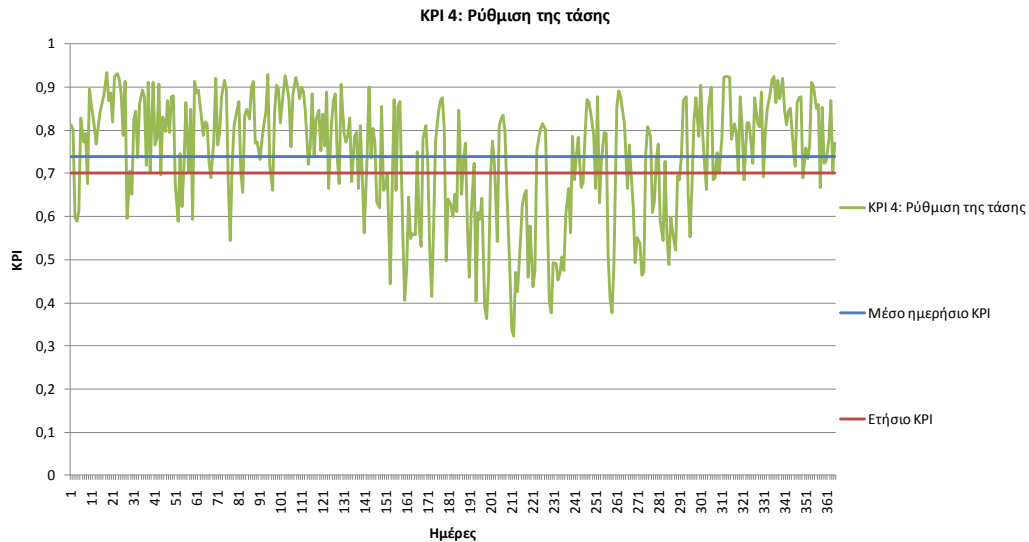
Πίνακας 5.21 Αποτελέσματα KPI 4: Ρύθμιση της τάσης, κατά την διάρκεια ενός έτους

Στο επόμενο διάγραμμα εμφανίζονται οι περιβάλλουσες γραμμές της τάσης για τις δύο περιπτώσεις και είναι φανερή η συγκέντρωση των τάσεων γύρω από την ονομαστική στην περίπτωση του SG.

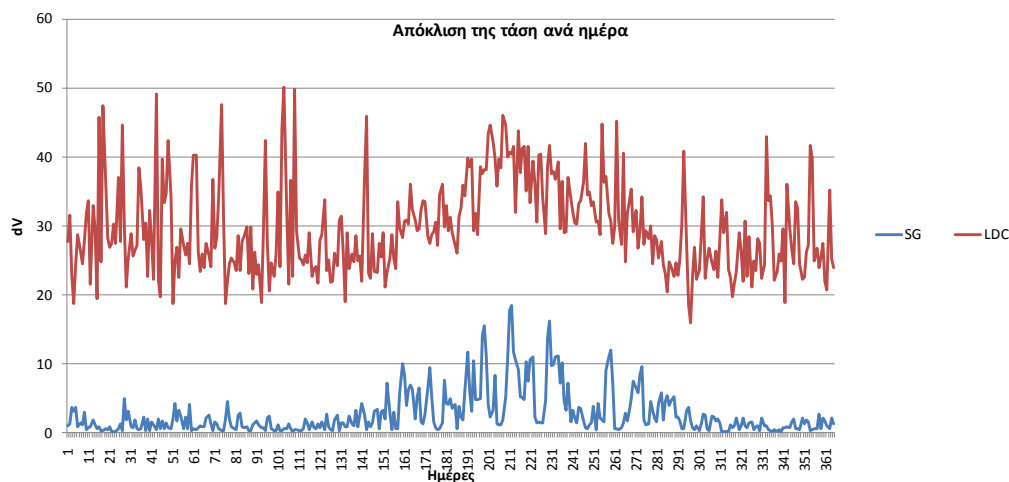


Εικόνα 5.97 Περιβάλλουσες γραμμές τάσης (MIN,MAX) κατά την διάρκεια του έτους για τις περιπτώσεις LDC και SG

Στην συνέχεια, παρουσιάζεται ο δείκτης και οι τιμές dV για κάθε ημέρα του έτους ξεχωριστά.



Εικόνα 5.98 Ημερήσια αποτελέσματα ΚΡ4: Ρύθμιση της τάσης



Εικόνα 5.99 Ημερήσια τιμή dV για τις περιπτώσεις LDC και SG

5.2.3.5 ΚΡΙ 5

Για το ΚΡΙ αυτό, τα αποτελέσματα προέκυψαν από το ΚΡΙ 2. Παρατηρούμε ότι, όπως εξηγήθηκε και στο ΚΡΙ 3, λόγω της δυνατότητας παραπάνω διείσδυσης ΑΠΕ στο δίκτυο, ο λόγος ενέργεια από ΑΠΕ προς την ενέργεια του φορτίου, ξεπέρασε την μονάδα, και συνεπώς οι εκπομπές του δικτύου προς ανάλυση, δεν μειώθηκαν απλά, αλλά επιπλέον μείωσαν και τις εκπομπές του υπολοίπου δικτύου. Για τον λόγο αυτό, ο δείκτης μείωσης των εκπομπών φτάνει στα 600%.

LDC			SG					
E_LOAD(MWh)	E_RES(MWh)	λ	E_LOAD(MWh)	E_RES(MWh)	λ		Δλ	ΔCE
18452,12724	15630,50743	84,7%	18452,12724	32377,47968	175,5%		90,8%	594%

Πίνακας 5.22 Αποτελέσματα KPI 5: Μείωση των εκπομπών, κατά την διάρκεια ενός έτους

5.3 Αποτελέσματα για την ανάδειξη των επί μέρους σημείων

5.3.1 Επιδράσεις των Penalties σε υψηλή διείσδυση ΑΠΕ

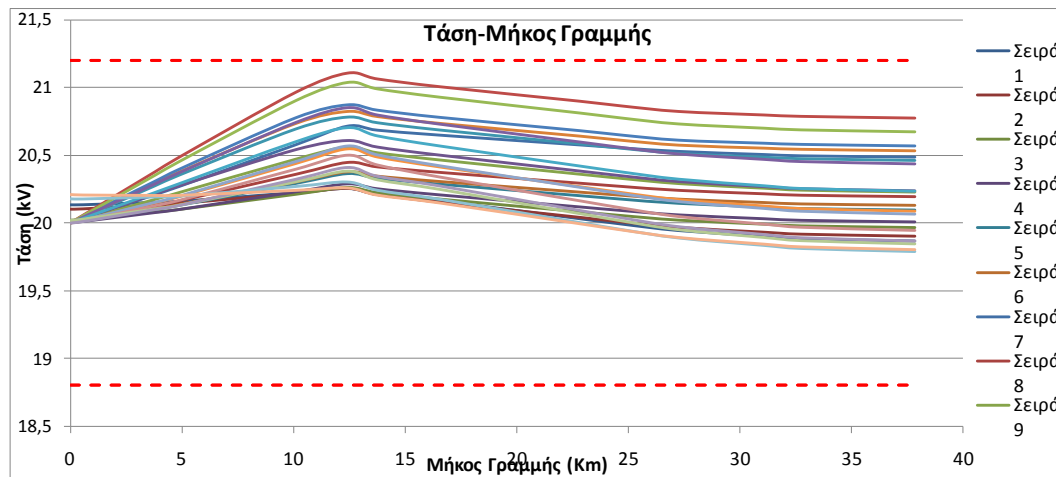
Στην ενότητα 5.2.1.2 αναφέρθηκε η ύπαρξη penalties στα βάρη αποφάσεων στις αντικειμενικές συναρτήσεις, εκτός από τις συναρτήσεις που θέλουμε να υπάρχουν στο μείγμα ανάλογα την περίπτωση. Η ύπαρξη αυτών, είχε σκοπό την καλύτερη λειτουργία συνολικά του δικτύου, και είχαν μικρό βάρος για να μην επηρεάζουν όσο το δυνατόν, τις υπόλοιπες συναρτήσεις που ενδιαφέρουν. Ωστόσο, όσο μεγαλύτερη είναι η εγκατεστημένη ισχύς, τόσο περισσότερο τα penalties αυτά, επηρεάζουν τις υπόλοιπες συναρτήσεις. Στα επόμενα σχήματα, παρουσιάζονται τα αποτελέσματα του ίδιου δικτύου, στις περιπτώσεις χωρίς και με τα penalties.

Το δίκτυο που εξετάστηκε, είναι πανομοιότυπο με το δίκτυο που εξετάστηκε στις παραπάνω περιπτώσεις, με μικρές διαφορές, όπως η θέση του Α/Π και οι καμπύλες φορτίου, ενώ η εγκατεστημένη ισχύς, είναι προσαυξημένη κατά 3.3, δηλαδή 16.5MW.

Για κάθε περίπτωση, παρουσιάζονται το μείγμα των αντικειμενικών συναρτήσεων, τα αποτελέσματα τους, και το προφίλ της τάσης.

w _{dv} =0,91 w _{tap} =0,03 w _{Qg} =0,03 w _{QMS} =0,03	dV	51,5290
	Ploss	9,5811
	Pgcurt	0
	Qg ²	15,908166
	Qms	76,188100
	tap	2
	bank	2

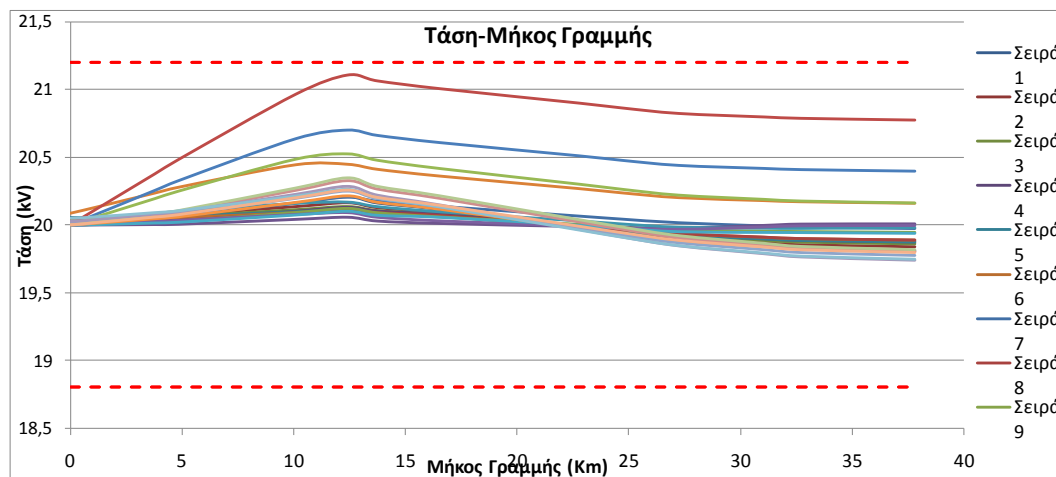
Εικόνα 5.100 Μείγμα αντικειμενικών συναρτήσεων και αποτελέσματα για την περίπτωση με τα penalties ενεργά



Εικόνα 5.101 Προφίλ της τάσης για την περίπτωση με τα penalties ενεργά

wdv=1	dV	17,8665
	Ploss	10,9794
	Pgcurt	0
	Qg ²	123,825001
	Qms	299,487300
	tap	27
	bank	4

Εικόνα 5.102 Μείγμα αντικειμενικών συναρτήσεων και αποτελέσματα για την περίπτωση χωρίς τα penalties



Εικόνα 5.103 Προφίλ της τάσης για την περίπτωση με τα penalties ενεργά

Είναι πρόδηλη η βελτίωση των τάσεων στην περίπτωση που δεν συμπεριλαμβάνονται τα penalties, ωστόσο τα έργα από τις ΜΔΠ, η άεργος ισχύς του ΜΣ, και οι αλλαγές στις λήψεις του ΣΑΤΥΦ έχουν πολύ υψηλές τιμές. Μένει λοιπόν στην κρίση του χρήστη να αποφασίσει τι προτιμάει κάθε φορά.

