



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

**Βελτιστοποίηση Λειτουργίας και Προγραμματισμού
Ανάπτυξης Ενεργών Δικτύων Διανομής Ηλεκτρικής
Ενέργειας**

ΔΙΔΑΚΤΟΡΙΚΗ ΔΙΑΤΡΙΒΗ

Νικόλαος Χ. Κουτσούκης

Αθήνα, Ιούνιος 2019



ΔΙΔΑΚΤΟΡΙΚΗ ΔΙΑΤΡΙΒΗ

Νικόλαου Χ. Κουτσούκη

Διπλωματούχου Ηλεκτρολόγου Μηχανικού και Μηχανικού
Υπολογιστών Ε.Μ.Π.

**“Βελτιστοποίηση Λειτουργίας και Προγραμματισμού
Ανάπτυξης Ενεργών Δικτύων Διανομής Ηλεκτρικής
Ενέργειας”**

Τριμελής Συμβουλευτική Επιτροπή : Παύλος Σ. Γεωργιάκης

Κωνσταντίνος Δ. Βουρνάς

Νικόλαος Δ. Χατζηαργυρίου

Εγκρίθηκε από την επταμελή εξεταστική επιτροπή την 12/06/2019

Επταμελής Εξεταστική Επιτροπή

.....
Παύλος Γεωργιάκης
Αναπ. Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....
Κωνσταντίνος Βουρνάς
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....
Νικόλαος Χατζηαργυρίου
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....
Ιωάννης Γκόνος
Αναπ. Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....
Γεώργιος Σταυρακάκης
Καθηγητής Πολυτεχνείου
Κρήτης

.....
Αντώνιος Κλαδάς
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

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

Αθήνα, Ιούνιος 2019



.....
Νικόλαος Χ. Κουτσούκης

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

Copyright © Νικόλαος Χ. Κουτσούκης, 2019.

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.

«Υλοποιήθηκε στο πλαίσιο της Δράσης ΕΡΕΥΝΩ – ΔΗΜΙΟΥΡΓΩ - ΚΑΙΝΟΤΟΜΩ και συγχρηματοδοτήθηκε από την Ευρωπαϊκή Ένωση και εθνικούς πόρους μέσω του Ε.Π. Ανταγωνιστικότητα, Επιχειρηματικότητα & Καινοτομία (ΕΠΑνΕΚ) (κωδικός έργου: Τ1ΕΔΚ-00450)»



ΕΠΑνΕΚ 2014-2020
ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΙΑΚΟ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ
ΑΝΤΑΓΩΝΙΣΤΙΚΟΤΗΤΑ
ΕΠΙΧΕΙΡΗΜΑΤΙΚΟΤΗΤΑ
ΚΑΙΝΟΤΟΜΙΑ



Με τη συγχρηματοδότηση της Ελλάδας και της Ευρωπαϊκής Ένωσης

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Αντικείμενο της παρούσας διδακτορικής διατριβής είναι η ανάπτυξη μεθόδων για τη βελτιστοποίηση της λειτουργίας ενεργών δικτύων διανομής (ΔΔ) τόσο σε κανονική κατάσταση όσο και σε έκτακτη κατάσταση, καθώς και για τον μακροπρόθεσμο προγραμματισμό ανάπτυξης ενεργών ΔΔ.

Στη διδακτορική διατριβή αναπτύσσεται μία πρωτότυπη μέθοδος για τη λειτουργία ενεργών ΔΔ σε κανονική κατάσταση, δηλαδή όταν ο εξοπλισμός και όλα τα στοιχεία του ΔΔ είναι διαθέσιμα. Η μέθοδος βασίζεται στην επαναδιαμόρφωση του ΔΔ με στόχο την αντιμετώπιση των κύριων τεχνικών προβλημάτων που εμφανίζονται στα ΔΔ λόγω υψηλής διείσδυσης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ), όπως η ανύψωση τάσης και η συμφόρηση των γραμμών διανομής, χωρίς να απαιτείται η περικοπή ενεργού ισχύος των μονάδων διανεμημένης παραγωγής (ΜΔΠ). Η προτεινόμενη μέθοδος βασίζεται σε μοντέλο βελτιστοποίησης μεικτού αέριου προγραμματισμού με κωνικούς περιορισμούς δεύτερης τάξης και εφαρμόζεται για τον ημερήσιο προγραμματισμό λειτουργίας του ΔΔ καθορίζοντας τη βέλτιστη διάταξη του ΔΔ, βάσει του προβλεπόμενου φορτίου και της προβλεπόμενης παραγωγής από ΜΔΠ.

Επιπλέον, στη διδακτορική διατριβή αναπτύσσεται μία πρωτότυπη μέθοδος για τη λειτουργία ενεργών ΔΔ σε έκτακτη κατάσταση, δηλαδή σε περίπτωση που εμφανιστεί ένα μόνιμο σφάλμα στο ΔΔ. Η μέθοδος έχει ως στόχο τη βέλτιστη μερική αποκατάσταση λειτουργίας του ΔΔ, αξιοποιώντας τις δυνατότητες ελέγχου της αέργου ισχύος εξόδου των ΜΔΠ. Η μέθοδος βασίζεται σε μοντέλο βελτιστοποίησης μεικτού αέριου προγραμματισμού με κωνικούς περιορισμούς δεύτερης τάξης και έχει ως στόχο την ελαχιστοποίηση των μη τροφοδοτούμενων φορτίων και των χειρισμών των διακοπών. Επιπλέον, για την αποτελεσματικότερη επίλυση του προβλήματος, οι περιορισμοί λειτουργίας μοντελοποιούνται με πιο ελαστική μορφή και λαμβάνεται υπόψη η λειτουργία των μέσων ρύθμισης της τάσης με τα οποία είναι εξοπλισμένα τα ΔΔ.

Επιπλέον, αναπτύσσεται μία πρωτότυπη μέθοδος πολλαπλών σταδίων για τον μακροπρόθεσμο προγραμματισμό ανάπτυξης των ενεργών ΔΔ. Πρόκειται για μία μέθοδο που λαμβάνει υπόψη τις πολλαπλές επιλογές για την ενίσχυση και επέκταση του ΔΔ, όπως ενίσχυση υποσταθμών υψηλής τάσης / μέσης τάσης, ενίσχυση γραμμών, και εγκατάσταση νέων γραμμών, πυκνωτών και ρυθμιστών τάσης, ενώ ταυτόχρονα αξιοποιεί τις λειτουργικές δυνατότητες των ενεργών ΔΔ με στόχο τη μείωση του επενδυτικού κόστους του πλάνου προγραμματισμού ανάπτυξης του ΔΔ. Για την αποτελεσματική επίλυσή του, το πρόβλημα του μακροπρόθεσμου προγραμματισμού ανάπτυξης χωρίζεται σε δύο υποπροβλήματα. Από την επίλυση του πρώτου υποπροβλήματος καθορίζεται ο τύπος, η θέση και η ονομαστική ισχύς των στοιχείων και του εξοπλισμού του ΔΔ, τα οποία εξασφαλίζουν την ασφαλή λειτουργία του δικτύου κατά τη διάρκεια της περιόδου της μελέτης ανάπτυξης, ενώ από την επίλυση του δεύτερου υποπροβλήματος υπολογίζεται ο χρόνος εγκατάστασης αυτών των στοιχείων και του εξοπλισμού.

ΛΕΞΕΙΣ ΚΛΕΙΔΙΑ

Διανεμημένη παραγωγή, δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας, ενεργά δίκτυα διανομής, επαναδιαμόρφωση δικτύου διανομής, λειτουργία δικτύου διανομής, μερική αποκατάσταση λειτουργίας δικτύου διανομής, προγραμματισμός ανάπτυξης δικτύου διανομής, βελτιστοποίηση.

ABSTRACT

This PhD thesis focuses on the development of innovative methods for the optimal operation of active distribution networks (ADNs) under normal and emergency conditions, and for the optimal long-term planning of ADNs.

A novel distribution network reconfiguration method is developed for the optimal operation of ADNs in normal conditions, i.e., when all network components are available. The method deals with the main technical problems arising in distribution networks (DNs) due to high penetration of renewable energy sources (RES), such as voltage rise and line congestion, without curtailing the active power output of distributed generation (DG) units. The proposed method is based on a mixed integer second order cone programming (MISOCP) optimization model and it is employed for the day-ahead scheduling of the ADN by defining the optimal network configuration, based on load and renewable generation forecast.

For the operation of the network in emergency conditions, i.e, when a permanent fault occurs, a novel method for the optimal service restoration of ADNs with high penetration of RES is developed. The method is based on a MISOCP optimization model and aims at minimizing the out-of-service areas and the number of switch operations. The proposed service restoration method considers the capabilities of the active network management (ANM) by enabling the control of the reactive power output of the DG and highlights the importance of incorporating ANM into the solution of the service restoration problem. Moreover, for the efficient solution of the problem, the network's operating constraints are relaxed and the operation of the network's voltage regulation devices is considered.

Furthermore, a novel multi-stage method for the long-term planning of ADNs is developed. The proposed method considers multiple planning alternatives, such as substation reinforcement, line reinforcement, installation of new lines, capacitor and voltage regulator placement, while it exploits the control capabilities of ADNs in order to minimize the investment costs of distribution network planning (DNP). The DNP problem is divided in two subproblems in order to reduce its complexity. The solution of the first subproblem computes the type, the location and the capacity of the planning alternatives, which ensure the safe operation of the network during the whole planning period. The solution of the second subproblem calculates the installation time of the calculated planning alternatives.

KEY WORDS

Distributed generation, power distribution network, active distribution network, distribution network reconfiguration, distribution network operation, service restoration, distribution network planning, optimization.

ΠΡΟΛΟΓΟΣ

Η παρούσα διδακτορική διατριβή άρχισε να εκπονείται τον Ιανουάριο του 2014 στο Εργαστήριο Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας της Σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου, υπό την επίβλεψη του Αναπληρωτή Καθηγητή κ. Παύλου Σ. Γεωργιάκη.

Θα ήθελα να εκφράσω τις ευχαριστίες μου:

- Στον Καθηγητή μου κ. Παύλο Γεωργιάκη, για την τιμή που μου έκανε αναθέτοντάς μου την εκπόνηση αυτής της διατριβής, και για το γεγονός ότι επέβλεψε από πολύ κοντά την εξέλιξη της εργασίας και συνέβαλε αποφασιστικά στην ολοκλήρωσή της με τη συνεχή καθοδήγηση και ενθάρρυνση. Η αμέριστη συμπαράστασή του σε δύσκολες στιγμές ήταν καταλυτική και αναντικατάστατη.
- Στον Καθηγητή μου κ. Νίκο Χατζηαργυρίου, μέλος της τριμελούς συμβουλευτικής επιτροπής μου, για τη στήριξή του στο ερευνητικό μου έργο, για τις υποδείξεις του και για τις εύστοχες παρατηρήσεις του σε όλα τα στάδια εκπόνησης της διατριβής μου.
- Στον Καθηγητή μου κ. Κώστα Βουρνά, μέλος της τριμελούς συμβουλευτικής επιτροπής μου, για την ευκαιρία που μου έδωσε να εκπονήσω τη διατριβή μου σε ένα ευχάριστο και δημιουργικό περιβάλλον και για τις εύστοχες παρατηρήσεις του σε όλη τη διάρκεια εκπόνησης της διατριβής μου.
- Στους Καθηγητές κ. Γεώργιο Σταυρακάκη και κ. Ιωάννη Γκόνο για την αποδοχή συμμετοχής τους στην πενταμελή εξεταστική επιτροπή της ενδιάμεσης κρίσης μου και στην επταμελή εξεταστική επιτροπή, καθώς και για τις υποδείξεις και συμβουλές τους.
- Στον Καθηγητή κ. Αντώνιο Κλαδά για την αποδοχή συμμετοχής του στην επταμελή εξεταστική επιτροπή και την στήριξή του στην εκπόνηση της διδακτορικής διατριβής μου.
- Στον Καθηγητή κ. Γεώργιο Κορρέ για την αποδοχή συμμετοχής του στην επταμελή εξεταστική επιτροπή, για τη βοήθεια και τη συνεργασία του στην πρώτη μου δημοσίευση σε διεθνές επιστημονικό περιοδικό και για την καθοδήγηση και τις συμβουλές, οι οποίες με βοήθησαν να εκπονήσω τη διδακτορική μου διατριβή.

Θα ήθελα να ευχαριστήσω τον Ειδικό Λογαριασμό Κονδυλίων Έρευνας του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου (ΕΛΚΕ ΕΜΠ) για την ενίσχυση της εκπόνησης της διδακτορικής μου διατριβής μέσω του Προγράμματος Υποτροφιών ΕΛΚΕ ΕΜΠ.

Θα ήθελα να ευχαριστήσω την Ειδική Υπηρεσία Διαχείρισης και Εφαρμογής Δράσεων στους τομείς Έρευνας, Τεχνολογικής Ανάπτυξης και Καινοτομίας (ΕΥΔΕ ΕΤΑΚ) του Υπουργείου Παιδείας, Έρευνας και Θρησκευμάτων για τη χρηματοδότηση της διδακτορικής μου διατριβής μέσω της Δράσης ΕΣΠΑ 2014–2020: «ΕΡΕΥΝΩ – ΔΗΜΙΟΥΡΓΩ – ΚΑΙΝΟΤΟΜΩ», η οποία συγχρηματοδοτήθηκε από την Ευρωπαϊκή Ένωση και εθνικούς πόρους μέσω του Ε.Π. Ανταγωνιστικότητα, Επιχειρηματικότητα & Καινοτομία (ΕΠΑνεΚ) (κωδικός έργου: Τ1ΕΔΚ-00450).

Επιπλέον, θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά τους υποψήφιους διδάκτορες Βασίλη Παπασπηλιωτόπουλο και Θέμη Ξύγκη για τις εποικοδομητικές συζητήσεις μας, τη αδιάλειπτη συμπαράστασή τους και τις συμβουλές τους σε όλη τη διάρκεια εκπόνησης της

διατριβής μου. Θερμές ευχαριστίες θα ήθελα να εκφράσω στους υποψήφιους διδάκτορες Βασίλη Ευαγγελόπουλο και Παναγιώτη Καραφώτη, με τους οποίους αποτέλεσα ερευνητική ομάδα, για τις γνώσεις που μοιραστήκαμε, για τις συμβουλές που ανταλλάξαμε και για την άριστη συνεργασία. Θα ήθελα, επίσης, να ευχαριστήσω τον Επίκουρο Καθηγητή του Τμήματος Ηλεκτρολόγων και Ηλεκτρονικών Μηχανικών του Πανεπιστημίου Δυτικής Αττικής κ. Νίκο Μανουσάκη για τις συμβουλές του κατά τη διάρκεια εκπόνησης της διδακτορικής μου διατριβής.

Ευχαριστώ, επίσης, τα μέλη του Εργαστηρίου Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας, κα. Ανθή Μήτσα, κα. Ειρήνη Γασπαράκη και κα. Ελένη Αυλωνίτου, για τη βοήθεια που παρείχαν στο πλαίσιο της παρούσας εργασίας.

Ιδιαίτερες ευχαριστίες θα ήθελα να εκφράσω στη Σοφία και στους φίλους μου, των οποίων η συμπαράσταση με διάφορους τρόπους όλη αυτήν την περίοδο ήταν πολύ σημαντική για εμένα.

Τέλος, το μεγαλύτερο ευχαριστώ θα ήθελα να το δώσω στους γονείς μου Χρήστο και Φρόσω, και στην αδερφή μου Χαρούλα, η συμπαράσταση των οποίων με βοήθησε να διατηρήσω ακατάβλητες τις προσπάθειές μου για την ολοκλήρωση της εργασίας αυτής.

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1: ΕΙΣΑΓΩΓΗ	1
1.1 Εξέλιξη των δικτύων διανομής.....	1
1.2 Αντικείμενο της διδακτορικής διατριβής	3
1.3 Δομή της διδακτορικής διατριβής	5
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2: ΕΝΕΡΓΑ ΔΙΚΤΥΑ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	9
2.1 Εισαγωγή.....	9
2.2 Δομή δικτύων διανομής ηλεκτρικής ενέργειας	10
2.2.1 Στοιχεία και εξοπλισμός δικτύων διανομής	10
2.2.2 Διατάξεις δικτύων διανομής.....	13
2.3 Διανεμημένη παραγωγή	14
2.3.1 Τεχνικά προβλήματα δικτύων διανομής λόγω υψηλής διείσδυσης διανεμημένης παραγωγής.....	16
2.4 Ενεργά δίκτυα διανομής ηλεκτρικής ενέργειας.....	18
2.5 Λειτουργία δικτύων διανομής σε κανονική κατάσταση.....	18
2.5.1 Λειτουργία παθητικών δικτύων διανομής σε κανονική κατάσταση.....	19
2.5.2 Λειτουργία ενεργών δικτύων διανομής σε κανονική κατάσταση	21
2.6 Λειτουργία δικτύων διανομής σε έκτακτη κατάσταση.....	23
2.6.1 Λειτουργία παθητικών δικτύων διανομής σε έκτακτη κατάσταση	25
2.6.2 Λειτουργία ενεργών δικτύων διανομής σε έκτακτη κατάσταση	25
2.7 Προγραμματισμός ανάπτυξης δικτύων διανομής.....	26
2.7.1 Προγραμματισμός ανάπτυξης παθητικών δικτύων διανομής.....	27
2.7.2 Προγραμματισμός ανάπτυξης ενεργών δικτύων διανομής.....	28
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3: ΑΝΑΛΥΣΗ ΔΙΚΤΥΩΝ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΗ ΜΟΝΙΜΗ ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ	31
3.1 Εισαγωγή.....	31
3.2 Κατάλογος συμβόλων	32
3.3 AC ροή ισχύος.....	33
3.4 Προσεγγιστικό μοντέλο AC ροής ισχύος με κωνικούς περιορισμούς.....	34
3.5 Μοντέλο ροών ισχύος κλάδου.....	36
3.6 Προσεγγιστικά μοντέλα ροών ισχύος κλάδου.....	39
3.6.1 Μοντέλο με γραμμικούς περιορισμούς	39
3.6.2 Μοντέλο με τετραγωνικούς περιορισμούς	39
3.6.3 Μοντέλο με κωνικούς περιορισμούς δεύτερης τάξης	40

3.7	Βέλτιστη ροή ισχύος.....	40
3.8	Εφαρμογές.....	42
3.9	Ανάλυση τριφασικής ροής ισχύος ασύμμετρων δικτύων διανομής	46
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4: ΒΕΛΤΙΣΤΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΔΙΚΤΥΩΝ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΕ ΚΑΝΟΝΙΚΗ ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ		49
4.1	Εισαγωγή.....	49
4.2	Κατάλογος συμβόλων	51
4.3	Βέλτιστη επαναδιαμόρφωση δικτύων διανομής για μείωση των απωλειών ενεργού ισχύος..	52
4.4	Βέλτιστη επαναδιαμόρφωση δικτύων διανομής για μέγιστη διείσδυση διανεμημένης παραγωγής.....	54
4.4.1	Περιγραφή μοντέλου βελτιστοποίησης.....	54
4.4.2	Εκτίμηση χειρισμών διακοπών	62
4.4.3	Υλοποίηση.....	62
4.5	Εφαρμογές.....	63
4.5.1	Δεδομένα εισόδου	63
4.5.2	Περιπτώσεις.....	64
4.5.3	Δίκτυο διανομής 70 κόμβων.....	65
4.5.4	Δίκτυο διανομής 244 κόμβων.....	68
4.5.5	Σύγκριση με άλλες μεθόδους	73
4.6	Συμπεράσματα.....	73
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5: ΒΕΛΤΙΣΤΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΕΝΕΡΓΩΝ ΔΙΚΤΥΩΝ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΕ ΕΚΤΑΚΤΗ ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ		77
5.1	Εισαγωγή.....	77
5.2	Κατάλογος συμβόλων	79
5.4	Λειτουργία δικτύου διανομής σε έκτακτη κατάσταση	81
5.5	Μαθηματική διατύπωση του προβλήματος της μερικής αποκατάστασης λειτουργίας ενεργών δικτύων διανομής.....	84
5.5.1	Αντικειμενική συνάρτηση	85
5.5.2	Περιορισμοί.....	87
5.6	Μεθοδολογία επίλυσης της μερικής αποκατάστασης λειτουργίας ενεργών δικτύων διανομής.....	92
5.6.1	Δεδομένα εισόδου	92
5.6.2	Μέθοδος επίλυσης.....	93
5.7	Εφαρμογές.....	93
5.7.1	Δίκτυο διανομής 135 κόμβων.....	94

5.7.2	Δίκτυο διανομής 540 κόμβων.....	103
5.8	Συμπεράσματα.....	103
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6: ΒΕΛΤΙΣΤΟΣ ΜΑΚΡΟΠΡΟΘΕΣΜΟΣ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΟΣ		
ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ ΕΝΕΡΓΩΝ ΔΙΚΤΥΩΝ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ..		105
6.1	Εισαγωγή.....	105
6.2	Κατάλογος συμβόλων	106
6.3	Μαθηματική διατύπωση του προβλήματος βελτιστοποίησης.....	109
6.3.1	Αντικειμενική συνάρτηση	110
6.3.2	Περιορισμοί.....	110
6.4	Μεθοδολογία επίλυσης του προβλήματος.....	116
6.4.1	Δεδομένα εισόδου για τον προγραμματισμό ανάπτυξης.....	117
6.4.2	Υπολογισμός μεγέθους επενδύσεων.....	118
6.4.3	Υπολογισμός χρόνου εγκατάστασης επενδύσεων.....	124
6.5	Εφαρμογές.....	125
6.5.1	Δίκτυο διανομής 24 κόμβων.....	125
6.5.2	Δίκτυο διανομής 267 κόμβων.....	130
6.6	Συμπεράσματα.....	138
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7: ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ		141
7.1	Ανακεφαλαίωση	141
7.2	Συμβολή	144
7.3	Επεκτάσεις.....	145
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Α: ΦΑΚΕΛΟΙ MCCORMICK		147
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Β: ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΑ ΚΩΝΙΚΟΥ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΟΥ ΔΕΥΤΕΡΗΣ		
ΤΑΞΗΣ		149
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Γ: ΔΙΑΖΕΥΚΤΙΚΕΣ ΑΝΙΣΟΤΗΤΕΣ		151
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Δ: ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΔΙΚΤΥΩΝ ΔΙΑΝΟΜΗΣ		153
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Ε: ΔΗΜΟΣΙΕΥΣΕΙΣ ΤΟΥ ΣΥΓΓΡΑΦΕΑ		181
ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ.....		183

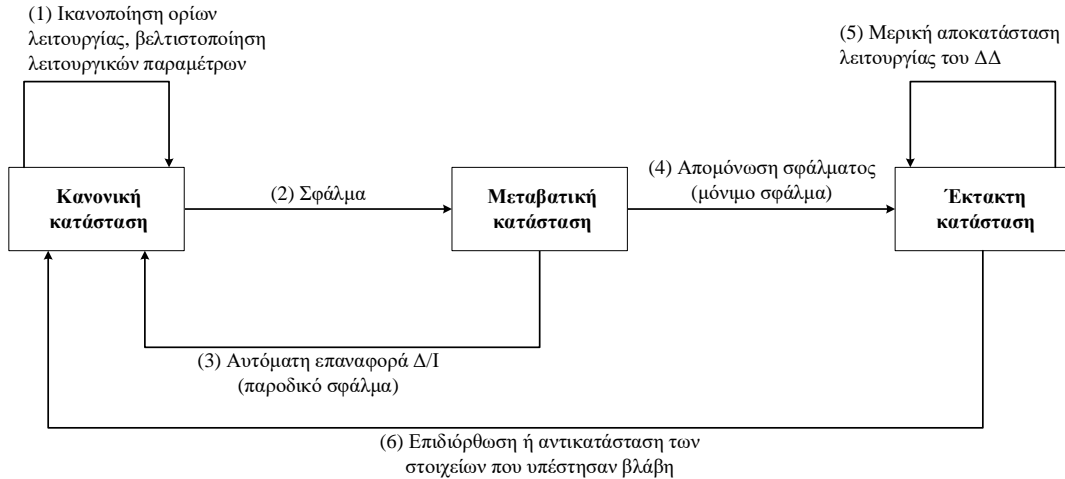
ΕΙΣΑΓΩΓΗ

1.1 ΕΞΕΛΙΞΗ ΤΩΝ ΔΙΚΤΥΩΝ ΔΙΑΝΟΜΗΣ

Η ολοένα και αυξανόμενη εγκατάσταση, στα δίκτυα διανομής (ΔΔ), μονάδων διανεμημένης παραγωγής (ΜΔΠ), των οποίων η τεχνολογία τους, λόγω περιβαλλοντικών και οικονομικών παραγόντων, βασίζεται κυρίως σε ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ), σε συνδυασμό με την αύξηση του φορτίου έχει δημιουργήσει σημαντικές επιπτώσεις στον τρόπο λειτουργίας και στον τρόπο προγραμματισμού της ανάπτυξης των ΔΔ [1]. Οι επιπτώσεις αυτές έχουν δημιουργηθεί εξαιτίας του γεγονότος ότι τα ΔΔ, κατά τις προηγούμενες δεκαετίες, είχαν σχεδιαστεί με μοναδικό σκοπό την παροχή ηλεκτρικής ενέργειας προς τους καταναλωτές μέσης και χαμηλής τάσης, χωρίς να ληφθεί υπόψη στη σχεδίαση των ΔΔ η σύνδεση μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στα ΔΔ. Επομένως, για να αντιμετωπιστούν οι επιπτώσεις αυτές και για να επιτευχθεί ο στόχος της υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ στα ΔΔ, ο “παθητικός” ρόλος των ΔΔ στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας αναμένεται να αλλάξει και να εξελιχθεί σε πιο “ενεργό” ρόλο.

Στο πρώτο στάδιο της εξέλιξης των ΔΔ, επιδιώκεται η μετατροπή των παθητικών δικτύων σε ενεργά δίκτυα διανομής (active distribution networks), η λειτουργία των οποίων θα είναι παρόμοια με αυτή των συστημάτων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας [2]. Στα ενεργά δίκτυα διανομής δίνεται η δυνατότητα συντονισμένου ελέγχου του εξοπλισμού του δικτύου και της παραγωγής των ΜΔΠ με στόχο τη βέλτιστη τεχνικά και οικονομικά λειτουργία του δικτύου και τη μεγαλύτερη διείσδυση διανεμημένης παραγωγής από ΑΠΕ. Για να γίνει η μετατροπή αυτή, είναι απαραίτητη η τεχνολογική αναβάθμιση του εξοπλισμού του ΔΔ και η εγκατάσταση προηγμένων υποδομών τεχνολογίας πληροφορικής και επικοινωνιών στα ΔΔ, οι οποίες θα επιτρέπουν την εποπτεία και τον έλεγχο του δικτύου σε πραγματικό χρόνο [3]. Η σταδιακή αυτή εξέλιξη των ΔΔ έχει οδηγήσει το ερευνητικό ενδιαφέρον προς την ανάπτυξη νέων μεθόδων για τη λειτουργία του ΔΔ σε κανονική και έκτακτη κατάσταση, καθώς και για τον προγραμματισμό ανάπτυξης του ΔΔ, οι οποίες θα αξιοποιούν τις δυνατότητες των ενεργών δικτύων διανομής για τη βέλτιστη επίτευξη των στόχων τους.

Σε οποιοδήποτε ΔΔ, ο στόχος των ενεργειών ελέγχου καθορίζεται από την κατάσταση στην οποία βρίσκεται το δίκτυο. Για παράδειγμα, εάν το ΔΔ βρίσκεται σε κανονική κατάσταση, δηλαδή εάν είναι διαθέσιμα όλα τα στοιχεία και ο εξοπλισμός του δικτύου, εάν τροφοδοτούνται ομαλά όλα τα φορτία και εάν ικανοποιούνται όλοι οι λειτουργικοί περιορισμοί, τότε στόχος των ενεργειών ελέγχου είναι η βελτιστοποίηση των λειτουργικών παραμέτρων, όπως η μείωση των απωλειών ισχύος και η μείωση της διακύμανσης της τάσης στους κόμβους του ΔΔ. Εάν, όμως, το ΔΔ βρίσκεται σε κάποια έκτακτη κατάσταση, δηλαδή εάν κάποιο στοιχείο του ΔΔ είναι εκτός λειτουργίας λόγω ενός σοβαρού σφάλματος με αποτέλεσμα τη διακοπή της τροφοδοσίας ορισμένων φορτίων, τότε



Σχήμα 1.1: Καταστάσεις λειτουργίας δικτύων διανομής και αντίστοιχες ενέργειες ελέγχου.

στόχος των ενεργειών ελέγχου είναι η αποκατάσταση της τροφοδότησης των φορτίων όσο το δυνατόν γρηγορότερα.

Η υψηλή διείσδυση ΑΠΕ έχει οδηγήσει στην εμφάνιση νέων τεχνικών προβλημάτων στα ΔΔ, όπως η αμφίδρομη ροή ισχύος στις γραμμές διανομής, η ανύψωση τάσης στους κόμβους του δικτύου και η συμφόρηση των γραμμών διανομής [4]. Έτσι, η υψηλή διείσδυση ΑΠΕ με τα νέα τεχνικά προβλήματα που έχει δημιουργήσει, έχουν κάνει αρκετά πιο περίπλοκες τις διαδικασίες που καθορίζουν τις ενέργειες ελέγχου τόσο στην κανονική όσο και στην έκτακτη κατάσταση λειτουργίας των ΔΔ.

Στο Σχήμα 1.1 φαίνονται οι καταστάσεις που μπορεί να βρεθεί κάθε ΔΔ και οι δυνατότητες μετάβασης μεταξύ των καταστάσεων αυτών, οι οποίες περιγράφονται ως εξής:

- (1) Κανονική κατάσταση → Κανονική κατάσταση: Όταν το ΔΔ βρίσκεται σε κανονική κατάσταση, στόχοι των ενεργειών ελέγχου είναι: α) η μη παραβίαση των ορίων κανονικής λειτουργίας και β) η βελτιστοποίηση των λειτουργικών παραμέτρων του ΔΔ. Τα όρια κανονικής λειτουργίας είναι πιθανόν να παραβιαστούν εξαιτίας της μεταβολής του φορτίου και της παραγωγής από ΑΠΕ. Σε ΔΔ χωρίς ή με χαμηλή διείσδυση ΑΠΕ, σε περιόδους υψηλής ζήτησης φορτίου, μπορεί να προκύψει μη επιτρεπτή πτώση τάσης σε ορισμένους κόμβους του δικτύου, κάτι το οποίο αντιμετωπίζεται είτε αυτόματα με τα μέσα ρύθμισης της τάσης είτε με τη σύνδεση αποζεύξιμων πυκνωτών. Σε ΔΔ με υψηλή διείσδυση ΑΠΕ, σε περιόδους χαμηλού φορτίου και υψηλής παραγωγής από ΑΠΕ, μπορεί να προκύψει μη επιτρεπτή ανύψωση τάσης σε ορισμένους κόμβους του δικτύου και συμφόρηση των γραμμών. Ο συνηθέστερος τρόπος αντιμετώπισης των δύο αυτών φαινομένων στα ενεργά ΔΔ είναι η περικοπή μέρους της ενεργού ισχύος των ΜΔΠ του δικτύου [4]. Εάν ικανοποιούνται τα όρια λειτουργίας του ΔΔ, η λειτουργία του ΔΔ μπορεί να βελτιωθεί με την επαναδιαμόρφωσή του είτε με στόχο τη μείωση των απωλειών είτε για την ισοκατανομή του φορτίου μεταξύ των κύριων γραμμών διανομής [5].
- (2) Κανονική κατάσταση → Μεταβατική κατάσταση: Η μεταβατική κατάσταση προκύπτει όταν εμφανιστεί ένα σφάλμα στο δίκτυο. Τα μεγάλα ρεύματα βραχυκύκλωσης που θα προκύψουν λόγω σφάλματος διακόπτονται από τα μέσα προστασίας για να αποφευχθούν καταστροφές στον εξοπλισμό.

- (3) Μεταβατική κατάσταση → Κανονική κατάσταση: Εάν το σφάλμα είναι παροδικό, μία ταχεία, παροδική απόξεση της γραμμής από τον αυτόματο διακόπτη ισχύος (Δ/I) μπορεί να εκκαθαρίσει το σφάλμα και να κάνει δυνατή την επαναφορά του $\Delta\Delta$ στην κανονική κατάσταση.
- (4) Μεταβατική κατάσταση → Έκτακτη κατάσταση: Ένα μόνιμο σφάλμα ενεργοποιεί τη λειτουργία των μέσων προστασίας με αποτέλεσμα τη διακοπή τροφοδότησης κάποιων φορτίων και τη μετάβαση του $\Delta\Delta$ σε έκτακτη κατάσταση λειτουργίας.
- (5) Έκτακτη κατάσταση → Έκτακτη κατάσταση: Μετά τη διακοπή του ρεύματος βραχυκύκλωσης από τα μέσα προστασίας είναι απαραίτητος ο εντοπισμός και η απομόνωση της περιοχής που έγινε το μόνιμο σφάλμα. Στη συνέχεια, είναι εφικτή η μερική αποκατάσταση της τροφοδότησης του δικτύου μέσω του χειρισμού των διακοπών του $\Delta\Delta$.
- (6) Έκτακτη κατάσταση → Κανονική κατάσταση: Το $\Delta\Delta$ μπορεί να επανέλθει στην κανονική κατάσταση λειτουργίας μετά την επιδιόρθωση ή την αντικατάσταση των στοιχείων που υπέστησαν βλάβη.

Στόχος του προγραμματισμού ανάπτυξης ενός $\Delta\Delta$ είναι ο καθορισμός του τύπου, του μεγέθους, της θέσης και του χρόνου εγκατάστασης των μελλοντικών στοιχείων και του εξοπλισμού για την ενίσχυση και την επέκταση του δικτύου, έτσι ώστε το $\Delta\Delta$ να εξυπηρετεί τα μελλοντικά του φορτία με τον πλέον οικονομικό και αξιόπιστο τρόπο [6]. Ο σωστός προγραμματισμός ανάπτυξης ενός $\Delta\Delta$ οδηγεί στην πιο αξιόπιστη εξυπηρέτηση των καταναλωτών και στον καλύτερο συνολικό προγραμματισμό της ηλεκτρικής επιχείρησης. Οι μελέτες προγραμματισμού ανάπτυξης ενός $\Delta\Delta$ είναι αρκετά περίπλοκες εξαιτίας της πολυπλοκότητας και του υψηλού μεγέθους των $\Delta\Delta$, της αβεβαιότητας στην εξέλιξη των φορτίων και άλλων παραγόντων, όπως οικονομικοί, χωροταξικοί και κοινωνικοί. Με την εγκατάσταση ΜΔΠ στο $\Delta\Delta$, ο βαθμός πολυπλοκότητας των μελετών του προγραμματισμού ανάπτυξής τους αυξάνεται, καθώς αυξάνονται και οι παράγοντες που τις επηρεάζουν. Επιπλέον, οι σύγχρονες μέθοδοι για τον προγραμματισμό ανάπτυξης του $\Delta\Delta$ καλούνται να αξιοποιήσουν τις λειτουργικές δυνατότητες των ενεργών $\Delta\Delta$ προς όφελος του οικονομικού προγραμματισμού της ηλεκτρικής επιχείρησης [7].