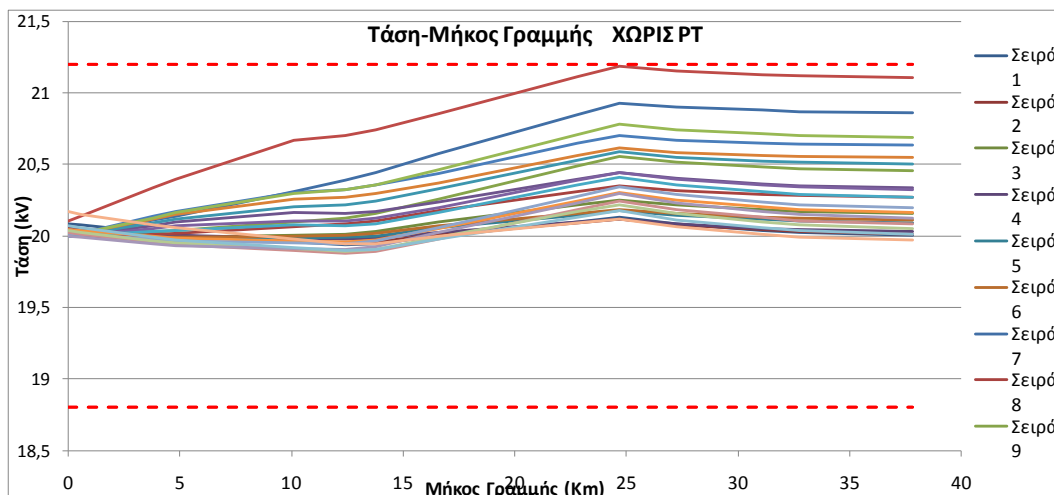
5.3.2 Παράδειγμα χρήσης Ρυθμιστή τάσης

Στις προηγούμενες περιπτώσεις, τα υπό εξέταση δίκτυα δεν περιείχαν ρυθμιστή τάσης κατά μήκος της γραμμής. Στην συγκεκριμένη υποενότητα θα παρουσιαστεί η βέλτιστη λειτουργία του δικτύου της ενότητας 5.2 για υψηλή διείσδυση ΑΠΕ, στις περιπτώσεις μη ύπαρξης ρυθμιστή τάσης, όπως και στις περιπτώσεις ύπαρξης ενός και δύο ρυθμιστών.

Το δίκτυο, όπως αναφέραμε, είναι αυτό της ενότητας 5.2 και η συνολική εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ είναι 19MW, δηλαδή 3,8 φορές της αρχικής τοπολογίας. Συγκεκριμένα, με στόχο να φανεί η διαφορά ανάμεσα στις διάφορες περιπτώσεις, αυξήσαμε την εγκατεστημένη ισχύ των ΑΠΕ, αυξάνοντας το θερμικό όριο του μετασχηματιστή. Τα 19MW είναι το άνω όριο εγκατεστημένης ισχύος, το οποίο περιορίζεται από το θερμικό όριο του πρώτου κλάδου σε συνδυασμό με το άνω όριο των τάσεων.

Σε όλες τις περιπτώσεις το μείγμα αντικειμενικών συναρτήσεων είναι

$$wdv=0,91, wtap=0,03, wQg=0,03, wQMS=0,03$$

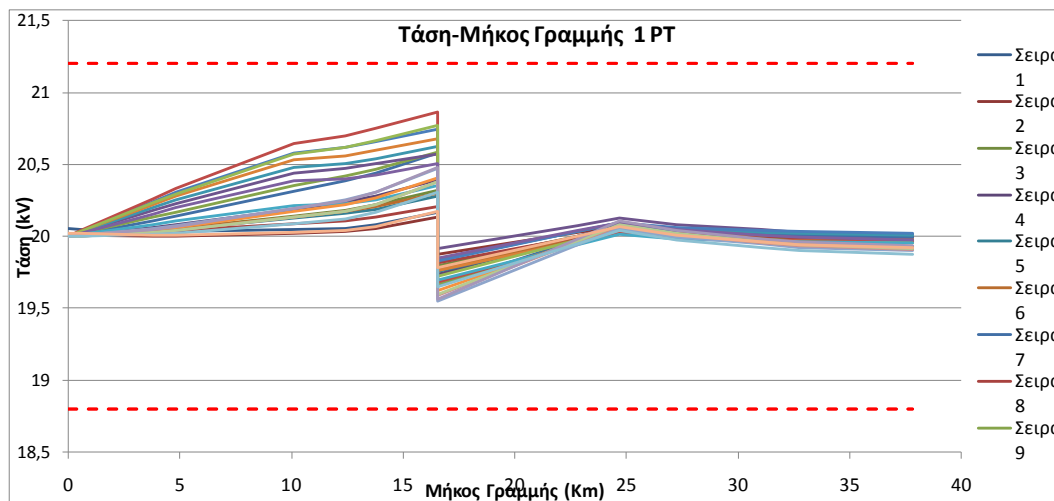


Εικόνα 5.104 Προφίλ της τάσης χωρίς την ύπαρξη ρυθμιστή τάσης

Στην παραπάνω περίπτωση, παρατηρούμε ότι χωρίς την ύπαρξη ρυθμιστή τάσης, οι τάσεις κυμαίνονται σε πολύ υψηλά επίπεδα. Θα παρουσιασθούν τα αντίστοιχα διαγράμματα για τις περιπτώσεις ενός και δύο ρυθμιστών τάσης ενώ στην συνέχεια θα συγκριθούν οι τιμές των αντικειμενικών συναρτήσεων στις τρεις περιπτώσεις

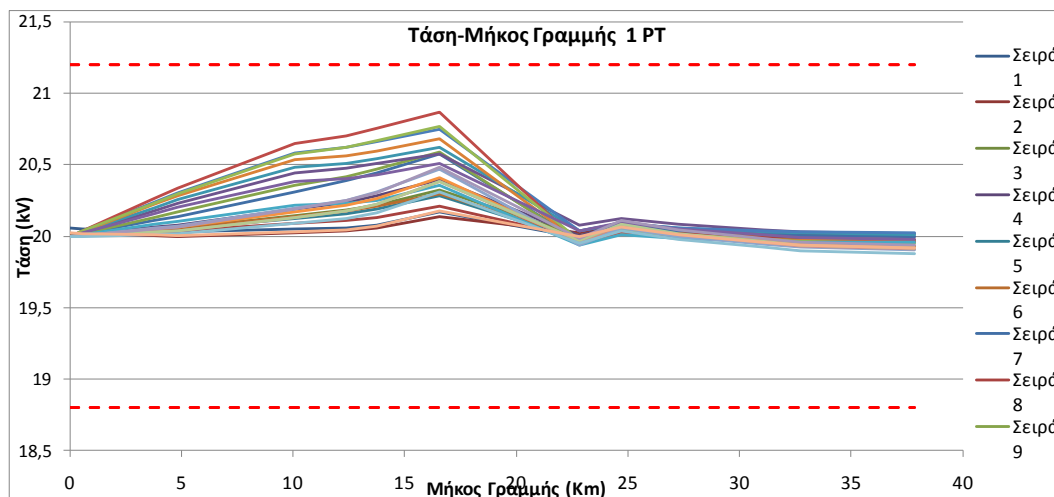
Για κάθε ρυθμιστή τάσης που θέλουμε να εισάγουμε στο δίκτυο, επιλέγουμε τον κόμβο στον οποίο θέλουμε να συνδεθεί, **η λειτουργία του όμως επηρεάζει τους επόμενους και όχι τον ίδιο**, καθώς θεωρητικά συνδέεται αμέσως μετά τον κόμβο εισαγωγής. Ένας PT στον 7^ο κόμβο δηλαδή, επηρεάζει τις τάσεις του 8^{ου} 9^{ου} κλπ, και όχι του 7^{ου}.

Αρχικά, εισάγουμε έναν ρυθμιστή τάσης στον 7^ο κόμβο, δηλαδή στα 16,5 χιλιόμετρα. Το προφίλ της τάσης φαίνεται παρακάτω.



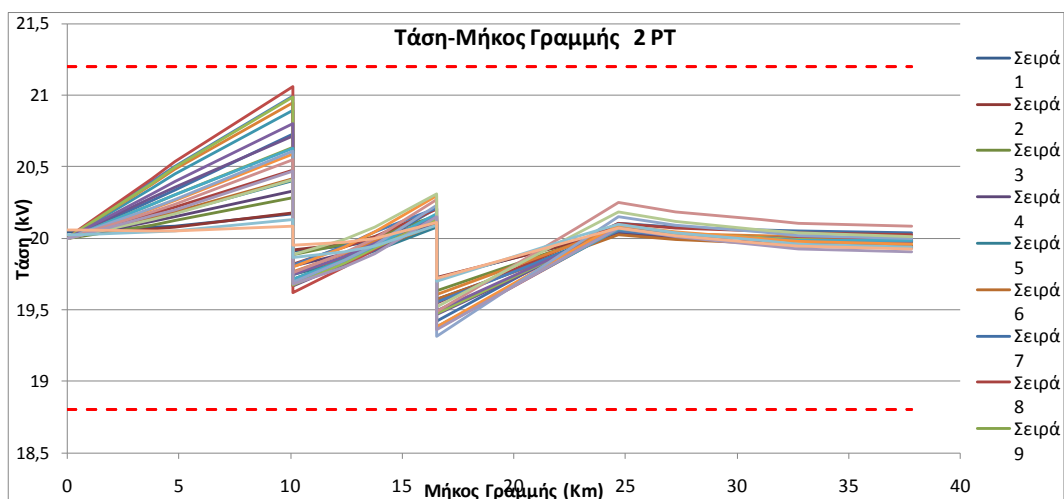
Εικόνα 5.105 Προφίλ της τάσης με έναν ρυθμιστή τάσης

Για λόγους αναπαράστασης του ρυθμιστή τάσης, προσθέσαμε έναν εικονικό κόμβο στον οποίο συνδέεται ο PT, για να φανεί η λειτουργία του. Το επόμενο διάγραμμα δεν περιέχει τον εικονικό κόμβο, ωστόσο το διάστημα μεταξύ του 7^{ου} και 8^{ου} κόμβου, δεν είναι ρεαλιστικό.

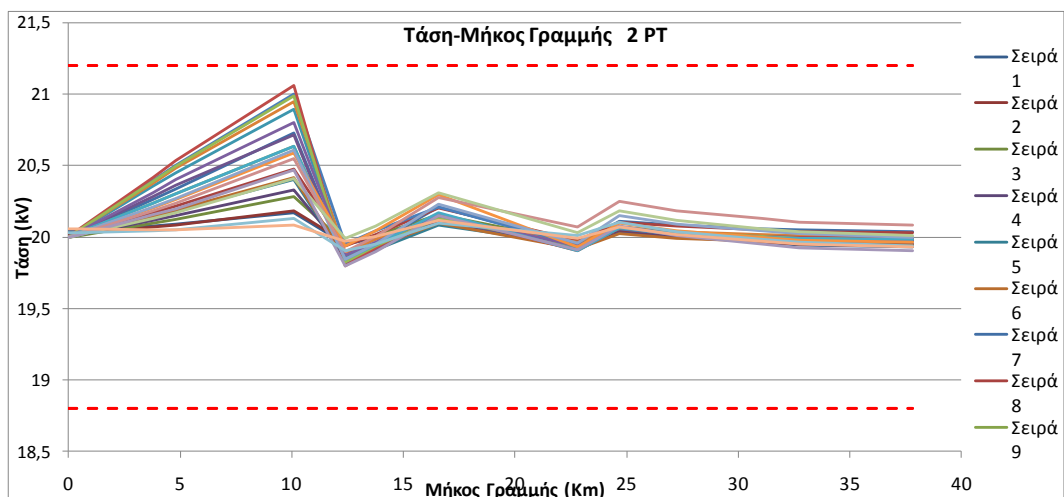


Εικόνα 5.106 Προφίλ της τάσης με έναν ρυθμιστή τάσης χωρίς τον εικονικό κόμβο

Στην επόμενη περίπτωση, προσθέσαμε έναν ακόμα ρυθμιστή τάσης στο 10^ο χιλιόμετρο, δηλαδή στον τέταρτο κόμβο. Παρατηρούμε ότι οι τάσεις μετά τον πρώτο PT, αν εξαιρέσουμε τις κάτω κορυφές οι οποίες ΔΕΝ αποτελούν πραγματικό κόμβο, είναι πολύ κοντά στην ονομαστική.



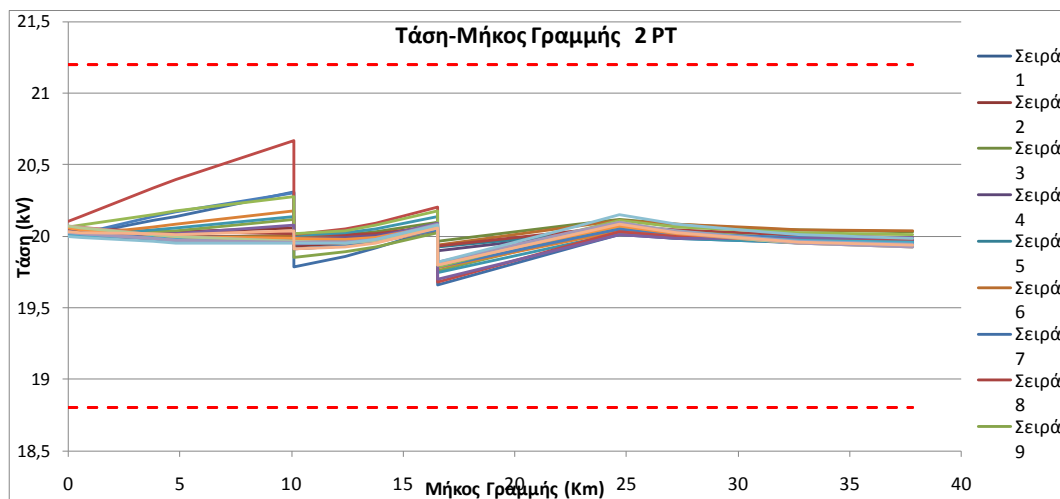
Εικόνα 5.107 Προφίλ της τάσης με δύο ρυθμιστές τάσης



Εικόνα 5.108 Προφίλ της τάσης με δύο ρυθμιστές τάσης χωρίς τον εικονικό κόμβο.

Μια παρατήρηση που μπορεί να γίνει, είναι ότι όσοι περισσότεροι είναι οι PT, το προφίλ της τάσης στο διάστημα των πρώτων χιλιομέτρων μέχρι τον πρώτο ρυθμιστή τάσης γίνεται πιο αύξων. Αυτό οφείλεται αρχικά στο ότι οι ΜΔΠ λειτουργούν λιγότερο επαγωγικά με όσους περισσότερους PT έχουμε στο δίκτυο, για να βελτιώσουν τις αντικειμενικές συναρτήσεις Q_g και Q_{MS} από την στιγμή που οι ρυθμιστές τάσης μπορούν να εξομαλύνουν την ανύψωση της τάσης που θα προκαλέσει η κίνηση αυτή.

Στο επόμενο διάγραμμα εμφανίζεται το προφίλ της τάσης για την παραπάνω περίπτωση των δύο ρυθμιστών τάσης, με μοναδική αντικειμενική συνάρτηση αυτή των τάσεων.



Εικόνα 5.109 Προφίλ της τάσης με δύο ρυθμιστές τάσης με μοναδική αντικειμενική συνάρτηση την ρύθμιση της τάσης

Το αποτέλεσμα είναι εντυπωσιακό, καθώς αν εξαιρέσουμε τους πρώτους 3 κόμβους για μία μόνο ώρα, όλοι οι κόμβοι, για όλη την διάρκεια της ημέρας, έχουν τάση πολύ κοντά στην ονομαστική.

Ο πίνακας που ακολουθεί, παρουσιάζει τις τιμές των αντικειμενικών συναρτήσεων για τις τέσσερις αυτές περιπτώσεις.

Objective Functions Values				
Αριθμός PT	0	1	2	2 (wdv=1)
dV	34,12345	16,1161	14,85553	1,88801
Ploss	32,0373	29,6174	25,6998	31,9941
Pgcurt	0	0	0	0
Qg ²	269,3688	183,4759	33,12132	254,4468
Qms	626,6934	367,2812	97,3924	688,6636
tap	10	7	2	17
bank	2	3	7	9

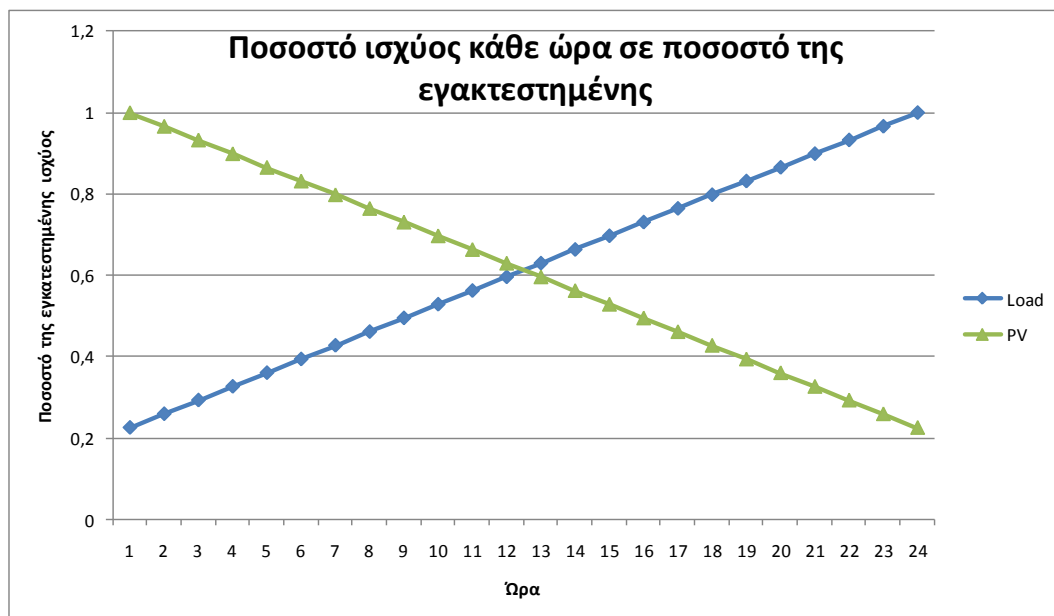
Πίνακας 5.23 Τιμές αντικειμενικών συναρτήσεων για κάθε περίπτωση

Όπως παρατηρούμε η προσθήκη ρυθμιστών τάσης, επιφέρει μεγάλη βελτίωση σε όλες τις αντικειμενικές συναρτήσεις. Οι τάσεις βελτιώνονται σημαντικά ακόμα και με την προσθήκη ενός ρυθμιστή ενώ η άεργος ισχύς που παράγουν/απορροφούν οι ΜΔΠ όπως και η άεργος ισχύς που διαρρέει τον μετασχηματιστή μειώνονται δραματικά με την σύνδεση κάθε PT. Οι αλλαγές στις λήψεις του ΣΑΤΥΦ, ειδικά προσθέτοντας τον δεύτερο ρυθμιστή τάσης, είναι μόνο δύο την ημέρα, αποτέλεσμα της ευελιξίας που αποκτά το δίκτυο με τους PT. Σημαντικό είναι επίσης, το γεγονός ότι παρόλο που οι απώλειες δεν υπάρχουν στο μείγμα αντικειμενικών συναρτήσεων, μειώνονται δραματικά, εξαιτίας της μείωσης της ροής άεργου ισχύος από τους κλάδους.

Τέλος, για την περίπτωση όπου τα penalties στην αντικειμενική συνάρτηση έχουν εξαλειφτεί, η αντικειμενική συνάρτηση των τάσεων πλησιάζει πολύ χαμηλά επίπεδα. Αν την συγκρίνουμε με την περίπτωση χωρίς ΡΤ, και παρατηρώντας ότι οι τιμές των υπολοίπων αντικειμενικών συναρτήσεων είναι παραπλήσιες, μπορούμε να εξάγουμε το γρήγορο συμπέρασμα ότι η προσθήκη 2 ρυθμιστών τάσης, βελτίωσε την συνολική ρύθμιση της τάσης του δικτύου σε τεράστιο βαθμό, χωρίς να επηρεάσει τις υπόλοιπες παραμέτρους.