1.2 ΑΝΤΙΚΕΙΜΕΝΟ ΤΗΣ ΔΙΔΑΚΤΟΡΙΚΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ

Από την ανάλυση της Ενότητας 1.1 προκύπτει ότι τα προβλήματα της λειτουργίας του $\Delta\Delta$ σε κανονική και έκτακτη κατάσταση και του προγραμματισμού της ανάπτυξης του $\Delta\Delta$ αποτελούν, ουσιαστικά, προβλήματα βελτιστοποίησης με στόχο την ελαχιστοποίηση ή τη μεγιστοποίηση μίας αντικειμενικής συνάρτησης με περιορισμούς τους λειτουργικούς περιορισμούς του $\Delta\Delta$, όπως το ισοζύγιο ισχύος στους κόμβους του, τα όρια φόρτισης των στοιχείων του και τα όρια διακύμανσης του μέτρου της τάσης των κόμβων του. Αντικείμενο της παρούσας διδακτορικής διατριβής είναι η ανάπτυξη πρωτότυπων μεθόδων για τη βελτιστοποίηση της λειτουργίας των ενεργών $\Delta\Delta$ σε κανονική κατάσταση, για τη βελτιστοποίηση της λειτουργίας των $\Delta\Delta$ σε έκτακτη κατάσταση και για τον μακροπρόθεσμο προγραμματισμό ανάπτυξης των ενεργών $\Delta\Delta$.

Σε αυτή τη διδακτορική διατριβή αναπτύσσεται μία πρωτότυπη μέθοδος για τη βελτιστοποίηση της λειτουργίας των ενεργών $\Delta\Delta$ σε κανονική κατάσταση. Η μέθοδος αυτή έχει ως στόχο την αντιμετώπιση των κύριων τεχνικών προβλημάτων που εμφανίζονται στα

ΔΔ λόγω υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ, όπως η ανύψωση τάσης και η συμφόρηση των γραμμών διανομής, χωρίς να απαιτείται η περικοπή ενεργού ισχύος των ΜΔΠ. Η προτεινόμενη μέθοδος περιλαμβάνει την επαναδιαμόρφωση του ΔΔ σε συνδυασμό με τον έλεγχο της ενεργού και αέργου ισχύος των ΜΔΠ με στόχο τη μείωση της περικοπής ενεργού ισχύος των ΜΔΠ, τη μείωση της συμφόρησης των γραμμών διανομής και τη μείωση της διακύμανσης της τάσης. Λόγω χωροταξικών και αστάθμητων παραγόντων, οι ΜΔΠ μπορεί να είναι άνισα κατανεμημένες μεταξύ των κύριων γραμμών ενός ΔΔ με αποτέλεσμα το συνολικό ισοδύναμο φορτίο της γραμμής (δηλαδή το φορτίο μείον την παραγωγή από ΑΠΕ) να παρουσιάζει έντονες διακυμάνσεις. Η επαναδιαμόρφωση του δικτύου επιτρέπει τη μεταφορά υπερφορτισμένων τμημάτων του δικτύου, λόγω υψηλής παραγωγής από ΑΠΕ και χαμηλού φορτίου, σε λιγότερο φορτισμένα τμήματα του ΔΔ βελτιώνοντας τις λειτουργικές παραμέτρους του ΔΔ. Η προτεινόμενη μέθοδος βασίζεται σε ένα μοντέλο βελτιστοποίησης μεικτού αέριου προγραμματισμού με κωνικούς περιορισμούς δεύτερης τάξης, έτσι ώστε να είναι αποτελεσματική η επίλυσή του από εμπορικούς επιλύτες προβλημάτων βελτιστοποίησης. Επιπλέον, με τη βοήθεια ιστορικών δεδομένων, επιχειρείται ο περιορισμός των μεταβλητών απόφασης του προβλήματος της επαναδιαμόρφωσης του ΔΔ και κατά επέκταση επιχειρείται η μείωση της πολυπλοκότητάς του, έτσι ώστε η προτεινόμενη μέθοδος να μπορεί να εφαρμοστεί ως εργαλείο για τον ημερήσιο προγραμματισμό λειτουργίας του ΔΔ καθορίζοντας τη βέλτιστη διάταξη του ΔΔ, βάσει του προβλεπόμενου φορτίου και της προβλεπόμενης παραγωγής από ΜΔΠ.

Επίσης, σε αυτή τη διδακτορική διατριβή αναπτύσσεται μία πρωτότυπη μέθοδος για τη βελτιστοποίηση της λειτουργίας ενεργών ΔΔ με υψηλή διείσδυση ΑΠΕ σε έκτακτη κατάσταση. Η μέθοδος αυτή έχει ως στόχο τη μερική αποκατάσταση λειτουργίας του δικτύου μετά τον εντοπισμό και την απομόνωση της περιοχής σφάλματος. Η προτεινόμενη μέθοδος βασίζεται σε μοντέλο βελτιστοποίησης μεικτού αέριου προγραμματισμού με κωνικούς περιορισμούς δεύτερης τάξης και έχει ως στόχο την ελαχιστοποίηση των μη τροφοδοτούμενων φορτίων και των χειρισμών των διακοπών, λαμβάνοντας υπόψη όλους τους τεχνικούς περιορισμούς του ΔΔ και αξιοποιώντας τις δυνατότητες ενεργού διαχείρισης του ΔΔ. Με την επίλυση του προβλήματος της μερικής αποκατάστασης της λειτουργίας του ΔΔ, τα φορτία, στα οποία έχει διακοπεί η τροφοδοσία εξαιτίας του σφάλματος και βρίσκονται εκτός της απομονωμένης περιοχής σφάλματος, μεταφέρονται σε μία ή περισσότερες γειτονικές γραμμές διανομής, με τον χειρισμό των διακοπών του ΔΔ, έτσι ώστε να ανατροφοδοτηθούν τα φορτία αυτά. Κατά τη μεταφορά και την ανατροφοδότηση φορτίων από μία γειτονική γραμμή, θα προκληθεί αύξηση του φορτίου στη γραμμή αυτή, η οποία είναι πιθανόν να προκαλέσει υπερφόρτιση της γραμμής ή σημαντική πτώση τάσης στο άκρο αυτής. Για την αντιμετώπιση ενός τέτοιου ενδεχόμενου, ορισμένες μέθοδοι μερικής αποκατάστασης λειτουργίας της βιβλιογραφίας προτείνουν την αποσύνδεση ολόκληρων ή μέρους των φορτίων κάποιων κόμβων του ΔΔ. Για να αποφευχθεί η αποσύνδεση επιπλέον φορτίων από το δίκτυο κατά τη μερική αποκατάστασή του, στην προτεινόμενη μέθοδο δίνεται η δυνατότητα ελέγχου της αέργου ισχύος των ΜΔΠ, έτσι ώστε να αντιμετωπιστεί η πτώση τάσης που θα προκληθεί από την αύξηση του φορτίου στη γραμμή διανομής που θα φιλοξενήσει τα υγιή φορτία. Επιπλέον, οι περιορισμοί λειτουργίας μοντελοποιούνται με πιο ελαστική μορφή και λαμβάνεται υπόψη η λειτουργία των μέσων ρύθμισης της τάσης με τα οποία είναι εξοπλισμένα τα ΔΔ.

Επίσης, σε αυτή τη διδακτορική διατριβή αναπτύσσεται μία πρωτότυπη μέθοδος για τη βελτιστοποίηση του μακροπρόθεσμου προγραμματισμού ανάπτυξης των ενεργών ΔΔ.

Πρόκειται για μία μέθοδο πολλαπλών σταδίων που λαμβάνει υπόψη τις πολλαπλές επιλογές για την ενίσχυση και επέκταση του ΔΔ και αξιοποιεί τις προηγμένες λειτουργικές δυνατότητες των ενεργών ΔΔ με στόχο τη μείωση του επενδυτικού κόστους του πλάνου προγραμματισμού ανάπτυξης του ΔΔ. Το πρόβλημα του μακροπρόθεσμου προγραμματισμού ανάπτυξης των ΔΔ διατυπώνεται ως πρόβλημα μεικτού ακέραιου προγραμματισμού με μη γραμμικούς περιορισμούς και λαμβάνονται υπόψη πολλαπλές επιλογές για την ενίσχυση και επέκταση του ΔΔ, όπως ενίσχυση υποσταθμών (Υ/Σ) υψηλής τάσης (ΥΤ)/μέσης τάσης (ΜΤ), ενίσχυση γραμμών, εγκατάσταση νέων γραμμών για σύνδεση νέων φορτίων στο δίκτυο, εγκατάσταση πυκνωτών και ρυθμιστών τάσης, σε αντίθεση με την πλειοψηφία των υφιστάμενων μεθόδων της βιβλιογραφίας που λαμβάνουν υπόψη τους ως επιλογές για την ενίσχυση και επέκταση του ΔΔ μόνο την ενίσχυση υποσταθμών Υ/Σ ΥΤ/ ΜΤ, την ενίσχυση γραμμών και την εγκατάσταση νέων γραμμών για σύνδεση νέων φορτίων στο δίκτυο. Για την αποτελεσματική επίλυσή του, το πρόβλημα του μακροπρόθεσμου προγραμματισμού ανάπτυξης χωρίζεται σε δύο υποπροβλήματα. Από την επίλυση του πρώτου υποπροβλήματος καθορίζεται ο τύπος, η θέση και η ονομαστική ισχύς των στοιχείων και του εξοπλισμού του ΔΔ, τα οποία εξασφαλίζουν την ασφαλή λειτουργία του δικτύου κατά τη διάρκεια της περιόδου της μελέτης ανάπτυξης, ενώ από την επίλυση του δεύτερου υποπροβλήματος υπολογίζεται ο χρόνος εγκατάστασης αυτών των στοιχείων και του εξοπλισμού.

1.3 ΔΟΜΗ ΤΗΣ ΔΙΔΑΚΤΟΡΙΚΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ

Στο Κεφάλαιο 2 γίνεται εκτενής επισκόπηση της βιβλιογραφίας που σχετίζεται με το αντικείμενο της παρούσας διδακτορικής διατριβής. Αρχικά, παρουσιάζονται πληροφορίες για τα στοιχεία και τον εξοπλισμό των ΔΔ και τις πιο συνηθισμένες διατάξεις που συναντώνται. Στη συνέχεια, παρουσιάζεται ο ορισμός της διανεμημένης παραγωγής, οι επικρατέστερες τεχνολογίες ΜΔΠ και τα σημαντικότερα τεχνικά ζητήματα που εμφανίζονται στα δίκτυα διανομής κατά τη σύνδεση των ΜΔΠ. Επιπλέον, δίνεται ο ορισμός των ενεργών δικτύων διανομής και αναφέρονται οι προϋποθέσεις που απαιτούνται για να γίνουν πραγματικότητα τα ενεργά ΔΔ. Γίνεται βιβλιογραφική ανασκόπηση των μεθόδων για τη λειτουργία των παθητικών και ενεργών δικτύων διανομής τόσο σε κανονική κατάσταση, όταν δηλαδή όλα τα στοιχεία του δικτύου είναι διαθέσιμα, όσο και σε έκτακτη κατάσταση, ύστερα δηλαδή από ένα μόνιμο σφάλμα. Επιπλέον, γίνεται ανάλυση των μεθόδων της βιβλιογραφίας για τον προγραμματισμό ανάπτυξης των παθητικών και ενεργών δικτύων διανομής.

Στο Κεφάλαιο 3 παρουσιάζονται οι εξισώσεις ροών ισχύος και διάφορες απλοποιημένες προσεγγίσεις αυτών, οι οποίες χρησιμοποιούνται στη βιβλιογραφία ως βάση για την ανάπτυξη μεθόδων για τη βελτιστοποίηση της λειτουργίας και του προγραμματισμού ανάπτυξης των ΔΔ. Τα προβλήματα της βέλτιστης λειτουργίας και του προγραμματισμού ανάπτυξης των ΔΔ διατυπώνονται στη βιβλιογραφία ως προβλήματα βελτιστοποίησης μεικτού ακέραιου προγραμματισμού. Οι βασικοί περιορισμοί των προβλημάτων αυτών είναι οι εξισώσεις που περιγράφουν το ισοζύγιο ισχύος στους κόμβους του δικτύου, δηλαδή οι εξισώσεις ροών ισχύος, τα όρια διακύμανσης της τάσης στους κόμβους του δικτύου και η ικανότητα των γραμμών διανομής. Οι περιορισμοί που περιγράφουν το ισοζύγιο ισχύος είναι μη γραμμικές εξισώσεις και η συνήθης πρακτική στη βιβλιογραφία είναι η μετατροπή των περιορισμών αυτών σε προσεγγιστικούς γραμμικούς περιορισμούς ή σε κωνικούς περιορισμούς δεύτερης τάξης, κάτι το οποίο περιγράφεται στο Κεφάλαιο 3. Προκειμένου οι προσεγγιστικές εξισώσεις ροών ισχύος να αξιολογηθούν σε σχέση με τις αναλυτικές

εξισώσεις, με βάση την ακρίβεια και τον απαιτούμενο υπολογιστικό χρόνο, επιλύεται το πρόβλημα της βέλτιστης ροής ισχύος για διάφορα ΔΔ. Επιπλέον, στην τελευταία ενότητα του Κεφαλαίου 3 περιγράφεται μια μέθοδος της βιβλιογραφίας για την ανάλυση ροών ισχύος σε ασύμμετρα ΔΔ.

Στο Κεφάλαιο 4 διατυπώνεται το πρόβλημα της επαναδιαμόρφωσης του ΔΔ για τη βελτιστοποίηση της λειτουργίας του ΔΔ σε κανονική κατάσταση ως πρόβλημα βελτιστοποίησης μεικτού ακέραιου προγραμματισμού με μη γραμμικούς περιορισμούς με αντικειμενική συνάρτηση την ελαχιστοποίηση των απωλειών ενεργού ισχύος. Στη συνέχεια, προτείνεται μία πρωτότυπη μέθοδος για την επαναδιαμόρφωση ενεργών ΔΔ με στόχο τη μεγιστοποίηση της παραγωγής από ΜΔΠ, τη μείωση της συμφόρησης των γραμμών και τη μείωση της διακύμανσης της τάσης στους κόμβους του δικτύου. Για την αποτελεσματική επίλυση, η μέθοδος βασίζεται σε μοντέλο βελτιστοποίησης μεικτού ακέραιου προγραμματισμού με κωνικούς περιορισμούς δεύτερης τάξης, και περιλαμβάνει δύο στάδια. Στο πρώτο στάδιο καθορίζονται οι διατάξεις του ΔΔ, οι οποίες εξασφαλίζουν τη μέγιστη παραγωγή από ΜΔΠ, την ελάχιστη συμφόρηση των γραμμών και τη μείωση της διακύμανσης της τάσης σε διάφορες πιθανές συνθήκες φόρτισης του ΔΔ. Στο δεύτερο στάδιο, σε περίπτωση που η επαναδιαμόρφωση του ΔΔ έχει οφέλη στη λειτουργία του ΔΔ, η προτεινόμενη μέθοδος εφαρμόζεται ως εργαλείο για τον ημερήσιο προγραμματισμό λειτουργίας του ΔΔ καθορίζοντας τη βέλτιστη διάταξη του ΔΔ, βάσει του προβλεπόμενου φορτίου και της προβλεπόμενης παραγωγής από ΜΔΠ. Η προτεινόμενη μέθοδος εφαρμόζεται σε ΔΔ με υψηλή διείσδυση ΑΠΕ, όπου οι ΑΠΕ είναι άνισα κατανομημένες μεταξύ των κύριων γραμμών του δικτύου, και σχολιάζονται τα αποτελέσματά της.

Στο Κεφάλαιο 5 αναλύονται οι ενέργειες που πρέπει να ακολουθηθούν σε περίπτωση ενός μόνιμου σφάλματος στο ΔΔ. Στη συνέχεια, αναπτύσσεται μία πρωτότυπη μέθοδος για τη βέλτιστη μερική αποκατάσταση λειτουργίας ενεργών ΔΔ, η οποία βασίζεται σε μοντέλο βελτιστοποίησης μεικτού ακέραιου προγραμματισμού με κωνικούς περιορισμούς δεύτερης τάξης και έχει ως στόχο την ελαχιστοποίηση των μη τροφοδοτούμενων φορτίων και των χειρισμών των διακοπών, λαμβάνοντας υπόψη όλους τους τεχνικούς περιορισμούς του ΔΔ. Επιπλέον, για την επίλυση του προβλήματος λαμβάνεται υπόψη η δυνατότητα ελέγχου της αέργου ισχύος εξόδου των ΜΔΠ και η δυνατότητα ρύθμισης τάσης του ζυγού ΜΤ του Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ με τη βοήθεια του συστήματος αλλαγής τάσης υπό φορτίο (ΣΑΤΥΦ), έτσι ώστε η τάση των κόμβων του ΔΔ να κυμαίνονται εντός των επιτρεπτών ορίων τους. Για την αξιολόγηση της προτεινόμενης μεθόδου, γίνεται σύγκριση της προτεινόμενης μεθόδου για τη μερική αποκατάσταση του ΔΔ με αντίστοιχες μεθόδους που έχουν αναπτυχθεί στη βιβλιογραφία προσομοιώνοντας περιπτώσεις μόνιμου σφάλματος σε διάφορα τμήματα του ΔΔ, καθώς και περιπτώσεις στις οποίες συμβαίνει μόνιμο σφάλμα ταυτόχρονα σε περισσότερα από ένα σημεία του δικτύου.

Στο Κεφάλαιο 6 το πρόβλημα του μακροπρόθεσμου προγραμματισμού ανάπτυξης των ενεργών ΔΔ διατυπώνεται ως πρόβλημα βελτιστοποίησης μεικτού ακέραιου προγραμματισμού με μη γραμμικούς περιορισμούς και αντικειμενική συνάρτηση την ελαχιστοποίηση του κόστους επενδύσεων σε νέα στοιχεία και εξοπλισμό του ΔΔ, έτσι ώστε να αντιμετωπιστούν όλα τα τεχνικά προβλήματα που παρουσιάζονται στο δίκτυο κατά τη διάρκεια της περιόδου της μελέτης ανάπτυξης εξαιτίας της αύξησης του φορτίου και της υψηλής διείσδυσης διανεμημένης παραγωγής. Στη συνέχεια, αναπτύσσεται μία πρωτότυπη μέθοδος για την επίλυση του προβλήματος, η οποία λαμβάνει υπόψη τις πολλαπλές επιλογές για την ενίσχυση και επέκταση του ΔΔ, καθώς και την ενεργό διαχείριση του ΔΔ, η οποία

περιλαμβάνει τον έλεγχο της ενεργού και αέργου ισχύος των ΜΔΠ. Ως επιλογές για την ενίσχυση και επέκταση του ΔΔ θεωρούνται η ενίσχυση των υφιστάμενων Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ, η ενίσχυση των γραμμών διανομής, η εγκατάσταση νέων γραμμών διανομής για τη σύνδεση νέων φορτίων στο ΔΔ και η εγκατάσταση πυκνωτών και ρυθμιστών τάσης. Η προτεινόμενη μέθοδος χωρίζει το πρόβλημα του μακροπρόθεσμου προγραμματισμού ανάπτυξης των ενεργών ΔΔ σε δύο υποπροβλήματα και χρησιμοποιεί δύο διαδοχικές μεθόδους βελτιστοποίησης για την επίλυσή τους. Από την επίλυση του πρώτου υποπροβλήματος καθορίζεται ο τύπος, η θέση και η ονομαστική ισχύς των στοιχείων και του εξοπλισμού του ΔΔ, έτσι ώστε να εξασφαλιστεί η ασφαλής λειτουργία του δικτύου κατά τη διάρκεια της περιόδου της μελέτης ανάπτυξης. Από την επίλυση του δεύτερου υποπροβλήματος υπολογίζεται ο χρόνος εγκατάστασης των στοιχείων και του εξοπλισμού του ΔΔ, τα οποία καθορίστηκαν από την επίλυση του πρώτου υποπροβλήματος. Η εφαρμογή της μεθόδου σε ΔΔ αναδεικνύει τα πλεονεκτήματά της σε σχέση με αντίστοιχες μεθόδους της βιβλιογραφίας.

Στο Κεφάλαιο 7 γίνεται, αρχικά, μία ανακεφαλαίωση της διδακτορικής διατριβής. Στη συνέχεια, παρουσιάζονται τα συμπεράσματα και η συμβολή της διδακτορικής διατριβής στον τομέα της βελτιστοποίησης της λειτουργίας των ΔΔ σε κανονική κατάσταση, στον τομέα της βελτιστοποίησης της λειτουργίας των ΔΔ σε έκτακτη κατάσταση και στον τομέα της βελτιστοποίησης του μακροπρόθεσμου προγραμματισμού ανάπτυξης των ΔΔ. Στην τελευταία ενότητα του Κεφαλαίου 7 παρουσιάζονται οι προτεινόμενες κατευθύνσεις έρευνας για την επέκταση της διδακτορικής διατριβής.

Στο Παράρτημα Α περιγράφονται οι φάκελοι McCormick. Στο Παράρτημα Β περιγράφονται τα προβλήματα κωνικού προγραμματισμού δεύτερης τάξης. Στο Παράρτημα Γ παρουσιάζονται οι διαζευκτικές ανισότητες. Στο Παράρτημα Δ παρουσιάζονται τα δεδομένα των δικτύων διανομής που χρησιμοποιήθηκαν στα πλαίσια της διδακτορικής διατριβής. Στο Παράρτημα Ε παρουσιάζονται οι δημοσιεύσεις του υποψήφιου διδάκτορα κ. Ν. Κουτσούκη. Τέλος, παρουσιάζεται η βιβλιογραφία της διδακτορικής διατριβής.

ΕΝΕΡΓΑ ΔΙΚΤΥΑ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

2.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Τα δίκτυα διανομής (ΔΔ), μέσω ενός συνόλου διαδικασιών λειτουργίας και ελέγχου, έχουν ως σκοπό την παροχή ηλεκτρικής ενέργειας στους καταναλωτές μέσης και χαμηλής τάσης. Η μέχρι πρότινος απουσία σημαντικών σε πλήθος και σε μέγεθος μονάδων παραγωγής στα ΔΔ απλοποιούσε σημαντικά τον σχεδιασμό και τη λειτουργία τους, καθώς η ροή ισχύος είχε πάντα μονή κατεύθυνση προς τους καταναλωτές. Ωστόσο, τα τελευταία χρόνια, παρατηρείται μια ολοένα και αυξανόμενη εγκατάσταση μονάδων διανεμημένης παραγωγής (ΜΔΠ) που η τεχνολογία τους βασίζεται κυρίως σε ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ), κάτι το οποίο έχει δημιουργήσει σημαντικές αλλαγές στη λειτουργία και στη δομή των δικτύων διανομής.

Παρά τα σημαντικά περιβαλλοντικά οφέλη των ΑΠΕ, οι επιπτώσεις τους στη λειτουργία του δικτύου, στην αγορά ενέργειας και στο ρυθμιστικό πλαίσιο που υιοθετείται από το δίκτυο αναμένονται να είναι σοβαρές σε περίπτωση που δεν ληφθούν κατάλληλα μέτρα. Σε αυτό το πλαίσιο, ο “παθητικός” ρόλος των ΔΔ στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας αναμένεται να αλλάξει και να εξελιχθεί. Στο πρώτο στάδιο της εξέλιξης αυτής, επιδιώκεται η μετατροπή των παθητικών δικτύων σε ενεργά δίκτυα διανομής, η λειτουργία των οποίων θα είναι παρόμοια με αυτή των συστημάτων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Στα ενεργά ΔΔ δίνεται η δυνατότητα συντονισμένου ελέγχου του εξοπλισμού του δικτύου και της παραγωγής των ΜΔΠ με στόχο τη βέλτιστη τεχνικά και οικονομικά λειτουργία του δικτύου και τη μεγαλύτερη διείσδυση διανεμημένης παραγωγής από ΑΠΕ. Πέρα από τη λειτουργία του δικτύου, η διείσδυση ΑΠΕ επηρεάζει σημαντικά και τον σχεδιασμό των δικτύων διανομής.

Στο κεφάλαιο αυτό, αρχικά, παρουσιάζονται πληροφορίες για τα στοιχεία και τον εξοπλισμό των ΔΔ και τις πιο συνηθισμένες διατάξεις που συναντώνται. Στη συνέχεια, παρουσιάζεται ο ορισμός της διανεμημένης παραγωγής, οι επικρατέστερες τεχνολογίες ΜΔΠ και τα σημαντικότερα τεχνικά ζητήματα που παρουσιάζονται στα ΔΔ κατά τη σύνδεση των ΜΔΠ. Επιπλέον, δίνεται ο ορισμός των ενεργών ΔΔ και αναφέρονται οι προϋποθέσεις που απαιτούνται για να γίνουν πραγματικότητα. Γίνεται βιβλιογραφική ανασκόπηση των μεθόδων για τη λειτουργία των παθητικών και ενεργών ΔΔ τόσο σε κανονική κατάσταση, όταν δηλαδή όλα τα στοιχεία του δικτύου είναι διαθέσιμα, όσο και σε έκτακτη κατάσταση, ύστερα δηλαδή από ένα μόνιμο σφάλμα. Πέρα από τη λειτουργία του δικτύου, η διείσδυση ΑΠΕ επηρεάζει σημαντικά και τον σχεδιασμό του. Επιπλέον, γίνεται ανάλυση των μεθόδων για τον προγραμματισμό ανάπτυξης των παθητικών και ενεργών ΔΔ που συναντώνται στην βιβλιογραφία.

2.2 ΔΟΜΗ ΔΙΚΤΥΩΝ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Στην ενότητα αυτή δίνεται μια γενική περιγραφή της δομής των ΔΔ μέσης τάσης (ΜΤ) και των επιμέρους στοιχείων τους. Η όλη δομή των ΔΔ διαφέρει από χώρα σε χώρα. Για τον λόγο αυτό, θα δοθεί μια σύντομη περιγραφή των κυριότερων διατάξεων που συναντώνται στα δίκτυα διανομής. Πριν από την παρουσίαση των διάφορων διατάξεων, δίνεται μια σύντομη περιγραφή των σημαντικότερων στοιχείων ενός δικτύου διανομής και του εξοπλισμού του.

Κατασκευαστικά, ανάλογα με τη θέση των αγωγών του δικτύου σε σχέση με το έδαφος, τα ΔΔ διακρίνονται σε δυο κατηγορίες [8]:

- **Τα εναέρια δίκτυα διανομής.** Οι γραμμές των εναέριων δικτύων φέρουν γυμνούς αγωγούς ή συνεστραμμένα καλώδια (κυρίως στη χαμηλή τάση), τα οποία προσαρτώνται στην κορυφή στύλων. Παρουσιάζουν μειωμένο κόστος κατασκευής σε σχέση με τα υπόγεια δίκτυα και συναντώνται ιδιαίτερα σε περιοχές με μικρή πυκνότητα φορτίου, όπως π.χ. σε αγροτικές περιοχές.
- **Τα υπόγεια δίκτυα διανομής.** Οι γραμμές των υπογείων ΔΔ τοποθετούνται κάτω από την επιφάνεια της γης. Υπόγεια δίκτυα κατασκευάζονται σε αστικές περιοχές με μεγάλη πυκνότητα φορτίου για λόγους αισθητικής, αλλά και λόγω περιορισμένου χώρου εγκατάστασης.

Σε ορισμένες περιπτώσεις συναντάται συνδυασμός και των δύο κατηγοριών δικτύων.

2.2.1 Στοιχεία και εξοπλισμός δικτύων διανομής

Στην ενότητα αυτή δίνεται μια σύντομη περιγραφή των βασικών χαρακτηριστικών των στοιχείων και του εξοπλισμού των ΔΔ [8], [9]. Ως στοιχεία του δικτύου θεωρούνται οι υποσταθμοί (Υ/Σ) υψηλής τάσης (ΥΤ)/ΜΤ και ΜΤ/ χαμηλή τάση (ΧΤ) και οι γραμμές διανομής. Ως εξοπλισμός του δικτύου θεωρούνται τα μέσα ρύθμισης τάσης, τα μέσα ζεύξης και τα μέσα προστασίας.

2.2.1.1 Υποσταθμοί δικτύων διανομής

Οι Υ/Σ είναι από τα κυριότερα μέρη των ΔΔ και το κύριο στοιχείο τους είναι ένας ή περισσότεροι μετασχηματιστές (Μ/Σ) για τον υποβιβασμό ή την ανύψωση ενός επιπέδου τάσης σε ένα άλλο. Οι κατηγορίες Υ/Σ που συναντώνται στα ΔΔ είναι οι ακόλουθες:

- **Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ:** Οι Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ μετασχηματίζουν την ΥΤ σε ΜΤ, ενώ ανάλογα με τη γεωγραφική τους θέση αποτελούν και κόμβους του συστήματος ΥΤ, δηλαδή σημεία ζεύξης γραμμών ΥΤ. Η ονομαστική ισχύς των Μ/Σ τους είναι της τάξης κάποιων δεκάδων ΜVA. Κάποια τυποποιημένα μεγέθη ισχύος Μ/Σ που εγκαθίστανται στους Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ του ελληνικού δικτύου είναι 20/25 ΜVA και 40/50 ΜVA.
- **Υ/Σ ΜΤ/ΧΤ:** Οι Υ/Σ ΜΤ/ΧΤ (υποσταθμοί διανομής) μετασχηματίζουν τη ΜΤ σε ΧΤ και η ονομαστική ισχύς των Μ/Σ τους συνήθως κυμαίνεται από 25 έως 1000 kVA. Κάποια τυποποιημένα μεγέθη ισχύος Μ/Σ που εγκαθίστανται στους Υ/Σ ΜΤ/ΧΤ του ελληνικού δικτύου είναι 50, 100, 160, 250, 400, 630 και 1000 kVA.

2.2.1.2 Γραμμές διανομής

Τα είδη των γραμμών που συναντώνται στα ΔΔ είναι:

- **Εναέριες γραμμές**, οι διατάξεις των οποίων μπορούν να αποτελούνται είτε από γυμνούς αγωγούς, είτε από συνεστραμμένα καλώδια.
- **Υπόγειες γραμμές**, οι οποίες είναι θωρακισμένες με συνθετική μόνωση, π.χ. XLPE.
- **Υποβρύχιες γραμμές**, οι οποίες χρησιμοποιούνται για τη διασύνδεση δικτύων ΜΤ που διαχωρίζονται γεωγραφικά με θάλασσα ή λίμνη.

2.2.1.3 Μέσα ρύθμισης τάσης

Τα μέσα που χρησιμοποιούνται για τη ρύθμιση της τάσης στα ΔΔ είναι κυρίως τα ακόλουθα:

- **Ο Μ/Σ ισχύος των Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ, ο οποίος περιλαμβάνει σύστημα αλλαγής τάσης υπό φορτίο (ΣΑΤΥΦ)**. Το μέσο αυτό αποτελεί τον βασικότερο μηχανισμό για τη διατήρηση της τάσης των κόμβων ενός δικτύου διανομής εντός των επιτρεπτών ορίων. Το ΣΑΤΥΦ είναι ένας ρυθμιστής βηματικού τύπου, δηλαδή η μεταβολή της τάσης εξόδου του Μ/Σ υπό κενό φορτίο λαμβάνει διακριτές τιμές. Το ΣΑΤΥΦ μεταβάλλει τον λόγο μετασχηματισμού του Μ/Σ ισχύος του Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ μέσω μίας κινούμενης κεφαλής επαφής (μεταγωγέας λήψεων), η οποία κινείται σε διακριτές θέσεις χωρίς να διακόπτεται η ροή ισχύος. Ο μεταγωγέας λήψεων βρίσκεται συνήθως στο τύλιγμα ΥΤ, όπου τα ρεύματα είναι μικρότερα και τα τυλίγματα μεγαλύτερα. Αν για παράδειγμα υπάρχει ΣΑΤΥΦ σε Μ/Σ ΥΤ/ΜΤ με λόγο μετασχηματισμού 150/20 kV και περιοχή λήψεων -10% έως +10%, τότε ο Μ/Σ μπορεί να διατηρήσει σταθερή την τάση εξόδου του στα 20kV αν η τάσης εισόδου είναι μεγαλύτερη από 135 kV και μικρότερη από 175 kV. Η λειτουργία του ΣΑΤΥΦ, δηλαδή το πώς και πότε θα γίνεται η αλλαγή λήψης, γίνεται αυτόματα σε χρονική διάρκεια δευτερολέπτων. Η τιμή της τάσης του ζυγού ΜΤ του Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ καθορίζεται μέσω ενός ελεγκτή αντιστάθμισης πτώσης τάσης της γραμμής (line drop compensator – LDC).
- **Οι ρυθμιστές τάσης**, ο οποίος εγκαθίστανται στην αρχή ή κατά μήκος των γραμμών διανομής και ρυθμίζουν την τάση από το σημείο στο οποίο εγκαθίστανται και πέρα. Οι ρυθμιστές τάσης είναι αυτομετασχηματιστές με δυνατότητα μεταβολής της σχέσης μετασχηματισμού και συνεπώς της τάσης υπό φορτίο.
- **Οι λήψεις των Μ/Σ ΜΤ/ΧΤ**, οι οποίες μεταβάλλονται μόνο όταν ο Μ/Σ είναι αποσυνδεδεμένος από το δίκτυο.
- **Οι εγκάρσιοι πυκνωτές**, οι οποίοι εγκαθίστανται είτε στους ζυγούς ΜΤ των Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ είτε στις γραμμές ΜΤ. Οι πυκνωτές αυτοί μπορεί να είναι μόνιμα συνδεδεμένοι στο δίκτυο προκαλώντας μόνιμη ανύψωση τάσης ή μπορεί να είναι αποζεύξιμοι, ανυψώνοντας την τάση μόνο σε περίπτωση που υπάρχει ανάγκη. Οι εγκάρσιοι πυκνωτές χρησιμοποιούνται επίσης και ως μέσα παροχής αέργου ισχύος.

2.2.1.4 Μέσα ζεύξης

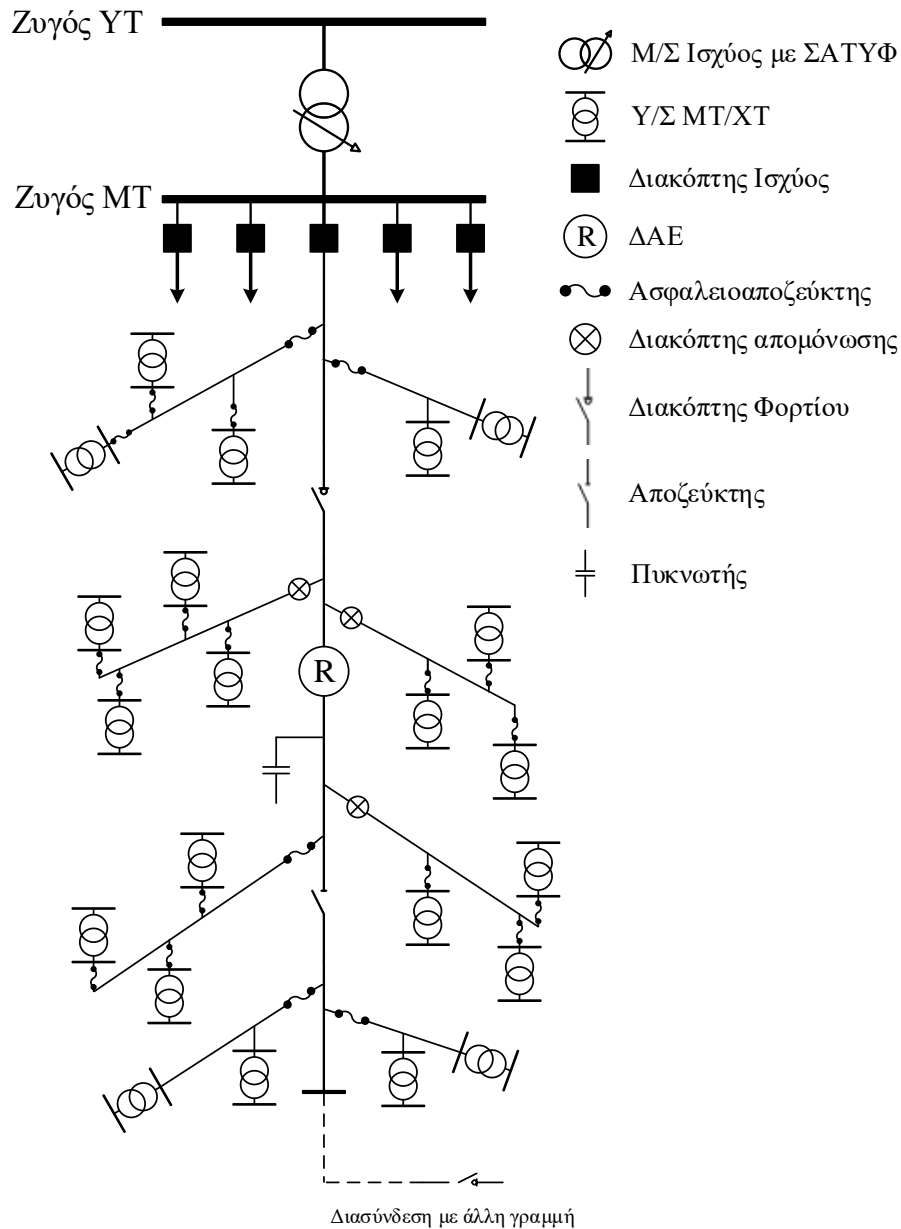
Τα μέσα ζεύξης χρησιμοποιούνται στα ΔΔ για τη ζεύξη ή την απόζευξη τμημάτων του δικτύου. Οι κύριες κατηγορίες μέσων ζεύξης που συναντώνται στα ΔΔ είναι οι ακόλουθες:

- **Αποζεύκτες:** Οι αποζεύκτες χρησιμοποιούνται για το άνοιγμα ή το κλείσιμο ενός κυκλώματος, όταν αυτό διαρρέεται από μηδενικό ή αμελητέο ρεύμα. Επομένως, ο χειρισμός τους είναι δυνατός μόνο μετά από τη διακοπή ρεύματος από κάποια άλλη συσκευή ελέγχου.
- **Διακόπτες φορτίου:** Οι διακόπτες φορτίου έχουν την ικανότητα να διακόπτουν ή να αποκαθιστούν εντάσεις υπό κανονικές συνθήκες λειτουργίας του κυκλώματος καθώς επίσης και να αποκαθιστούν αλλά όχι να διακόπτουν εντάσεις ρευμάτων βραχυκύκλωσης.
- **Διακόπτες ισχύος:** Οι διακόπτες ισχύος έχουν την ικανότητα να διακόπτουν ή να αποκαθιστούν εντάσεις υπό οποιοσδήποτε συνθήκες λειτουργίας, δηλαδή τόσο σε κανονικές συνθήκες αλλά κυρίως σε περίπτωση βραχυκυκλώματος.

2.2.1.5 Μέσα προστασίας

Τα μέσα προστασίας χρησιμοποιούνται για την αυτόματη απομόνωση, από το υπόλοιπο δίκτυο, των τμημάτων του δικτύου που έχουν υποστεί σφάλμα. Οι κύριες κατηγορίες των μέσων προστασίας είναι:

- **Διακόπτες ισχύος που ελέγχονται από ηλεκτρονόμους προστασίας.** Εγκαθίστανται στους Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ για την προστασία των γραμμών διανομής που αναχωρούν από τους υποσταθμούς αυτούς. Διακόπτουν τις υπερεντάσεις που προκαλούνται όταν συμβεί βραχυκύκλωμα, αφού λάβουν εντολή από τους ηλεκτρονόμους, οι οποίοι αποτελούν και το μέσο ανίχνευσης των υπερεντάσεων αυτών.
- **Ασφάλειες.** Οι ασφάλειες περιλαμβάνουν ένα τηκόμενο στοιχείο, το οποίο τήκεται όταν η θερμοκρασία του φτάσει μια ορισμένη τιμή. Οι κύριοι τύποι ασφαλειών είναι: α) οι ασφάλειες εκτόνωσης που εγκαθίστανται μόνο στα εναέρια δίκτυα ΜΤ και β) οι ασφάλειες κλειστού τύπου που εγκαθίστανται αποκλειστικά στη ΧΤ και σε ορισμένες περιπτώσεις στη ΜΤ.
- **Διακόπτες αυτόματης επαναφοράς (ΔΑΕ).** Η λειτουργία των ΔΑΕ είναι όμοια με αυτή των διακοπών ισχύος. Ωστόσο, η κατασκευή τους είναι απλούστερη σε σχέση με τους διακόπτες ισχύος και για τον λόγο αυτό τοποθετούνται εναέρια πάνω σε στύλους.
- **Διακόπτες απομόνωσης.** Οι διακόπτες απομόνωσης τοποθετούνται στην αρχή μεγάλων διακλαδώσεων γραμμών ΜΤ. Δεν διακόπτουν ρεύμα βραχυκύκλωσης, αλλά διεγείρονται από αυτό και από τους κύκλους λειτουργίας του διακόπτη ισχύος στην αναχώρηση της γραμμής. Μετράνε με εσωτερικό μηχανισμό, αμέσως μόλις περάσει από αυτούς το ρεύμα βραχυκύκλωσης, τους κύκλους λειτουργίας του διακόπτη ισχύος και στον τελευταίο κύκλο ανοίγουν, ενώ ο διακόπτης ισχύος είναι ανοικτός. Στην συνέχεια, ο διακόπτης ισχύος κλείνει και μένει κλειστός, ενώ ο διακόπτης απομόνωσης μένει ανοικτός.



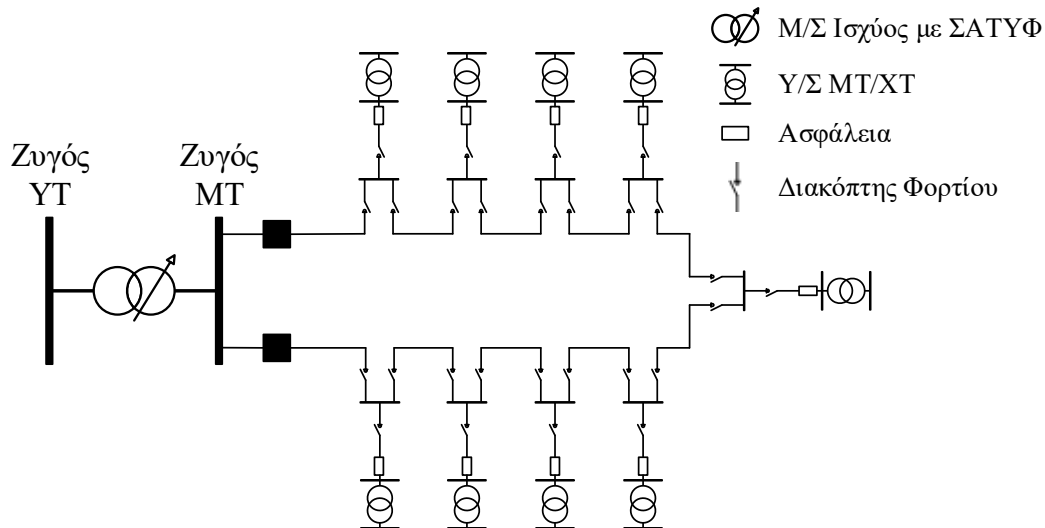
Σχήμα 2.1: Ακτινικό ΔΔ ηλεκτρικής ενέργειας.

2.2.2 Διατάξεις δικτύων διανομής

Ανάλογα με τη διάταξή τους, τα ΔΔ ΜΤ χωρίζονται σε δύο βασικές κατηγορίες: α) τα ακτινικά και β) τα βροχοειδή ΔΔ. Άλλες διατάξεις που συναντώνται σπανιότερα στα ΔΔ είναι η ατρακτοειδής, η αραχνοειδής και η διάταξη μικρών βρόχων.

2.2.2.1 Ακτινικό δίκτυο διανομής

Η διάταξη αυτή εφαρμόζεται συνήθως σε εναέρια ΔΔ ΜΤ, τα οποία τροφοδοτούν αγροτικές περιοχές και φορτία που δεν απαιτούν υψηλό βαθμό αξιοπιστίας. Στο Σχήμα 2.1 δίνεται η σχηματική αναπαράσταση ενός τυπικού ακτινικού δικτύου διανομής. Τα ακτινικά ΔΔ αποτελούνται από μία κεντρική γραμμή, τον “κορμό”, και τις διακλαδώσεις, στις οποίες συνδέονται κατά κανόνα οι Υ/Σ ΜΤ/ΧΤ. Ο κορμός τροφοδοτείται στο ένα άκρο του από τον ζυγό ΜΤ του Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ και ελέγχεται από ένα διακόπτη ισχύος, ο οποίος είναι



Σχήμα 2.2: Βροχοειδές Διηλεκτρικής ενέργειας.

εξοπλισμένος με τις κατάλληλες προστασίες. Κατά μήκος του κορμού μπορεί να εγκαθίστανται αποζεύκτες, διακόπτες φορτίου ή και ΔΑΕ για την απομόνωση του κορμού κατά τμήματα σε περιπτώσεις σφάλματος ή εκτέλεσης εργασιών συντήρησης. Οι διακλαδώσεις ελέγχονται από διακόπτες απομόνωσης ή ασφαλειοαποζεύκτες. Οι περισσότερες κύριες γραμμές ενός ακτινικού δικτύου διανομής μπορούν να διασυνδεθούν με μια άλλη γραμμή του ίδιου ή διαφορετικού Υ/Σ YT/MT μετά από τον χειρισμό ενός διακόπτη ή αποζεύκτη, ο οποίος βρίσκεται σε ανοικτή θέση στην κανονική λειτουργία του δικτύου.

2.2.2.2 Βροχοειδές δίκτυο διανομής

Η δομή ενός βροχοειδούς ΔΔ είναι παρόμοια με αυτή ενός ακτινικού δικτύου. Στα βροχοειδή δίκτυα, οι γραμμές του δικτύου αποτελούν τμήματα βρόγχου που αρχίζουν και τελειώνουν στον ίδιο Υ/Σ YT/MT. Η διάταξη των βροχοειδών δικτύων εφαρμόζεται κυρίως στα υπόγεια ΔΔ και λιγότερο στα εναέρια. Η λειτουργία των γραμμών τους είναι ακτινική υπό κανονικές συνθήκες λειτουργίας. Συγκεκριμένα, στα εναέρια ΔΔ με βροχοειδή διάταξη, ένας διακόπτης φορτίου που βρίσκεται στο μέσο περίπου της κύριας γραμμής παραμένει ανοικτός. Ενώ, στα υπόγεια δίκτυα, ένας από τους διακόπτες φορτίου, εισόδου ή εξόδου, ενός Υ/Σ MT/XT που βρίσκεται στο μέσο του βρόχου παραμένει ανοικτός. Στο Σχήμα 2.2 παρουσιάζεται η δομή ενός υπόγειου βροχοειδούς δικτύου.

2.3 ΔΙΑΝΕΜΗΜΕΝΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ

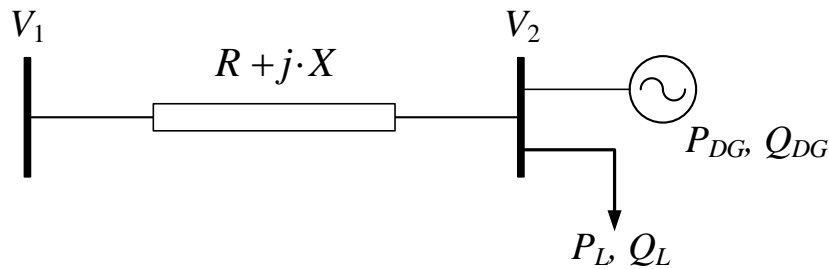
Ένας σημαντικός παράγοντας στην εξέλιξη των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας είναι η αυξανόμενη εγκατάσταση ΜΔΠ στα ΔΔ ηλεκτρικής ενέργειας. Η ΜΔΠ είναι μια πηγή ηλεκτρικής ενέργειας που συνδέεται απευθείας στο ΔΔ ηλεκτρικής ενέργειας ή από την πλευρά του μετρητή του καταναλωτή [10]. Για την περιγραφή της διανεμημένης παραγωγής (ΔΠ), στη βιβλιογραφία χρησιμοποιούνται και αρκετοί άλλοι όροι, όπως “διάσπαρτη” (dispersed), “αποκεντρωμένη” (decentralized) ή “ενσωματωμένη” (embedded) παραγωγή. Η εγκατεστημένη ισχύς μιας ΜΔΠ κυμαίνεται από μερικά kW έως μερικές δεκάδες MW. Επιπλέον, χρησιμοποιείται η ορολογία διανεμημένες πηγές ενέργειας (distributed energy resources), οι οποίες περιλαμβάνουν τη διανεμημένη παραγωγή (distributed generation), τα

αποκρινόμενα φορτία (responsive loads), και τις μονάδες αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας. Οι ΜΔΠ μπορούν να διαχωριστούν ανάλογα με την τεχνολογία τους σε δύο κύριες κατηγορίες. Η πρώτη κατηγορία περιλαμβάνει τις μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που χρησιμοποιούν συμβατικά καύσιμα, όπως μικρές νηξελογεννήτριες και αεριοστρόβιλοι. Η δεύτερη κατηγορία περιλαμβάνει τις ΜΔΠ που βασίζονται σε ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ), όπως ανεμογεννήτριες, φωτοβολταϊκά και μικρά υδροηλεκτρικά.

Η διαρκώς αυξανόμενη εγκατάσταση ΜΔΠ οφείλεται σε διάφορους λόγους με περιβαλλοντικά, οικονομικά και κοινωνικά κριτήρια [11]. Με την εγκατάσταση μονάδων ΑΠΕ αναμένεται να μειωθούν οι εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου κατά την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, κάτι το οποίο αποτελεί στρατηγικό στόχο για πολλές χώρες. Για παράδειγμα, η Ευρωπαϊκή Ένωση έχει θέσει ως στόχο το 20% της ενέργειας που θα χρησιμοποιείται μέχρι το 2020 να παράγεται από ΑΠΕ. Επιπλέον, με την εγκατάσταση ΜΔΠ μπορεί να καλυφθεί η μελλοντική αύξηση ζήτησης ενέργειας και να αποφευχθεί η κατασκευή νέων μεγάλων σταθμών παραγωγής και γραμμών μεταφοράς. Στο περιβάλλον της απελευθερωμένης αγοράς ενέργειας, οι επενδύσεις σε ΜΔΠ εμπεριέχουν μικρότερο οικονομικό ρίσκο σε σχέση με τις επενδύσεις σε μεγάλους σταθμούς παραγωγής, καθώς το κόστος κατασκευής των μεγάλων σταθμών παραγωγής είναι πολύ υψηλό. Επομένως, η είσοδος των ΜΔΠ στην αγορά ενέργειας αναμένεται να δημιουργήσει ένα πιο ανταγωνιστικό περιβάλλον που μπορεί να προκαλέσει μείωση των τιμών της ηλεκτρικής ενέργειας και βελτίωση της ποιότητας εξυπηρέτησης των καταναλωτών. Επιπλέον, η παρουσία των ΜΔΠ σε συνδυασμό με την αναβάθμιση των ΔΔ μπορεί να οδηγήσει στη μείωση των απωλειών του δικτύου, στη βελτίωση της ποιότητας ισχύος και στην αύξηση της αξιοπιστίας του δικτύου.

Οι κυριότερες τεχνολογίες ΜΔΠ που συναντώνται στα δίκτυα διανομής είναι οι ακόλουθες:

- **Φωτοβολταϊκά συστήματα.** Τα φωτοβολταϊκά (ΦΒ) συστήματα μετατρέπουν την ηλιακή ενέργεια σε ηλεκτρική και το δομικό τους υλικό είναι ένα ημιαγώγιμο υλικό, όπως το πυρίτιο (Si). Ένα από τα μεγαλύτερα πλεονεκτήματα των ΦΒ συστημάτων είναι η ευρεία κλίμακα εφαρμογών τους, η οποία μπορεί να είναι από μικρές ηλεκτρονικές συσκευές ισχύος λιγότερης του ενός W, όπως υπολογιστές τσέπης, μέχρι εγκαταστάσεις ΦΒ σε στέγες των 5–10 kW και πολύ μεγάλα υπαίθρια ΦΒ πάρκα της τάξης των MW. Αυτή η δυνατότητα προκύπτει από τη “σπονδυλωτή” δομή ενός ΦΒ συστήματος, που αποτελείται από πολλές μικρές ΦΒ κυψέλες, καθώς και από την αθόρυβη και χωρίς ρύπανση λειτουργία του ΦΒ συστήματος.
- **Ανεμογεννήτριες.** Η ανεμογεννήτρια (Α/Γ) μετατρέπει την κινητική ενέργεια του ανέμου σε ηλεκτρική ενέργεια. Τα λειτουργικά χαρακτηριστικά μιας Α/Γ είναι η ταχύτητα εκκίνησης, η ταχύτητα αποκοπής και η ονομαστική ταχύτητα. Η ταχύτητα εκκίνησης είναι η ταχύτητα του ανέμου στην οποία η Α/Γ αρχίζει να παράγει ενεργό ισχύ. Για ταχύτητες ανέμου που ξεπερνούν την ταχύτητα αποκοπής, η λειτουργία της Α/Γ διακόπτεται για την αποφυγή μηχανικών βλαβών, οπότε η Α/Γ παράγει μηδενική ενεργό ισχύ. Η Α/Γ παράγει την ονομαστική της ενεργό ισχύ για ταχύτητα του ανέμου μεγαλύτερη ή ίση της ονομαστικής ταχύτητας και μικρότερη της ταχύτητας αποκοπής της Α/Γ.



Σχήμα 2.3: Δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας δύο κόμβων.

- **Υδροηλεκτρικοί σταθμοί.** Οι υδροηλεκτρικοί σταθμοί μετατρέπουν τη μηχανική ενέργεια του νερού σε ηλεκτρική ενέργεια με τη βοήθεια υδροστροβίλων. Η ποσότητα της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας σε ένα υδροηλεκτρικό σταθμό εξαρτάται από διάφορους παράγοντες, εκ των οποίων οι δύο πιο σημαντικοί είναι ο όγκος του νερού που προσπίπτει στον υδροστρόβιλο και η υψομετρική διαφορά μεταξύ της στάθμης εκκίνησης της ροής του νερού και του υδροστρόβιλου.
- **Μονάδες βιομάζας.** Για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, οι μονάδες βιομάζας χρησιμοποιούν ως καύσιμο βιομάζα, η οποία προέρχεται από ζωντανούς (φυτικούς ή ζωικούς) οργανισμούς. Η βιομάζα θεωρείται ως ΑΠΕ, διότι η ποσότητα της βιομάζας που απαιτείται για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας αποκαθίσταται σε πολύ σύντομο χρονικό διάστημα.
- **Αεριοστροβίλοι παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.** Στους αεριοστροβίλους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ο άξονας του αεριοστροβίλου συνδέεται με μια γεννήτρια και η μηχανική ενέργεια που παράγεται από την καύση ενός καυσίμου μετατρέπεται σε ηλεκτρική ισχύ. Ως καύσιμο χρησιμοποιείται συνήθως φυσικό αέριο και βασικό πλεονέκτημα των μονάδων αυτών είναι η γρήγορη εκκίνησή τους.
- **Ντηζελογεννήτριες.** Η ντηζελογεννήτρια αποτελείται από μία ηλεκτρική γεννήτρια εναλλασσόμενου ρεύματος που οδηγείται από μία μηχανή εσωτερικής καύσης που ακολουθεί τον κύκλο του Diesel.

2.3.1 Τεχνικά προβλήματα δικτύων διανομής λόγω υψηλής διείσδυσης διανεμημένης παραγωγής

Πριν από τη σύνδεση μιας ΜΔΠ στο δίκτυο, εκπονείται μια μελέτη με την οποία εκτιμάται εάν η συγκεκριμένη ΜΔΠ μπορεί να εγκατασταθεί στο δίκτυο χωρίς να παραβιάζονται κάποιοι από τους λειτουργικούς περιορισμούς του δικτύου, όπως παραβίαση κάποιων ορίων τάσης ή των ορίων φόρτισης κάποιων γραμμών διανομής. Μετά τη σύνδεσή τους στο δίκτυο, οι ΜΔΠ λειτουργούν υπό σταθερό συντελεστή ισχύος και αντιμετωπίζονται από τον διαχειριστή του δικτύου σαν αρνητικά φορτία. Η πρακτική αυτή ονομάζεται στη βιβλιογραφία “συνδέω και ξεχνώ” (“fit and forget”), αφού όταν συνδεθεί η ΜΔΠ στο δίκτυο δεν έχει κάποιον ενεργό ρόλο στη λειτουργία του δικτύου.

Ακολουθώντας την πρακτική αυτή, η αυξανόμενη εγκατάσταση ΜΔΠ και κυρίως αυτών που βασίζονται σε ΑΠΕ δημιουργεί νέες προκλήσεις στη λειτουργία των υφιστάμενων δικτύων διανομής. Οι προκλήσεις αυτές οφείλονται στο γεγονός ότι τα ΔΔ είχαν σχεδιαστεί

με μοναδικό σκοπό τη διανομή ηλεκτρικής ενέργειας προς τους καταναλωτές και όχι για τη σύνδεση μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Τα σημαντικότερα τεχνικά ζητήματα που καλούνται να αντιμετωπιστούν στα ΔΔ λόγω της υψηλής διείσδυσης διανεμημένης παραγωγής είναι τα ακόλουθα:

- **Ανύψωση τάσης.** Η τάση στα ΔΔ πρέπει να κυμαίνεται εντός συγκεκριμένων ορίων βάσει προτύπων (π.χ. το [12]). Η σύνδεση ΜΔΠ μπορεί να προκαλέσει ανεπιθύμητες διακυμάνσεις στην τάση, ειδικά όταν η τεχνολογία τους βασίζεται σε ΑΠΕ. Η μεταβολή της τάσης μεταξύ των δύο κόμβων του δικτύου διανομής του Σχήματος 2.3 υπολογίζεται ως ακολούθως:

$$\Delta V = V_1 - V_2 \approx \frac{R \cdot P + X \cdot Q}{V_2} = \frac{R \cdot (P_L - P_{DG}) + X \cdot (Q_L \pm Q_{DG})}{V_2} \quad (2.1)$$

όπου V_i είναι το μέτρο της τάσης του κόμβου i , R και X είναι η αντίσταση και η επαγωγική αντίδραση σειράς της γραμμής, αντίστοιχα, P_L και Q_L είναι η ενεργός και η άεργος ισχύς του φορτίου, αντίστοιχα, P_{DG} και Q_{DG} είναι η ενεργός και η άεργος ισχύς της ΜΔΠ, αντίστοιχα. Εξαιτίας της υψηλής τιμής του λόγου της αντίστασης προς την αντίδραση (R/X) των γραμμών διανομής, η ροή ενεργού ισχύος έχει μεγαλύτερη επίδραση στη μεταβολή της τάσης από ότι η ροή αέργου ισχύος, όπως φαίνεται και στη (2.1). Αυτό έχει ως αποτέλεσμα σε περίπτωση υψηλής διείσδυσης διανεμημένης παραγωγής να προκληθεί ανύψωση τάσης ανάντη του σημείου σύνδεσης της ΜΔΠ στο δίκτυο.

- **Συμφόρηση γραμμών διανομής.** Οι ΜΔΠ μπορούν να επηρεάσουν σημαντικά τη φόρτιση των γραμμών διανομής. Είναι πιθανό η αυξημένη διείσδυση διανεμημένης παραγωγής να αυξήσει το συνολικό ρεύμα που ρέει στις γραμμές και να οδηγήσει στη λειτουργία των γραμμών καθώς και άλλων στοιχείων του δικτύου πολύ κοντά στα τεχνικά τους όρια.
- **Επιπτώσεις στην προστασία του δικτύου.** Η εγκατάσταση μεγάλου αριθμού ΜΔΠ μπορεί να προκαλέσει σημαντικά ζητήματα στην προστασία του δικτύου. Τα πιο σημαντικά από αυτά είναι η μεταβολή της στάθμης βραχυκύκλωσης, η αμφίδρομη ροή ρεύματος βραχυκύκλωσης, η νησιδοποίηση, η πιθανή τύφλωση της προστασίας και η εσφαλμένη λειτουργία των προστασιών.
- **Ποιότητα ισχύος.** Η ποιότητα ισχύος του δικτύου επηρεάζεται επίσης από την υψηλή διείσδυση διανεμημένης παραγωγής. Συγκεκριμένα, μπορεί να προκληθούν ταχείες αυξομειώσεις της τάσης (voltage flicker) λόγω της σύνδεσης ή αποσύνδεσης ΜΔΠ στο δίκτυο. Επιπλέον, μπορεί να εισαχθούν στο δίκτυο αρμονικές, ο τύπος και το εύρος των οποίων εξαρτάται από την τεχνολογία των ΜΔΠ και τον τρόπο με τον οποίο συνδέονται στο δίκτυο.

Τα τεχνικά αυτά ζητήματα μπορούν να προκαλέσουν εμπόδια για την περαιτέρω διείσδυση της διανεμημένης παραγωγής στο δίκτυο διανομής. Για τον λόγο αυτό, ο τρόπος λειτουργίας και σχεδιασμού των υφιστάμενων δικτύων οφείλει να εξελιχθεί έτσι ώστε να αντιμετωπιστούν αυτά τα τεχνικά ζητήματα, να αυξηθεί η αποδοτικότητα του δικτύου και ταυτόχρονα να εγκατασταθούν στο δίκτυο όσο το δυνατόν περισσότερες σε πλήθος και σε μέγεθος ΜΔΠ. Για την επίτευξη του στόχου αυτού, τόσο τα στοιχεία και ο εξοπλισμός του δικτύου όσο και οι ΜΔΠ θα πρέπει να αποκτήσουν έναν πιο “ενεργό” ρόλο στη λειτουργία του δικτύου.

2.4 ΕΝΕΡΓΑ ΔΙΚΤΥΑ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Με στόχο την υψηλότερη διείσδυση διανεμημένης παραγωγής από ΑΠΕ, ο τρόπος λειτουργίας των ΔΔ πρέπει να τροποποιηθεί με τέτοιον τρόπο έτσι ώστε να αξιοποιεί στο μέγιστο τις δυνατότητες του εξοπλισμού και των στοιχείων τους, καθώς και τις διαθέσιμες διανεμημένες πηγές ενέργειας. Στο πλαίσιο αυτό τα ΔΔ μετατρέπονται σε ενεργά ΔΔ (active distribution networks), τα οποία σύμφωνα με το CIGRE WG C6.11 [2] ορίζονται ως ακολούθως:

“Τα ενεργά ΔΔ διαθέτουν συστήματα ελέγχου των διαθέσιμων διανεμημένων πηγών ενέργειας, οι οποίες αποτελούνται από διανεμημένη παραγωγή, αποκρινόμενα φορτία και μονάδες αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας. Οι διαχειριστές των ενεργών δικτύων επιτρέπουν την εφαρμογή ευέλικτων τοπολογιών δικτύου για τον έλεγχο των ροών ισχύος στις γραμμές. Οι διανεμημένες πηγές ενέργειας έχουν τη δυνατότητα να παρέχουν επικουρικές υπηρεσίες στο δίκτυο, οι οποίες καθορίζονται από ένα κατάλληλο ρυθμιστικό πλαίσιο και τη σύμβαση σύνδεσής τους στο δίκτυο.”

Με την ανάπτυξη των ενεργών δικτύων διανομής, η λειτουργία του δικτύου διανομής γίνεται παρόμοια με αυτή των συστημάτων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Πιο συγκεκριμένα, με τη βοήθεια των υποδομών τεχνολογίας πληροφορικής και επικοινωνιών (ΤΠΕ) του δικτύου, θα γίνεται εφικτός ο συντονισμένος έλεγχος των στοιχείων του και της παραγωγής των διανεμημένων πηγών ενέργειας σε πραγματικό χρόνο, έτσι ώστε να αντιμετωπίζονται τα τεχνικά ζητήματα που δημιουργούνται λόγω υψηλής διείσδυσης διανεμημένης παραγωγής από ΑΠΕ.

Για να γίνουν τα ενεργά ΔΔ μια πραγματικότητα θα πρέπει να επιλυθούν δύο πολύ σημαντικά ζητήματα. Το πρώτο ζήτημα αφορά την αναβάθμιση του δικτύου διανομής με τις κατάλληλες ΤΠΕ και με προηγμένες μετρητικές διατάξεις, έτσι ώστε να είναι εφικτή η εποπτεία και ο έλεγχος του δικτύου σε πραγματικό χρόνο. Το δεύτερο ζήτημα, το οποίο είναι και αντικείμενο της παρούσας διδακτορικής διατριβής, αφορά την ανάπτυξη κατάλληλων σχημάτων ενεργού διαχείρισης του δικτύου (active network management) που θα επιτυγχάνουν την αποτελεσματική λειτουργία του δικτύου τόσο σε συνθήκες κανονικής κατάστασης λειτουργίας, όσο και σε έκτακτες καταστάσεις λειτουργίας.

2.5 ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΔΙΚΤΥΩΝ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΣΕ ΚΑΝΟΝΙΚΗ ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ

Το ΔΔ σε κανονική κατάσταση λειτουργίας, όταν δηλαδή όλα τα στοιχεία του είναι διαθέσιμα, ελέγχεται με τέτοιον τρόπο, έτσι ώστε η τάση των κόμβων και η φόρτιση των γραμμών και των μετασχηματιστών να βρίσκονται εντός συγκεκριμένων ορίων. Η βέλτιστη λειτουργία ενός δικτύου διανομής προϋποθέτει η τροφοδοσία των φορτίων να είναι με τέτοιον τρόπο ώστε οι απώλειες ισχύος να είναι ελάχιστες, η απόκλιση της τάσης των κόμβων από την ονομαστική τιμή να είναι όσο το δυνατόν μικρότερη και η παροχή ηλεκτρικής ενέργειας στους καταναλωτές να είναι συνεχής.

Στα ΔΔ χωρίς ή με μικρή διείσδυση διανεμημένης παραγωγής, η βέλτιστη λειτουργία του δικτύου επιτυγχάνεται με την κατάλληλη επιλογή του εξοπλισμού και της διάταξης του δικτύου. Ωστόσο, σε δίκτυα με υψηλά ποσοστά διείσδυσης διανεμημένης παραγωγής απαιτείται η επανεξέταση του προβλήματος της βέλτιστης λειτουργίας του δικτύου με διαφορετικές μεθόδους, οι οποίες μπορούν να εφαρμοστούν σε πραγματικό χρόνο. Αυτό

οφείλεται στο γεγονός ότι στις γραμμές των δικτύων με υψηλή διείσδυση διανεμημένης παραγωγή η ροή ισχύος μπορεί να είναι αμφίδρομη σε ορισμένα χρονικά διαστήματα της ημέρας και στο γεγονός ότι η λειτουργία του εξοπλισμού των ΔΔ έχει ρυθμιστεί θεωρώντας ότι η ροή ισχύος θα έχει φορά πάντα από τον Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ προς τους καταναλωτές.

Στην ενότητα αυτή γίνεται μια βιβλιογραφική ανασκόπηση των μεθόδων για τη βέλτιστη λειτουργία τόσο των παθητικών ΔΔ όσο και των ενεργών δικτύων διανομής. Ως παθητικά δίκτυα σε αυτή την εργασία ορίζονται τα ΔΔ στα οποία δεν έχουν εγκατασταθεί ΜΔΠ ή οι ΜΔΠ δεν συμβάλλουν στη βέλτιστη λειτουργία του δικτύου διανομής στην κανονική κατάσταση λειτουργίας.

2.5.1 Λειτουργία παθητικών δικτύων διανομής σε κανονική κατάσταση

Οι αποφάσεις για τη βέλτιστη λειτουργία ενός δικτύου διανομής λαμβάνονται από ένα σύστημα διαχείρισης διανομής (ΣΔΔ, Distribution management system – DMS) για την εγκατάσταση του οποίου υπεύθυνος είναι ο διαχειριστής του δικτύου. Το ΣΔΔ χρησιμοποιεί ένα σύστημα παρόμοιο με τα συστήματα εποπτικού ελέγχου και συλλογής πληροφοριών (Supervisory control and data acquisition – SCADA) των συστημάτων μεταφοράς για τη συλλογή δεδομένων από διάφορες μετρητικές μονάδες, οι οποίες είναι γεωγραφικά διασκορπισμένες στο δίκτυο, με σκοπό την εποπτεία του. Στις περισσότερες περιπτώσεις, στα παθητικά δίκτυα διανομής, στον Μ/Σ του ΥΤ/ΜΤ υπάρχουν διαθέσιμες μετρήσεις έγχυσης ισχύος ή έντασης και τάσης, στην άφιξη των κύριων γραμμών, δηλαδή κοντά στο σημείο σύνδεσης των κύριων γραμμών με τους Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ, και σε πολύ λίγα σημεία κατά μήκος αυτών, συνήθως, εκεί που είναι εγκατεστημένοι τηλεχειριζόμενοι διακόπτες. Στο ΣΔΔ αναλύονται τα δεδομένα που συλλέγονται με στόχο την εκτίμηση της κατάστασης του δικτύου διανομής, την ανίχνευση μη κανονικών συνθηκών λειτουργίας, π.χ., υπόταση, και τη λήψη κατάλληλων διορθωτικών κινήσεων, π.χ. λειτουργία ΣΑΤΥΦ, μέσω συστημάτων αποφάσεων.

Οι μέθοδοι που χρησιμοποιούνται στα συστήματα αποφάσεων για τη βέλτιστη λειτουργία των παθητικών ΔΔ μπορούν να κατηγοριοποιηθούν ως εξής:

- Μέθοδοι βέλτιστου ελέγχου τάσης και αέργου ισχύος (volt/var control).
- Μέθοδοι βέλτιστης επαναδιαμόρφωσης (reconfiguration) δικτύου διανομής.

Οι μέθοδοι βέλτιστου ελέγχου τάσης και αέργου ισχύος έχουν ως στόχο την ελαχιστοποίηση των απωλειών ενεργού ισχύος με όσο το δυνατόν λιγότερους χειρισμούς των μέσων ρύθμισης τάσης, όπως ΣΑΤΥΦ, ρυθμιστών τάσης και αποζεύξιμων πυκνωτών. Το πρόβλημα του βέλτιστου ελέγχου τάσης και αέργου ισχύος στα ΔΔ είναι ένα σύνθετο πρόβλημα βελτιστοποίησης, διότι οι μεταβλητές ελέγχου, δηλαδή οι λήψεις του ΣΑΤΥΦ και των ρυθμιστών τάσης και η κατάσταση σύνδεσης των αποζεύξιμων πυκνωτών, είναι διακριτές μεταβλητές. Επομένως, το πρόβλημα του βέλτιστου ελέγχου τάσης και αέργου ισχύος αποτελεί εν γένει ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης μεικτού ακέραιου προγραμματισμού.