5.3.3 Βέλτιστη χωρητική/επαγωγική λειτουργία των ΜΔΠ

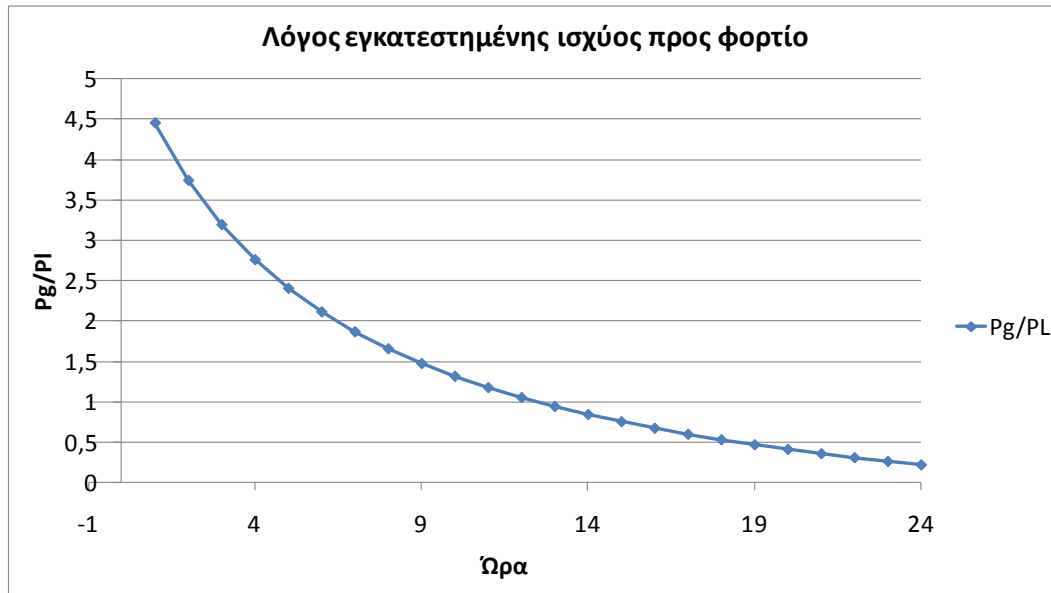
Σε αυτήν την υποενότητα θα εξεταστεί ένα απλό δίκτυο για την εξαγωγή άμεσων συμπερασμάτων για την λειτουργία των αντιστροφών των ΜΔΠ. Συγκεκριμένα το δίκτυο αποτελείται από 13 κόμβους, ο κάθε ένας από τους οποίους απέχει 3 χιλιόμετρα από τον προηγούμενο. Συσσκευή αποθήκευσης ή πυκνωτής δεν υπάρχει, ενώ σε κάθε κόμβο υπάρχει και φορτίο και ΦΒ. Ο σκοπός της συγκεκριμένης προσομοίωσης είναι η κατανόηση της βέλτιστης λειτουργίας των ΜΔΠ, οπότε η έννοια της ημερήσιας λειτουργίας δεν έχει νόημα. Επομένως, προσομοιώσαμε 24 ώρες λειτουργίας με διαφορετική ισχύ φορτίου και ΑΠΕ κάθε ώρα μέσω της καμπύλης φορτίου και παραγωγής. Συγκεκριμένα, η υποθετική εγκατεστημένη ισχύς των ΜΔΠ, όπως και τα φορτία, είναι 400kW, και οι καμπύλες φαίνονται στην επόμενη εικόνα.



Εικόνα 5.110 Καμπύλες εισόδου για φορτίο και ΦΒ

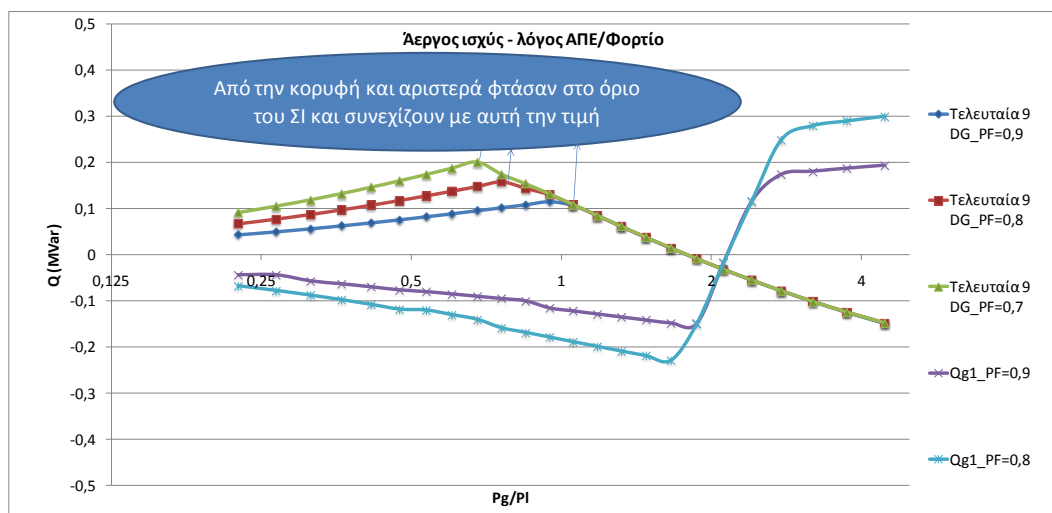
Έτσι, καταφέρνουμε με την προσομοίωση της μίας ημέρας, να τρέξουμε 24 διαφορετικές περιπτώσεις για ένα δίκτυο με 13 κόμβους, όπου σε κάθε έναν

υπάρχει φορτίο και ΦΒ, και κάθε περίπτωση αναπαριστά διαφορετικό λόγο $\frac{P_g}{P_l}$ ο οποίος ισχύει για κάθε κόμβο αλλά και για το δίκτυο συνολικά. Αυτό εμφανίζεται παρακάτω.



Εικόνα 5.111 Λόγος εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ προς το φορτίο για κάθε κόμβο και συνολικά για το δίκτυο

Στην συνέχεια, παρουσιάζονται σε ένα συνοπτικό διάγραμμα, τα αποτελέσματα για την λειτουργία των φωτοβολταϊκών υπό διαφορετικές τιμές στον περιορισμό του συντελεστή ισχύος.

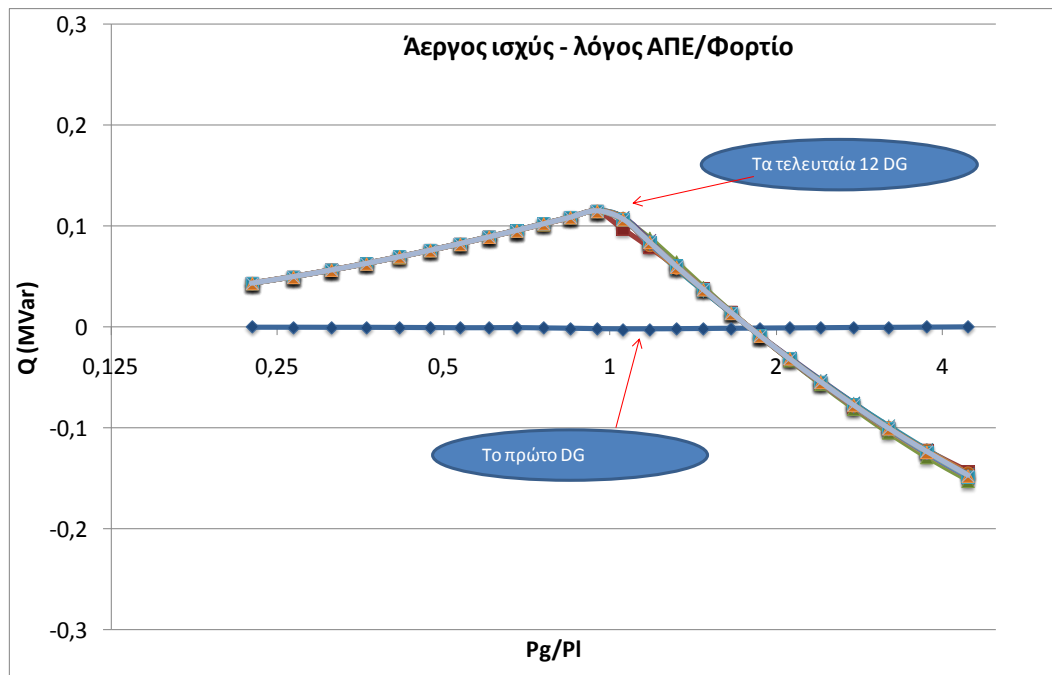


Εικόνα 5.112 Λειτουργία του αντιστροφέα των Φωτοβολταϊκών

Τα τελευταία 9 από τα 13 φωτοβολταϊκά λειτουργούν όπως δείχνουν οι παραπάνω καμπύλες, ενώ τα πρώτα 3 με παρόμοιο τρόπο όπως το πρώτο που φαίνεται στο διάγραμμα.

Το πρώτο συμπέρασμα που μπορούμε να εξάγουμε αρκετά εύκολα, το οποίο είναι και το σημαντικότερο, είναι ότι τα φωτοβολταϊκά χωρίζονται σε δύο ομάδες. Η ομάδα των τελευταίων 9 ΜΔΠ, έχει ως σκοπό την όσο το δυνατό εκμηδένιση της πτώσης/ανύψωσης τάσης που προκαλεί η ροή ενεργού ισχύος στους κλάδους, μέσω της ρύθμισης της άεργου ισχύος. Συγκεκριμένα παρατηρούμε ότι όσο τα ΑΠΕ είναι τουλάχιστον δύο φορές παραπάνω από το φορτίο, η λειτουργία των ΜΔΠ είναι επαγωγική, για να εξαλείψει την ανύψωση της τάσης, ενώ όσο μειώνεται ο λόγος, τα ΦΒ αρχίζουν να λειτουργούν χωρητικά. Αυτό συμβαίνει ακόμα και όταν η παραγωγή από ΑΠΕ είναι μεγαλύτερη από την ζήτηση των φορτίων, καθώς η άεργος ισχύς του φορτίου προσδίδει μεγάλη πτώση τάσης. Η δεύτερη ομάδα αποτελείται από τα πρώτα 3 ΦΒ. Με την πρώτη ματιά θα φαινόταν παράλογο που δεν λειτουργούν όλα τα ΦΒ με τον ίδιο τρόπο, ωστόσο υπάρχει εξήγηση. Το γεγονός ότι σε κάθε κλάδο μηδενίζεται η πτώση τάσης, σημαίνει ότι η ροή άεργου ισχύος είναι ίση και αντίθετης φοράς με την ροή ενεργού ισχύος, πολλαπλασιασμένη με τον λόγο X/R της γραμμής, ο οποίος είναι σταθερός στο συγκεκριμένο δίκτυο και ίσος με 1,63. Ωστόσο, η ενεργός και άεργος ροή, «ταξιδεύει» σε όλο το μήκος της γραμμής, και αν όλα τα ΦΒ λειτουργούσαν το ίδιο, τότε από τον μετασχηματιστή θα έρρεε 13 φορές η άεργος και ενεργός ισχύς που διαρρέει τον τελευταίο κλάδο. Όμως ο λόγος X/R του μετασχηματιστή είναι περίπου 30 φορές μεγαλύτερος από τον αντίστοιχο των γραμμών, κάτι που θα δημιουργούσε τεράστια πτώση/ανύψωση τάσης και όχι μηδενική όπως στους υπόλοιπους κλάδους. Επομένως, τα 3 πρώτα φωτοβολταϊκά επηρεάζουν την ροή ισχύος που ρέει από τον μετασχηματιστή για να εξισορροπήσουν την διακριτή φύση που χαρακτηρίζει τις αλλαγές στις λήψεις του μετασχηματιστή. Συγκεντρωτικά, τα τελευταία 9 φωτοβολταϊκά μηδενίζουν όσο μπορούν την πτώση τάσης στους κλάδους δημιουργώντας ένα “flat” προφίλ, ενώ τα πρώτα, μαζί με τον μετασχηματιστή, λειτουργούν αντίθετα από τα τελευταία και ορίζουν την ακριβή τιμή της τάσης του ΥΣ.