Τα τελευταία χρόνια έχουν αναπτυχθεί διάφορες διατυπώσεις και μέθοδοι επίλυσης του προβλήματος του βέλτιστου ελέγχου τάσης και αέργου ισχύος σε παθητικά ΔΔ [13]–[16]. Στην [13] το πρόβλημα διατυπώνεται σαν ένα πρόβλημα μεικτού ακέραιου προγραμματισμού με τετραγωνικούς περιορισμούς χρησιμοποιώντας ένα προσεγγιστικό μοντέλο ροής ισχύος για τον υπολογισμό των απωλειών ισχύος. Η επίλυση του προβλήματος γίνεται χρησιμοποιώντας δυο διαδοχικούς ευρετικούς αλγορίθμους και η αντικειμενική συνάρτηση

στην [13] έχει ως στόχο την ελαχιστοποίηση των απωλειών ισχύος. Στην [14], το πρόβλημα βέλτιστου ελέγχου τάσης και αέργου ισχύος έχει ως αντικειμενική συνάρτηση την ελαχιστοποίηση των απωλειών ενεργού ισχύος θέτοντας ένα μέγιστο επιτρεπόμενο όριο χειρισμών των διαθέσιμων μέσων ρύθμισης τάσης ανά ημέρα. Το πρόβλημα διατυπώνεται ως ένα πρόβλημα μεικτού ακέραιου προγραμματισμού με μη γραμμικούς περιορισμούς και επιλύεται με μια προτεινόμενη μέθοδο εσωτερικού σημείου. Μία μέθοδος, η οποία βασίζεται στον δυναμικό προγραμματισμό, προτείνεται στην [15] για την επίλυση του προβλήματος χρησιμοποιώντας ωριαίες προβλέψεις φορτίου με στόχο την ελαχιστοποίηση των απωλειών ενεργού ισχύος και της ροής αέργου ισχύος που ρέει από τους Υ/Σ. Στην [16] λαμβάνεται υπόψη και η παραγωγή ενεργού ισχύος από ΜΔΠ στην επίλυση του προβλήματος. Ωστόσο, οι μεταβλητές ελέγχου είναι μόνο οι χειρισμοί των μέσων ρύθμισης τάσης και το μοντέλο βελτιστοποίησης του προβλήματος είναι ένα προσεγγιστικό μοντέλο μεικτού ακέραιου προγραμματισμού με γραμμικούς περιορισμούς.

Οι μέθοδοι βέλτιστης επαναδιαμόρφωσης των ΔΔ μεταβάλλουν την κατάσταση των κανονικά κλειστών και των κανονικά ανοικτών διακοπών με τους οποίους είναι εξοπλισμένες οι γραμμές του δικτύου διανομής με στόχο την ικανοποίηση ενός ή περισσότερων κριτηρίων. Τα συνηθέστερα κριτήρια είναι η ελαχιστοποίηση των απωλειών ενεργού ισχύος, η ισοκατανομή των φορτίων μεταξύ των κύριων γραμμών και η μεγιστοποίηση της ελάχιστης τιμής της τάσης σε ένα δίκτυο [5]. Οι μέθοδοι βέλτιστης επαναδιαμόρφωσης ΔΔ εκμεταλλεύονται τη διαφορετική διακύμανση φορτίου των τυπικών καταναλωτών (π.χ. οικιακών, βιομηχανικών, εμπορικών, κ.λ.π.) κατά τη διάρκεια του έτους, της εβδομάδας ή και της ημέρας και μεταφέρουν φορτία από υψηλά φορτισμένα σημεία του δικτύου σε άλλα λιγότερο φορτισμένα. Το πρόβλημα της βέλτιστης επαναδιαμόρφωσης είναι επίσης ένα πρόβλημα μεικτού ακέραιου προγραμματισμού με μη γραμμικούς περιορισμούς, καθώς η κατάσταση των διακοπών είναι διακριτή μεταβλητή και οι περιορισμοί του περιλαμβάνουν τις μη γραμμικές εξισώσεις ροής ισχύος. Με την αναμενόμενη αντικατάσταση, λόγω φθοράς ή παλαιότητας, των χειροκίνητων διακοπών με τηλεχειριζόμενους, η βέλτιστη επαναδιαμόρφωση του δικτύου μπορεί να αποτελέσει ένα σημαντικό εργαλείο του ΣΔΔ για τη βέλτιστη λειτουργία του δικτύου.

Η μέθοδος της βέλτιστης επαναδιαμόρφωσης της [17] χρησιμοποιεί μια ευρετική μέθοδο, στο πρώτο στάδιο της οποίας όλοι οι διακόπτες κλείνουν, σχηματίζοντας μία βροχοειδή διάταξη δικτύου διανομής. Στη συνέχεια, ανοίγουν διαδοχικά οι διακόπτες των γραμμών με τις λιγότερες απώλειες μέχρις ότου η διάταξη του δικτύου γίνει ακτινική. Η αντικειμενική συνάρτηση της [17] είναι η ελαχιστοποίηση των απωλειών του δικτύου. Παρόμοια διαδικασία με ίδια αντικειμενική συνάρτηση ακολουθεί και η ευρετική μέθοδος της [18], η οποία χρησιμοποιεί μία μέθοδο βέλτιστης ροής ισχύος για να καθορίσει τον κλάδο με διακόπτη από τον οποίο διαρρέεται το μικρότερο ρεύμα. Το πρόβλημα βέλτιστης επαναδιαμόρφωσης επιλύεται στην [19] με τη μέθοδο αποσύνθεσης Benders με αντικειμενική συνάρτηση την ελαχιστοποίηση των απωλειών και την ισοκατανομή των φορτίων στις κύριες γραμμές. Στο πρώτο στάδιο της μεθόδου αυτής, το κύριο πρόβλημα διατυπώνεται ως πρόβλημα μεικτού ακέραιου προγραμματισμού με μη γραμμικούς περιορισμούς και η επίλυσή του καθορίζει την ακτινική διάταξη του δικτύου. Στο δεύτερο στάδιο, με τη βοήθεια μιας μη γραμμικής μεθόδου, εξετάζεται αν η ακτινική διάταξη του πρώτου σταδίου αποτελεί εφικτή λύση, δηλαδή ικανοποιεί τους περιορισμούς λειτουργίας του δικτύου. Στην [20], ένα προσεγγιστικό μοντέλο μεικτού ακέραιου προγραμματισμού με κωνικούς περιορισμούς προτείνεται για τη διατύπωση του προβλήματος αντί του αντίστοιχου μοντέλου με μη

γραμμικούς περιορισμούς. Το σημαντικό πλεονέκτημα του μοντέλου αυτού είναι ότι μπορεί να επιλυθεί από εμπορικούς επιλυτές διακλάδωσης και οριοθέτησης, διασφαλίζοντας έτσι τη βέλτιστη λύση του προβλήματος. Μοντέλα μεικτού ακέραιου προγραμματισμού με κωνικούς περιορισμούς για τη βέλτιστη επαναδιαμόρφωση του δικτύου παρουσιάζονται και στην [21]. Πρέπει να σημειωθεί ότι οι μέθοδοι των [17]–[21] εφαρμόστηκαν σε δίκτυα, στα οποία δεν είναι εγκατεστημένες ΜΠΔ.

Οι μέθοδοι βέλτιστης λειτουργίας [5], [13]–[21] είτε εφαρμόζονται σε δίκτυα χωρίς ΜΔΠ είτε δεν επιτρέπεται ο έλεγχος ενεργού και αέργου ισχύος των ΜΔΠ. Έτσι, αν οι μέθοδοι αυτές εφαρμοστούν σε δίκτυα με υψηλή διείσδυση διανεμημένης παραγωγής, είναι πολύ πιθανόν το δίκτυο να μη λειτουργεί στο βέλτιστο σημείο λειτουργίας του.

2.5.2 Λειτουργία ενεργών δικτύων διανομής σε κανονική κατάσταση

Η βέλτιστη λειτουργία των ενεργών ΔΔ αξιοποιεί τις δυνατότητες συντονισμένου ελέγχου των διανεμημένων πηγών ενέργειας και του εξοπλισμού του δικτύου με στόχο την αξιόπιστη παροχή ηλεκτρικής ενέργειας στους καταναλωτές, την υψηλότερη διείσδυση ΑΠΕ και την οικονομική διαχείριση του δικτύου. Η λειτουργία των ενεργών ΔΔ μπορεί να γίνει είτε μέσω στρατηγικών κεντρικού ελέγχου (centralized control) είτε μέσω στρατηγικών αποκεντρωμένου ελέγχου (decentralized control). Σε μια στρατηγική κεντρικού ελέγχου, οι αποφάσεις για τη βέλτιστη λειτουργία του δικτύου λαμβάνονται κεντρικά είτε σε ένα ΣΔΔ είτε από έναν διαχειριστή διανεμημένων πηγών ενέργειας (aggregator) είτε από συνεργασία μεταξύ του ΣΔΔ και ενός ή περισσοτέρων διαχειριστών διανεμημένων πόρων. Για την υλοποίηση αυτής της στρατηγικής ελέγχου απαιτείται δυνατότητα εκτίμησης κατάστασης του δικτύου σε πραγματικό χρόνο, δυνατότητα πρόβλεψης του φορτίου και της παραγωγής από ΑΠΕ και κατάλληλο δίκτυο επικοινωνίας για την αποστολή σημάτων ελέγχου [22]. Σε μια αποκεντρωμένη στρατηγική ελέγχου, το δίκτυο χωρίζεται σε ζώνες, κάθε μία από τις οποίες ελέγχεται από τοπικούς ελεγκτές, οι οποίοι έχουν τη δυνατότητα επικοινωνίας μεταξύ τους για ανταλλαγή πληροφοριών [23].

Τα τελευταία χρόνια, έχουν αναπτυχθεί διάφορες μέθοδοι για τη βέλτιστη λειτουργία των ενεργών δικτύων σε κανονική κατάσταση [4], οι οποίες χωρίζονται στις εξής κατηγορίες:

- Μέθοδοι βέλτιστου ελέγχου τάσης.
- Μέθοδοι βέλτιστης διαχείρισης ροής ισχύος (power flow management) των γραμμών διανομής.

Οι μέθοδοι βέλτιστου ελέγχου τάσης των ενεργών ΔΔ έχουν παρόμοια φιλοσοφία με αυτή των μεθόδων ελέγχου τάσης και αέργου ισχύος των παθητικών δικτύων διανομής. Ωστόσο, η θεμελιώδης διαφορά τους είναι ότι στα ενεργά ΔΔ επιτρέπεται και ο έλεγχος της ενεργού και της αέργου ισχύος των ΜΔΠ. Επιπλέον, αυτές οι μέθοδοι αναπτύχθηκαν με στόχο να αντιμετωπιστεί η ανύψωση και οι έντονες διακυμάνσεις της τάσης που προκαλούνται από τη σύνδεση στο δίκτυο, ΜΔΠ που βασίζονται σε ΑΠΕ. Οι μέθοδοι βέλτιστου ελέγχου τάσης των ενεργών ΔΔ μπορεί να είναι κεντρικού [22], [24]–[26] ή αποκεντρωμένου ελέγχου [27]–[29].

Για την αντιμετώπιση του προβλήματος της ανύψωσης τάσης προτείνεται στην [24] η περικοπή ενεργού ισχύος των ΜΔΠ. Η μέθοδος αυτή, για να υπολογίσει το ποσοστό της περικοπής ενεργού ισχύος των ΜΔΠ που απαιτείται για να βρεθεί η τάση εντός επιτρεπτών ορίων, χρησιμοποιεί τους συντελεστές ευαισθησίας τάσης και θεωρεί ότι η λήψη του ΣΑΤΥΦ στον Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ έχει μια σταθερή τιμή, δηλαδή η τάση του Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ είναι

προκαθορισμένη. Για την αντιμετώπιση του προβλήματος της ανύψωσης τάσης, η περικοπή ενεργού ισχύος των ΜΔΠ είναι πολύ αποτελεσματική, όμως προκαλεί απώλεια εισοδήματος για τους ιδιοκτήτες των ΜΔΠ. Στην [25] παρουσιάζεται μία μέθοδος που βασίζεται στο μοντέλο προβλεπτικού ελέγχου (model predictive control) με στόχο τον περιορισμό της τάσης εντός των επιτρεπτών ορίων υπολογίζοντας τις βέλτιστες τιμές των μεταβλητών ελέγχου. Ως μεταβλητές ελέγχου θεωρούνται οι λήψεις του ΣΑΤΥΦ, η ενεργός ισχύς των ΜΔΠ και η άεργος ισχύς των ΜΔΠ. Σε αυτή τη μέθοδο επιτρέπεται στις ΜΔΠ να απορροφούν ή να παράγουν άεργο ισχύ, ενώ έσχατη λύση είναι η περικοπή ενεργού ισχύος των ΜΔΠ. Στην [22], το σημείο βέλτιστης λειτουργίας του δικτύου καθορίζεται από μια διαδικασία που περιλαμβάνει δυο στάδια. Στο πρώτο στάδιο επιλέγεται μια τοπολογία δικτύου, η οποία μπορεί να προκύψει από τη μεταβολή της κατάστασης των διακοπών του δικτύου. Στο δεύτερο στάδιο, για την επιλεγμένη τοπολογία δικτύου καθορίζονται από ένα προσεγγιστικό γραμμικό μοντέλο βελτιστοποίησης η περικοπή ενεργού ισχύος κάθε ΜΔΠ, η άεργος ισχύς που εγγεί κάθε ΜΔΠ και η ισχύς που απορροφούν τα αποκρινόμενα φορτία έτσι ώστε το δίκτυο να βρίσκεται εντός των λειτουργικών του ορίων. Αφού εξεταστούν όλες οι διαθέσιμες τοπολογίες, επιλέγεται η τοπολογία του δικτύου μαζί με τα σημεία λειτουργίας των ΜΔΠ και των αποκρινόμενων φορτίων που εξασφαλίζουν την ελάχιστη περικοπή ενεργού ισχύος των ΜΔΠ και τη μέγιστη εξυπηρέτηση των αποκρινόμενων φορτίων. Η μέθοδος της [26] καθορίζει την περικοπή ενεργού ισχύος των ΜΔΠ, την άεργο ισχύ που εγγέουν οι ΜΠΔ, τη λήψη του ΣΑΤΥΦ, την κατάσταση σύνδεσης των αποξεδύμων πυκνωτών και την κατάσταση των διακοπών με αντικειμενική συνάρτηση την ελαχιστοποίηση της περικοπής ενεργού ισχύος των ΜΔΠ.

Αναλύοντας τα αποτελέσματα των [22] και [26] διαπιστώνεται ότι η επαναδιαμόρφωση του δικτύου μπορεί να εξαλείψει την περικοπή ενεργού ισχύος των ΜΔΠ και να διατηρήσει τη λειτουργία του δικτύου εντός ορίων. Το σημαντικό μειονέκτημα της μεθόδου της [22] είναι ότι εξετάζει το πρόβλημα της βέλτιστης λειτουργίας σαν δύο υποπροβλήματα αντί για ένα, κάτι το οποίο μπορεί να οδηγήσει σε μη βέλτιστη λύση. Η μέθοδος της [26], αν και είναι πιο ολοκληρωμένη από την αντίστοιχη της [22], μοντελοποιεί το πρόβλημα σαν ένα πρόβλημα μεικτού ακέραιου προγραμματισμού με μη γραμμικούς περιορισμούς, του οποίου η επίλυσή του είναι υπολογιστικά αρκετά απαιτητική.

Ο αποκεντρωμένος έλεγχος της μεθόδου που παρουσιάζεται στην [27] εξασφαλίζει ότι η παραγωγή ενεργού ισχύος των ΜΔΠ δεν θα προκαλέσει ανύψωση τάσης, ρυθμίζοντας κατάλληλα τις ΜΔΠ να εγγέουν άεργο ισχύ. Στην αποκεντρωμένη στρατηγική ελέγχου τάσης της [28], οι ΜΠΔ είναι υπεύθυνες για τη ρύθμιση τάσης του κόμβου που είναι συνδεδεμένες, μεταβάλλοντας την παραγωγή ενεργού και άεργου ισχύος τους. Ο αποκεντρωμένος έλεγχος τάσης της [29] περιλαμβάνει τον έλεγχο του ΣΑΤΥΦ, των ρυθμιστών τάσης, των αντιστροφέων των ΦΒ συστημάτων και των μπαταριών, με στόχο την εξομάλυνση των διακυμάνσεων της τάσης που δημιουργούνται λόγω της υψηλής παραγωγής από ΦΒ.

Οι μέθοδοι βέλτιστης διαχείρισης ροής ισχύος σε ενεργά ΔΔ έχουν ως στόχο τη μείωση της συμφόρησης των γραμμών διανομής σε περιόδους όπου υπάρχει υψηλή παραγωγή από ΑΠΕ και χαμηλή ζήτηση φορτίου. Οι μέθοδοι αυτές ακολουθούν στην πλειοψηφία τους στρατηγική κεντρικού ελέγχου, δηλαδή οι αποφάσεις λαμβάνονται από έναν κεντρικό διαχειριστή που έχει υπό την εποπτεία του ολόκληρο το δίκτυο. Επιπλέον, έχουν πολλά κοινά χαρακτηριστικά με της μεθόδους για την επίλυση του προβλήματος της βέλτιστης ροής ισχύος στα συστήματα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

Στην [30] παρουσιάζεται μία μέθοδος ενεργού διαχείρισης ροής ισχύος σε δίκτυα διανομής, η οποία εφαρμόζει την περικοπή ενεργού ισχύος των ΜΔΠ για να φέρει το σημείο λειτουργίας του δικτύου εντός των τεχνικών του ορίων. Στην [31] χρησιμοποιείται μια τροποποιημένη μέθοδος βέλτιστης ροής ισχύος ώστε να καθορίσει την ενεργό και άεργο ισχύ εξόδου των ΜΔΠ του δικτύου. Πρέπει να τονιστεί ότι στην [31] γίνεται αναφορά μόνο σε δίκτυα που περιλαμβάνουν συμβατικές ΜΔΠ και υδροηλεκτρικούς σταθμούς. Η μέθοδος της [32] υπολογίζει τη βέλτιστη επαναδιαμόρφωση του δικτύου διανομής μεταβάλλοντας την κατάσταση των τηλεχειριζόμενων διακοπών με στόχο να διατηρηθεί η ροή ισχύος όλων των γραμμών εντός ορίων. Το πρόβλημα της ενεργού διαχείρισης ροής ισχύος στην [32] διατυπώνεται σαν εάν πρόβλημα μεικτού ακέραιου προγραμματισμού με τετραγωνικούς περιορισμούς, το οποίο είναι υπολογιστικά αρκετά απαιτητικό. Για τον λόγο αυτό, το πρόβλημα της [32] χωρίζεται σε δύο υποπροβλήματα στην [33] για την πιο εύκολη και γρήγορη επίλυσή του.

2.6 ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΔΙΚΤΥΩΝ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΣΕ ΕΚΤΑΚΤΗ ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ

Κατά τη λειτουργία των ΔΔ υπάρχει πιθανότητα να συμβεί ένα σφάλμα που μπορεί να οδηγήσει στη διακοπή τροφοδοσίας των καταναλωτών. Τα είδη σφαλμάτων που μπορούν να εμφανιστούν σε ένα ΔΔ είναι τα ακόλουθα:

- **Παροδικό σφάλμα.** Περίπου το 80% του συνολικού αριθμού σφαλμάτων που εμφανίζονται στα ΔΔ είναι παροδικά [6]. Τα σφάλματα αυτά μπορούν να εκκαθαριστούν από τους διακόπτες ισχύος, προκαλώντας μικρές διακοπές της τροφοδότησης της γραμμής. Η ταχύτητα του διακόπτη ισχύος, οι ρυθμίσεις των ηλεκτρονόμων του και άλλα χαρακτηριστικά του επιλέγονται με τέτοιο τρόπο ώστε να διακόπτουν το ρεύμα βραχυκύκλωσης πριν την τήξη κάποιας ασφάλειας ή πριν τη βλάβη ενός στοιχείου του δικτύου, οι οποίες θα μετέτρεπαν το παροδικό σφάλμα σε μόνιμο.
- **Μόνιμο σφάλμα.** Τα σφάλματα αυτά προκύπτουν από τη βλάβη ενός στοιχείου του δικτύου. Τα αίτια ενός μόνιμου σφάλματος μπορεί να είναι φθορά ή αστοχία του υλικού ενός στοιχείου του δικτύου, ατύχημα (π.χ. πτώση στύλου εναέριας γραμμής διανομής), έντονα καιρικά φαινόμενα, κτλ.

Ύστερα από ένα μόνιμο σφάλμα, το ΔΔ οδηγείται σε έκτακτη κατάσταση, η οποία πρέπει να αντιμετωπιστεί με ενέργειες ελέγχου, για την απομόνωση του τμήματος του δικτύου που έχει υποστεί βλάβη και την ταχύτερη δυνατή ανατροφοδότηση των καταναλωτών. Πρακτικά, στα ακτινικά δίκτυα διανομής, η λειτουργία των μέσων προστασίας οδηγεί στην αποκοπή του τμήματος του δικτύου που έχει υποστεί βλάβη. Εάν η συνεργασία των μέσων προστασίας είναι πλήρης, απομονώνεται το τμήμα που έπεται του πρώτου μέσου προστασίας, από τη θέση του σφάλματος προς του ζυγούς του Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ. Πριν τη μετάβαση του δικτύου σε κανονική κατάσταση λειτουργίας (πλήρης αποκατάσταση), μπορεί να αποκατασταθεί η τροφοδότηση ενός μεγάλου μέρους των καταναλωτών που υπέστησαν διακοπή (μερική αποκατάσταση) [34].

Για την επαναφορά της λειτουργίας του δικτύου σε κανονική κατάσταση, ύστερα από ένα μόνιμο σφάλμα, ακολουθείται μια διαδικασία με διακριτά βήματα. Τα βήματα της αποκατάστασης λειτουργίας ενός δικτύου ύστερα από ένα μόνιμο σφάλμα είναι τα εξής [35]:

- Ανίχνευση μόνιμου σφάλματος.

- Εντοπισμός θέσης σφάλματος.
- Απομόνωση περιοχής σφάλματος.
- Μερική αποκατάσταση λειτουργίας.
- Πλήρης αποκατάσταση λειτουργίας.

Όταν συμβεί ένα σφάλμα, η τροφοδοσία ενός μέρους του δικτύου θα διακοπεί λόγω της λειτουργίας των μέσων προστασίας του δικτύου, π.χ. άνοιγμα του διακόπτη ισχύος. Η ανίχνευση του σφάλματος γίνεται είτε μέσω ένδειξης του μέσου προστασίας που έχει ενεργοποιηθεί είτε από τηλεφωνικές κλήσεις, στον διαχειριστή του δικτύου, των καταναλωτών που υπέστησαν διακοπή τροφοδοσίας.

Στη συνέχεια, πρέπει να εντοπιστεί η αιτία και το σημείο του δικτύου που συνέβη το σφάλμα. Ο εντοπισμός της θέσης σφάλματος μπορεί να γίνει με οπτική αναγνώριση από ένα συνεργείο [36], με τον υπολογισμό της σύνθετης αντίστασης της γραμμής [37], μέσω μεθόδων ανάλυσης τριφασικών κυκλωμάτων [38], με τη βοήθεια οδοντών κυμάτων [39], με την ανάλυση δεδομένων ποιότητας ισχύος [40], με τη συλλογή και ανάλυση δεδομένων ενδεικτών σφάλματος (fault indicators) [41]. Οι ενδείκτες σφάλματος είναι συσκευές που τοποθετούνται σε στρατηγικά τμήματα των γραμμών διανομής και υποδεικνύουν αν η γραμμή κατάντη του σημείου αυτού διαπερνάται από ρεύμα σφάλματος. Αυτό επιτυγχάνεται μέσω του συνεχούς ελέγχου, από τη συσκευή, της τάσης και της ροής ρεύματος στη γραμμή.

Αφού εντοπιστεί η θέση του σφάλματος, η περιοχή γύρω από αυτή πρέπει να απομονωθεί. Η απομόνωση της περιοχής επιτυγχάνεται με το άνοιγμα των πλησιέστερων διακοπών ή αποξυεκτών του δικτύου που βρίσκονται ανάντη και κατάντη της θέσης που έγινε το σφάλμα.

Μετά την απομόνωση της περιοχής σφάλματος, υπάρχει δυνατότητα της μερικής αποκατάστασης λειτουργίας ορισμένων τμημάτων του δικτύου. Η μερική αποκατάσταση λειτουργίας ενός δικτύου διανομής περιλαμβάνει τις απαραίτητες ενέργειες ελέγχου που απαιτούνται ώστε να ανατροφοδοτηθούν τα “υγιή” φορτία, δηλαδή τα φορτία που βρίσκονται εκτός της απομονωμένης περιοχής σφάλματος. Η μερική αποκατάσταση λειτουργίας επιτυγχάνεται συνήθως με την επαναδιαμόρφωση του δικτύου, δηλαδή τη μεταφορά των υγιών φορτίων σε γειτονικές γραμμές. Ωστόσο, η μεταφορά των φορτίων σε άλλες γραμμές μπορεί να προκαλέσει υπερφόρτιση των γραμμών αυτών ή μεγάλη πτώση τάσης σε ορισμένους κόμβους του δικτύου. Για τον λόγο αυτό, κάποιες φορές είναι απαραίτητη, εκτός από την επαναδιαμόρφωση του δικτύου, και η αποκοπή κάποιων επιπρόσθετων φορτίων. Η μερική αποκατάσταση λειτουργίας του δικτύου αποτελεί ένα σύνθετο πρόβλημα βελτιστοποίησης, στο οποίο πρέπει να καθοριστεί ο ελάχιστος δυνατός αριθμός χειρισμών διακοπών ώστε να ανατροφοδοτηθούν ταχύτερα όσο το δυνατόν περισσότεροι καταναλωτές και η λειτουργία του δικτύου να είναι εντός των τεχνικών του ορίων. Μέθοδοι για την επίλυση αυτού του προβλήματος βελτιστοποίησης θα παρουσιαστούν στις επόμενες δύο υποενότητες.

Εφόσον η αιτία του σφάλματος έχει απομακρυνθεί, αφού γίνουν οι αναγκαίες επισκευές, η τροφοδότηση των φορτίων μπορεί να αποκατασταθεί πλήρως, επαναφέροντας το δίκτυο στην αρχική του διάταξη.

Στην ενότητα αυτή γίνεται μια βιβλιογραφική ανασκόπηση των μεθόδων για τη αποκατάσταση λειτουργίας τόσο των παθητικών ΔΔ όσο και των ενεργών δικτύων σε έκτακτη κατάσταση ύστερα από ένα μόνιμο σφάλμα. Επιπλέον, επισημαίνονται οι επιπτώσεις των ΜΔΠ στη διαδικασία αυτή.

2.6.1 Λειτουργία παθητικών δικτύων διανομής σε έκτακτη κατάσταση

Στα παθητικά δίκτυα διανομής, για την αποκατάσταση λειτουργίας του δικτύου λαμβάνονται ως δεδομένα εισόδου η διάταξη του δικτύου μετά την απομόνωση της περιοχής σφάλματος και η εγκαταστημένη ισχύς των φορτίων, καθώς δεν υπάρχει η δυνατότητα για την εκτίμηση ή την πρόβλεψη του φορτίου. Οι μέθοδοι [42]–[46] βασίζονται σε κάποιες προσεγγιστικές ή στις αναλυτικές εξισώσεις ροής ισχύος για τη βέλτιστη επαναδιαμόρφωση του δικτύου με στόχο τη μερική αποκατάσταση της λειτουργίας του δικτύου ύστερα από ένα μόνιμο σφάλμα.

Στην [42], η μέθοδος για τη βέλτιστη αποκατάσταση λειτουργίας έχει ως στόχο την ανατροφοδότηση όσο το δυνατόν περισσότερων φορτίων με όσο το δυνατόν λιγότερους χειρισμούς διακοπών. Η μέθοδος επίλυσης της [42] βασίζεται σε έναν εξελικτικό μεθευρετικό αλγόριθμο και εφαρμόζεται και σε περιπτώσεις που σε ένα ΔΔ συμβαίνουν δύο ή και περισσότερα σφάλματα ταυτόχρονα. Στα δίκτυα διανομής, κάποιιοι καταναλωτές, π.χ., νοσοκομεία, έχουν υψηλότερη προτεραιότητα για αποκατάσταση της τροφοδοσίας τους σε περίπτωση διακοπής της. Η προτεραιότητα αυτή λαμβάνεται υπόψη στις μεθόδους των [43]–[45] για να υπολογιστεί το βέλτιστο σχέδιο αποκατάστασης λειτουργίας του δικτύου ύστερα από ένα μόνιμο σφάλμα. Η μέθοδος επίλυσης της [43] βασίζεται σε έναν αλγόριθμο δυναμικού προγραμματισμού, ενώ αυτή της [44] βασίζεται σε ορισμένους ευρετικούς κανόνες. Το πρόβλημα της βέλτιστης αποκατάστασης λειτουργίας στην [45] διατυπώνεται ως ένα πρόβλημα μεικτού ακέραιου προγραμματισμού με κωνικούς περιορισμούς δεύτερης τάξης και επιλύεται με τον εμπορικό επίλυτη CPLEX. Στις [42]–[45], η τάση του Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ θεωρείται σταθερή και τις περισσότερες φορές ίση με 1 α.μ. Στη μέθοδο της [46] μοντελοποιείται και η λειτουργία του ΣΑΤΥΦ του Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ για την πληρέστερη επίλυση του προβλήματος της αποκατάστασης λειτουργίας του δικτύου.

Οι μέθοδοι στις [42]–[46] είναι σχεδιασμένες για να εφαρμόζονται σε δίκτυα χωρίς ΜΔΠ. Έτσι, η εφαρμογή των μεθόδων αυτών σε δίκτυα με ΜΔΠ μπορεί να μην οδηγήσει στη βέλτιστη λύση του προβλήματος. Επομένως, η εξέλιξη των μεθόδων αυτών κρίνεται απαραίτητη έτσι ώστε να λαμβάνουν σαν δεδομένο εισόδου τη διαθέσιμη διανεμημένη παραγωγή στο δίκτυο και να αξιοποιούν τις δυνατότητες της ενεργού διαχείρισης του δικτύου.

2.6.2 Λειτουργία ενεργών δικτύων διανομής σε έκτακτη κατάσταση

Στα ενεργά δίκτυα διανομής, λαμβάνονται υπόψη τα οφέλη των ΜΔΠ και των δυνατοτήτων εποπτείας και ελέγχου του δικτύου σε πραγματικό χρόνο για να καθοριστεί η βέλτιστη λειτουργία του δικτύου σε έκτακτη κατάσταση. Λαμβάνοντας υπόψη τη διαθέσιμη διανεμημένη παραγωγή, μπορεί να αποφευχθούν πιθανές υπερφορτίσεις των γραμμών και μεγάλες πτώσεις τάσης σε ορισμένους κόμβους και συνεπώς να καθοριστούν σχέδια αποκατάστασης λειτουργίας του δικτύου με λιγότερους χειρισμούς διακοπών και χωρίς καμία επιπλέον αποκοπή φορτίων. Οι μέθοδοι για τη βέλτιστη λειτουργία ενεργών ΔΔ σε έκτακτη κατάσταση μπορούν να διακριθούν σε αυτές που δεν επιτρέπεται η νησιδοποιημένη λειτουργία (islanded operation) του δικτύου [47]–[49] και σε αυτές που επιτρέπεται [50]–[52]. Ως νησιδοποίηση ορίζεται η κατάσταση στην οποία μια τουλάχιστον διανεμημένη πηγή ενέργειας συνεχίζει να τροφοδοτεί τοπικά φορτία, παρόλο που η παροχή ηλεκτρικής ισχύος του δικτύου σε αυτά τα φορτία έχει διακοπεί.

Η [47] προτείνει ένα μαθηματικό μοντέλο βελτιστοποίησης για τη λειτουργία του δικτύου σε έκτακτη κατάσταση και έχει ως αντικειμενική συνάρτηση την ελαχιστοποίηση του κόστους για την αποκοπή φορτίων, του κόστους των απωλειών ισχύος και του κόστους για τον χειρισμό των διακοπών, το οποίο διαφοροποιείται σε περίπτωση που ο διακόπτης είναι χειροκίνητος αντί για τηλεχειριζόμενος. Στο μοντέλο βελτιστοποίησης της [47] λαμβάνονται υπόψη μόνον οι συμβατικές ΜΔΠ. Μια αποκεντρωμένη στρατηγική ελέγχου που βασίζεται στην ανταλλαγή πληροφοριών μεταξύ πολλαπλών πρακτόρων (agents) παρουσιάζεται στην [48] για την αποκατάσταση λειτουργίας ενεργών δικτύων αξιοποιώντας τη διαθέσιμη διανεμημένη παραγωγή. Στις [48] και [49], αφού απομονωθεί η περιοχή σφάλματος, το σχέδιο για την αποκατάσταση λειτουργίας του δικτύου καθορίζεται λαμβάνοντας υπόψη τη διακύμανση του φορτίου και της παραγωγής από ΑΠΕ για τη διάρκεια που εκτιμάται ότι θα κρατήσει η επιδιόρθωση της βλάβης που προκάλεσε το σφάλμα.

Η μέθοδος της [50] αξιοποιεί τις ΜΔΠ και τους επιτρέπει να τροφοδοτούν τα τμήματα του δικτύου στα οποία έχει διακοπή η τροφοδοσία τους λόγω της απομόνωσης της περιοχής σφάλματος. Η πρακτική αυτή προτιμάται έναντι του χειρισμού των διακοπών και της σύνδεσης των τμημάτων αυτών στις γειτονικές κύριες γραμμές. Στην [51], ύστερα από βλάβες στο ΔΔ λόγω ακραίων καιρικών φαινομένων, το δίκτυο τμηματοποιείται σε αυτόνομα μικροδίκτυα για την άμεση εξυπηρέτηση της τροφοδοσίας των καταναλωτών. Παρόμοια στρατηγική ακολουθεί και η μέθοδος που παρουσιάζεται στην [52] και χρησιμοποιεί την ανάλυση τριφασικής ροής ισχύος για να προσομοιώσει τη λειτουργία του δικτύου.

2.7 ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΟΣ ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ ΔΙΚΤΥΩΝ ΔΙΑΝΟΜΗΣ

Ο προγραμματισμός της ανάπτυξης των ΔΔ μπορεί να οριστεί ως η διαδικασία μελέτης και ανάλυσης που εξασφαλίζει στην ηλεκτρική επιχείρηση ότι θα ανταποκριθεί στις μελλοντικές της υποχρεώσεις για τη διανομή της ηλεκτρικής ενέργειας κατά τρόπο οικονομικό και αξιόπιστο. Ο σωστός προγραμματισμός ανάπτυξης των ΔΔ οδηγεί στην αξιόπιστη παροχή ηλεκτρικής ενέργειας στους καταναλωτές και στον καλύτερο συνολικό οικονομικό προγραμματισμό της επιχείρησης. Οι μελέτες ανάπτυξης των ΔΔ είναι αρκετά περίπλοκες, λόγω κυρίως του μεγάλου μεγέθους των δικτύων διανομής, των παραγόντων χωροταξικού σχεδιασμού, της αβεβαιότητας στην εξέλιξη των φορτίων και άλλων οικονομικών και κοινωνικών παραγόντων.

Το πρόβλημα της βέλτιστης ανάπτυξης των ΔΔΜΤ μπορεί να οριστεί ως το πρόβλημα καθορισμού του τύπου, του μεγέθους, της θέσης και του χρόνου εγκατάστασης των μελλοντικών στοιχείων και του εξοπλισμού για την ενίσχυση και την επέκταση του δικτύου δεδομένης της ανάπτυξης των φορτίων (υπαρχόντων και νέων), ώστε να ελαχιστοποιηθεί το συνολικό κόστος του συστήματος, το οποίο περιλαμβάνει το κόστος κεφαλαίου και το κόστος λειτουργίας του δικτύου. Τα μελλοντικά στοιχεία και ο εξοπλισμός του δικτύου περιλαμβάνουν πυκνωτές, ρυθμιστές τάσης, γραμμές και Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ. Το κόστος κεφαλαίου περιλαμβάνει το κόστος αγοράς και εγκατάστασης των στοιχείων και του εξοπλισμού του δικτύου, ενώ το κόστος λειτουργίας περιλαμβάνει το κόστος των απωλειών ισχύος και το κόστος συντήρησης του δικτύου.

Το πρόβλημα του βέλτιστου προγραμματισμού ανάπτυξης των ΔΔ μπορεί να χωριστεί σε δύο κατηγορίες, ανάλογα με την περίοδο μελέτης ανάπτυξης (planning period) του δικτύου. Στην πρώτη κατηγορία ανήκουν τα προβλήματα βραχυπρόθεσμου

προγραμματισμού ανάπτυξης, στα οποία η περίοδος μελέτης ανάπτυξης του δικτύου είναι από 3 έως 5 χρόνια, ενώ στη δεύτερη κατηγορία ανήκουν τα προβλήματα μακροπρόθεσμου προγραμματισμού ανάπτυξης, στα οποία η περίοδος μελέτης είναι από 10 έως 20 χρόνια. Επιπλέον, οι μέθοδοι για την επίλυση του προβλήματος του βέλτιστου προγραμματισμού ανάπτυξης των ΔΔ μπορούν να κατηγοριοποιηθούν ως ακολούθως [7]:

- **Στατικές μέθοδοι.** Στις μεθόδους αυτές, το συνολικό κόστος της ανάπτυξης των ΔΔ καθορίζεται θεωρώντας ως χρόνο εγκατάστασης των μελλοντικών στοιχείων και εξοπλισμού του δικτύου την αρχή της περιόδου μελέτης ανάπτυξης.
- **Μέθοδοι πολλαπλών σταδίων.** Στις μεθόδους αυτές, το συνολικό κόστος της ανάπτυξης των ΔΔ καθορίζεται θεωρώντας ότι η εγκατάσταση των μελλοντικών στοιχείων και του μελλοντικού εξοπλισμού του δικτύου γίνεται σε διαδοχικά στάδια κατά τη διάρκεια της περιόδου μελέτης ανάπτυξης.

Είναι προφανές ότι οι μέθοδοι πολλαπλών σταδίων είναι υπολογιστικά αρκετά πιο απαιτητικές, αλλά επιτρέπουν στην ηλεκτρική επιχείρηση αποτελεσματικότερη διαχείριση του προϋπολογισμού της.

Ο κύριος παράγοντας που επηρεάζει τον προγραμματισμό ανάπτυξης των ΔΔ είναι η πρόβλεψη της εξέλιξης του φορτίου κατά τη διάρκεια της περιόδου μελέτης ανάπτυξης. Ωστόσο, η πρόβλεψη της εξέλιξης του φορτίου για μεγάλες χρονικά περιόδους, όπως είναι η περίοδος μελέτης ανάπτυξης, είναι εξαιρετικά δύσκολη, καθώς επηρεάζεται από πολλούς και ποικίλους παράγοντες. Για τον λόγο αυτό, για την επίλυση του προβλήματος του προγραμματισμού ανάπτυξης των ΔΔ εξετάζονται πολλά διαφορετικά σενάρια εξέλιξης του φορτίου. Επιπλέον, είναι σύνηθες να γίνεται και ανάλυση ευαισθησίας των οικονομικών μεγεθών, όπως το επιτόκιο αναγωγής, που λαμβάνονται υπόψη για τον υπολογισμό του συνολικού κόστους του σχεδιασμού ανάπτυξης του δικτύου.

2.7.1 Προγραμματισμός ανάπτυξης παθητικών δικτύων διανομής

Οι περισσότερες μέθοδοι για τον βέλτιστο προγραμματισμό ανάπτυξης των παθητικών ΔΔ λαμβάνουν υπόψη μόνο την πρόβλεψη για την εξέλιξη του φορτίου και αμελούν πλήρως τη διανεμημένη παραγωγή [53]–[55]. Σε κάποιες μεθόδους, στις οποίες λαμβάνεται ως παράμετρος του προβλήματος η διανεμημένη παραγωγή [56]–[60], οι ΜΔΠ θεωρείται ότι παράγουν δεδομένη ενεργό ισχύ και ενίοτε άεργο ισχύ για μία δεδομένη χρονική περίοδο και βοηθάνε είτε στη μείωση της μελλοντικής αύξησης του φορτίου, είτε στη μείωση του κόστους των απωλειών ισχύος.

Η μέθοδος επίλυσης που προτείνεται στην [53] καθορίζει το σχέδιο ενίσχυσης και επέκτασης του δικτύου λαμβάνοντας υπόψη και τις αβεβαιότητες που αφορούν την αύξηση του φορτίου (υπαρχόντων και νέων). Το σχέδιο ενίσχυσης και επέκτασης περιλαμβάνει μόνο την αντικατάσταση των υφιστάμενων γραμμών με γραμμές με μεγαλύτερη ικανότητα μεταφοράς ισχύος και τον καθορισμό του μεγέθους και της θέσης νέων γραμμών για τη σύνδεση νέων φορτίων. Ως χρόνος εγκατάστασης των ενισχυμένων και νέων γραμμών θεωρείται η αρχή της περιόδου μελέτης ανάπτυξης. Το σχέδιο ενίσχυσης και επέκτασης του δικτύου στην [54] περιλαμβάνει την ενίσχυση των υφιστάμενων Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ και των γραμμών διανομής, την κατασκευή νέων Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ και την κατασκευή νέων γραμμών. Η μέθοδος επίλυσης της [54] καθορίζει τη θέση, το μέγεθος και τον χρόνο εγκατάστασης όλων των στοιχείων από τα οποία αποτελείται το σχέδιο ενίσχυσης και επέκτασης του δικτύου. Η μέθοδος επίλυσης της [55] υπολογίζει τη θέση, το μέγεθος και τον χρόνο εγκατάστασης

πυκνωτών, ρυθμιστών τάσης και γραμμών που απαιτούνται για την ενίσχυση και επέκταση του δικτύου για μια δεδομένη εξέλιξη του φορτίου.

Στην [56], για την ενίσχυση του δικτύου, πέρα από την ενίσχυση των υφιστάμενων Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ και γραμμών, υπολογίζεται η θέση, το μέγεθος και ο χρόνος εγκατάστασης συμβατικών ΜΔΠ ώστε να αντιμετωπιστεί η μελλοντική αύξηση του φορτίου. Το σχέδιο ενίσχυσης του δικτύου στην [57] περιλαμβάνει την ενίσχυση των υφιστάμενων Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ και γραμμών, την τοποθέτηση πυκνωτών και την εγκατάσταση ΜΔΠ με στόχο τη βελτίωση της αξιοπιστίας του δικτύου και την εξυπηρέτηση της μελλοντικής ζήτησης ενέργειας. Για την αντιμετώπιση της αύξησης ζήτησης των υφιστάμενων φορτίων αλλά και των νέων, η μέθοδος του βέλτιστου προγραμματισμού ανάπτυξης δικτύου των [58] και [59] υπολογίζει το μέγεθος, τη θέση και τον χρόνο εγκατάστασης των στοιχείων που απαιτούνται για την ενίσχυση των υφιστάμενων Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ και γραμμών, των γραμμών για την επέκταση του δικτύου και των ΜΔΠ. Η διαφορά μεταξύ της μεθόδου που παρουσιάζεται στην [58] από αυτήν που παρουσιάζεται στην [59] είναι ότι στην τελευταία οι ΜΔΠ δεν είναι συμβατικές όπως στην [58], αλλά βασίζονται σε ΑΠΕ. Ωστόσο, το ποσοστό διείσδυσης ΑΠΕ στην [59] είναι σχετικά μικρό και η εγκατάσταση ΜΔΠ που βασίζονται σε ΑΠΕ βοηθάει μόνο στη μείωση των απωλειών ισχύος στη διάρκεια της περιόδου μελέτης ανάπτυξης του δικτύου. Στην [60], το κόστος κεφαλαίου του σχεδίου ενίσχυσης και επέκτασης του δικτύου περιλαμβάνει το κόστος ενίσχυσης των υφιστάμενων Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ και γραμμών, το κόστος για την προσθήκη νέων Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ και γραμμών, και το κόστος εγκατάστασης πυκνωτών, ρυθμιστών τάσης και συμβατικών ΜΔΠ.

2.7.2 Προγραμματισμός ανάπτυξης ενεργών δικτύων διανομής

Η ολοένα και αυξανόμενη εγκατάσταση ΜΔΠ στα δίκτυα διανομής, κυρίως αυτών που η τεχνολογία τους βασίζεται σε ΑΠΕ, έχει δημιουργήσει νέες προκλήσεις στον προγραμματισμό ανάπτυξης των δικτύων διανομής. Οι προκλήσεις αυτές, όπως η ανύψωση τάσης, η αύξηση των απωλειών ισχύος, και η συμφόρηση των γραμμών διανομής, αντιμετωπίζονται στον σχεδιασμό των παθητικών δικτύων με την ενίσχυση των γραμμών διανομής, δηλαδή με την αντικατάσταση υφιστάμενων γραμμών με νέες με μεγαλύτερη διατομή και ικανότητα μεταφοράς ισχύος. Επομένως, η ενίσχυση του δικτύου για τη σύνδεση ΜΔΠ συνεπάγεται πρόσθετο κόστος κεφαλαίου για την ηλεκτρική επιχείρηση. Ωστόσο, με τη μετατροπή των ΔΔ σε ενεργά, δίνεται η δυνατότητα ελέγχου των διανεμημένων πηγών ενέργειας και οι προκλήσεις αυτές μπορούν να αντιμετωπιστούν χωρίς να απαιτείται περαιτέρω ενίσχυση του δικτύου.

Οι μέθοδοι των [61] και [62] υπολογίζουν ποιες γραμμές πρέπει να ενισχυθούν ώστε να λειτουργεί το δίκτυο εντός των τεχνικών του ορίων για μία δεδομένη μελλοντική αύξηση του φορτίου και διείσδυση διανεμημένης παραγωγής κατά τη διάρκεια της περιόδου μελέτης, θεωρώντας ότι υπάρχει η δυνατότητα περικοπής της ενεργού ισχύος των ΜΔΠ. Οι αποφάσεις των [61] και [62] για την ενίσχυση του δικτύου υλοποιούνται στην αρχή της περιόδου μελέτης ανάπτυξης για την απλούστευση του προβλήματος. Στη στατική μέθοδο της [63], εξετάζεται η επίπτωση των προγραμμάτων ζήτησης στο κόστος της ενίσχυσης και επέκτασης του δικτύου. Ωστόσο, η απόκριση ζήτησης μοντελοποιείται περισσότερο σαν αποκοπή φορτίου σε περιόδους υψηλής ζήτησης, παρά σαν μηχανισμό που προσδίδει ευελιξία στο φορτίο. Στην [64], υπολογίζεται ο χρόνος και η θέση των γραμμών που πρέπει να ενισχυθούν για τη μελλοντική αύξηση του φορτίου κατά τη διάρκεια της περιόδου μελέτης, λαμβάνοντας

υπόψη προγράμματα απόκρισης φορτίου, καθώς και τον έλεγχο της ενεργού και αέργου ισχύος των συμβατικών και μη ΜΔΠ.

Στις μεθόδους των [61]–[64] εξετάζεται μόνο η ενίσχυση των γραμμών του δικτύου και η προσθήκη γραμμών για τη σύνδεση νέων φορτίων, αλλά δεν εξετάζεται η ενίσχυση των Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ, η τοποθέτηση πυκνωτών ή ρυθμιστών τάσης για την ολοκληρωμένη επίλυση του προβλήματος του βέλτιστου προγραμματισμού ανάπτυξης των ενεργών δικτύων διανομής. Επιπλέον, οι μέθοδοι των [61]–[64] είναι στατικές και δεν καθορίζεται ο χρόνος εγκατάστασης των μελλοντικών στοιχείων του δικτύου, απλοποιώντας περαιτέρω την επίλυση του προβλήματος.

ΑΝΑΛΥΣΗ ΔΙΚΤΥΩΝ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΗ ΜΟΝΙΜΗ ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ

3.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Ο όρος ανάλυση ροών ισχύος αναφέρεται στον υπολογισμό της τάσης κάθε κόμβου (ζυγού) κατά μέτρον και γωνία, των ρευμάτων και των ροών ενεργού και αέργου ισχύος σε όλα τα σημεία ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας υπό πραγματικές ή καθορισμένες συνθήκες λειτουργίας. Η ανάλυση αυτή αφορά αποκλειστικά τη μόνιμη κατάσταση λειτουργίας του συστήματος και όχι τυχόν μεταβατικά φαινόμενα που μπορεί να προκύψουν κατά τη σύνδεση ή αποσύνδεση κάποιων στοιχείων ή κατά τη διάρκεια βραχυκυκλωμάτων.

Η ανάλυση ροών ισχύος αποτελεί τον θεμελιώδη υπολογισμό στις μεθόδους που έχουν ως στόχο τη λειτουργία και τον σχεδιασμό ανάπτυξης των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας και κατά επέκταση των δικτύων διανομής (ΔΔ) ηλεκτρικής ενέργειας. Σε ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας, ο υπολογισμός των ροών ισχύος γίνεται με την επίλυση ενός συστήματος μη γραμμικών εξισώσεων. Η ενσωμάτωση των εξισώσεων αυτών σε ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης για τη λειτουργία ή τον σχεδιασμό ανάπτυξης ενός συστήματος δημιουργεί μη γραμμικούς περιορισμούς στο πρόβλημα αυτό κάνοντας την επίλυσή του πιο περίπλοκη. Για τον λόγο αυτό, πολλές μέθοδοι, για την ανάλυση ροών ισχύος, χρησιμοποιούν απλοποιημένα ή γραμμικοποιημένα μοντέλα βασισμένα σε παραδοχές. Για τα ΔΔ και τα συστήματα μεταφοράς, η ανάλυση ροών ισχύος είναι σχεδόν πανομοιότυπη. Ωστόσο, η υψηλή τιμή του λόγου R/X (της ωμικής αντίστασης προς την επαγωγική αντίδραση) των γραμμών των ΔΔ σε σχέση με των συστημάτων μεταφοράς, δεν επιτρέπει την εφαρμογή στα δίκτυα διανομής των μεθόδων και προσεγγίσεων που χρησιμοποιούνται στην ανάλυση ροών ισχύος των συστημάτων μεταφοράς.

Σκοπός του κεφαλαίου αυτού είναι η ανάπτυξη προσεγγιστικών μοντέλων ροών ισχύος, τα οποία είναι κατάλληλα για την ανάλυση και τη βελτιστοποίηση της λειτουργίας και της ανάπτυξης των ΔΔ. Κατά την ανάλυση των ΔΔ στις Ενότητες 3.3–3.8, όλα τα μεγέθη εκφράζονται στο ανά μονάδα (α.μ.) σύστημα και θεωρείται ότι τα φορτία είναι σταθερής μιγαδικής ισχύος, η χωρητικότητα των γραμμών είναι αμελητέα (είναι επιτρεπτό για γραμμές μικρού μήκους), και το δίκτυο είναι συμμετρικό, δηλαδή κάθε γραμμή έχει την ίδια σύνθετη αντίσταση ανά φάση και κάθε κόμβος έχει την ίδια μιγαδική ισχύ ανά φάση. Όμως, ειδικά για τα δίκτυα χαμηλής τάσης (ΧΤ), η παραδοχή της συμμετρίας του δικτύου δεν είναι επιτρεπτή. Για τον λόγο αυτό στην τελευταία ενότητα του κεφαλαίου αυτού περιγράφεται μια μέθοδος για την ανάλυση ροών ισχύος ασύμμετρων ΔΔ.

3.2 ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΣΥΜΒΟΛΩΝ

Σύνολα

Ω_{DG}	Σύνολο κόμβων, στους οποίους είναι εγκατεστημένες μονάδες διανεμημένης παραγωγής (ΜΔΠ).
Ω_L	Σύνολο γραμμών (κλάδων) του δικτύου.
Ω_N	Σύνολο κόμβων (ζυγών) του συστήματος.
$N_c(j)$	Σύνολο κόμβων που είναι απόγονοι του κόμβου j .
Ω_{SS}	Σύνολο κόμβων που είναι υποσταθμοί (Υ/Σ) υψηλής τάσης (ΥΤ)/μέσης τάσης (ΜΤ).

Παράμετροι

C_i	Ωριαίο κόστος παραγωγής της μονάδας παραγωγής στον κόμβο i .
$cs_{ij}^{\max/\min}$	Μέγιστη/ελάχιστη τιμή της μεταβλητής cs_{ij} .
g_{ij} / b_{ij}	Ωμική/επαγωγική αγωγιμότητα σειράς της γραμμής $i-j$.
$P_{d,i} / Q_{d,i}$	Ενεργός/άεργος ισχύς του φορτίου στον κόμβο i .
$P_{dg,i}^{\min} / P_{dg,i}^{\max}$	Ελάχιστη/μέγιστη παραγωγή ενεργού ισχύος της ΜΔΠ στον κόμβο i .
$Q_{dg,i}^{\min} / Q_{dg,i}^{\max}$	Ελάχιστη/μέγιστη παραγωγή αέργου ισχύος της ΜΔΠ στον κόμβο i .
r_{ij} / x_{ij}	Ωμική αντίσταση/επαγωγική αντίδραση σειράς της γραμμής $i-j$.
$S_{d,i}$	Μιγαδική ισχύς του φορτίου στον κόμβο i .
S_{ij}^{\max}	Ικανότητα (μέγιστη φαινόμενη ισχύς) της γραμμής $i-j$.
V_{\max} / V_{\min}	Μέγιστο/ελάχιστο επιτρεπτό όριο του μέτρου της τάσης.
$W_{ij}^{\max/\min}$	Μέγιστη/ελάχιστη τιμή της μεταβλητής W_{ij} .
y_{ij}	Σύνθετη αγωγιμότητα σειράς της γραμμής $i-j$.
z_{ij}	Σύνθετη αντίσταση σειράς της γραμμής $i-j$.
θ_{ij}^{\max}	Μέγιστη διαφορά των γωνιών τάσης των κόμβων i και j .

Μεταβλητές

cs_{ij}	Βοηθητική μεταβλητή για την προσέγγιση του $\cos \theta_{ij}$.
I_{ij}	Μιγαδικό ρεύμα που διαρρέει τη γραμμή διανομής $i-j$.
I_{ij}	Μέτρο του μιγαδικού ρεύματος που διαρρέει τη γραμμή διανομής $i-j$.
$P_{dg,i} / Q_{dg,i}$	Ενεργός/άεργος ισχύς της ΜΔΠ στον κόμβο i .
P_{ij} / Q_{ij}	Ενεργός/άεργος ροή ισχύος στη γραμμή $i-j$.
$P_{ss,i} / Q_{ss,i}$	Ενεργός/άεργος ισχύς που εγχέεται από τον υποσταθμό ΥΤ/ΜΤ του κόμβου i .
$S_{dg,i}$	Μιγαδική ισχύς της ΜΔΠ στον κόμβο i .

\mathbf{S}_{ij}	Μιγαδική ροή ισχύος στη γραμμή $i-j$.
$\mathbf{S}_{ss,i}$	Μιγαδική ισχύς που εγχέεται από τον υποσταθμό ΥΤ/ΜΤ του κόμβου i .
U_i	Βοηθητική μεταβλητή για την προσέγγιση του τετραγώνου του μέτρου της τάσης του κόμβου i .
\mathbf{V}_i	Μιγαδική τάση του κόμβου i .
V_i	Μέτρο της μιγαδικής τάσης του κόμβου i .
W_{ij}	Βοηθητική μεταβλητή για την προσέγγιση του γινομένου $V_i \cdot V_j$.
Wcs_{ij}	Βοηθητική μεταβλητή για την προσέγγιση του γινομένου $V_i \cdot V_j \cdot \cos \theta_{ij}$.
Wsn_{ij}	Βοηθητική μεταβλητή για την προσέγγιση του γινομένου $V_i \cdot V_j \cdot \sin \theta_{ij}$.
	Διαφορά των γωνιών τάσης των κόμβων i και j .
θ_i	Γωνία της τάσης του κόμβου i .

3.3 ΑC ΡΟΗ ΙΣΧΥΟΣ

Ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί να αναπαρασταθεί ως ένας συνεκτικός γράφος $\Gamma = (\Omega_N, \Omega_L)$. Το χαρακτηριστικό μέγεθος κάθε κόμβου $i \in \Omega_N$ είναι η μιγαδική τάση του (\mathbf{V}_i). Ο κόμβος i συνδέεται με έναν γειτονικό του κόμβο j με τη γραμμή διανομής $(i, j) \in \Omega_L$ για την οποία είναι γνωστή η σύνθετη αγωγιμότητα σειράς (\mathbf{y}_{ij}), ενώ η εγκάρσια αγωγιμότητά της αμελείται. Εφαρμόζοντας τον νόμο του Ohm και τον νόμο ρευμάτων του Kirchhoff, οι εξισώσεις της μιγαδικής ροής ισχύος είναι οι ακόλουθες για κάθε $i, j \in \Omega_N$ [65], [66]:

$$\mathbf{S}_{ij} = \mathbf{V}_i \cdot \mathbf{V}_i^* \cdot \mathbf{y}_{ij}^* - \mathbf{V}_i \cdot \mathbf{V}_j^* \cdot \mathbf{y}_{ij} \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (3.1)$$

$$\mathbf{S}_{dg,i} - \mathbf{S}_{d,i} = \sum_j \mathbf{S}_{ij} \quad \forall i \in \Omega_N \quad (3.2)$$

όπου:

$$\mathbf{V}_i = V_i \cdot e^{j\theta_i} \quad (3.3)$$

$$\mathbf{S}_{dg,i} = P_{dg,i} + j \cdot Q_{dg,i} \quad (3.4)$$

$$\mathbf{S}_{d,i} = P_{d,i} + j \cdot Q_{d,i} \quad (3.5)$$

$$\mathbf{y}_{ij} = g_{ij} + j \cdot b_{ij} \quad (3.6)$$

Οι μιγαδικές εξισώσεις (3.1) και (3.2) χωρίζονται σε πραγματικό και φανταστικό μέρος για την πιο εύκολη ανάλυσή τους:

$$P_{ij} = g_{ij} \cdot V_i^2 - g_{ij} \cdot V_i \cdot V_j \cdot \cos \theta_{ij} - b_{ij} \cdot V_i \cdot V_j \cdot \sin \theta_{ij} \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (3.7)$$

$$Q_{ij} = -b_{ij} \cdot V_i^2 + b_{ij} \cdot V_i \cdot V_j \cdot \cos \theta_{ij} - g_{ij} \cdot V_i \cdot V_j \cdot \sin \theta_{ij} \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (3.8)$$

$$P_{dg,i} - P_{d,i} = \sum_{j:j \sim i} P_{ij} \quad \forall i \in \Omega_N \quad (3.9)$$

$$Q_{dg,i} - Q_{d,i} = \sum_{j:j \sim i} Q_{ij} \quad \forall i \in \Omega_N \quad (3.10)$$

Τα μεγέθη στις (3.7) και (3.8) εκφράζονται στο α.μ. σύστημα και οι γωνίες σε ακτίνια.

Ένας μεγάλος αριθμός προβλημάτων βελτιστοποίησης που αφορούν τη λειτουργία και την ανάπτυξη των ΔΔ έχουν ένα σύνολο κοινών περιορισμών:

$$V_{\min} \leq V_i \leq V_{\max} \quad \forall i \in \Omega_N \quad (3.11)$$

$$P_{dg,i}^{\min} \leq P_{dg,i} \leq P_{dg,i}^{\max} \quad \forall i \in \Omega_{DG} \quad (3.12)$$

$$Q_{dg,i}^{\min} \leq Q_{dg,i} \leq Q_{dg,i}^{\max} \quad \forall i \in \Omega_{DG} \quad (3.13)$$

$$P_{ij}^2 + Q_{ij}^2 \leq (S_{ij}^{\max})^2 \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (3.14)$$

Η τάση κάθε κόμβου i πρέπει να κυμαίνεται εντός επιτρεπτών ορίων, π.χ. $\pm 5\%$ της ονομαστικής τάσης, σύμφωνα με την (3.11). Σε ένα ΔΔ, σε κάποιους κόμβους $i \in \Omega_{DG}$, όπου $\Omega_{DG} \subseteq \Omega_N$, υπάρχουν συνδεδεμένες μονάδες διανεμημένης παραγωγής (ΜΔΠ) που παρέχουν ενεργό και άεργο ισχύ στο σύστημα. Κάθε ΜΔΠ μπορεί να παράγει ενεργό και άεργο ισχύ εντός των τεχνικών της ορίων ελάχιστης και μέγιστης ενεργού και άεργου ισχύος, όπως φαίνεται από τις (3.12) και (3.13), αντίστοιχα. Επιπλέον, το τετράγωνο της φαινόμενης ισχύος που ρέει στον κλάδο $i-j$ πρέπει να είναι μικρότερο ή ίσο από το τετράγωνο της ικανότητας (τετράγωνο της μέγιστης φαινόμενης ισχύος) του κλάδου $i-j$, όπως φαίνεται από τη σχέση (3.14). Οι περιορισμοί ανισότητας (3.11)–(3.14) μαζί με τους περιορισμούς ισότητας (3.7)–(3.10) συνθέτουν μία κοινή βάση για ένα μεγάλο αριθμό προβλημάτων βελτιστοποίησης που αφορούν τα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας.

Οι εξισώσεις ροών ισχύος (3.7)–(3.10) εφαρμόζονται στα δίκτυα διανομής θεωρώντας ως κόμβο αναφοράς τον υποσταθμό ΥΤ/ΜΤ. Σε ένα ΔΔ, η ισχύς μπορεί να εγχέεται τόσο από τον υποσταθμό ΥΤ/ΜΤ όσο και από τις ΜΔΠ.

Το πιο σύνηθες προσεγγιστικό μοντέλο των εξισώσεων AC ροών ισχύος (3.7)–(3.10) είναι το μοντέλο της DC ροής ισχύος. Το μοντέλο της DC ροής ισχύος προκύπτει θεωρώντας ότι:

- Το μέτρο της τάσης σε όλους τους κόμβους είναι 1,0 α.μ.: $V_i = 1,0 \text{ α.μ.} \quad \forall i \in \Omega_N$.
- Η διαφορά των γωνιών των τάσεων δύο συνδεδεμένων κόμβων είναι πολύ μικρή, οπότε: $\sin \theta_{ij} \approx \theta_{ij}$.
- Η ωμική αγωγιμότητα σειράς των γραμμών είναι αμελητέα: $g_{ij} \ll b_{ij} \rightarrow g_{ij} = 0$.

Ωστόσο, λόγω της υψηλής τιμής του λόγου R/X των γραμμών των ΔΔ, το μοντέλο της DC ροής ισχύος δεν γίνεται να εφαρμοστεί για την ανάλυσή τους.

3.4 ΠΡΟΣΕΓΓΙΣΤΙΚΟ ΜΟΝΤΕΛΟ AC ΡΟΗΣ ΙΣΧΥΟΣ ΜΕ ΚΩΝΙΚΟΥΣ ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΟΥΣ

Στην ενότητα αυτή περιγράφεται ένα προσεγγιστικό μοντέλο AC ροής ισχύος που χρησιμοποιεί γραμμικές και κυρτές τετραγωνικές ανισώσεις με τις οποίες προσεγγίζονται οι μη γραμμικοί όροι των (3.7) και (3.8). Το μοντέλο αυτό εκμεταλλεύεται το στενό εύρος που κυμαίνονται οι τιμές των μεταβλητών στις (3.7) και (3.8) στο ανά μονάδα σύστημα και όλες οι προσεγγίσεις που παρουσιάζονται ισχύουν για περιορισμένο εύρος των τιμών αυτών [67]–[70]. Πιο συγκεκριμένα, οι τετραγωνικοί και μη γραμμικοί όροι των (3.7) και (3.8) (V_i^2 , $V_i \cdot V_j \cdot \cos \theta_{ij}$, $V_i \cdot V_j \cdot \sin \theta_{ij}$) προσεγγίζονται από τους ακόλουθους όρους:

$$U_i = V_i^2 \quad \forall i \in \Omega_N \quad (3.15)$$

$$Wcs_{ij} = V_i \cdot V_j \cdot \cos \theta_{ij} \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (3.16)$$

$$Wsn_{ij} = V_i \cdot V_j \cdot \sin \theta_{ij} \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (3.17)$$

Η συνεχής θετική μεταβλητή U_i (3.15) χρησιμοποιείται για την προσέγγιση του τετραγώνου του μέτρου της τάσης ενός κόμβου i (V_i^2) που εμφανίζεται στις (3.7) και (3.8). Η περιοχή τιμών της μεταβλητής U_i δίνεται από τις (3.18) και (3.19), ως ακολούθως:

$$U_i \geq V_i^2 \quad \forall i \in \Omega_N \quad (3.18)$$

$$U_i \leq (V_{\max} + V_{\min}) \cdot V_i - V_{\max} \cdot V_{\min} \quad \forall i \in \Omega_N \quad (3.19)$$

Η διαφορά των γωνιών των τάσεων (θ_{ij}) δύο γειτονικών κόμβων ενός ΔΔ είναι πολύ μικρή και για τον λόγο αυτό το ημίτονο της γωνίας αυτής προσεγγίζεται ως ακολούθως:

$$\sin \theta_{ij} = \theta_{ij} \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (3.20)$$

$$-\theta_{ij}^{\max} \leq \theta_{ij} \leq \theta_{ij}^{\max} \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (3.21)$$

Επιπλέον, το συνημίτονο της διαφοράς των γωνιών των τάσεων ($\cos \theta_{ij}$) δύο γειτονικών κόμβων του ΔΔ υπολογίζεται προσεγγιστικά από τη μεταβλητή cs_{ij} . Η περιοχή τιμών της μεταβλητής cs_{ij} δίνεται από τις (3.22) και (3.23), ως ακολούθως:

$$cs_{ij} \geq \cos \theta_{ij}^{\max} \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (3.22)$$

$$cs_{ij} \leq 1 - 0,5 \cdot \theta_{ij}^2 \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (3.23)$$

Με τη μέθοδο των φακέλων McCormick, η οποία παρουσιάζεται στο Παράρτημα Α, είναι δυνατή η προσέγγιση ενός γινομένου δύο μεταβλητών, δηλαδή ενός μη γραμμικού όρου με τη βοήθεια γραμμικών ανισοτήτων [67]. Χρησιμοποιώντας τη μέθοδο McCormick, το γινόμενο των μέτρων των τάσεων δύο γειτονικών κόμβων i και j ($V_i \cdot V_j$) υπολογίζεται προσεγγιστικά από τη μεταβλητή W_{ij} με τη βοήθεια των φακέλων McCormick και η περιοχή τιμών της μεταβλητής W_{ij} δίνεται από τις (3.24)–(3.27), ως ακολούθως:

$$W_{ij} \geq V_{\min} \cdot V_j + V_{\min} \cdot V_i - V_{\min}^2 \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (3.24)$$

$$W_{ij} \geq V_{\max} \cdot V_j + V_{\max} \cdot V_i - V_{\max}^2 \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (3.25)$$

$$W_{ij} \leq V_{\min} \cdot V_j + V_{\max} \cdot V_i - V_{\min} \cdot V_{\max} \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (3.26)$$

$$W_{ij} \leq V_{\max} \cdot V_j + V_{\min} \cdot V_i - V_{\max} \cdot V_{\min} \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (3.27)$$

Υπενθυμίζεται ότι: $V_{\min} \leq V_i \leq V_{\max}$ και $V_{\min} \leq V_j \leq V_{\max}$.

Επιπλέον, με τη βοήθεια των φακέλων McCormick, το γινόμενο των μέτρων των τάσεων δύο γειτονικών κόμβων i και j και του συνημίτονου της διαφοράς των γωνιών των τάσεων ($V_i \cdot V_j \cdot \cos \theta_{ij} = W_{ij} \cdot cs_{ij}$) υπολογίζεται προσεγγιστικά από τη μεταβλητή Wcs_{ij} και η περιοχή τιμών της μεταβλητής Wcs_{ij} δίνεται από τις (3.28)–(3.31), ως ακολούθως:

$$Wcs_{ij} \geq V_{\min}^2 \cdot cs_{ij} + \cos \theta_{ij}^{\max} \cdot W_{ij} - V_{\min}^2 \cdot \cos \theta_{ij}^{\max} \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (3.28)$$

$$Wcs_{ij} \geq V_{\max}^2 \cdot cs_{ij} + W_{ij} - V_{\max}^2 \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (3.29)$$

$$Wcs_{ij} \leq V_{\min}^2 \cdot cs_{ij} + W_{ij} - V_{\min}^2 \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (3.30)$$

$$Wcs_{ij} \leq V_{\max}^2 \cdot cs_{ij} + \cos \theta_{ij}^{\max} \cdot W_{ij} - V_{\max}^2 \cdot \cos \theta_{ij}^{\max} \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (3.31)$$

Υπενθυμίζεται ότι: $W_{ij}^{\max} = V_{\max}^2$, $W_{ij}^{\min} = V_{\min}^2$, $cs_{ij}^{\max} = 1$ και $cs_{ij}^{\min} = \cos \theta_{ij}^{\max}$.

Όμοια, με τη βοήθεια των φακέλων McCormick, το γινόμενο των μέτρων των τάσεων δύο γειτονικών κόμβων i και j και του ημίτονου της διαφοράς των γωνιών των τάσεων ($V_i \cdot V_j \cdot \sin \theta_{ij} = W_{ij} \cdot \theta_{ij}$) υπολογίζεται προσεγγιστικά από τη μεταβλητή Wsn_{ij} και η περιοχή τιμών της μεταβλητής Wsn_{ij} δίνεται από τις (3.32)–(3.35), ως ακολούθως:

$$Wsn_{ij} \geq V_{\min}^2 \cdot \theta_{ij} - \theta_{ij}^{\max} \cdot W_{ij} + V_{\min}^2 \cdot \theta_{ij}^{\max} \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (3.32)$$

$$Wsn_{ij} \geq V_{\max}^2 \cdot \theta_{ij} + \theta_{ij}^{\max} \cdot W_{ij} - V_{\max}^2 \cdot \theta_{ij}^{\max} \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (3.33)$$

$$Wsn_{ij} \leq V_{\min}^2 \cdot \theta_{ij} + \theta_{ij}^{\max} \cdot W_{ij} - V_{\min}^2 \cdot \theta_{ij}^{\max} \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (3.34)$$

$$Wsn_{ij} \leq V_{\max}^2 \cdot \theta_{ij} - \theta_{ij}^{\max} \cdot W_{ij} + V_{\max}^2 \cdot \theta_{ij}^{\max} \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (3.35)$$

Σύμφωνα με τις [70]–[73], οι μεταβλητές U_i , Wcs_{ij} και Wsn_{ij} συνδέονται μεταξύ τους με τον ακόλουθο κωνικό περιορισμό δεύτερης τάξης:

$$Wsn_{ij}^2 + Wcs_{ij}^2 \leq U_i \cdot U_j \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (3.36)$$

Αντικαθιστώντας τις (3.15)–(3.17) στις (3.7) και (3.8), προκύπτουν οι ακόλουθες προσεγγιστικές εξισώσεις AC ροών ισχύος:

$$P_{ij} = g_{ij} \cdot U_i - g_{ij} \cdot Wcs_{ij} - b_{ij} \cdot Wsn_{ij} \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (3.37)$$

$$Q_{ij} = -b_{ij} \cdot U_i + b_{ij} \cdot Wcs_{ij} - g_{ij} \cdot Wsn_{ij} \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (3.38)$$

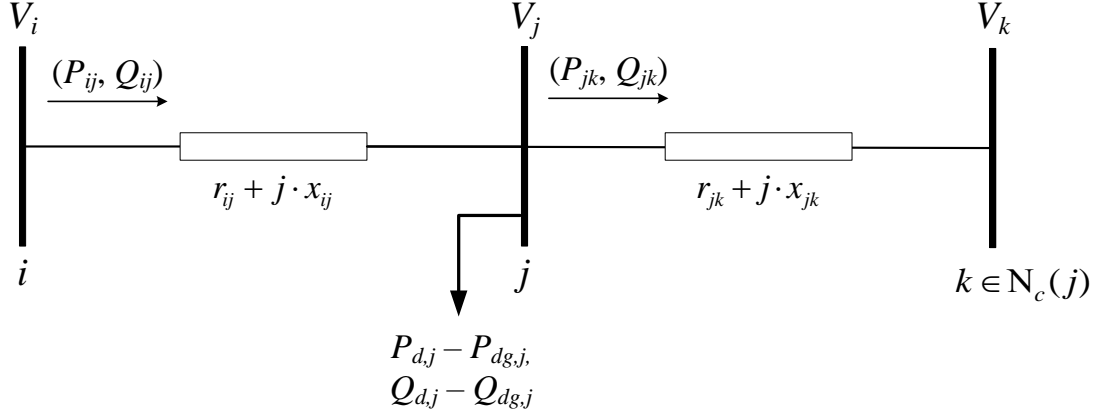
οι οποίες συνοδεύονται και από τους περιορισμούς (3.18)–(3.36). Σύμφωνα με τις [67]–[70], η λύση των (3.18)–(3.36) είναι και λύση των (3.7)–(3.10).