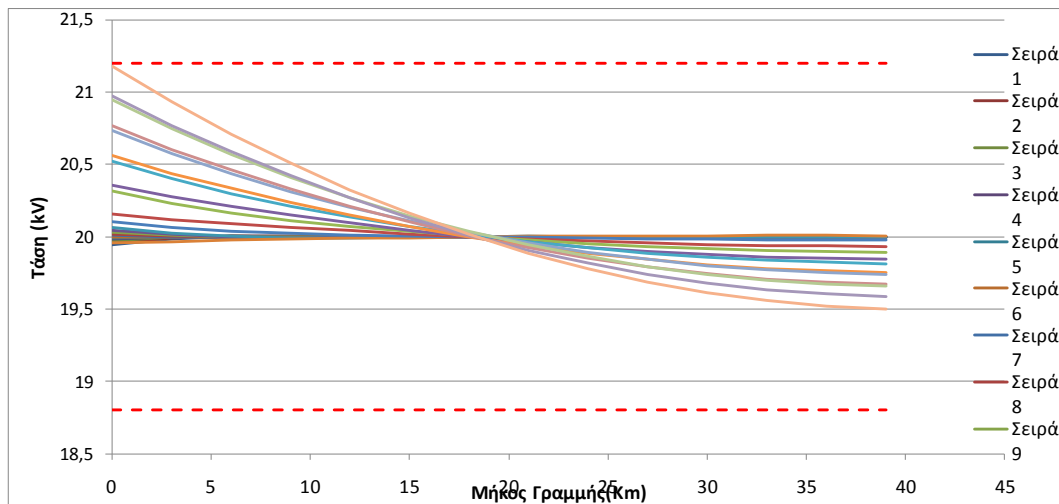
Το παραπάνω επαληθεύεται προσομοιώνοντας το ίδιο δίκτυο με την επιπλέον προσθήκη δυνατότητας του ΣΑΤΥΦ να λειτουργεί με συνεχή τρόπο. Κάτι τέτοιο δεν είναι ρεαλιστικό, ωστόσο τα αποτελέσματα στην παρακάτω εικόνα, φανερώνουν την αλήθεια της παραπάνω πρότασης.



Εικόνα 5.113 Λειτουργία του αντιστροφέα των Φωτοβολταϊκών για την περίπτωση συνεχούς ΣΑΤΥΦ

Είναι ξεκάθαρος πλέον, ο τρόπος λειτουργίας των ΜΔΠ. Όλα τα ΦΒ λειτουργούν ακριβώς με τον ίδιο τρόπο, για την όσο το δυνατόν εκμηδένιση της πτώσης τάσης κατά μήκος της γραμμής, ενώ το πρώτο ΦΒ δεν έχει λόγο να απορροφήσει ή να δώσει άεργο ισχύ, καθώς ο ΜΣ μπορεί να ορίσει ακριβώς την τιμή που παίρνει ο πρώτος κόμβος, μέσω των μη διακριτών αλλαγών στις λήψεις.

Ένα άλλο σχετικό συμπέρασμα που αφορά τα τελευταία 9 ΦΒ, είναι ότι όσο του δίνεται η δυνατότητα από τα όρια του ΣΙ, καταφέρνει να εκμηδενίσει την πτώση τάσης ενώ μόλις φτάσει το όριο, συνεχίζει με την τιμή αυτή για περαιτέρω μείωση του λόγου ΑΠΕ προς φορτίο. Στις περιπτώσεις όπου το όριο δεν είναι active constraint, οι τάσεις παίρνουν ακριβώς την ονομαστική τιμή όπως φαίνεται στο παρακάτω διάγραμμα.



Εικόνα 5.114 Προφίλ της τάσης για την περίπτωση $\Sigma I=0,9$

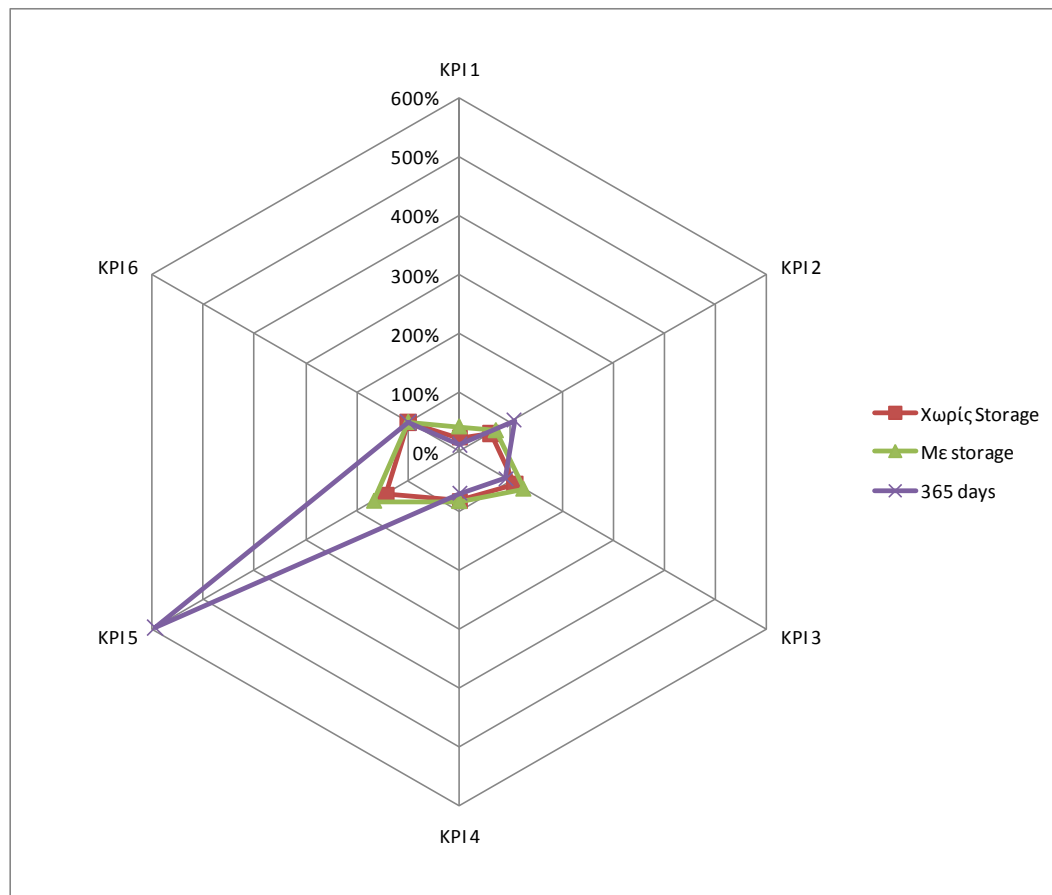
Στις ώρες όπου ο ΣI είναι μικρότερος του 0,9 το προφίλ της τάσης είναι οριζόντιο στα 20 kV, και όσο μειώνεται ο λόγος, και ο συντελεστής ισχύος παραμένει 0,9, τα προφίλ της τάσης γίνονται πιο φθίνοντα.

5.4 Συγκεντρωτικά αποτελέσματα

Στο κεφάλαιο αυτό παρουσιάσαμε τα αποτελέσματα των KPI's για το απλοποιημένο δίκτυο του Γενναδίου της Ρόδου, με δύο πανομοιότυπες γραμμές αναχώρησης από τον υποσταθμό. Οι περιπτώσεις που αναλύσαμε αποτελούνται από την ημερήσια λειτουργία του δικτύου, χωρισμένη σε δύο υποπεριπτώσεις με και χωρίς αποθηκευτική μονάδα, καθώς επίσης και σε ετήσια βάση χωρίς αποθηκευτική μονάδα. Τα συνοπτικά αποτελέσματα φαίνονται στον πίνακα και στο διάγραμμα που ακολουθούν.

α/α	KPI	Τύπος	24 hours			365 days	
			Χωρίς Storage	Με storage	Σχόλια		Σχόλια
1	Μείωση των Απωλειών	$\Delta L = \frac{L_{BL} - L_{SG}}{L_{BL}} \cdot 100\%$	-24%	-42,5%	5MW	-12,5%	5MW
2	Αύξηση της διείσδυσης ΑΠΕ	$HC_{\%} = \frac{HC_{\%} - HC_{\%}}{HC_{\%}} \cdot 100\%$	62%	72%	0 περικοπές	107%	0 περικοπές
			224%	243%	50% επιτρεπόμενες περικοπές, 27% πραγματικές περικοπές		
3	Αύξηση του μεριδίου ενέργειας από ΑΠΕ	$\Delta \lambda = \lambda_{SG} - \lambda_{BL}$	108%	126%	0 περικοπές	90,8%	0 περικοπές
			238%	248%	50% επιτρεπόμενες περικοπές		
4	Ρύθμιση της τάσης	$\Delta d_v (\%) = \frac{d_v(u_{BL}) - d_v(u_{SG})}{d_v(u_{BL})} \cdot 100\%$	83%	84%	5MW	70%	5MW
5	Μείωση των εκπομπών	$\Delta CE = \frac{CE_{BL} - CE_{SG}}{CE_{BL}} \cdot 100\% = \frac{\lambda_{BL}}{1 - \lambda_{BL}} \cdot \Delta \lambda$	144%	167%	0 περικοπές	594%	0 περικοπές
			315%	329%	50% επιτρεπόμενες περικοπές		
6	Μείωση των περικοπών	$\Delta E = \frac{E_{BL} - E_{SG}}{E_{BL}} \cdot 100\%$	100%	100%		100%	

Πίνακας 5.24 Συγκεντρωτικά αποτελέσματα KPI's για ημερήσια και ετήσια λειτουργία



Εικόνα 5.115 Συγκεντρωτικά αποτελέσματα KPI's για ημερήσια και ετήσια λειτουργία

Επιπλέον, παρουσιάσθηκαν παραδείγματα για την αιτιολόγηση της επίδρασης που έχουν τα βάρη-penalties στις υπόλοιπες αντικειμενικές συναρτήσεις σε περιπτώσεις υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ, όπως επίσης και προσομοιώσεις για την ανάδειξη της λειτουργίας των ρυθμιστών τάσης. Τέλος, έγινε μια ανάλυση για την εύρεση ενός γενικού κανόνα που διέπει την άεργο λειτουργία των ΜΔΠ κατά μήκος του δικτύου.

6 Συμπεράσματα και προτάσεις για μελλοντική έρευνα

Η αναγκαιότητα ύπαρξης ενός συστήματος για τον συντονισμένο έλεγχο των δικτύων διανομής έχει γίνει εμφανής από τα προηγούμενα παραδείγματα. Η λειτουργία του δικτύου βελτιστοποιείται από τεχνική και οικονομική άποψη, ενώ παράλληλα ανοίγει τον δρόμο για την περαιτέρω εκμετάλλευση των ΑΠΕ και άλλων κρίσιμων τεχνολογιών.