3.5 ΜΟΝΤΕΛΟ ΡΟΩΝ ΙΣΧΥΟΣ ΚΛΑΔΟΥ

Στην ενότητα αυτή περιγράφονται οι εξισώσεις του μοντέλου ροών ισχύος κλάδου (Branch flow model ή DistFlow equations) που αναπτύχθηκαν πρώτη φορά στις [5] και [73]. Οι εξισώσεις ροών ισχύος κλάδου αποτελούν μια εναλλακτική μορφή εξισώσεων για την περιγραφή του ισοζυγίου ισχύος των ΔΔ στη μόνιμη κατάσταση και έχουν εφαρμοστεί κατά κόρον στη βιβλιογραφία για την ανάλυση ΔΔ σε ακτινική λειτουργία. Στο Σχήμα 3.1 παρουσιάζεται ένα τμήμα ενός δικτύου διανομής όπου απεικονίζονται οι μεταβλητές και οι παράμετροι των εξισώσεων που θα περιγραφούν στην ενότητα αυτή.

Στο μοντέλο αυτό, το ΔΔ αναπαρίσταται ως ένας κατευθυνόμενος γράφος $\Gamma' = (N, E)$. Εξαιτίας της ακτινικής λειτουργίας της πλειοψηφίας των ΔΔ, ο κατευθυνόμενος γράφος Γ' είναι ουσιαστικά ένα κατευθυνόμενο γεννητικό δέντρο (spanning tree) και ως ρίζα του δέντρου αυτού λαμβάνεται ο υποσταθμός (Υ/Σ) υψηλής τάσης (ΥΤ)/μέσης τάσης (ΜΤ). Η κατεύθυνση του δέντρου μπορεί να οριστεί αυθαίρετα. Στον κλάδο που συμβολίζεται με (i, j) θεωρείται ότι ο κόμβος i είναι ο πρόγονος του κόμβου j και ο κόμβος j είναι ο απόγονος του κόμβου i . Κάθε κλάδος $(i, j) \in \Omega_L$ έχει κατεύθυνση από τον κόμβο i προς τον κόμβο j , το οποίο σημαίνει ότι η ροή ισχύος έχει κατεύθυνση από τον κόμβο i προς τον κόμβο j , δηλαδή ότι $P_{ij}, Q_{ij} \neq 0$ και $P_{ji} = Q_{ji} = 0$. Έστω ότι $N_c(j) \subseteq \Omega_N$ είναι το σύνολο των απογόνων του κόμβου j . Σε ένα ακτινικό ΔΔ κάθε κόμβος έχει μόνο έναν πρόγονο, εκτός από τον κόμβο που συνδέεται ο Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ, ο οποίος δεν έχει κανέναν πρόγονο.

Στο Σχήμα 3.1 παρουσιάζονται οι μεταβλητές του μοντέλου ροών ισχύος κλάδου. Οι εξισώσεις που περιγράφουν το μοντέλο ροών ισχύος κλάδου [5], [73] είναι οι ακόλουθες:



Σχήμα 3.1: Τμήμα δικτύου διανομής ηλεκτρικής ενέργειας.

$$P_{ij} - I_{ij}^2 \cdot r_{ij} - \sum_{k \in N_c(j)} P_{jk} = P_{d,j} - P_{dg,j} \quad \forall j \in \Omega_N \setminus \Omega_{SS} \quad (3.39)$$

$$Q_{ij} - I_{ij}^2 \cdot x_{ij} - \sum_{k \in N_c(j)} Q_{jk} = Q_{d,j} - Q_{dg,j} \quad \forall j \in \Omega_N \setminus \Omega_{SS} \quad (3.40)$$

$$P_{ss,i} = \sum_{j \in N_c(i)} P_{ij} \quad \forall i \in \Omega_{SS} \quad (3.41)$$

$$Q_{ss,i} = \sum_{j \in N_c(i)} Q_{ij} \quad \forall i \in \Omega_{SS} \quad (3.42)$$

$$V_j^2 = V_i^2 - 2 \cdot (P_{ij} \cdot r_{ij} + Q_{ij} \cdot x_{ij}) + (r_{ij}^2 + x_{ij}^2) \cdot I_{ij}^2 \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (3.43)$$

$$V_i^2 \cdot I_{ij}^2 = P_{ij}^2 + Q_{ij}^2 \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (3.44)$$

Η εξίσωση (3.39) εκφράζει το ισοζύγιο ενεργού ισχύος στον κόμβο j . Σύμφωνα με την (3.39), η κατανάλωση ενεργού ισχύος ($P_{d,j}$) στον κόμβο j μείον την παραγωγή ενεργού ισχύος ($P_{dg,j}$) στον κόμβο j ισούται με τη ροή ενεργού ισχύος (P_{ij}) που εξέρχεται από τον πρόγονο κόμβο του i , μείον τις απώλειες ενεργού ισχύος της γραμμής ($I_{ij}^2 \cdot r_{ij}$) που συνδέει τον κόμβο j με τον πρόγονο κόμβο του i , μείον το άθροισμα των ροών ενεργού ισχύος ($\sum_{k \in N_c(j)} P_{jk}$) που εξέρχονται από τον κόμβο j προς τους απόγονους κόμβους του k . Όμοια, η

εξίσωση (3.40) εκφράζει το ισοζύγιο αέργου ισχύος στον κόμβο j . Σύμφωνα με την (3.40), η κατανάλωση αέργου ισχύος ($Q_{d,j}$) στον κόμβο j μείον την παραγωγή αέργου ισχύος ($Q_{dg,j}$) στον κόμβο j ισούται με τη ροή αέργου ισχύος (Q_{ij}) που εξέρχεται από τον πρόγονο κόμβο του i , μείον τις απώλειες αέργου ισχύος της γραμμής ($I_{ij}^2 \cdot x_{ij}$) που συνδέει τον κόμβο j με τον πρόγονο κόμβο του i , μείον το άθροισμα των ροών αέργου ισχύος ($\sum_{k \in N_c(j)} Q_{jk}$) που

εξέρχονται από τον κόμβο j προς τους απόγονους κόμβους του k . Οι (3.39) και (3.40) ισχύουν $\forall j \in \Omega_N \setminus \Omega_{SS}$, δηλαδή για κάθε κόμβο j , ο οποίος δεν ανήκει στο σύνολο των κόμβων που είναι Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ. Η ενεργός ($P_{ss,i}$) και η αέργος ισχύς ($Q_{ss,i}$) που εγγείει ο υποσταθμός δίνονται από τις (3.41) και (3.42), αντίστοιχα. Το τετράγωνο του μέτρου της τάσης ενός κόμβου συναρτήσει του πρόγονου κόμβου του μπορεί να υπολογιστεί από την (3.43). Το

μέτρο της φαινόμενης ισχύος που διαρρέει τον κλάδο (i, j) μπορεί να υπολογιστεί από την (3.44). Σε ένα δίκτυο, ο αριθμός των εξισώσεων του μοντέλου της ροών ισχύος κλάδου είναι ίσος με $2 \cdot |\Omega_N| + 2 \cdot |\Omega_L|$, όπου $|\Omega_N|$ είναι ο πληθάριθμος του συνόλου Ω_N , δηλαδή το πλήθος των κόμβων του δικτύου, και $|\Omega_L|$ είναι ο πληθάριθμος του συνόλου Ω_L , δηλαδή το πλήθος των κλάδων του δικτύου. Σε ένα ακτινικό ΔΔ ισχύει ότι $|\Omega_L| = |\Omega_N| - |\Omega_{ss}|$, όπου $|\Omega_{ss}|$ είναι ο πληθάριθμος του συνόλου Ω_{ss} . Επομένως, σε ένα ακτινικό ΔΔ, το σύνολο των εξισώσεων του μοντέλου της ροών ισχύος κλάδου είναι $4 \cdot |\Omega_N| - 2 \cdot |\Omega_{ss}|$.

Στη συνέχεια αποδεικνύεται πως προκύπτει η (3.43). Εφαρμόζοντας τον νόμο του Ohm στον κλάδο $i-j$ ενός ΔΔ, στον οποίο ο κόμβος i είναι ο πρόγονος του κόμβου j , η πτώση τάσης μεταξύ του κόμβου i και του κόμβου j υπολογίζεται ως ακολούθως:

$$\mathbf{V}_i - \mathbf{V}_j = \mathbf{I}_{ij} \cdot \mathbf{z}_{ij} \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (3.45)$$

Επιπλέον, η ροή ισχύος του κλάδου $i-j$ είναι:

$$\mathbf{S}_{ij} = P_{ij} + j \cdot Q_{ij} = \mathbf{V}_i \cdot \mathbf{I}_{ij}^* \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (3.46)$$

Αντικαθιστώντας την (3.46) στην (3.45), η (3.45) δίνεται ως ακολούθως:

$$\mathbf{V}_j = \mathbf{V}_i - \mathbf{z}_{ij} \cdot \frac{\mathbf{S}_{ij}^*}{\mathbf{V}_i^*} \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (3.47)$$

$$\mathbf{z}_{ij} = r_{ij} + j \cdot x_{ij}$$

Χρησιμοποιώντας την (3.47), το τετράγωνο του μέτρου της τάσης (V_j^2) του κόμβου j υπολογίζεται ως ακολούθως:

$$\begin{aligned} V_j^2 &= \left| \mathbf{V}_i - \mathbf{z}_{ij} \cdot \frac{\mathbf{S}_{ij}^*}{\mathbf{V}_i^*} \right|^2 \Rightarrow V_j^2 = \left(\mathbf{V}_i - \mathbf{z}_{ij} \cdot \frac{\mathbf{S}_{ij}^*}{\mathbf{V}_i^*} \right) \cdot \left(\mathbf{V}_i - \mathbf{z}_{ij} \cdot \frac{\mathbf{S}_{ij}^*}{\mathbf{V}_i^*} \right)^* \Rightarrow \\ V_j^2 &= \mathbf{V}_i \cdot \mathbf{V}_i^* - \mathbf{V}_i \cdot \mathbf{z}_{ij}^* \cdot \frac{\mathbf{S}_{ij}^*}{\mathbf{V}_i^*} - \mathbf{V}_i^* \cdot \mathbf{z}_{ij} \cdot \frac{\mathbf{S}_{ij}}{\mathbf{V}_i} + \mathbf{z}_{ij} \cdot \mathbf{z}_{ij}^* \cdot \frac{\mathbf{S}_{ij}}{\mathbf{V}_i} \cdot \frac{\mathbf{S}_{ij}^*}{\mathbf{V}_i^*} \Rightarrow \\ V_j^2 &= V_i^2 - \mathbf{S}_{ij} \cdot \mathbf{z}_{ij}^* - (\mathbf{S}_{ij} \cdot \mathbf{z}_{ij}^*)^* + (r_{ij}^2 + x_{ij}^2) \cdot \frac{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}{V_i^2} \Rightarrow \\ V_j^2 &= V_i^2 - 2 \cdot \text{Re}(\mathbf{S}_{ij} \cdot \mathbf{z}_{ij}^*) + (r_{ij}^2 + x_{ij}^2) \cdot \frac{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}{V_i^2} \Rightarrow \\ V_j^2 &= V_i^2 - 2 \cdot (P_{ij} \cdot r_{ij} + Q_{ij} \cdot x_{ij}) + (r_{ij}^2 + x_{ij}^2) \cdot \frac{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}{V_i^2} \end{aligned} \quad (3.48)$$

Η (3.48) υπολογίζει τη διαφορά των τετραγώνων των μέτρων των μιγαδικών τάσεων των κόμβων i και j που συνδέονται με τον κλάδο $i-j$ στο μοντέλο ροών ισχύος κλάδου. Επιπλέον, περνώντας το μέτρο της (3.46) και υψώνοντάς το στο τετράγωνο προκύπτει η (3.44).

Σύμφωνα με τις [5], [21], [74]–[76], σε περίπτωση που η λειτουργία του ΔΔ είναι ακτινική, η λύση των (3.39)–(3.44), η οποία είναι και μοναδική, αποτελεί και λύση των (3.7)–(3.10).

3.6 ΠΡΟΣΕΓΓΙΣΤΙΚΑ ΜΟΝΤΕΛΑ ΡΟΩΝ ΙΣΧΥΟΣ ΚΛΑΔΟΥ

Το μοντέλο της ροών ισχύος που περιγράφεται από τις (3.39)–(3.44) είναι μη γραμμικό λόγω της μη γραμμικότητας που εισάγεται από την (3.44). Στην ενότητα αυτή παρουσιάζονται απλοποιημένες παραδοχές των εξισώσεων αυτών που είτε προκύπτουν από την απαλοιφή κάποιων μη γραμμικών όρων είτε από τη χαλάρωση κάποιων περιορισμών ισότητας [21], [74].

3.6.1 Μοντέλο με γραμμικούς περιορισμούς

Οι εξισώσεις (3.39)–(3.44) γραμμικοποιούνται με την απαλοιφή των όρων που εκφράζουν τις ενεργές και άεργες απώλειες των γραμμών στις εξισώσεις (3.39) και (3.40), αντίστοιχα. Επιπλέον, θεωρείται ότι το μέτρο της τάσης σε όλους του κόμβους του δικτύου είναι 1,0 α.μ. Επομένως, οι εξισώσεις (3.39)–(3.43) διαμορφώνονται ως ακολούθως:

$$P_{ij} - \sum_{k \in N_c(j)} P_{jk} = P_{d,j} - P_{dg,j} \quad \forall j \in \Omega_N \setminus \Omega_{SS} \quad (3.49)$$

$$Q_{ij} - \sum_{k \in N_c(j)} Q_{jk} = Q_{d,j} - Q_{dg,j} \quad \forall j \in \Omega_N \setminus \Omega_{SS} \quad (3.50)$$

$$P_{ss,i} = \sum_{j \in N_c(i)} P_{ij} \quad \forall i \in \Omega_{SS} \quad (3.51)$$

$$Q_{ss,i} = \sum_{j \in N_c(i)} Q_{ij} \quad \forall i \in \Omega_{SS} \quad (3.52)$$

Οι εξισώσεις (3.49)–(3.52) είναι γραμμικές. Με τις εξισώσεις αυτές μπορούν να υπολογιστούν προσεγγιστικά η ενεργός και η άεργος ροή ισχύος των γραμμών καθώς και η ενεργός και η άεργος ισχύς που εγχέει ο Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ.

3.6.2 Μοντέλο με τετραγωνικούς περιορισμούς

Στην προσέγγιση αυτή θεωρείται ότι το μέτρο της τάσης σε όλους τους κόμβους είναι ίσο με 1,0 α.μ. και οι εξισώσεις ροών ισχύος είναι οι ακόλουθες:

$$P_{ij} - (P_{ij}^2 + Q_{ij}^2) \cdot r_{ij} - \sum_{k \in N_c(j)} P_{jk} = P_{d,j} - P_{dg,j} \quad \forall j \in \Omega_N \setminus \Omega_{SS} \quad (3.53)$$

$$Q_{ij} - (P_{ij}^2 + Q_{ij}^2) \cdot x_{ij} - \sum_{k \in N_c(j)} Q_{jk} = Q_{d,j} - Q_{dg,j} \quad \forall j \in \Omega_N \setminus \Omega_{SS} \quad (3.54)$$

$$P_{ss,i} = \sum_{j \in N_c(i)} P_{ij} \quad \forall i \in \Omega_{SS} \quad (3.55)$$

$$Q_{ss,i} = \sum_{j \in N_c(i)} Q_{ij} \quad \forall i \in \Omega_{SS} \quad (3.56)$$

Όμοια με το μοντέλο της Ενότητας 3.6.1, χρησιμοποιώντας τις εξισώσεις αυτές μπορούν να υπολογιστούν προσεγγιστικά η ενεργός και η άεργος ροή ισχύος των γραμμών καθώς και η ενεργός και η άεργος ισχύς που εγχέει ο Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ με περισσότερη ακρίβεια σε σχέση με τις (3.49)–(3.52).

3.6.3 Μοντέλο με κωνικούς περιορισμούς δεύτερης τάξης

Στην προσέγγιση αυτή γίνεται χαλάρωση του μη γραμμικού περιορισμού ισότητας (3.44) σε περιορισμό ανισότητας. Επιπλέον, ο τελευταίος τετραγωνικός όρος της (3.43) παραλείπεται, διότι η τιμή του είναι αμελητέα σε σχέση με τους υπόλοιπους όρους της εξίσωσης αυτής. Βάσει των προσεγγίσεων αυτών, οι εξισώσεις (3.39)–(3.44) διαμορφώνονται ως ακολούθως:

$$P_{ij} - I_{ij}^2 \cdot r_{ij} - \sum_{k \in N_c(j)} P_{jk} = P_{d,j} - P_{dg,j} \quad \forall j \in \Omega_N \setminus \Omega_{SS} \quad (3.57)$$

$$Q_{ij} - I_{ij}^2 \cdot x_{ij} - \sum_{k \in N_c(j)} Q_{jk} = Q_{d,j} - Q_{dg,j} \quad \forall j \in \Omega_N \setminus \Omega_{SS} \quad (3.58)$$

$$P_{ss,i} = \sum_{j \in N_c(i)} P_{ij} \quad \forall i \in \Omega_{SS} \quad (3.59)$$

$$Q_{ss,i} = \sum_{j \in N_c(i)} Q_{ij} \quad \forall i \in \Omega_{SS} \quad (3.60)$$

$$V_j^2 = V_i^2 - 2 \cdot (P_{ij} \cdot r_{ij} + Q_{ij} \cdot x_{ij}) \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (3.61)$$

$$V_i^2 \cdot I_{ij}^2 \geq P_{ij}^2 + Q_{ij}^2 \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (3.62)$$

Η ανισότητα (3.62) είναι ένας κωνικός περιορισμός δεύτερης τάξης [77]. Τα προβλήματα κωνικού προγραμματισμού δεύτερης τάξης (second-order cone program–SOCP) είναι κυρτά προβλήματα βελτιστοποίησης και έτσι μπορούν λυθούν σε πολυωνυμικό χρόνο χρησιμοποιώντας πρωτεύοντες-δυναμικούς αλγορίθμους εσωτερικού σημείου. Επιπλέον, τα προβλήματα μεικτού ακέραιου προγραμματισμού με κωνικούς περιορισμούς δεύτερης τάξης μπορούν να επιλυθούν με εμπορικούς αλγορίθμους διακλάδωσης και οριοθέτησης. Θα πρέπει να σημειωθεί ότι πολλά προβλήματα βελτιστοποίησης που συναντώνται στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας μπορούν να μοντελοποιηθούν ως προβλήματα με κωνικούς περιορισμούς δεύτερης τάξης. Στο Παράρτημα Β δίνονται επιπλέον στοιχεία για τα προβλήματα με κωνικούς περιορισμούς δεύτερης τάξης. Σύμφωνα με τις [21], [71]–[75], η χαλάρωση του μη γραμμικού περιορισμού ισότητας (3.44) σε περιορισμό ανισότητας (3.62) είναι ακριβής και η λύση των (3.57)–(3.62) αποτελεί και λύση των (3.39)–(3.44).

Χρησιμοποιώντας τις (3.57)–(3.62) μπορούν να υπολογιστούν η ενεργός και η άεργος ροή ισχύος των γραμμών, η ενεργός και η άεργος ισχύς που εγχέει ο Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ και το μέτρο της τάσης κάθε κόμβου.

3.7 ΒΕΛΤΙΣΤΗ ΡΟΗ ΙΣΧΥΟΣ

Στην ενότητα αυτή θα παρουσιαστούν μοντέλα βέλτιστης ροής ισχύος χρησιμοποιώντας τα μοντέλα ροών ισχύος που παρουσιάστηκαν στις Ενότητες 3.3–3.6. Το πρόβλημα βέλτιστης ροής ισχύος έβρισκε συνήθως εφαρμογή στα συστήματα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Ωστόσο, λόγω της αυξανόμενης διείσδυσης ΜΔΠ κυρίως από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ), το πρόβλημα της βέλτιστης ροής ισχύος έχει εφαρμογή και στα σύγχρονα δίκτυα διανομής ηλεκτρικής ενέργειας.

Το πρόβλημα της βέλτιστης ροής ισχύος αποτελεί ένα από τα θεμελιώδη προβλήματα για τη βέλτιστη λειτουργία των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας [78]. Η βέλτιστη ροή ισχύος καθορίζει το σημείο λειτουργίας των ελεγχόμενων στοιχείων ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας με στόχο την ελαχιστοποίηση ή μεγιστοποίηση της τιμής μιας

αντικειμενικής συνάρτησης ικανοποιώντας τους περιορισμούς του προβλήματος [79]. Τα πιο συνηθισμένα ελεγχόμενα στοιχεία σε ένα σύστημα είναι οι μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, τα συστήματα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, τα ευέλικτα φορτία, κ.ά.. Συνήθως, η αντικειμενική συνάρτηση έχει ως στόχο την ελαχιστοποίηση των απωλειών ενεργού ισχύος ή του συνολικού ωριαίου κόστους παραγωγής των μονάδων παραγωγής και οι πιο συνηθισμένοι περιορισμοί είναι οι εξισώσεις ροών ισχύος, τα όρια λειτουργίας των μονάδων παραγωγής, η ικανότητα των γραμμών και τα όρια των μέτρων των τάσεων.

Η αντικειμενική συνάρτηση που εξετάζεται στην ενότητα αυτή είναι η ελαχιστοποίηση του συνολικού ωριαίου κόστους των μονάδων παραγωγής:

$$f_{OPF} = \min \left(\sum_{i \in \Omega_{ss}} C_i \cdot P_{ss,i} + \sum_{i \in \Omega_{dg}} C_i \cdot P_{dg,i} \right) \quad (3.63)$$

Υπενθυμίζεται ότι στην παρούσα εργασία ο υποσταθμός ΥΤ/ΜΤ του δικτύου διανομής θεωρείται ως κόμβος αναφοράς και μοντελοποιείται ως μια μονάδα παραγωγής που μπορεί να εγγχεί και να απορροφά ενεργό και άεργο ισχύ. Επιπλέον, στα δίκτυα διανομής, ισχύς μπορεί να παραχθεί και από τις ΜΔΠ.

Τα μοντέλα βέλτιστης ροής ισχύος που αναλύονται είναι ακόλουθα:

- **M1 (AC_OPF):** Το μοντέλο αυτό χρησιμοποιεί τις εξισώσεις AC ροών ισχύος της Ενότητας 3.3. Η αντικειμενική συνάρτησή του είναι η (3.63) και οι περιορισμοί του είναι οι (3.7)–(3.14).
- **M2 (CP_OPF):** Το μοντέλο αυτό χρησιμοποιεί τις προσεγγιστικές εξισώσεις AC ροών ισχύος της Ενότητας 3.4. Η αντικειμενική συνάρτησή του είναι η (3.63) και οι περιορισμοί του είναι οι (3.11)–(3.14) και (3.18)–(3.38).
- **M3 (DistOPF_NLP):** Το μοντέλο αυτό χρησιμοποιεί τις εξισώσεις ροών ισχύος κλάδου της Ενότητας 3.5. Η αντικειμενική συνάρτησή του είναι η (3.63) και οι περιορισμοί του είναι οι (3.12)–(3.14), (3.39)–(3.44) και (3.64).

$$V_{\min}^2 \leq U_i \leq V_{\max}^2 \quad \forall i \in \mathcal{N} \quad (3.64)$$

- **M4 (DistOPF_LP):** Το μοντέλο αυτό χρησιμοποιεί τη γραμμική προσέγγιση των εξισώσεων ροών ισχύος κλάδου της Ενότητας 3.6.1. Η αντικειμενική συνάρτησή του είναι η (3.63) και οι περιορισμοί του είναι οι (3.12), (3.13) και (3.39)–(3.42).
- **M5 (DistOPF_QCP):** Το μοντέλο αυτό χρησιμοποιεί την προσέγγιση των εξισώσεων ροών ισχύος κλάδου με τετραγωνικούς περιορισμούς της Ενότητας 3.6.2. Η αντικειμενική συνάρτησή του είναι η (3.63) και οι περιορισμοί του είναι οι (3.12)–(3.14) και (3.43)–(3.46).
- **M6 (DistOPF_SOCP):** Το μοντέλο αυτό χρησιμοποιεί την προσέγγιση των εξισώσεων ροών ισχύος κλάδου με κωνικούς περιορισμούς της Ενότητας 3.6.3. Η αντικειμενική συνάρτησή του είναι η (3.63) και οι περιορισμοί του είναι οι (3.12)–(3.14), (3.47)–(3.52) και (3.55).

Τα μοντέλα M1 και M3 αποτελούν προβλήματα μη γραμμικού προγραμματισμού. Το μοντέλο M5 είναι πρόβλημα βελτιστοποίησης με τετραγωνικούς περιορισμούς. Το μοντέλο M4 αποτελεί πρόβλημα γραμμικού προγραμματισμού, ενώ τα μοντέλα M2 και M6 είναι προβλήματα βελτιστοποίησης κωνικού προγραμματισμού δεύτερης τάξης.

Πίνακας 3.1: Τιμές παραμέτρων των προβλημάτων βέλτιστης ροής ισχύος για τα δίκτυα των 33, 70 και 135 κόμβων.

Παράμετρος	Τιμή	
	Περίπτωση A	Περίπτωση B
$[C_i] \quad \forall i \in \Omega_{dg}$	5 \$/MWh	5 \$/MWh
$[C_i] \quad \forall i \in \Omega_{ss}$	10 \$/MWh	10 \$/MWh
$[P_{dg,i}^{\min}, P_{dg,i}^{\max}] \quad \forall i \in \Omega_{dg}$	[0, 1] MW	[0, 10] MW
$[V_i] \quad \forall i \in \Omega_{ss}$	1,05 α.μ.	1,05 α.μ.
$[V_{\min}, V_{\max}]$	[0,95, 1,05] α.μ.	[0,95, 1,05] α.μ.

3.8 ΕΦΑΡΜΟΓΕΣ

Τα μοντέλα βέλτιστης ροής ισχύος της Ενότητας 3.7 εφαρμόζονται στα δίκτυα των 33, 70 και 135 κόμβων, έτσι ώστε να εξεταστεί η ακρίβεια και η υπολογιστική τους πολυπλοκότητα. Τα τεχνικά χαρακτηριστικά αυτών των δικτύων παρατίθενται στην [80] και στο Παράρτημα Δ. Σε κάθε ένα από αυτά τα δίκτυα συνδέονται όμοιες ΜΔΠ, οι οποίες παράγουν μόνο ενεργό ισχύ και εξετάζονται δύο περιπτώσεις, των οποίων οι παράμετροι παρουσιάζονται στον Πίνακα 3.1. Τα προβλήματα βελτιστοποίησης που διαμορφώνονται σε κάθε μοντέλο επιλύονται με την χρήση του επιλύτη CONOPT [81] του λογισμικού GAMS [82]. Οι προσομοιώσεις εκτελούνται σε υπολογιστή με επεξεργαστή Intel® Core™ i7 στα 3,40 GHz με 4 GB RAM.

Αρχικά, για την επίλυση του προβλήματος της βέλτιστης ροής ισχύος θεωρούνται οι τιμές των παραμέτρων της Περίπτωσης A που φαίνονται στον Πίνακα 3.1. Τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων για τα τρία δίκτυα για τις τιμές του Πίνακα 3.1 παρουσιάζονται στον Πίνακα 3.2. Συγκεκριμένα, στον Πίνακα 3.2 δίνονται η τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης κάθε μοντέλου, η ενεργός ισχύς που εγγχεί ο Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ στο δίκτυο, το ελάχιστο μέτρο τάσης που παρατηρείται και ο υπολογιστικός χρόνος κάθε μοντέλου, έτσι ώστε να αξιολογηθούν η ακρίβεια και η πολυπλοκότητα των προσεγγιστικών μοντέλων σε σχέση με αυτή του αναλυτικού μοντέλου βέλτιστης ροής ισχύος (M1). Όπως αναμενόταν, το μοντέλο που χρησιμοποιεί τις γραμμικές προσεγγίσεις των εξισώσεων ροής ισχύος κλάδου (M4) απαιτεί τον μικρότερο υπολογιστικό χρόνο και έχει τη μικρότερη ακρίβεια σε σχέση με το M1. Η ακρίβεια του προσεγγιστικού μοντέλου που χρησιμοποιεί τετραγωνικούς περιορισμούς (M5) είναι αρκετά ικανοποιητική, απαιτώντας μικρό υπολογιστικό χρόνο. Το προσεγγιστικό μοντέλο AC ροής ισχύος με κωνικούς περιορισμούς (M2), το μοντέλο που χρησιμοποιεί τις εξισώσεις ροών ισχύος κλάδου (M3) και το μοντέλο που χρησιμοποιεί τις προσεγγιστικές εξισώσεις ροών ισχύος κλάδου με κωνικούς περιορισμούς (M6) δίνουν σχεδόν ίδια αποτελέσματα με το M1, αλλά σε μικρότερο υπολογιστικό χρόνο. Το σημαντικό πλεονέκτημα των προσεγγιστικών μοντέλων ροών ισχύος M2 και M6 είναι ότι τα προβλήματα μεικτού ακέραιου προγραμματισμού που χρησιμοποιούν σαν περιορισμούς τα αντίστοιχα μοντέλα ροών ισχύος είναι δυνατόν να επιλυθούν από εμπορικούς επιλύτες διακλάδωσης και οριοθέτησης, όπως ο CPLEX [83]. Όμως, κάτι τέτοιο δεν μπορεί να ειπωθεί

Πίνακας 3.2: Συγκεντρωτικά αποτελέσματα βέλτιστης ροής ισχύος των δικτύων διανομής 33, 70 και 135 κόμβων χρησιμοποιώντας τα μοντέλα M1–M6 στην Περίπτωση Α.

ΔΔ 33 κόμβων						
	M1 (AC_OPF)	M2 (CP_OPF)	M3 (DistOPF_ NLP)	M4 (DistOPF_ _LP)	M5 (DistOPF_ _QCP)	M6 (DistOPF_ _SOCP)
Τιμή αντικειμενικής συνάρτησης (\$/h)	33,334	33,334	33,318	32,150	33,392	33,318
Έγχυση ενεργού ισχύος από τον Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ (MW)	2,833	2,833	2,832	2,715	2,839	2,832
Ελάχιστο μέτρο τάσης (α.μ.)	$V_{18} = 0,9823$	$V_{18} = 0,9823$	$V_{18} = 0,9823$	–	–	$V_{18} = 0,9825$
Υπολογιστικός χρόνος (s)	0,095	0,061	0,095	0,056	0,062	0,069
ΔΔ 70 κόμβων						
	M1 (AC_OPF)	M2 (CP_OPF)	M3 (DistOPF_ NLP)	M4 (DistOPF_ _LP)	M5 (DistOPF_ _QCP)	M6 (DistOPF_ _SOCP)
Τιμή αντικειμενικής συνάρτησης (\$/h)	40,884	40,884	40,902	37,828	39,856	40,878
Έγχυση ενεργού ισχύος από τον Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ (MW)	3,152	3,152	3,152	2,847	3,050	3,152
Ελάχιστο μέτρο τάσης (α.μ.)	$V_{50} = 0,9733$	$V_{50} = 0,9733$	$V_{50} = 0,9734$	–	–	$V_{50} = 0,9738$
Υπολογιστικός χρόνος (s)	0,261	0,081	0,231	0,077	0,092	0,137
ΔΔ 135 κόμβων						
	M1 (AC_OPF)	M2 (CP_OPF)	M3 (DistOPF_ NLP)	M4 (DistOPF_ _LP)	M5 (DistOPF_ _QCP)	M6 (DistOPF_ _SOCP)
Τιμή αντικειμενικής συνάρτησης (\$/h)	175,808	175,808	175,758	173,138	175,958	175,758
Έγχυση ενεργού ισχύος από τον Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ (MW)	16,581	16,581	16,576	16,314	16,596	16,578
Ελάχιστο μέτρο τάσης (α.μ.)	$V_{117} = 0,9846$	$V_{117} = 0,9846$	$V_{117} = 0,9849$	–	–	$V_{117} = 0,9854$
Υπολογιστικός χρόνος (s)	1,134	0,267	1,116	0,223	0,256	0,384

Πίνακας 3.3: Μέγιστη ενεργός ισχύς των ΜΔΠ στα δίκτυα των 33, 70 και 135 κόμβων για τις τιμές των παραμέτρων στην Περίπτωση Β.

ΔΔ 33 κόμβων		
	M2 (CP_OPF)	M6 (DistOPF_SOCP)
$P_{dg,33}$ (MW)	1,95919446556907	1,91248940782033
ΔΔ 70 κόμβων		
	M2 (CP_OPF)	M6 (DistOPF_SOCP)
$P_{dg,29}$ (MW)	0,88221325181651	0,871919055655036
$P_{dg,56}$ (MW)	1,40630637415857	1,37367274067967
ΔΔ 135 κόμβων		
	M2 (CP_OPF)	M6 (DistOPF_SOCP)
$P_{dg,12}$ (MW)	2,56847303633825	2,55609896903002
$P_{dg,72}$ (MW)	1,11970344576839	1,10955264290158

για τα μοντέλα ροών ισχύος των M1 και M3, καθώς οι εμπορικοί επιλύτες που επιλύουν προβλήματα μεικτού ακέραιου προγραμματισμού με μη γραμμικούς περιορισμούς δεν είναι αρκετά “ώριμοι” για να εφαρμοστούν σε τέτοια προβλήματα μεγάλης κλίμακας.

Επιπλέον, επιλύθηκε το πρόβλημα της βέλτιστης ροής ισχύος με τις τιμές των παραμέτρων της Περίπτωση Β που φαίνονται στον Πίνακα 3.1 θεωρώντας μόνο τα προσεγγιστικά μοντέλα M2 και M6. Όπως φαίνεται στον Πίνακα 3.1, το όριο μέγιστης παραγωγής ενεργού ισχύος κάθε ΜΔΠ είναι δέκα φορές μεγαλύτερο σε σχέση με το αντίστοιχο της Περίπτωσης Α. Επομένως, από την επίλυση των προσεγγιστικών μοντέλων M2 και M6 καθορίζεται η μέγιστη επιτρεπόμενη ενεργός ισχύς των ΜΔΠ στα ΔΔ, η οποία παρουσιάζεται στον Πίνακα 3.3. Η ενεργός ισχύς των ΜΔΠ που παρουσιάζεται στον Πίνακα 3.3 είναι, ουσιαστικά, η μέγιστη ενεργός ισχύς των ΜΠΔ που μπορεί να εγκατασταθεί στο ΔΔ χωρίς να παραβιάζεται κάποιος λειτουργικός περιορισμός του ΔΔ.