Ο αλγόριθμος που αναπτύχθηκε είναι ένα ολοκληρωμένο σύστημα, το οποίο δίνει τη δυνατότητα μοντελοποίησης κάθε είδους δικτύου με πολλές ιδιαίτερες λεπτομέρειες. Ωστόσο, υπάρχουν ακόμα περιθώρια βελτίωσης για μια πιο ολοκληρωμένη λύση, με όσο το δυνατόν περιορισμένες αποκλίσεις από την πραγματικότητα.

6.1 Συμπεράσματα

Το αποτέλεσμα της παρούσας εργασίας είναι η υλοποίηση ενός λογισμικού, ικανού να μοντελοποιήσει ένα δίκτυο διανομής και να υπολογίσει την βέλτιστη λειτουργία όλων των συσκευών που διαθέτει για 24 ώρες, ανάλογα με τις επιλογές του χρήστη και τις προβλέψεις φορτίου και παραγωγής.

Συγκεκριμένα, το μοντέλο αποτελείται από 8 διαφορετικές αντικειμενικές συναρτήσεις με θεμελιώδη εκείνη της ρύθμισης της τάσης, και τόσο από τεχνικούς, όπως τα όρια της τάσης και το θερμικό όριο των γραμμών, όσο και από λειτουργικούς περιορισμούς, όπως για παράδειγμα τα όρια λειτουργίας των αντιστροφέων και των μονάδων αποθήκευσης ενέργειας.

Τα πλεονεκτήματα του κεντρικού ελέγχου των δικτύων διανομής που αναπτύχθηκε, αξιολογήθηκαν σε σύγκριση με τον κλασσικό τρόπο ρύθμισης της τάσης κατά μήκος των γραμμών διανομής, δηλαδή της αντιστάθμισης πτώσης τάσης (LDC). Έξι δείκτες χρησιμοποιήθηκαν για την ποσοτικοποίηση των οφελών που προσδίδει ο προτεινόμενος τρόπος, τόσο οικονομικής, όσο και λειτουργικής φύσεως. Ως βασικό δίκτυο προσομοίωσης για την εξαγωγή των παραπάνω αποτελεσμάτων, θεωρήθηκε ένα πρότυπο δίκτυο του Γενναδίου της Ρόδου, το οποίο ελαχιστοποιήθηκε πριν την μοντελοποίηση του,

Επίσης, οι παραπάνω έξι δείκτες υπολογίστηκαν τόσο σε ημερήσια, όσο και σε ετήσια βάση, και απεικονίζονται παρακάτω:

α/α	ΚΡΙ	Τύπος	24 hours			365 days	
			Χωρίς Storage	Me storage	Σχόλια		Σχόλια
1	Μείωση των Απωλειών	$\Delta L = \frac{L_{BL} - L_{SG}}{L_{BL}} \cdot 100\%$	-24%	-42,5%	5MW	-12,5%	5MW
2	Αύξηση της διείσδυσης ΑΠΕ	$HC_{sc} = \frac{HC_{sc} - HC_{sc}}{HC_{sc}} \cdot 100\%$	62%	72%	0 περικοπές	107%	0 περικοπές
			224%	243%	50% επιτρεπόμενες περικοπές, 27% πραγματικές περικοπές		
3	Αύξηση του μεριδίου ενέργειας από ΑΠΕ	$\Delta \lambda = \lambda_{SG} - \lambda_{BL}$	108%	126%	0 περικοπές	90,8%	0 περικοπές
			238%	248%	50% επιτρεπόμενες περικοπές		
4	Ρύθμιση της τάσης	$\Delta d_v (\%) = \frac{d_v(u_{BL}) - d_v(u_{SG})}{d_v(u_{BL})} \cdot 100\%$	83%	84%	5MW	70%	5MW
5	Μείωση των εκπομπών	$\Delta CE = \frac{CE_{BL} - CE_{SG}}{CE_{BL}} \cdot 100\% = \frac{\lambda_{BL}}{1 - \lambda_{BL}} \cdot \Delta \lambda$	144%	167%	0 περικοπές	594%	0 περικοπές
			315%	329%	50% επιτρεπόμενες περικοπές		
6	Μείωση των περικοπών	$\Delta E = \frac{E_{BL} - E_{SG}}{E_{BL}} \cdot 100\%$	100%	100%		100%	

Εικόνα 6.1 Συγκεντρωτικά αποτελέσματα ΚΡΙ's για ημερήσια και ετήσια λειτουργία

Είναι πρόδηλη η βελτίωση που υπεισέρχεται στην συνολική λειτουργία του δικτύου, τόσο σε ημερήσιο, όσο και ετήσιο επίπεδο. Ακόμα και στις περιπτώσεις χωρίς την δυνατότητα περικοπών ή την ύπαρξη συσκευής αποθήκευσης, παρατηρούμε την συντριπτική μείωση των απωλειών, καθώς και της απόκλισης της τάσης, ενώ το δίκτυο μπορεί πλέον να «φιλοξενήσει» περισσότερα MW εγκατεστημένης διεσπαρμένης παραγωγής.

Τέλος, πραγματοποιήθηκαν ξεχωριστές προσομοιώσεις σε διαφορετικά δίκτυα, για την εξαγωγή λεπτομερέστερων συμπερασμάτων σχετικά με την λειτουργία των ρυθμιστών τάσης, καθώς και για την εξαγωγή ενός γενικού «κανόνα» τον οποίο ακολουθούν οι ΜΔΠ κατά μήκος της γραμμής σχετικά με την άεργο ισχύ που απορροφούν ή παράγουν.

6.2 Βελτιώσεις

Οι πρώτες σκέψεις για την βελτίωση του παρόντος αλγορίθμου, σχετίζονται με την κάλυψη νέων τεχνολογιών. Οι νέες τεχνολογίες, που δεν συμπεριλαμβάνονται μέχρι τώρα στον αλγόριθμο, είναι η ύπαρξη υβριδικών σταθμών, ηλεκτρικών οχημάτων, statcom και άλλων. Με την ενσωμάτωση των παραπάνω, ο αλγόριθμος θα αποκτήσει νέες δυνατότητες και μάλιστα το βήμα αυτό είναι πολύ εύκολο να υλοποιηθεί.

Μια άλλη πολύ σημαντική προσθήκη θα ήταν ένα σύστημα παρουσίασης. Η δημιουργία ενός GUI (graphical user interface) μέσω του Matlab, θα έκανε την εισαγωγή των δεδομένων πιο εύκολη, όπως επίσης την απεικόνιση του δικτύου και των αποτελεσμάτων πιο ευδιάκριτη και κατατοπιστική.

Επιπλέον, στην βιβλιογραφία έχουν αναφερθεί διάφοροι τρόποι για την μετατροπή των βαρών κανονικοποίησης σε «αυτό - προσαρμοζόμενα». Στην [40] για παράδειγμα, προτείνεται ένας τρόπος για την εξισορρόπηση της ανάγκης για καλύτερο προφίλ τάσης, με την επιθυμία για μείωση των

απωλειών. Εξηγεί την ύπαρξη ενός «κανόνα», ο οποίος ορίζει κατά πόσο η αντικειμενική συνάρτηση θα είναι οι τάσεις ή οι απώλειες αναλόγως το κατά πόσο οι τάσεις στους κόμβους παραμένουν αρκετά κοντά στην τιμή της τάσης του ΥΣ.

Στην περίπτωση του αλγορίθμου που αναπτύξαμε, θα ήταν ιδανικό, να προσαρμόζονται αυτόματα τα αντίστοιχα βάρη κανονικοποίησης. Ένα βήμα προς αυτήν την κατεύθυνση, θα ήταν να γίνεται με αυτόματο τρόπο, αυτό που εφαρμόσαμε σε κάθε δίκτυο που προσομοιώσαμε. Συγκεκριμένα θα ήταν δυνατόν, αφού εισαχθεί το εκάστοτε δίκτυο, να τρέξουν διάφορες γρήγορες προσομοιώσεις για την εξακρίβωση της τάξης μεγέθους κάθε αντικειμενικής συνάρτησης, και να προ-υπολογιστούν έτσι τα βάρη κανονικοποίησης. Κάτι τέτοιο, θα έκανε πιο βολικό τον αλγόριθμο για τον χρήστη, καθώς απαλείφεται έτσι η χρονοβόρα διαδικασία της επιλογής των βαρών κανονικοποίησης.

Τέλος, όπως έχει αναφερθεί, ο αλγόριθμος δεν έχει την δυνατότητα προσομοίωσης δικτύων με διακλαδώσεις, με αποτέλεσμα να απαιτείται απλοποίηση του εκάστοτε δικτύου. Η ένταξη και αυτής της δυνατότητας στο μοντέλο που έχει αναπτυχθεί θα το μετατρέψει σε πιο ολοκληρωμένο σύστημα, ικανό να διαχειριστεί ακόμα μεγαλύτερο εύρος δικτύων.

7 Βιβλιογραφία

- [1] Josh Taylor, *Conic optimization of electric power systems, Phd Thesis, Massachusetts Institute of Technology. Dept. of Mechanical Engineering, June, 2011.*
- [2] Κ. Βουρνάς and Γ. Κονταξής, *Εισαγωγή στα Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας*. Αθήνα: εκδόσεις Ε.Μ.Π, 2001.
- [3] Independent Power System Consultant. <http://inpower.com.vn/vn/Tools>.
- [4] Μ.Π. Παπαδόπουλος, *Δίκτυα Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας, τόμος 1, Μόνιμη Κατάσταση Λειτουργίας*. Αθήνα: Ε.Μ.Π, 1985.
- [5] W. Kersting, *Distribution System Modeling and Analysis, second edition, CRC Press, 2006.*
- [6] Β. Παπαδιά, *Ανάλυση Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας, τόμ.Ι*. Αθήνα, 1995.
- [7] Νάντια-Κωνσταντίνα Μ. Ζάμερ, *Πολυαντικειμενική Βελτιστοποίηση Για Βελτιστη Διαστασιολογήση Και Τοποθέτηση Μονάδας Διεσπαρμένης Παραγωγής Σε Δίκτυο Διανομής Με Διαφορούς Τύπους Φορτίων, Διπλωματική εργασία, ΕΜΠ, Αθήνα, 2011.*
- [8] P. Dondi, D. Bayoumi, C. Haederli, D. Julian, and M. Suter, "Network integration of distributed power generation, Journal of Power Sources, Vol. 106, Number 1, 1 April 2002, p. 1-9(9)".
- [9] T. Ackerman, G. Andersson, and L. Soder, "Distributed generation: a definition, Electric Power Systems Research 57 (2001) p. 195–204".
- [10] G. Pepermans, J. Driesen, D. Haeseldonckx, R. Belmans, and W. D'haeseleer, "Distributed generation: definition, benefits and issues, Energy Policy, Volume 33, Issue 6, April 2005, Pages 787–798".
- [11] Tengku Hashim, Azah Mohamed, Hussain ShareefF Tengku Juhana, *A review on voltage control methods for active distribution networks, Universiti Kebangsaan Malaysia, Przegląd Elektrotechniczny. 2012;88(6):304-312.*
- [12] Sumankumar, SitaramGiri Sujitkumarsingh, "A Review of Voltage Control Technique of Grid Connected Distributed Generation, International Journal ofInnovative Research in Science, Engineering and Technology, Volume 3,

Special Issue 1, February 2014".