Στη συνέχεια, λαμβάνοντας ως δεδομένο εισόδου τη μέγιστη ενεργό ισχύ των ΜΔΠ των M2 και M6 του Πίνακα 3.3, επιλύεται, με τη βοήθεια του MATPOWER [84], το πρόβλημα της AC ροής ισχύος με τη μέθοδο Newton–Raphson, έτσι ώστε να ελεγχθεί εάν οι λύσεις των μοντέλων ροών ισχύος M2 και M6 είναι τέτοιες ώστε όλα τα μέτρα των τάσεων των κόμβων και το ρεύμα που ρέει στις γραμμές του ΔΔ να βρίσκονται πράγματι εντός των προκαθορισμένων ορίων τους. Στον Πίνακα 3.4 παρουσιάζονται το μέγιστο και ελάχιστο μέτρο της τάσης των κόμβων, καθώς και η έγχυση ενεργού ροή ισχύος των Y/Σ YT/MT που προκύπτουν από το MATPOWER σε σχέση με τα αντίστοιχα αποτελέσματα των M2 και M6. Από τα αποτελέσματα του Πίνακα 3.4 παρατηρείται ότι οι λύσεις του προβλήματος της βέλτιστης ροής ισχύος των M2 και M6, δηλαδή η μέγιστη ενεργός ισχύς των ΜΔΠ, οδηγούν σε λύσεις των αναλυτικών εξισώσεων ροών ισχύος, στις οποίες δεν παραβιάζεται κάποιος λειτουργικός περιορισμός του ΔΔ. Επομένως, οι λύσεις των προσεγγιστικών μοντέλων M2

Πίνακας 3.4: Συγκριτικά αποτελέσματα M2, M6 και MATPOWER για τα δίκτυα των 33, 70 και 135 κόμβων για τις τιμές των παραμέτρων στην Περίπτωση Β.

ΔΔ 33 κόμβων			
	Έγχυση ενεργού ισχύος από Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ (MW)	Ελάχιστο μέτρο τάσης (α.μ.)	Μέγιστο μέτρο τάσης (α.μ.)
M2 (CP_OPF)	1,8923404935376	$V_{18} = 0,9946234$	$V_{33} = 1,05$
MATPOWER [84]	1,8923404935382	$V_{18} = 0,9945522$	$V_{33} = 1,0499998$
M6 (DistOPF_SOCP)	1,8676521809497	$V_{18} = 1,0029706$	$V_{33} = 1,05$
MATPOWER [84]	1,9366246900640	$V_{18} = 0,9939831$	$V_{33} = 1,0482959$
ΔΔ 70 κόμβων			
	Έγχυση ενεργού ισχύος από Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ (MW)	Ελάχιστο μέτρο τάσης (α.μ.)	Μέγιστο μέτρο τάσης (α.μ.)
M2 (CP_OPF)	2,761787941530	$V_{50} = 0,9733224$	$V_{29} = 1,05$ $V_{56} = 1,05$
MATPOWER [84]	2,761787941531	$V_{50} = 0,9733222$	$V_{29} = 1,049999$ $V_{56} = 1,049998$
M6 (DistOPF_SOCP)	2,700282221914	$V_{50} = 0,9738567$	$V_{29} = 1,05$ $V_{56} = 1,05$
MATPOWER [84]	2,802494766632	$V_{50} = 0,9733222$	$V_{29} = 1,0492569$ $V_{56} = 1,0484753$
ΔΔ 135 κόμβων			
	Έγχυση ενεργού ισχύος από Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ (MW)	Ελάχιστο μέτρο τάσης (α.μ.)	Μέγιστο μέτρο τάσης (α.μ.)
M2 (CP_OPF)	14,905666407798	$V_{117} = 0,9845512$	$V_{12} = 1,05$ $V_{72} = 1,05$
MATPOWER [84]	14,905666408099	$V_{117} = 0,98455112$	$V_{12} = 1,049999$ $V_{72} = 1,05$
M6 (DistOPF_SOCP)	14,754257512009	$V_{117} = 0,9846214$	$V_{12} = 1,05$ $V_{72} = 1,05$
MATPOWER [84]	14,937766534504	$V_{117} = 0,9845511$	$V_{12} = 1,0498763$ $V_{72} = 1,0489697$

και M6, όπως αναφέρθηκε και στις Ενότητες 3.4 και 3.6 αποτελούν και λύση των εξισώσεων ροών ισχύος.

3.9 ΑΝΑΛΥΣΗ ΤΡΙΦΑΣΙΚΗΣ ΡΟΗΣ ΙΣΧΥΟΣ ΑΣΣΥΜΕΤΡΩΝ ΔΙΚΤΥΩΝ ΔΙΑΝΟΜΗΣ

Στην ενότητα αυτή περιγράφεται ο αλγόριθμος “σάρωσης πίσω-μπρος” (backward-forward sweep) για την ανάλυση ροών ισχύος ασύμμετρων ακτινικών ΔΔ [85]. Ο αλγόριθμος αυτός, όπως και οι περισσότεροι που χρησιμοποιούνται για την ανάλυση ροών ισχύος στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας, είναι ένας επαναληπτικός αλγόριθμος.

Το μοντέλο μιας τριφασικής γραμμής διανομής παρουσιάζεται στο Σχήμα 3.2. Η τάση κάθε κόμβου και το ρεύμα που διαρρέει κάθε γραμμή αναπαρίστανται από μήτρες με διάσταση 3×1 , ενώ η σύνθετη αντίσταση σειράς της γραμμής και η εγκάρσια αγωγιμότητά της αναπαρίστανται από μήτρες με διαστάσεις 3×3 ως ακολούθως [85]:

$$[\mathbf{V}_{abc}] = \begin{bmatrix} \mathbf{V}_a \\ \mathbf{V}_b \\ \mathbf{V}_c \end{bmatrix} \quad (3.65)$$

$$[\mathbf{I}_{abc}] = \begin{bmatrix} \mathbf{I}_a \\ \mathbf{I}_b \\ \mathbf{I}_c \end{bmatrix} \quad (3.66)$$

$$[\mathbf{Z}_{abc}] = \begin{bmatrix} \mathbf{z}_{aa} & \mathbf{z}_{ab} & \mathbf{z}_{ac} \\ \mathbf{z}_{ba} & \mathbf{z}_{bb} & \mathbf{z}_{bc} \\ \mathbf{z}_{ca} & \mathbf{z}_{cb} & \mathbf{z}_{cc} \end{bmatrix} \quad (3.67)$$

$$[\mathbf{y}_{s,abc}] = \begin{bmatrix} \mathbf{y}_{s,aa} & \mathbf{y}_{s,ab} & \mathbf{y}_{s,ac} \\ \mathbf{y}_{s,ba} & \mathbf{y}_{s,bb} & \mathbf{y}_{s,bc} \\ \mathbf{y}_{s,ca} & \mathbf{y}_{s,cb} & \mathbf{y}_{s,cc} \end{bmatrix} \quad (3.68)$$

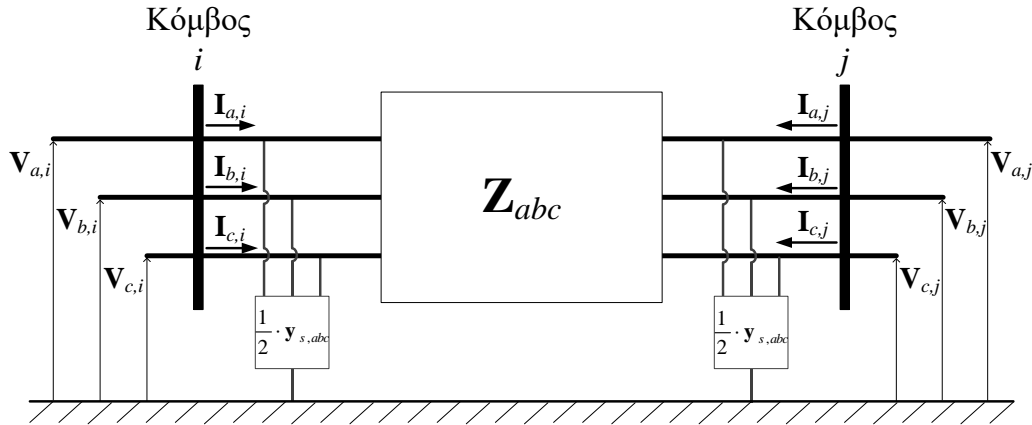
όπου \mathbf{V}_a , \mathbf{V}_b και \mathbf{V}_c είναι η μιγαδική τάση της φάσης a , b και c , αντίστοιχα. \mathbf{I}_a , \mathbf{I}_b και \mathbf{I}_c είναι το μιγαδικό ρεύμα της φάσης a , b και c , αντίστοιχα. Η \mathbf{z}_{mm} είναι η σύνθετη αντίσταση σειράς του αγωγού της φάσης m για $m = \{a, b, c\}$. Η \mathbf{z}_{mk} είναι η σύνθετη αντίσταση μεταξύ των φάσεων m και k για $\{m, k\} = \{a, b, c\}$ και $m \neq k$. Η $\mathbf{y}_{s,mm}$ είναι η εγκάρσια αγωγιμότητα της φάσης m για $m = \{a, b, c\}$. Η $\mathbf{y}_{s,mk}$ είναι η εγκάρσια αγωγιμότητα των φάσεων m και k για $\{m, k\} = \{a, b, c\}$ και $m \neq k$.

Εφαρμόζοντας τους νόμους του Kirchhoff στο μοντέλο του Σχήματος 3.2, η τάση και το ρεύμα που εξέρχεται από τον κόμβο i σε σχέση με την τάση και το ρεύμα που εισέρχεται στον κόμβο j υπολογίζονται ως ακολούθως:

$$[\mathbf{V}_{abc}]_j = [\mathbf{V}_{abc}]_i - [\mathbf{Z}_{abc}]_{ij} \cdot \left([\mathbf{I}_{abc}]_i - \frac{1}{2} \cdot [\mathbf{y}_{s,abc}]_{ij} \cdot [\mathbf{V}_{abc}]_i \right) \quad (3.69)$$

$$[\mathbf{I}_{abc}]_j = \frac{1}{2} \cdot [\mathbf{y}_{s,abc}]_{ij} \cdot \left([\mathbf{V}_{abc}]_i + [\mathbf{V}_{abc}]_j \right) - [\mathbf{I}_{abc}]_i \quad (3.70)$$

$$[\mathbf{V}_{abc}]_i = [\mathbf{V}_{abc}]_j + [\mathbf{Z}_{abc}]_{ij} \cdot \left(\frac{1}{2} \cdot [\mathbf{y}_{s,abc}]_{ij} \cdot [\mathbf{V}_{abc}]_j + [\mathbf{I}_{abc}]_j \right) \quad (3.71)$$



Σχήμα 3.2: Μοντέλο τριφασικής γραμμής διανομής.

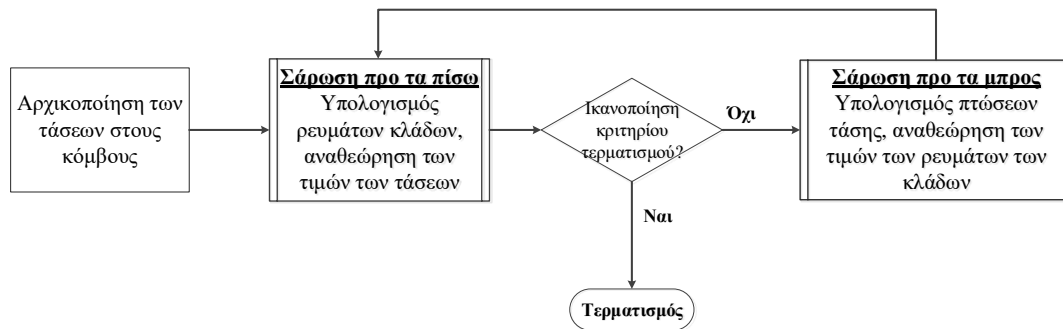
$$[\mathbf{I}_{abc}]_i = \frac{1}{2} \cdot [\mathbf{y}_{s,abc}]_{ij} \cdot ([\mathbf{V}_{abc}]_i + [\mathbf{V}_{abc}]_j) - [\mathbf{I}_{abc}]_j \quad (3.72)$$

Εύκολα διαπιστώνεται ότι από τις (3.69) και (3.70) μπορούν να υπολογιστούν η τάση του κόμβου j και το ρεύμα που εισέρχεται στον κόμβο j , εάν είναι γνωστά η τάση του κόμβου i και το ρεύμα που εξέρχεται από τον κόμβο i . Αντίστοιχα, με τις (3.71) και (3.72) υπολογίζονται η τάση του κόμβου i και το ρεύμα που εξέρχεται από τον κόμβο i εάν είναι γνωστά τα μεγέθη της τάσης του κόμβου j και του ρεύματος που εισέρχεται στον κόμβο j .

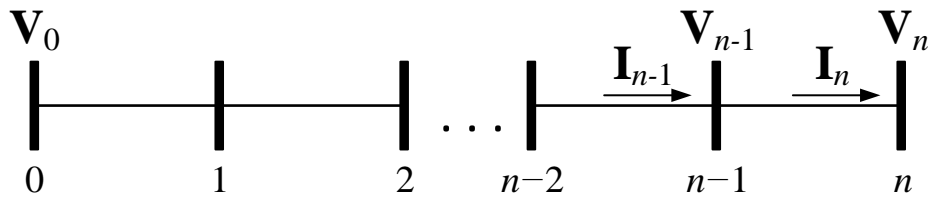
Ο αλγόριθμος “σάρωσης πίσω-μπρος” αποτελείται από τρία βασικά βήματα, όπως φαίνεται και στο διάγραμμα ροής του Σχήματος 3.3. Η μέθοδος περιλαμβάνει μια επαναληπτική διαδικασία, η οποία ολοκληρώνεται όταν ικανοποιείται ένα κριτήριο τερματισμού. Το Σχήμα 3.4 απεικονίζει ένα απλό παράδειγμα δικτύου διανομής, το οποίο βοηθά στην περιγραφή του αλγορίθμου “σάρωσης πίσω-μπρος”.

Για την εφαρμογή του αλγορίθμου απαιτείται αρχικά η δεικτοδότηση των κόμβων του δικτύου χρησιμοποιώντας τις μεθόδους της ανάστροφης κατά πλάτος διάσχισης (Reverse Breadth First–RBF) και της κατά πλάτος διάσχισης (Breadth first–BF) [86].

Ο αλγόριθμος αρχίζει δίνοντας αρχικές τιμές στις τάσεις των κόμβων του δικτύου, οι οποίες είναι συνήθως ίσες με την ονομαστική τους τιμή. Στη συνέχεια, το ΔΔ “σαρώνεται” βάσει της RBF σειράς. Για παράδειγμα, στο Σχήμα 3.4, το ΔΔ θα σαρωθεί από τον τελευταίο κόμβο, δηλαδή τον κόμβο n , προς τον κόμβο αναφοράς, δηλαδή τον κόμβο “0”. Σε κάθε κόμβο, το ρεύμα που απορροφάται από το φορτίο υπολογίζεται βάσει της τάσης του κόμβου στην τρέχουσα επανάληψη. Στη συνέχεια, εφαρμόζεται ο νόμος ρευμάτων του Kirchhoff προκειμένου να προσδιοριστεί το ρεύμα (\mathbf{I}_n) που εισέρχεται στον κόμβο n . Μετά τον υπολογισμό του εισερχόμενου ρεύματος (\mathbf{I}_n) στον κόμβο n , υπολογίζεται η τάση (\mathbf{V}_{n-1}) του κόμβου $n-1$. Με αυτόν τον τρόπο όλες οι τάσεις των κόμβων και τα ρεύματα γραμμής προσδιορίζονται με την RBF σειρά. Ο τελευταίος εξεταζόμενος κλάδος είναι ο κλάδος που συνδέει τον κόμβο αναφοράς, δηλαδή τον κόμβο “0” του Σχήματος 3.4, με το γειτονικό του κόμβο και έτσι υπολογίζεται η τάση του. Ωστόσο, η τάση (\mathbf{V}_0) του κόμβου αναφοράς είναι δεδομένη και στην ουσία υπολογίζεται η διαφορά μεταξύ της δεδομένης αυτής τιμής και της τιμής που υπολογίστηκε στην τρέχουσα επανάληψη του αλγορίθμου. Εάν η διαφορά είναι μικρότερη από ένα προκαθορισμένο κατώφλι, το κριτήριο τερματισμού ικανοποιείται και ο αλγόριθμος τερματίζεται. Διαφορετικά, εκτελείται το βήμα σάρωσης προς τα εμπρός.



Σχήμα 3.3: Διάγραμμα ροής του αλγορίθμου “σάρωσης πίσω-μπρος”.



Σχήμα 3.4: Ακτινικό ΔΔ ηλεκτρικής ενέργειας.

Στο βήμα σάρωσης προς τα εμπρός, τα ρεύματα που υπολογίστηκαν στο βήμα σάρωσης προς τα πίσω θεωρούνται δεδομένα και οι τάσεις των κόμβων του δικτύου υπολογίζονται λαμβάνοντας υπόψη ότι η τάση του κόμβου αναφοράς είναι ίση με την δεδομένη τιμή. Στο βήμα αυτό, το ΔΔ διασχίζεται βάσει της BF σειράς. Για παράδειγμα, το ΔΔ του Σχήματος 3.4 θα διασχιστεί από τον κόμβο “0” προς τον τελευταίο κόμβο, δηλαδή τον κόμβο n . Στη συνέχεια, εκτελείται ένα νέο βήμα σάρωσης προς τα πίσω.

Η διαδικασία που περιγράφηκε επαναλαμβάνεται μέχρι να ικανοποιηθεί το κριτήριο τερματισμού. Η επιλογή της τιμής του κατωφλίου είναι αρκετά σημαντική διότι μια σχετικά υψηλή τιμή μπορεί να οδηγήσει σε ανακριβή αποτελέσματα, ενώ μια σχετικά μικρή τιμή μπορεί να οδηγήσει σε πολλές επαναλήψεις.

ΒΕΛΤΙΣΤΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΔΙΚΤΥΩΝ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΕ ΚΑΝΟΝΙΚΗ ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ

4.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Η βέλτιστη λειτουργία των ΔΔ (ΔΔ) σε κανονική κατάσταση, δηλαδή όταν όλα τα στοιχεία του ΔΔ είναι διαθέσιμα και δεν έχουν υποστεί κάποια βλάβη, είναι από τις πιο σημαντικές διεργασίες διαχείρισης των ΔΔ. Η βέλτιστη λειτουργία του ΔΔ σε κανονική κατάσταση περιλαμβάνει τις ενέργειες ελέγχου που έχουν ως στόχο οι απώλειες ισχύος να είναι ελάχιστες, η απόκλιση της τάσης των κόμβων από την ονομαστική τιμή να είναι όσο το δυνατόν μικρότερη και η παροχή ηλεκτρικής ενέργειας στους καταναλωτές να είναι συνεχής. Επιπλέον, περιλαμβάνει τις ενέργειες ελέγχου που έχουν ως στόχο να αποτρέψουν μια διαταραχή στο δίκτυο, όπως κάποια υπέρταση ή υπόταση ή την υπερφόρτιση κάποιου στοιχείου του δικτύου.

Στα ΔΔ χωρίς ή με μικρή διείσδυση διανεμημένης παραγωγής, η βέλτιστη λειτουργία επιτυγχάνεται με τη βοήθεια του συστήματος αλλαγής τάσης υπό φορτίο (ΣΑΤΥΦ) που είναι εγκατεστημένο στον υποσταθμό (Υ/Σ) υψηλής τάσης (ΥΤ)/μέσης τάσης (ΜΤ) και με τους ρυθμιστές τάσης που βρίσκονται εγκατεστημένοι επί των κύριων γραμμών διανομής. Στα περισσότερα ακτινικά ΔΔ ηλεκτρικής ενέργειας, εκτός από τις κύριες γραμμές διανομής, υπάρχουν και αρκετοί διασυνδεδετικοί κλάδοι (tie lines). Μεταβάλλοντας την κατάσταση των διακοπών του δικτύου, που είναι εγκατεστημένοι στις γραμμές του δικτύου και στους διασυνδεδετικούς κλάδους, είναι δυνατή η επαναδιαμόρφωση του δικτύου, δηλαδή η αλλαγή της διάταξής του, κατά τέτοιον τρόπο που η διάταξή του να παραμένει ακτινική μετά το πέρας των χειρισμών. Μία αποτελεσματική επαναδιαμόρφωση του δικτύου θα πρέπει να αξιοποιεί τη διαφορετική διακύμανση της ζήτησης των τυπικών καταναλωτών (π.χ. οικιακών, εμπορικών, βιομηχανικών, κτλ) κατά τη διάρκεια κάποιων μηνών, μιας εβδομάδας ή και μιας ημέρας. Η επαναδιαμόρφωση του δικτύου στοχεύει στη μεταφορά φορτίων από υπερφορτισμένα τμήματα του δικτύου σε υποφορτισμένα ή λιγότερο φορτισμένα τμήματα του δικτύου. Με τον τρόπο αυτόν επιτυγχάνεται βελτίωση της λειτουργίας του δικτύου και αποτελεσματικότερη αξιοποίηση του υπάρχοντος εξοπλισμού του, κάτι το οποίο μπορεί να οδηγήσει σε πιθανή αναβολή των αντίστοιχων επενδύσεων για την ενίσχυσή του. Οι τηλεχειριζόμενοι διακόπτες επιτρέπουν άμεσα την επαναδιαμόρφωση του δικτύου ανά μικρά χρονικά διαστήματα (π.χ. ανά κάποιες ώρες), ενώ οι χειροκίνητοι διακόπτες επιτρέπουν την εποχιακή αλλαγή της διάταξης του δικτύου.

Με την ολοένα και αυξανόμενη εγκατάσταση μονάδων διανεμημένης παραγωγής (ΜΔΠ), των οποίων η τεχνολογία βασίζεται σε ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ), η βέλτιστη λειτουργία του δικτύου γίνεται αρκετά πιο σύνθετη. Όπως επισημάνθηκε και στο

Κεφάλαιο 2, τα σημαντικότερα προβλήματα που παρατηρούνται λόγω υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ είναι η ανύψωση τάσης και η συμφόρηση των κύριων γραμμών διανομής. Για τον λόγο αυτό, τα ΔΔ εξελίσσονται σε ενεργά δίκτυα, στα οποία με τη βοήθεια των υποδομών τεχνολογίας πληροφορικής και επικοινωνιών γίνεται εφικτός ο συντονισμένος έλεγχος των στοιχείων του και της παραγωγής των διανεμημένων πηγών ενέργειας σε πραγματικό χρόνο, έτσι ώστε να αντιμετωπίζονται τα τεχνικά ζητήματα που δημιουργούνται λόγω υψηλής διείσδυσης διανεμημένης παραγωγής από ΑΠΕ. Οι κυριότερες μέθοδοι για την αντιμετώπιση της ανύψωσης τάσης είναι ο έλεγχος της άεργου ισχύος εξόδου των ΜΔΠ και απορρόφηση αυτής [26], [87], [88]. Ωστόσο, ο έλεγχος της αέργου ισχύος των ΜΔΠ κάποιες φορές δεν είναι αρκετός και προτιμάται σαν έσχατη λύση η περικοπή ενεργού ισχύος των ΜΔΠ [28], [89]. Ένας εναλλακτικός τρόπος για την αντιμετώπιση της ανύψωσης τάσης και της συμφόρησης των γραμμών και την αποφυγή της περικοπής ενεργού ισχύος είναι η επαναδιαμόρφωση του δικτύου [26], [33], καθώς σε περιόδους υψηλής παραγωγής από ΑΠΕ δημιουργείται έντονη διακύμανση του συνολικού ισοδύναμου φορτίου (δηλαδή του φορτίου μείον την παραγωγή από ΑΠΕ). Με την επαναδιαμόρφωση του δικτύου "μεταφέρονται" υπερφορτισμένα τμήματα του δικτύου, λόγω υψηλής παραγωγής από ΑΠΕ και χαμηλού φορτίου, σε λιγότερο φορτισμένα τμήματα του ΔΔ. Ωστόσο, λόγω της πολυπλοκότητας του προβλήματος της επαναδιαμόρφωσης του ΔΔ, η μέθοδος αυτή δεν έχει εφαρμοστεί αποτελεσματικά ως εργαλείο για τη βελτιστοποίηση της λειτουργίας του δικτύου.

Στο κεφάλαιο αυτό, αναπτύσσεται μια πρωτότυπη μέθοδος για τη βέλτιστη λειτουργία των ενεργών ΔΔ που μεγιστοποιεί τη διείσδυση της παραγωγής από ΜΔΠ και εξασφαλίζει την ασφαλή λειτουργία σε δίκτυα με υψηλή διείσδυση ΑΠΕ [90]. Η προτεινόμενη μέθοδος περιλαμβάνει τη βέλτιστη επαναδιαμόρφωση του ΔΔ και τον έλεγχο της ενεργού και αέργου ισχύος των ΜΔΠ με στόχο τη μείωση της περικοπής ενεργού ισχύος των ΜΔΠ, της συμφόρησης των γραμμών και της διακύμανσης της τάσης. Το πρόβλημα της βέλτιστης επαναδιαμόρφωσης του ΔΔ διατυπώνεται μαθηματικά ως ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης μεικτού ακέραιου προγραμματισμού με κωνικούς περιορισμούς δεύτερης τάξης, έτσι ώστε να είναι αποτελεσματική η επίλυσή του από εμπορικούς επιλύτες προβλημάτων βελτιστοποίησης. Η προτεινόμενη μέθοδος περιλαμβάνει δύο στάδια. Στο πρώτο στάδιο, χρησιμοποιώντας σενάρια φορτίου και παραγωγής από ΜΔΠ, τα οποία προκύπτουν από την ομαδοποίηση ιστορικών δεδομένων, εκτιμούνται τα οφέλη της εφαρμογής της προτεινόμενης μεθόδου στο δίκτυο, καθώς και οι διακόπτες που συμμετείχαν ή δεν συμμετείχαν στην επίλυση του προβλήματος. Εξαιρώντας τους διακόπτες που δεν συμμετείχαν στην επίλυση του προβλήματος από τη λίστα των μεταβλητών απόφασης του προβλήματος επιταχύνεται περαιτέρω ο χρόνος επίλυσης του προβλήματος. Στη συνέχεια, η προτεινόμενη μέθοδος εφαρμόζεται ως εργαλείο για τον ημερήσιο προγραμματισμό (day ahead scheduling) λειτουργίας των ενεργών ΔΔ. Για την αξιολόγηση της προτεινόμενης μεθόδου, η μέθοδος εφαρμόζεται σε δίκτυα 70 και 244 κόμβων, στα οποία υπάρχει μεγάλη διείσδυση ΑΠΕ. Επιπλέον, τα αποτελέσματα της προτεινόμενης μεθόδου συγκρίνονται με τα αποτελέσματα άλλων μεθόδων της βιβλιογραφίας.

4.2 ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΣΥΜΒΟΛΩΝ

Σύνολα

T	Χρονική περίοδος.
Ω_{DG}	Σύνολο κόμβων, στις οποίες είναι εγκατεστημένες μονάδες διανεμημένης παραγωγής (ΜΔΠ).
Ω_L	Σύνολο γραμμών (κλάδων) του δικτύου.
Ω_{LwS}	Σύνολο γραμμών του δικτύου, στους οποίους είναι εγκατεστημένοι διακόπτες.
Ω_{LnS}	Σύνολο γραμμών του δικτύου, στους οποίους δεν είναι εγκατεστημένοι διακόπτες.
Ω_N	Σύνολο κόμβων (ζυγών) του δικτύου.
$\Omega_{op} / \Omega_{cl}$	Σύνολο γραμμών του δικτύου, στους οποίους είναι εγκατεστημένοι διακόπτες σε ανοικτή/κλειστή θέση.
Ω_{ss}	Σύνολο κόμβων που είναι υποσταθμοί ΥΤ/ΜΤ.

Παράμετροι

$c_{curt}, c_L, c_{\delta v}$	Βάρη που εκφράζουν την προτεραιότητα του κάθε όρου της αντικειμενικής συνάρτησης.
$cs_{ij}^{\max/\min}$	Μέγιστη/ελάχιστη τιμή της μεταβλητής $cs_{ij,t}$.
g_{ij} / b_{ij}	Ωμική/επαγωγική αγωγιμότητα σειράς της γραμμής $i-j$.
I_{ij}^{\max}	Ικανότητα της γραμμής $i-j$.
$M_{wcs} / M_{wsn} / M_{\theta}$	Μεγάλοι αριθμοί.
N_{sw}	Μέγιστος αριθμός χειρισμών διακοπών.
$P_{d,i,t} / Q_{d,i,t}$	Ενεργός/άεργος ισχύς του φορτίου στον κόμβο i τη χρονική στιγμή t .
$P_{dg,i,t}$	Ενεργός ισχύς εξόδου της ΜΔΠ στον κόμβο i τη χρονική στιγμή t .
$P_{DG,i}^{rated}$	Εγκατεστημένη ισχύς της ΜΔΠ στον κόμβο i .
$P_{ij}^{\max} / Q_{ij}^{\max}$	Μέγιστη ροή ενεργού/αέργου ισχύος της γραμμής $i-j$.
S_{ij}^{\max}	Ικανότητα (μέγιστη φαινόμενη ισχύς) της γραμμής $i-j$.
sw_{ij}^0	Αρχική κατάσταση του διακόπτη της γραμμής $i-j$.
V_{\max} / V_{\min}	Μέγιστο/ελάχιστο επιτρεπτό όριο του μέτρου της τάσης του κόμβου.
$W_{ij}^{\max/\min}$	Μέγιστη/ελάχιστη τιμή της μεταβλητής $W_{ij,t}$.
wn_k	Βάρος κανονικοποίησης του όρου k της αντικειμενικής συνάρτησης.
θ_{ij}^{\max}	Μέγιστη διαφορά των γωνιών της τάσης των κόμβων i και j .

Μεταβλητές

$AuxU_{ij,t}$	Βοηθητική μεταβλητή για την τάση του κόμβου i τη χρονική στιγμή t .
$CF_{i,t}$	Ποσοστό της ενεργού ισχύος εξόδου της ΜΔΠ στον κόμβο i που

	εγγέεται στο δίκτυο τη χρονική στιγμή t .
$cs_{ij,t}$	Βοηθητική μεταβλητή για τον προσεγγιστικό υπολογισμό του $\cos\theta_{ij,t}$ τη χρονική στιγμή t .
$I_{ij,t}$	Μέτρο του ρεύματος που διαρρέει τη γραμμή διανομής $i-j$ τη χρονική στιγμή t .
$P_{loss,ij,t}$	Απώλειες ενεργού ισχύος γραμμής $i-j$ τη χρονική στιγμή t .
$P_{ij,t} / Q_{ij,t}$	Ενεργός/άεργος ροή ισχύος στη γραμμή $i-j$ τη χρονική στιγμή t .
$P_{ss,i,t} / Q_{ss,i,t}$	Ενεργός/άεργος ισχύς που εγγέεται από τον υποσταθμό ΥΤ/ΜΤ στον κόμβο i τη χρονική στιγμή t .
$Q_{dg,i,t}$	Άεργος ισχύς της ΜΔΠ στον κόμβο i τη χρονική στιγμή t .
$U_{i,t}$	Βοηθητική μεταβλητή για τον προσεγγιστικό υπολογισμό του τετραγώνου του μέτρου της τάσης του κόμβου i τη χρονική στιγμή t .
$UF_{ij,t}$	Συντελεστής που δηλώνει τη φόρτιση της γραμμής $i-j$ τη χρονική στιγμή t .
$V_{i,t}$	Μέτρο της τάσης του κόμβου i τη χρονική στιγμή t .
$W_{ij,t}$	Βοηθητική μεταβλητή για τον προσεγγιστικό υπολογισμό του γινομένου $V_{i,t} \cdot V_{j,t}$ τη χρονική στιγμή t .
$Wcs_{ij,t}$	Βοηθητική μεταβλητή για τον προσεγγιστικό υπολογισμό του γινομένου $V_{i,t} \cdot V_{j,t} \cdot \cos\theta_{ij,t}$ τη χρονική στιγμή t .
$Wsn_{ij,t}$	Βοηθητική μεταβλητή για τον προσεγγιστικό υπολογισμό του γινομένου $V_{i,t} \cdot V_{j,t} \cdot \sin\theta_{ij,t}$ τη χρονική στιγμή t .
$\delta v_{i,t}^l / \delta v_{i,t}^u$	Μεταβλητή που δηλώνει τη διακύμανση της τάσης από την ονομαστική της τιμή στον κόμβο i τη χρονική στιγμή t .
$\theta_{ij,t}$	Διαφορά των γωνιών της τάσης των κόμβων i και j τη χρονική στιγμή t .
<i>Δυναδικές μεταβλητές</i>	
sw_{ij}	Θέση του διακόπτη της γραμμής $i-j$. Όταν ο διακόπτης είναι κλειστός παίρνει την τιμή 1, αλλιώς παίρνει την τιμή μηδέν.
rd_{ij}	Μεταβλητή που δηλώνει αν ο κόμβος i και ο κόμβος j είναι γειτονικοί κόμβοι. Όταν $rd_{ij} = 1$, ο κόμβος i είναι πρόγονος του κόμβου j .

4.3 ΒΕΛΤΙΣΤΗ ΕΠΑΝΑΔΙΑΜΟΡΦΩΣΗ ΔΙΚΤΥΩΝ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΓΙΑ ΜΕΙΩΣΗ ΤΩΝ ΑΠΩΛΕΙΩΝ ΕΝΕΡΓΟΥ ΙΣΧΥΟΣ

Στα ΔΔ χωρίς ή με μικρή διείσδυση διανεμημένης παραγωγής, η βέλτιστη λειτουργία του δικτύου σε κανονική κατάσταση μπορεί να επιτευχθεί με τον βέλτιστο έλεγχο της τάσης και της αέργου ισχύος και με τη βέλτιστη επαναδιαμόρφωση του δικτύου, όπως αναφέρθηκε και στο Κεφάλαιο 2. Η βέλτιστη επαναδιαμόρφωση ενός δικτύου διανομής έχει ως στόχο: α) τη μείωση των απωλειών ενεργού ισχύος ή β) τη μείωση των υπερφορτίσεων των στοιχείων του δικτύου [5]. Στην πρώτη περίπτωση, το πρόβλημα θα αναφέρεται ως βέλτιστη επαναδιαμόρφωση του δικτύου για μείωση των απωλειών ενεργού ισχύος, ενώ στη δεύτερη περίπτωση, το πρόβλημα θα αναφέρεται ως βέλτιστη επαναδιαμόρφωση του δικτύου για

ισοκατανομή του φορτίου. Το πρόβλημα της βέλτιστης επαναδιαμόρφωσης ενός δικτύου διανομής μπορεί να διατυπωθεί ως πρόβλημα βελτιστοποίησης μεικτού ακέραιου προγραμματισμού με μη γραμμικούς περιορισμούς. Η κατάσταση των διακοπών του δικτύου αποτελούν τις ακέραιες μεταβλητές του προβλήματος, ενώ οι εξισώσεις που περιγράφουν το ισοζύγιο ισχύος αποτελούν τους μη γραμμικούς περιορισμούς του προβλήματος.