- [13] Grainger John J and JR. William D. Stevenson, *Power System Analysis, McGraw-HILL International Editions, 1994.*
- [14] Παναγιώτης Αναγνωστόπουλος, *Τεχνικά ζητήματα και περιορισμοί για την επίτευξη υψηλής διείσδυσης φωτοβολταϊκής ισχύος σε δίκτυα MT, ΕΜΠ μεταπτυχιακή εργασία, Ιούλιος 2011.*
- [15] wikipedia. Autotransformer. [Online].
<http://en.wikipedia.org/wiki/Autotransformer>
- [16] Bakshi M. V. and Bakshi U. A., *Electrical Machines, 2010.*
- [17] M.W. Davis, R. Broadwater, and J. Hambrick, "Modeling and Testing of Unbalanced Loading and Voltage Regulation," 2007.
- [18] Γ. Χατζηβασιλειάδης, *Τεχνολογίες Αποθήκευσης Ηλεκτρικής Ενέργειας για τα Νησιωτικά Συστήματα, Ρόδος., 2009.*
- [19] P. Poonpun and W. T. Jewell, *Analysis of the cost per kilowatt hour to store electricity, IEEE Transactions On Energy Conversion, Vol. 23, no. 2, June 2008.*
- [20] Y. M. Atwa and E. F. El-Saadany, *Optimal allocation of ESS in distribution systems with a high penetration of wind energy, Power Systems, IEEE Transactions on Volume:25 ,Issue:4, p:1815-1822, 2010.*
- [21] SMA, *Profi Night Shift - Q at Night saves costs, stabilizes utility grids and brings profit.*
- [22] SMA, *Q at Night Reactive power outside of feed-in operation with the SUNNY CENTRAL series CP XT, CP-JP and CP-US.*
- [23] SMA Solar Technology AG, *System Manual Medium-Voltage Power Station. Germany, 2014.*
- [24] S. Thongkeaw and M. Boonthienthong, *Technique for Voltage Control in Distribution System, International Journal of Electrical, Computer, Electronics and Communication Engineering Vol:7 No:10, 2013.*
- [25] Reginald Comfort, Manuel Gonzalez, Arshad Mansoor, Phil Barker & Tom Short, and Reginald Comfort, *Power Quality Impact of Distributed Generation: Effect on Steady State Voltage Regulation, Electrical Power Quality and Utilisation, vol. VII, No 2, July 2001.*

- [26] Hidalgo R., Abbey C., x Joo, and s G., *A review of active distribution networks enabling technologies*, *Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE*, p. 1-9.
- [27] O'Gorman R. and Redfern M. A., *Voltage control problems on modern distribution systems*, *Power Engineering Society General Meeting, 2004. IEEE*, p. 662 - 667 Vol.1,.
- [28] T.Xu P.C. Taylor, *Voltage Control Techniques for Electrical Distribution Networks including Distributed Generation.*: The International Federation of Automatic Control 17th World Congress, 2008.
- [29] Mutale J., *Benefits of Active Management of Distribution Networks with Distributed Generation*, *Power Systems Conference and Exposition, 2006. PSCE '06. 2006 IEEE PES*, p. 601 - 606.
- [30] Zhaoyu Wang, Hao Chen, and Jianhui Wang, *Inverter-Less Hybrid Voltage/Var Control for Distribution Circuits With Photovoltaic Generators*, *Smart Grid, IEEE Transactions on (Volume:5 , Issue: 6)*, p. 2718 - 2728, 2014.
- [31] Hen-Geul Yeh, Dennice F. Gayme, and Steven H. Low, *Adaptive VAR Control for Distribution Circuits With Photovoltaic Generators*, *Power Systems, IEEE Transactions on (Volume:27 , Issue: 3)*, p. 1656-1663, 2012.
- [32] Ljubomir A. KOJOVIC and Daniel ARDEN, *Centralized voltage-var regulation in distribution network*, *CIREN 2012 Workshop: Integration of Renewables into the Distribution Grid*, 2012 page 14.
- [33] Konstantin Turitsyn, Petr Sulc, Scott Backhaus, and Michael Chertkov, *Distributed control of reactive power flow in a radial distribution circuit with high photovoltaic penetration*, *Proceedings of IEEE PES General Meeting 2010*.
- [34] K.S.Pandy and S.K.Joshi, *A survey of the optimal power flow literature*, *Power Systems, IEEE Transactions on (Volume:6 , Issue: 2)*, p. 762 - 770, 2002.
- [35] U.S Department of Energy, *Energy Efficiency in Distribution Systems - Impact Analysis Approach*, 2011.
- [36] Ji-Ho Park and Young-Sik Baek, *Coordination Control of Voltage Between STATCOM and Reactive Power Compensation Devices in Steady-State.*: *Journal ofElectrical Engineering & Technology Vol. 7, No. 5*, pp. 689~697,

2011.

- [37] Ferry A. Viawan and Daniel Karlsson, *Coordinated Voltage and Reactive Power Control in the Presence of Distributed Generation*, Power Engineering Society, IEEE General Meeting - PES , pp. 1-6, 2008.
- [38] ΤΕΙ Χαλκίδας, *Αντιστάθμιση αέργου ισχύος*.
- [39] Mesut E. Baran and Felix F. Wu, "Network Reconfiguration in Distribution Systems for Loss Reduction and Load Balancing, Power Engineering Review, IEEE (Volume:9 , Issue: 4), p. 101 - 102, 1989".
- [40] Hen-Geul Yeh, Dennice F. Gayme, and Steven H. Low, *Adaptive VAR Control for Distribution Circuits With Photovoltaic Generators*, Power Systems, IEEE Transactions on (Volume:27 , Issue: 3), p. 1656-1663, 2012.
- [41] H. Saadat, *Power System Analysis*, 1st ed. New York: McGraw-Hill, 1999.
- [42] CIGRE (International Council on Large Electric Systems), "Development of," 2003.
- [43] IEA(International Energy Agency). (2002) <http://www.iea.org/>.
- [44] Μ. Π. Παπαδόπουλος, *Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές*:. ΕΜΠ, 1997.
- [45] An ABB Company Ventyx, *Model-Based volt/VAR Optimization: An Introduction- Enabling Smart Grid volt/VAR Control for Distribution Organizations.*, 2012.
- [46] Χρήστος Ε. Γκιλφέσης, *Μελέτη Επίδρασης Φωτοβολταϊκών Σε Δίκτυα Χ.τ.*
- [47] D. GEIBEL et al., *Active intelligent distribution networks — Coordinated voltage regulation methods for networks with high share of decentralised generation, Integration of Renewables into the Distribution Grid, CIRED 2012 Workshop*, p. 1-4, Lisbon.
- [48] Reza AZIMI and Saeid ESMAEILI, *Multiobjective daily Volt/VAr control in distribution systems with distributed generation using binary ant colony optimization*, Turkish Journal of Electrical Engineering & Computer Sciences;2013, Vol. 21 Issue 3, p 613.
- [49] Marko Kolenc, Igor Papič, and Boštjan Blažič, *Minimization of Losses in Smart Grids Using Coordinated Voltage Control*, Energies 2012, 5, 3768-

3787.

- [50] Hans Glavitsch and Rainer Bacher, *OPTIMAL POWER FLOW ALGORITHMS*, Swiss Federal Institute of Technology.
- [51] Bob Uluski, *Volt - VAR Control&Optimization*, Quanta Technology, 2011.
- [52] Jong-Young Park, Soon-Ryul Nam, and Jong-Keun Park, *Real-Time Volt/VAr Control Based on the Difference between the Measured and Forecasted Loads in Distribution Systems*, *Journal of Electrical Engineering & Technology*, Vol. 2, No. 2, pp. 152~156, 2007.
- [53] Edilaine M. Soler and Geraldo R. M. da Costa, *Optimal Adjustment of continuous and discrete variables in the Optimal Reactive Power Flow Problem*, *2nd International Conference on Engineering Optimization*, 2010. Lisbon.
- [54] Dr. Xiaoming Feng Executive Consulting R&D Engineer, *Understanding Volt/Var Control (VVC) and. Volt/Var Optimization (VVO)*, *Smart Grid Distribution Automation Conference*, Nov 2-3, 2011, Raleigh, NC, ABB Corporate Research.
- [55] Cong Liu, Jianhui Wang, and Jiaxin Ning, *Optimal Power Flow (OPF) in Large-scale Power Grid Simulation*, *Argonne National Laboratory*, 2010.
- [56] Bob Uluski, *Smart Distribution Applications & Their Integration In A Smart Grid Environment*, *Electric Power Research Institute, IEEE Power & Energy Society General Meeting*, July 2011.
- [57] G. P. Harrison and A. R. Wallace, *Optimal power flow evaluation of distribution network capacity for the connection of distributed generation*, *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings- (Volume:152 , Issue: 1)*, p. 115-122, 2005.
- [58] Bob Uluski, *Volt/VAR Control and Optimization Concepts and Issues*, *ERPI, Electric Power Research Institute*.
- [59] Hao Liang, *Stochastic information management for voltage regulation in smart distribution systems*, *INFOCOM, 2014 Proceedings IEEE*, p. 2652 - 2660.
- [60] K. Rayudu, G. Yesuratnam, Askani Jayalaxmi, and Y. Dedeepya Kumar, *Multi Objective Comparison of GA and LP Techniques for Generator Reactive Power Optimization*, *Power India Conference, 2012 IEEE Fifth*, p. 1 - 5.

- [61] Taher Niknam, Mohammad Rasoul Narimani, Rasoul Azizpanah-Abarghoee, and Bahman Bahmani-Firouzi, *Multiobjective Optimal Reactive Power Dispatch and Voltage Control: A New Opposition-Based Self-Adaptive Modified Gravitational Search Algorithm*, *Systems Journal, IEEE (Volume:7 , Issue: 4)*, p.742 - 753, 2013.
- [62] M.O.W. Grond, N.H. Luong, J. Morren, and J.G. Slootweg, *Multi-Objective Optimization Techniques and Applications in Electric Power Systems*, *Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2012 47th International*, p.1 - 6, London.
- [63] Himmat Singh and Laxmi Srivastava, *Multi-objective Reactive Power Management using Differential Evolution*, *Power Electronics (IICPE), 2012 IEEE 5th India International Conference on*, p. 1 - 6, Delhi.
- [64] HE Xiao, PANG Xia, ZHU Da-rui, and LIU Chong-xin, *Multi-Objective Reactive Power Optimization Based on Chaos Particle Swarm Optimization Algorithm*, *Instrumentation and Measurement, Sensor Network and Automation (IMSNA), 2013 2nd International Symposium on*, p. 1014 - 1017.
- [65] PG Scholar Rekha R and Associate Professor Kannan G, *A Comparative Analysis on Reactive Power Optimization Using Various Techniques in Deregulated Power System*, *Energy Efficient Technologies for Sustainability (ICEETS), 2013 International Conference on* p.1341 - 1346, Nagercoil.
- [66] Maurizio Delfanti, Davide Falabretti, Marco Merlo, and Diana Moneta, *Mv networks reconfiguration for losses reduction*, *Energy Conference and Exhibition (ENERGYCON), 2012 IEEE International*, p. 318 - 324, Florence.
- [67] Jinendra Rahul, Yagvalkya Sharma, and Dinesh Birla, *A New Attempt to Optimize Optimal Power Flow based Transmission Losses using Genetic Algorithm*, *Computational Intelligence and Communication Networks (CICN), 2012 Fourth International Conference on*, p. 566 - 570, Mathura.
- [68] Feng Zhao, Lian Ge, and Wenxiang Li, *Application of Ant-genetic Algorithm in Reactive Power Optimization of Distribution Network*, *Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 2012 Asia-Pacific*, p. 1-4, Shanghai.
- [69] Hamed Ahmadi and José R. Martí, *Distribution System Optimization Based on a Linear Power-Flow Formulation*, *Power Delivery, IEEE Transactions on (Volume:30 , Issue: 1)*, p. 25 - 33, 2015.
- [70] Wen Fan et al., *Distribution System Voltage and Var Optimization*, *Power*

and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE, p. 1-8, San Diego, CA.

- [71] Soumya Kundu, Scott Backhaus, and Ian A. Hiskens, *Distributed Control of Reactive Power from Photovoltaic Inverters, Circuits and Systems (ISCAS), 2013 IEEE International Symposium on, p. 249 - 252, Beijing.*
- [72] S. Rahimi, M. Marinelli, and F. Silvestro, *Evaluation of requirements for Volt/Var Control and Optimization function in Distribution Management Systems, Energy Conference and Exhibition (ENERGYCON), 2012 IEEE International, p. 331 - 336, Florence.*
- [73] Xiyi Lin, Jiangang Yao, Tian Mao, and Lei Gong, *Inductive Reactive Power Compensation Optimization for 10kV Distribution, Chinese Automation Congress (CAC), 2013, p. 88-91, Changsha.*
- [74] N. Ameir Ahmad, Ismail Musirin, and S. I. Sulaiman, *Loss Minimization of Distribution System with Photovoltaic Injection Using Swarm Evolutionary Programming, Power Engineering and Optimization Conference (PEOCO), 2013 IEEE 7th International, p. 752 - 757, Langkawi.*
- [75] Tianpei Zhou and Wei Sun, *Optimization of Wind-PV Hybrid Power System based on Interactive Multi-objective Optimization Algorithm, Measurement, Information and Control (MIC), 2012 International Conference on (Volume:2), p. 853 - 856, Harbin.*
- [76] Ahmad Reza Malekpour and Anil Pahwa, *Reactive Power and Voltage Control in Distribution Systems with Photovoltaic Generation, North American Power Symposium (NAPS), 2012, p. 1 - 6, Champaign, IL.*
- [77] Pooja Sharma and D Thukaram, *Reactive power and voltage control in grid connected wind farms, Industrial and Information Systems (ICIIS), 2012 7th IEEE International Conference on, p.1 - 6, Chennai.*
- [78] MAO Hang-yin, YU Shao-feng, SHEN Pei-qi, CAO Song-wei, and JIN Yong-tao, *Reactive Power Optimization in Distribution Network Considering Seasonal Load Changing, Electricity Distribution (CICED), 2012 China International Conference on, p.1 - 5, Shanghai.*
- [79] Mohammad Yunus Ali and Kaamran Raahemifar, *Reactive Power Optimization Based on Hybrid Particle Swarm Optimization Algorithm, Electrical & Computer Engineering (CCECE), 2012 25th IEEE Canadian Conference on, p. 1 - 5, Montreal, QC.*
- [80] Francesca Possemato, Gian Luca Storti, and Maurizio Paschero, *Two Evolutionary Computational Approaches for Active Power Losses*

Minimization in Smart Grids, IFSA World Congress and NAFIPS Annual Meeting (IFSA/NAFIPS), 2013 Joint, p. 401 - 406, Edmonton, AB.

- [81] Wang Wei, Xu Lijie, and Wang Shidan, *Research on the Reactive Power Optimization of Distribution Network Including DG, Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG), 2012 3rd IEEE International Symposium on, p. 207 - 210, Aalborg.*
- [82] Yuki Okuwaki and Hidenori Aoki, *Voltage and Reactive Power Control With Load Change, Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE, p. 1 - 5, San Diego, CA.*
- [83] Leila Mohammadian, Mehrdad Tarafdare Hagh, Ebrahim Babaei, and Saeid Khani, *Using PSO for Optimal Planning, and Reducing Loss of Distribution Networks, Electrical Power Distribution Networks (EPDC), 2012 Proceedings of 17th Conference on, p. 1 - 6, Tehran.*
- [84] Francesca Possemato Gian Luca Storti, Maurizio Paschero, Antonello Rizzi, Fabio Massimo, and Frattale Mascioli, *Optimal Distribution Feeders Configuration for Active Power Losses Minimization by Genetic Algorithms, IFSA World Congress and NAFIPS Annual Meeting (IFSA/NAFIPS), 2013 Joint, p. 407 - 412, Edmonton, AB.*
- [85] Z. Shen, Z. Wang , and M. E. Baran, *Optimal Volt/Var Control Strategy for Distribution System with Multiple Voltage Regulating Devices, Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D), 2012 IEEE PES, p.1 - 7, Orlando, FL.*
- [86] A.V. Naresh Babu, T. Ramana, and S. Sivanagaraju, *Analysis of optimal power flow problem based on two stage initialization algorithm, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 55, February 2014, p. 91–99.*
- [87] Shin-Yeu Lin and Jyun-Fu Chen, *Distributed optimal power flow for smart grid transmission system with renewable energy sources, Energy, Vol. 56, 1 July 2013, p. 184–192.*
- [88] S. Surender Reddy, P.R. Bijwe, and A.R. Abhyankar, *Faster evolutionary algorithm based optimal power flow using incremental variables, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 54, January 2014, p. 198–210.*
- [89] Reza Taghavi, Ali Reza Seifi, and Meisam Pourahmadi-Nakhli, *Fuzzy reactive power optimization in hybrid power systems, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 42, Issue 1, November 2012, p.*

375–383.

- [90] Miguel A. Medina, Swagatam Das, Carlos A. Coello Coello, and Juan M. Ramírez, *Decomposition-based modern metaheuristic algorithms for multi objective optimal power flow – A comparative study*, *Engineering Applications of Artificial Intelligence*, Vol. 32, June 2014, p. 10–20.
- [91] M. R. Nayak, C. K. Nayak, and P.K. Rout, *Application of Multi-Objective Teaching Learning Based Optimization Algorithm to Optimal Power Flow Problem*, *Procedia Technology*, 2nd International Conference on Communication, Computing & Security [ICCCS-2012], Vol. 6, 2012, p. 255–264.
- [92] A. Khorsandi, S.H. Hosseini, and A. Ghazanfari, *Modified artificial bee colony algorithm based on fuzzy multi-objective technique for optimal power flow problem*, *Electric Power Systems Research*, Vol. 95, February 2013, p. 206–213.
- [93] R.S. Salgado and E.L. Rangel Jr, *Optimal power flow solutions through multi-objective programming*, *Energy*, 8th World Energy System Conference, WESC 2010, Vol. 42, Issue 1, June 2012, p. 35–45.
- [94] Ali Ghasemi, Khalil Valipour, and Akbar Tohidi, *Multi objective optimal reactive power dispatch using a new multi objective strategy*, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 57, May 2014, p. 318–334.
- [95] A. Lashkar Ara, A. Kazemi, S. Gahramani, and M. Behshad, *Optimal reactive power flow using multi-objective mathematical programming*, *Scientia Iranica*, Vol. 19, Issue 6, December 2012, p. 1829–1836.
- [96] P.K. Roy, S.P. Ghoshal, and S.S. Thakur, *Optimal VAR control for improvements in voltage profiles and for real power loss minimization using Biogeography Based Optimization*, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 43, Issue 1, December 2012, p. 830–838.
- [97] Amin Shabanpour-Haghighi, Ali Reza Seifi, and Taher Niknam, *A modified teaching–learning based optimization for multi-objective optimal power flow problem*, *Energy Conversion and Management*, Vol. 77, January 2014, p. 597–607.
- [98] Hafiz Tehzeeb-Ul-Hassan, Raheel Zafar, Syed Ali Mohsin, and Omer Lateef, *Reduction in power transmission loss using fully informed particle swarm optimization*, *International Journal of Electrical Power & Energy*

Systems, Vol. 43, Issue 1, December 2012, p. 364–368.

- [99] Mohammad Rasoul Narimani, Rasoul Azizipanah-Abarghooee, Behrouz Zoghdar-Moghadam-Shahrekohne, and Kayvan Gholami, *A novel approach to multi-objective optimal power flow by a new hybrid optimization algorithm considering generator constraints and multi-fuel type*, *Energy*, Vol. 49, 1 January 2013, p. 119–136.
- [100] A. Champers, "Distributed Generation: A Nontechnical Guide, 2001".
- [101] W. El-Khattam and M. M. A. Salama, "Distributed generation technologies, definitions and benefits, *Electric Power Systems Research*, Vol. 71, Issue 2, October 2004, p. 119–128".
- [102] F.M. Shelor, "Mini-Merchants for Distributed Generation, *Power Engineering*; Aug98, Vol. 102 Issue 8, p 34, August 1998".
- [103] R. A. Laurie, "Distributed Generation: Reaching the Market Just in Time, *The Electricity Journal*, 2001, p. 87-94".
- [104] P.D.C Wijayatunga, W. J. L. S. Fernando, and R. M. Shrestha, "Impact of distributed and independent power generation on greenhouse gas emissions: Sri Lanka, *Energy Conversion and Management*, Vol. 45, Issue 20, December 2004, p. 3193–3206".
- [105] J. A. P. Lopes, "Integration of dispersed generation on distribution networks impact studies, *Power Engineering Society Winter Meeting*, 2002. IEEE, 323 - 328 vol.1".
- [106] N. Greene and R. Hammerschlag, "Small and Clean is Beautiful: Exploring the Emissions of Distributed Generation and Pollution Prevention Policies, *The Electricity Journal*, Vol. 13, Issue 5, June 2000, p. 50–60".
- [107] Tengku Juhana TENGKU HASHIM, Azah MOHAMED, and Hussain SHAREEF, "A review on voltage control methods for active distribution networks, *Universiti Kebangsaan Malaysia, Przeglad Elektrotechniczny*. 2012;88(6):304-312."
- [108] Γεώργιος Δ. Κατσούρης, *Πιθανοτική Προσεγγίση Για Τη Βελτιστή Τοποθέτηση Και Διαστασιολογηση Ανεμογεννητριων Σε Δικτυα Διανομής, Διπλωματική εργασία, ΕΜΠ, 2013.*
- [109] Κωνσταντίνος Θ. Τζώρτζης, *Αναλυτικές Μεθοδοι Βελτιστής Τοποθέτησης Μοναδων Διεσπαρμένης Παραγωγής Σε Δικτυα Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας, Διπλωματική εργασία, ΕΜΠ, 2012.*