Το πρόβλημα της βέλτιστης επαναδιαμόρφωσης του δικτύου για μείωση των απωλειών ενεργού ισχύος τη χρονική στιγμή t μπορεί να περιγραφεί ως ακολούθως [91]:

$$\min f = \sum_{t \in T} \sum_{(i,j) \in \Omega_L} P_{loss,ij,t} \quad (4.1)$$

με τους παρακάτω περιορισμούς:

$$P_{ss,i,t} - P_{d,i,t} = \sum_{j:j \sim i} sw_{ij} \cdot P_{ij,t} \quad \forall i \in \Omega_N \quad (4.2)$$

$$Q_{ss,i,t} - Q_{d,i,t} = \sum_{j:j \sim i} sw_{ij} \cdot Q_{ij,t} \quad \forall i \in \Omega_N \quad (4.3)$$

$$sw_{ij} \cdot I_{ij,t}^2 \leq (I_{ij}^{\max})^2 \quad \forall (i,j) \in \Omega_L \quad (4.4)$$

$$V_{\min} \leq V_{i,t} \leq V_{\max} \quad \forall i \in \Omega_N \quad (4.5)$$

$$\sum_{(i,j) \in \Omega_L} sw_{ij} = \sum_{(i,j) \in \Omega_L} sw_{ij}^0 \quad (4.6)$$

$$sw_{ij} = 1 \quad \forall (i,j) \in \Omega_{Lns} \quad (4.7)$$

$$sw_{ij} \in \{0,1\} \quad \forall (i,j) \in \Omega_{Lws} \quad (4.8)$$

όπου:

$$P_{loss,ij,t} = P_{ij,t} + P_{ji,t} = g_{ij} \cdot (V_{i,t}^2 + V_{j,t}^2) - 2 \cdot g_{ij} \cdot V_{i,t} \cdot V_{j,t} \cdot \cos \theta_{ij,t} \quad (4.9)$$

$$P_{ij,t} = g_{ij} \cdot V_{i,t}^2 - g_{ij} \cdot V_{i,t} \cdot V_{j,t} \cdot \cos \theta_{ij,t} - b_{ij} \cdot V_{i,t} \cdot V_{j,t} \cdot \sin \theta_{ij,t} \quad (4.10)$$

$$Q_{ij,t} = -b_{ij} \cdot V_{i,t}^2 + b_{ij} \cdot V_{i,t} \cdot V_{j,t} \cdot \cos \theta_{ij,t} - g_{ij} \cdot V_{i,t} \cdot V_{j,t} \cdot \sin \theta_{ij,t} \quad (4.11)$$

$$I_{ij,t}^2 = g_{ij} \cdot (V_{i,t}^2 + V_{j,t}^2) - 2 \cdot g_{ij} \cdot V_{i,t} \cdot V_{j,t} \cdot \cos \theta_{ij,t} \quad (4.12)$$

Η αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος δίνεται από την (4.1) και στοχεύει στη μείωση των απωλειών ενεργού ισχύος του δικτύου. Το ισοζύγιο ενεργού και αέργου ισχύος σε κάθε κόμβο δίνεται από τις (4.2) και (4.3), αντίστοιχα. Όπως φαίνεται στις (4.2) και (4.3), η ενεργός ($P_{ij,t}$) και άεργος ($Q_{ij,t}$) ισχύς που ρέουν σε κάθε γραμμή $i-j$ του δικτύου πολλαπλασιάζονται με τη μεταβλητή sw_{ij} , η οποία αναπαριστά την κατάσταση του διακόπτη επί της γραμμής $i-j$. Πρέπει να τονιστεί ότι στις (4.2) και (4.3), οι μεταβλητές $P_{ss,i}$ και $Q_{ss,i}$ ισούνται με μηδέν $\forall i \notin \Omega_{ss}$. Όταν ο διακόπτης της γραμμής $i-j$ είναι ανοικτός, δηλαδή $sw_{ij} = 0$, τότε η ισχύς που ρέει στη γραμμή μηδενίζεται, ενώ στην αντίθετη περίπτωση, δηλαδή $sw_{ij} = 1$, η ενεργός και η άεργος ισχύς που ρέει στη γραμμή υπολογίζεται από τις (4.10) και (4.11), αντίστοιχα. Στην περίπτωση που ο διακόπτης της γραμμής $i-j$ είναι κλειστός ($sw_{ij} = 1$), το ρεύμα που την διαρρέει πρέπει να είναι μικρότερο από την ικανότητα της γραμμής σύμφωνα με την (4.4). Σύμφωνα με την (4.5), η τάση των κόμβων της διάταξης του δικτύου που θα προκύψει μετά την επαναδιαμόρφωση πρέπει να βρίσκονται εντός συγκεκριμένων ορίων. Ο περιορισμός (4.6) εξασφαλίζει ότι ο συνολικός αριθμός των διακοπών που είναι ανοικτοί και κλειστοί μετά την επαναδιαμόρφωση του δικτύου θα είναι

ίσος με τον συνολικό αριθμό των διακοπών που ήταν ανοικτοί και κλειστοί πριν την επαναδιαμόρφωσή του. Επομένως, η διάταξη που θα προκύψει μετά την επαναδιαμόρφωση του δικτύου θα είναι ακτινική. Η δυαδική μεταβλητή sw_{ij} τίθεται ίση με τη μονάδα για τις γραμμές που δεν είναι εξοπλισμένες με διακόπτη. Σύμφωνα με την (4.8), στις γραμμές που είναι εξοπλισμένες με διακόπτη, η μεταβλητή sw_{ij} ισούται με μονάδα όταν ο διακόπτης είναι κλειστός, ενώ όταν είναι ανοικτός η μεταβλητή sw_{ij} ισούται με μηδέν. Από την επίλυση του προβλήματος βελτιστοποίησης (4.1)–(4.12) είναι επιθυμητό να βρεθεί η διάταξη του ΔΔ για την οποία ελαχιστοποιούνται οι απώλειες ενεργού ισχύος για ολόκληρη τη χρονική περίοδο T . Για τον λόγο αυτό, η μεταβλητή sw_{ij} δεν είναι συνάρτηση του χρόνου t .

Το πρόβλημα βελτιστοποίησης που περιγράφεται από τις (4.1)–(4.12) είναι ένα πολύπλοκο πρόβλημα βελτιστοποίησης, καθώς περιέχει αρκετούς σύνθετους μη γραμμικούς όρους, και είναι αρκετά δύσκολο να επιλυθεί. Οι μη γραμμικοί όροι είναι ουσιαστικά γινόμενα συνεχών μεταβλητών και γινόμενα συνεχών και δυαδικών μεταβλητών. Οι όροι αυτοί μπορούν να γραμμικοποιηθούν με τη μέθοδο των φακέλων McCormick, οι οποίοι παρουσιάστηκαν στο Κεφάλαιο 3, καθώς και με τη μέθοδο των διαζευκτικών ανισοτήτων, οι οποίες περιγράφονται στο Παράρτημα Γ.

4.4 ΒΕΛΤΙΣΤΗ ΕΠΑΝΑΔΙΑΜΟΡΦΩΣΗ ΔΙΚΤΥΩΝ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΓΙΑ ΜΕΓΙΣΤΗ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ ΔΙΑΝΕΜΗΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

Στα ΔΔ με υψηλή διείσδυση διανεμημένης παραγωγής, η βέλτιστη επαναδιαμόρφωση του δικτύου μπορεί να χρησιμοποιηθεί όχι μόνο για τη μείωση των απωλειών ενεργού ισχύος ή την ισοκατανομή του φορτίου, αλλά και για την αύξηση της διείσδυσης διανεμημένης παραγωγής που βασίζεται σε ΑΠΕ [33]. Με την επαναδιαμόρφωση του δικτύου είναι δυνατή η “μεταφορά” υπερφορτισμένων τμημάτων του δικτύου, λόγω υψηλής παραγωγής από ΑΠΕ και χαμηλή ζήτηση φορτίου, σε λιγότερο φορτισμένα τμήματα. Με την αναβάθμιση των υφιστάμενων ΔΔ σε ενεργά δίκτυα, όπου η εποπτεία και ο έλεγχός τους μπορεί να επιτευχθεί σε πραγματικό χρόνο, η βέλτιστη επαναδιαμόρφωση του δικτύου μπορεί να αποτελέσει ένα σημαντικό εργαλείο για τη βέλτιστη λειτουργία του ΔΔ.

Στην ενότητα αυτή προτείνεται ένα πρωτότυπο μαθηματικό μοντέλο για τη βέλτιστη επαναδιαμόρφωση ενεργών ΔΔ. Το προτεινόμενο μοντέλο βελτιστοποίησης στοχεύει στην επαναδιαμόρφωση του δικτύου με στόχο τη μείωση της περικοπής ενεργού ισχύος των ΜΔΠ, την αποσυμφόρηση των γραμμών διανομής και τη μείωση των διακυμάνσεων της τάσης θεωρώντας τον έλεγχο της ενεργού και αέργου ισχύος των ΜΔΠ, καθώς και τον έλεγχο των τηλεχειριζόμενων διακοπών. Σε αυτή την ενότητα, το πρόβλημα της βέλτιστης επαναδιαμόρφωσης διατυπώνεται σαν ένα πρόβλημα μεικτού ακέραιου προγραμματισμού με κωνικούς περιορισμούς δεύτερης τάξης. Επιπλέον, προτείνεται μία πρωτότυπη μέθοδος για την εκτίμηση των χειρισμών των διακοπών και για τον έλεγχο των ΜΔΠ για τη βέλτιστη λειτουργία του δικτύου, έτσι ώστε να επιταχυνθεί η επίλυση του προβλήματος. Στη συνέχεια, περιγράφεται η υλοποίηση της μεθόδου.

4.4.1 Περιγραφή μοντέλου βελτιστοποίησης

Το μοντέλο βελτιστοποίησης για την επαναδιαμόρφωση των ΔΔ που χρησιμοποιείται στην παρούσα διδακτορική διατριβή χρησιμοποιεί το προσεγγιστικό μοντέλο των εξισώσεων

ροών ισχύος που βασίζεται στους φακέλους McCormick [67]–[70] και παρουσιάζεται στο Κεφάλαιο 3. Συγκεκριμένα:

- Το ημίτονο της διαφοράς των γωνιών των τάσεων ($\sin \theta_{ij,t}$) δύο γειτονικών κόμβων τη χρονική στιγμή t είναι πολύ μικρό και επομένως θεωρείται ότι:

$$\sin \theta_{ij,t} = \theta_{ij,t} \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (4.13)$$

$$-\theta_{ij}^{\max} \leq \theta_{ij,t} \leq \theta_{ij}^{\max} \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (4.14)$$

- Το συνημίτονο της διαφοράς των γωνιών των τάσεων ($\cos \theta_{ij,t}$) δύο γειτονικών κόμβων τη χρονική στιγμή t υπολογίζεται προσεγγιστικά από τη μεταβλητή $cs_{ij,t}$, η οποία περιορίζεται από τις ακόλουθες ανισότητες:

$$cs_{ij,t} \geq \cos \theta_{ij}^{\max} \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (4.15)$$

$$cs_{ij,t} \leq 1 - 0.5 \cdot \theta_{ij,t}^2 \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (4.16)$$

- Το τετράγωνο του μέτρου της τάσης ενός κόμβου i τη χρονική στιγμή t υπολογίζεται προσεγγιστικά από τη μεταβλητή $U_{i,t}$ με τις ακόλουθες ανισότητες:

$$U_{i,t} \geq V_{i,t}^2 \quad \forall i \in \Omega_N \quad (4.17)$$

$$U_{i,t} \leq (V_{\min} + V_{\max}) \cdot V_{i,t} - V_{\min} \cdot V_{\max} \quad \forall i \in \Omega_N \quad (4.18)$$

- Το γινόμενο των μέτρων των τάσεων δύο γειτονικών ζυγών i και j ($V_{i,t} \cdot V_{j,t}$) τη χρονική στιγμή t υπολογίζεται προσεγγιστικά από τη μεταβλητή $W_{ij,t}$ με τη βοήθεια των φακέλων McCormick, ως ακολούθως:

$$W_{ij,t} \geq V_{\min} \cdot V_{j,t} + V_{\min} \cdot V_{i,t} - V_{\min}^2 \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (4.19)$$

$$W_{ij,t} \geq V_{\max} \cdot V_{j,t} + V_{\max} \cdot V_{i,t} - V_{\max}^2 \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (4.20)$$

$$W_{ij,t} \leq V_{\min} \cdot V_{j,t} + V_{\max} \cdot V_{i,t} - V_{\min} \cdot V_{\max} \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (4.21)$$

$$W_{ij,t} \leq V_{\max} \cdot V_{j,t} + V_{\min} \cdot V_{i,t} - V_{\max} \cdot V_{\min} \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (4.22)$$

- Το γινόμενο των μέτρων των τάσεων δύο γειτονικών ζυγών i και j και του συνημίτονου της διαφοράς των γωνιών των τάσεων ($V_{i,t} \cdot V_{j,t} \cdot \cos \theta_{ij,t} = W_{ij,t} \cdot cs_{ij,t}$) τη χρονική στιγμή t υπολογίζεται προσεγγιστικά από τη μεταβλητή $Wcs_{ij,t}$ με τη βοήθεια των φακέλων McCormick, ως ακολούθως:

$$Wcs_{ij,t} \geq V_{\min}^2 \cdot cs_{ij,t} + \cos \theta_{ij}^{\max} \cdot W_{ij,t} - V_{\min}^2 \cdot \cos \theta_{ij}^{\max} \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (4.23)$$

$$Wcs_{ij,t} \geq V_{\max}^2 \cdot cs_{ij,t} + W_{ij,t} - V_{\max}^2 \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (4.24)$$

$$Wcs_{ij,t} \leq V_{\max}^2 \cdot cs_{ij,t} + \cos \theta_{ij}^{\max} \cdot W_{ij,t} - V_{\max}^2 \cdot \cos \theta_{ij}^{\max} \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (4.25)$$

$$Wcs_{ij,t} \leq V_{\min}^2 \cdot cs_{ij,t} + W_{ij,t} - V_{\min}^2 \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (4.26)$$

$$Wcs_{ij,t} - Wcs_{ji,t} = 0 \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (4.27)$$

Υπενθυμίζεται ότι: $W_{ij}^{\max} = V_{\max}^2$, $W_{ij}^{\min} = V_{\min}^2$, $cs_{ij}^{\max} = 1$ και $cs_{ij}^{\min} = \cos \theta_{ij}^{\max}$.

- Το γινόμενο των μέτρων των τάσεων δύο γειτονικών ζυγών i και j και του ημίτονου της διαφοράς των γωνιών των τάσεων ($V_{i,t} \cdot V_{j,t} \cdot \sin \theta_{ij,t} = W_{ij,t} \cdot \theta_{ij,t}$) τη χρονική στιγμή t υπολογίζεται προσεγγιστικά από τη μεταβλητή $Wsn_{ij,t}$ με τη βοήθεια των φακέλων McCormick, ως ακολούθως:

$$Wsn_{ij,t} \geq V_{\min}^2 \cdot \theta_{ij,t} - \theta_{ij}^{\max} \cdot W_{ij,t} + V_{\min}^2 \cdot \theta_{ij}^{\max} \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (4.28)$$

$$Wsn_{ij,t} \geq V_{\max}^2 \cdot \theta_{ij,t} + \theta_{ij}^{\max} \cdot W_{ij,t} - V_{\max}^2 \cdot \theta_{ij}^{\max} \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (4.29)$$

$$Wsn_{ij,t} \leq V_{\max}^2 \cdot \theta_{ij,t} - \theta_{ij}^{\max} \cdot W_{ij,t} + V_{\max}^2 \cdot \theta_{ij}^{\max} \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (4.30)$$

$$Wsn_{ij,t} \leq V_{\min}^2 \cdot \theta_{ij,t} + \theta_{ij}^{\max} \cdot W_{ij,t} - V_{\min}^2 \cdot \theta_{ij}^{\max} \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (4.31)$$

$$Wsn_{ij,t} + Wsn_{ji,t} = 0 \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (4.32)$$

- Οι μεταβλητές $U_{i,t}$, $Wcs_{ij,t}$ και $Wsn_{ij,t}$ συνδέονται μεταξύ τους με τον ακόλουθο κωνικό περιορισμό δεύτερης τάξης:

$$Wsn_{ij,t}^2 + Wcs_{ij,t}^2 \leq U_{i,t} \cdot U_{j,t} \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (4.33)$$

Σύμφωνα με τις προσεγγίσεις που παρουσιάστηκαν στις (4.13)–(4.33), οι εξισώσεις της ροής ενεργού και αέργου ισχύος κάθε γραμμής που δίνονται από τις (4.10) και (4.11), αντίστοιχα, μετατρέπονται ως ακολούθως:

$$P_{ij,t} = g_{ij} \cdot U_{i,t} - g_{ij} \cdot Wcs_{ij,t} - b_{ij} \cdot Wsn_{ij,t} \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (4.34)$$

$$Q_{ij,t} = -b_{ij} \cdot U_{i,t} + b_{ij} \cdot Wcs_{ij,t} - g_{ij} \cdot Wsn_{ij,t} \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (4.35)$$

4.4.1.1 Αντικειμενική συνάρτηση

Η αντικειμενική συνάρτηση για τη βέλτιστη επαναδιαμόρφωση ενός ενεργού δικτύου διανομής είναι η ακόλουθη:

$$\min f = \sum_{k=1}^3 wn_k \cdot f_k \quad (4.36)$$

όπου:

$$f_1 = c_{curt} \cdot \sum_{t \in T} \sum_{i \in \Omega_{DG}} (1 - CF_{i,t}) \cdot P_{dg,i,t} \quad (4.37)$$

$$f_2 = c_L \cdot \sum_{t \in T} \sum_{(i,j) \in \Omega_L} UF_{ij,t} \quad (4.38)$$

$$f_3 = c_{\delta v} \cdot \sum_{t \in T} \sum_{i \in \Omega_N} (\delta v_{i,t}^l + \delta v_{i,t}^u) \quad (4.39)$$

Ο πρώτος όρος (4.37) της αντικειμενικής συνάρτησης (4.36) στοχεύει στη μείωση της περικοπής ενεργού ισχύος των ΜΔΠ. Όσο μικρότερη είναι η περικοπή ενεργού ισχύος μιας ΜΔΠ, τόσο μεγαλύτερη διείσδυση διανεμημένης παραγωγής επιτυγχάνεται στο δίκτυο. Η μεταβλητή $CF_{i,t}$ δηλώνει το ποσοστό της ενεργούς ισχύος που εγχέεται κάθε χρονική στιγμή t από τη ΜΔΠ στον ζυγό i . Για παράδειγμα, όταν $CF_{i,t} = 1$ τότε η ενεργός ισχύς εξόδου της ΜΔΠ στον ζυγό i δεν υφίσταται κάποια περικοπή ενεργού ισχύος, ενώ όταν $CF_{i,t} = 0,8$ τότε η ενεργός ισχύς εξόδου της ΜΔΠ στον ζυγό i τη χρονική στιγμή t περικόπτεται κατά 20% και εγχέεται στο δίκτυο το υπόλοιπο 80% της ισχύος εξόδου της. Ο δεύτερος όρος (4.38) στοχεύει στη μείωση της φόρτισης των γραμμών διανομής. Η μεταβλητή $UF_{i,t}$ παίρνει τιμές από μηδέν έως ένα και δηλώνει το ποσοστό φόρτισης κάθε γραμμής συναρτήσει της ονομαστικής της ικανότητας. Για παράδειγμα, όταν $UF_{i,t} = 1$ τότε η γραμμή $i-j$ είναι φορτισμένη στο 100% της ονομαστικής της ικανότητας τη χρονική στιγμή t , ενώ όταν $UF_{i,t} = 0,5$ τότε η γραμμή $i-j$ είναι φορτισμένη στο 50% της ονομαστικής της ικανότητας τη χρονική στιγμή t . Ο τελευταίος όρος (4.39) της αντικειμενικής συνάρτησης

ελαχιστοποιεί τη διακύμανση της τάσης των ζυγών του δικτύου. Οι θετικές μεταβλητές $\delta v_{i,t}^l$ και $\delta v_{i,t}^u$ δηλώνουν τη διακύμανση της τάσης του κόμβου i γύρω από την ονομαστική της τιμή τη χρονική στιγμή t . Σε περίπτωση που $\delta v_{i,t}^l = \delta v_{i,t}^u = 0$, τότε η τάση στον κόμβο i τη χρονική στιγμή t ισούται με την ονομαστική της τιμή, δηλαδή με 1 ανά μονάδα (α.μ.). Τα βάρη c_{curr} , c_L και $c_{\delta v}$ επιλέγονται από τον χρήστη και αντικατοπτρίζουν την προτεραιότητα του κάθε όρου στην αντικειμενική συνάρτηση. Τα βάρη κανονικοποίησης wn_k χρησιμοποιούνται για την κανονικοποίηση των όρων της αντικειμενικής συνάρτησης, έτσι ώστε να είναι της ίδιας αριθμητικής κλίμακας, και λαμβάνουν διαφορετικές τιμές για διαφορετικά δίκτυα.

4.4.1.2 Περιορισμοί

Οι περιορισμοί για τη βέλτιστη επαναδιαμόρφωση των ενεργών ΔΔ για τη μέγιστη διείσδυση διανεμημένης παραγωγής μπορούν να κατηγοριοποιηθούν σε τέσσερις κατηγορίες. Η πρώτη κατηγορία περιλαμβάνει τους περιορισμούς που εξασφαλίζουν την τήρηση του ισοζυγίου ισχύος σε κάθε κόμβο του δικτύου. Η δεύτερη κατηγορία περιλαμβάνει τους περιορισμούς για την ασφαλή λειτουργία του δικτύου διανομής εντός των τεχνικών του ορίων. Η τρίτη κατηγορία περιλαμβάνει τους περιορισμούς που πρέπει να ισχύουν έτσι ώστε η διάταξη που θα προκύψει ύστερα από την επαναδιαμόρφωση του δικτύου να είναι ακτινική. Η τελευταία κατηγορία περιορισμών αφορά τους περιορισμούς λειτουργία των ΜΔΠ.

➤ Περιορισμοί ισοζυγίου ισχύος:

Όταν ο διακόπτης της γραμμής $i-j$ είναι κλειστός, η ενεργός ($P_{ij,t}$) και η άεργος ($Q_{ij,t}$) ισχύς που ρέει στη γραμμή κάθε χρονική στιγμή t υπολογίζεται βάσει των εξισώσεων (4.13)–(4.35). Αντίθετα, όταν ο διακόπτης της γραμμής $i-j$ είναι ανοικτός, η ροή ισχύος στη γραμμή πρέπει να είναι μηδενική. Αυτό μπορεί να επιτευχθεί με τον πολλαπλασιασμό της δυαδικής μεταβλητής που δηλώνει τη θέση του διακόπτη (sw_{ij}) με τις μεταβλητές $P_{ij,t}$ και $Q_{ij,t}$, όπως φαίνεται και στην Ενότητα 4.3. Ωστόσο, αυτή η πρακτική θα δημιουργήσει μη γραμμικούς όρους στις εξισώσεις που υπολογίζουν το ισοζύγιο ισχύος σε κάθε κόμβο. Για τον λόγο αυτό, υιοθετείται η μέθοδος των διαζευκτικών ανισοτήτων [92], [93] που περιγράφεται στο Παράρτημα Γ, και οι σχέσεις που περιγράφουν το ισοζύγιο ισχύος κάθε χρονική στιγμή t είναι οι ακόλουθες:

$$P_{ss,i,t} + P_{dg,i,t} \cdot CF_{i,t} - P_{d,i,t} = \sum_{j:j \sim i} P_{ij,t} \quad \forall i \in \Omega_N \quad (4.40)$$

$$Q_{ss,i,t} + Q_{dg,i,t} - Q_{d,i,t} = \sum_{j:j \sim i} Q_{ij,t} \quad \forall i \in \Omega_N \quad (4.41)$$

$$P_{ij,t} = g_{ij} \cdot AuxU_{ij,t} - g_{ij} \cdot Wcs_{ij,t} - b_{ij} \cdot Wsn_{ij,t} \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (4.42)$$

$$Q_{ij,t} = -b_{ij} \cdot AuxU_{ij,t} + b_{ij} \cdot Wcs_{ij,t} - g_{ij} \cdot Wsn_{ij,t} \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (4.43)$$

$$-sw_{ij} \cdot P_{ij}^{\max} \leq P_{ij,t} \leq sw_{ij} \cdot P_{ij}^{\max} \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (4.44)$$

$$-sw_{ij} \cdot Q_{ij}^{\max} \leq Q_{ij,t} \leq sw_{ij} \cdot Q_{ij}^{\max} \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (4.45)$$

$$AuxU_{ij,t} \geq U_{i,t} - (1 - sw_{ij}) \cdot V_{\max}^2 \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (4.46)$$

$$AuxU_{ij,t} \leq U_{i,t} - (1 - sw_{ij}) \cdot V_{\min}^2 \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (4.47)$$

$$\theta_{ij,t} \geq -sw_{ij} \cdot \theta_{ij}^{\max} - (1 - sw_{ij}) \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (4.48)$$

$$\theta_{ij,t} \leq sw_{ij} \cdot \theta_{ij}^{\max} + (1 - sw_{ij}) \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (4.49)$$

$$cs_{ij,t} \geq sw_{ij} \cdot \cos \theta_{ij}^{\max} - (1 - sw_{ij}) \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (4.50)$$

$$cs_{ij,t} \leq sw_{ij} - 0.5 \cdot \theta_{ij,t}^2 + M_{\theta} \cdot (1 - sw_{ij}) \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (4.51)$$

$$cs_{ij,t} \leq 1 \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (4.52)$$

$$Wcs_{ij,t} \geq V_{\min}^2 \cdot cs_{ij,t} + \cos \theta_{ij}^{\max} \cdot W_{ij,t} - V_{\min}^2 \cdot \cos \theta_{ij}^{\max} - M_{wcs} \cdot (1 - sw_{ij}) \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (4.53)$$

$$Wcs_{ij,t} \geq V_{\max}^2 \cdot cs_{ij,t} + W_{ij,t} - V_{\max}^2 - M_{wcs} \cdot (1 - sw_{ij}) \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (4.54)$$

$$Wcs_{ij,t} \leq V_{\max}^2 \cdot cs_{ij,t} + \cos \theta_{ij}^{\max} \cdot W_{ij,t} - V_{\max}^2 \cdot \cos \theta_{ij}^{\max} + M_{wcs} \cdot (1 - sw_{ij}) \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (4.55)$$

$$Wcs_{ij,t} \leq V_{\min}^2 \cdot cs_{ij,t} + W_{ij,t} - V_{\min}^2 + M_{wcs} \cdot (1 - sw_{ij}) \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (4.56)$$

$$-M_{wcs} \cdot (1 - sw_{ij}) \leq Wcs_{ij,t} - Wcs_{ji,t} \leq M_{wcs} \cdot (1 - sw_{ij}) \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (4.57)$$

$$Wsn_{ij,t} \geq V_{\min}^2 \cdot \theta_{ij,t} - \theta_{ij}^{\max} \cdot W_{ij,t} + V_{\min}^2 \cdot \theta_{ij}^{\max} - M_{wsn} \cdot (1 - sw_{ij}) \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (4.58)$$

$$Wsn_{ij,t} \geq V_{\max}^2 \cdot \theta_{ij,t} + \theta_{ij}^{\max} \cdot W_{ij,t} - V_{\max}^2 \cdot \theta_{ij}^{\max} - M_{wsn} \cdot (1 - sw_{ij}) \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (4.59)$$

$$Wsn_{ij,t} \leq V_{\max}^2 \cdot \theta_{ij,t} - \theta_{ij}^{\max} \cdot W_{ij,t} + V_{\max}^2 \cdot \theta_{ij}^{\max} + M_{wsn} \cdot (1 - sw_{ij}) \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (4.60)$$

$$Wsn_{ij,t} \leq V_{\min}^2 \cdot \theta_{ij,t} + \theta_{ij}^{\max} \cdot W_{ij,t} - V_{\min}^2 \cdot \theta_{ij}^{\max} + M_{wsn} \cdot (1 - sw_{ij}) \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (4.61)$$

$$-M_{wsn} \cdot (1 - sw_{ij}) \leq Wsn_{ij,t} + Wsn_{ji,t} \leq M_{wsn} \cdot (1 - sw_{ij}) \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (4.62)$$

$$Wsn_{ij,t}^2 + Wcs_{ij,t}^2 \leq AuxU_{ij,t} \cdot AuxU_{ji,t} \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (4.63)$$

καθώς και οι (4.7), (4.8) και (4.17)–(4.22).

Το ισοζύγιο ενεργού και αέργου ισχύος δίνεται από τις (4.40) και (4.41), αντίστοιχα. Η ενεργός και η άεργος ροή ισχύος σε κάθε γραμμή υπολογίζεται από τις (4.42) και (4.43), αντίστοιχα. Οι (4.44) και (4.45) εξασφαλίζουν ότι όταν ο διακόπτης επί της γραμμής $i-j$ είναι ανοικτός ($sw_{ij} = 0$) τότε $P_{ij,t} = Q_{ij,t} = 0$. Στην περίπτωση που ο διακόπτης επί της γραμμής $i-j$ είναι κλειστός ($sw_{ij} = 1$) τότε οι μεταβλητές $P_{ij,t}$ και $Q_{ij,t}$ θα κυμαίνονται μεταξύ κάποιων προκαθορισμένων ορίων και θα υπολογίζονται από τις (4.42) και (4.43), αντίστοιχα. Επιπλέον, όταν ο διακόπτης επί της γραμμής $i-j$ είναι κλειστός ($sw_{ij} = 1$), τότε σύμφωνα με τις (4.46) και (4.47) θα ισχύει $AuxU_{ij,t} = U_{i,t}$, ενώ στην αντίθετη περίπτωση ($sw_{ij} = 0$) η μεταβλητή $AuxU_{ij,t}$ θα κυμαίνεται μεταξύ κάποιων ορίων.

Γενικά, στην περίπτωση που ο διακόπτης επί της γραμμής $i-j$ είναι κλειστός ($sw_{ij} = 1$), τότε ο κόμβος i και ο κόμβος j γίνονται γειτονικοί κόμβοι. Επομένως, για $sw_{ij} = 1$ οι περιορισμοί (4.48) και (4.49) ισοδυναμούν με την (4.14), οι (4.50)–(4.52) ισοδυναμούν με τις (4.15) και (4.16), οι (4.53)–(4.57) ισοδυναμούν με τις (4.23)–(4.27), οι (4.58)–(4.62) ισοδυναμούν με τις (4.28)–(4.32) και η (4.63) ισοδυναμεί με την (4.33).

Στην περίπτωση που ο διακόπτης επί της γραμμής $i-j$ είναι ανοικτός ($sw_{ij} = 0$), τότε ο κόμβος i και ο κόμβος j δεν αποτελούν διασυνδεδεμένους κόμβους στο δίκτυο. Επομένως, για $sw_{ij} = 0$ και θεωρώντας πολύ μεγάλες τιμές για τους σταθερούς αριθμούς M_θ , M_{wcs} και M_{wsn} , προκύπτει για δύο μη γειτονικούς κόμβους από τις (4.48)–(4.62) ότι:

$$\begin{aligned} -1 &\leq \theta_{ij,t} \leq 1 \\ -1 &\leq cs_{ij,t} \leq 1 \\ -M_{wcs} &\leq Wcs_{ij,t} \leq M_{wcs} \\ -M_{wsn} &\leq Wsn_{ij,t} \leq M_{wsn} \end{aligned}$$

➤ **Περιορισμοί λειτουργίας του δικτύου:**

Οι περιορισμοί λειτουργίας του δικτύου αντιπροσωπεύουν τα τεχνικά όρια του δικτύου και μπορούν να διατυπωθούν ως ακολούθως:

$$P_{ij,t}^2 + Q_{ij,t}^2 \leq UF_{ij,t} \cdot (S_{ij}^{\max})^2 \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (4.64)$$

$$0 \leq UF_{ij,t} \leq 1 \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (4.65)$$

$$V_{\min} \leq V_{i,t} \leq V_{\max} \quad \forall i \in \Omega_N \quad (4.66)$$

$$V_{nom} - \delta v_{i,t}^l \leq V_{i,t} \leq V_{nom} + \delta v_{i,t}^u \quad \forall i \in \Omega_N \quad (4.67)$$

$$0 \leq \delta v_{i,t}^l \leq V_{nom} - V_{\min} \quad \forall i \in \Omega_N \quad (4.68)$$

$$0 \leq \delta v_{i,t}^u \leq V_{\max} - V_{nom} \quad \forall i \in \Omega_N \quad (4.69)$$

$$\sum_{(i,j) \in \Omega_{cl}} (1 - sw_{ij}) + \sum_{(i,j) \in \Omega_{op}} sw_{ij} \leq N_{sw} \quad \forall (i, j) \in \Omega_{LWS} \quad (4.70)$$

Η φαινόμενη ισχύς που ρέει σε κάθε γραμμή πρέπει να είναι μικρότερη από την ικανότητα της γραμμής, όπως φαίνεται στην (4.64). Η συνεχής μεταβλητή $UF_{ij,t}$, η οποία παίρνει τιμές από μηδέν έως ένα (4.65), αντιπροσωπεύει τη φόρτιση της γραμμής σε σχέση με την ονομαστική της ικανότητα. Η τάση κάθε κόμβου πρέπει να κυμαίνεται μεταξύ κάποιων ορίων, π.χ. $\pm 5\%$ από την ονομαστική τάση, σύμφωνα με την (4.66). Για τη βέλτιστη λειτουργία του δικτύου είναι επιθυμητό η διακύμανση της τάσης γύρω από την ονομαστική της τιμή να περιορίζεται [26]. Όταν ελαχιστοποιείται το άθροισμα των μεταβλητών $\delta v_{i,t}^l$ και $\delta v_{i,t}^u$ με την (4.39), οι μεταβλητές $\delta v_{i,t}^l$ και $\delta v_{i,t}^u$ τείνουν να πάρουν την ελάχιστη τιμή τους, δηλαδή μηδέν, και η τάση στον κόμβο i τη χρονική στιγμή t τείνει να πάρει τιμές πολύ κοντά στην ονομαστική της τιμή (4.67)–(4.69). Για να υπάρχει όσο το δυνατόν μικρότερη φθορά των διακοπών του δικτύου και για να είναι το πλάνο της επαναδιαμόρφωσής του πιο εύκολα υλοποιήσιμο, ο συνολικός αριθμός των χειρισμών των διακοπών πρέπει να είναι περιορισμένος (4.70). Ο πρώτος όρος της (4.70) υπολογίζει τον συνολικό αριθμό των διακοπών που στην αρχική διάταξη του δικτύου ήταν κλειστοί και μετά την επαναδιαμόρφωσή του η κατάστασή τους άλλαξε, δηλαδή βρίσκονται σε ανοικτή θέση. Ο δεύτερος όρος της (4.70) υπολογίζει τον συνολικό αριθμό των διακοπών που στην αρχική διάταξη του δικτύου ήταν ανοικτοί και μετά την επαναδιαμόρφωσή του η κατάστασή τους άλλαξε, δηλαδή βρίσκονται σε κλειστή θέση. Πρέπει να τονιστεί ότι $\Omega_{op} \cup \Omega_{cl} = \Omega_{LWS}$.

➤ **Περιορισμοί για διατήρηση της ακτινικής διάταξης του δικτύου:**

Η διάταξη του δικτύου εξασφαλίζεται ότι θα παραμείνει ακτινική μετά την επαναδιαμόρφωσή του με την βοήθεια της δυαδικής μεταβλητής rd_{ij} και με τους ακόλουθους περιορισμούς:

$$rd_{ij} + rd_{ji} = 1 \quad \forall (i, j) \in \Omega_{Lns} \quad (4.71)$$

$$rd_{ij} + rd_{ji} = sw_{ij} \quad \forall (i, j) \in \Omega_{Lws} \quad (4.72)$$

$$\sum_{j \in \Omega_N} rd_{ji} = 1 \quad \forall i \in \Omega_N \setminus \Omega_{SS} \quad (4.73)$$

$$rd_{ji} = 0 \quad \forall i \in \Omega_{SS} \quad (4.74)$$

Ένα ακτινικό δίκτυο διανομής μπορεί να αναπαρασταθεί ως ένα γεννητικό δέντρο [20]. Συνεπώς, κάθε κόμβος του δικτύου θα μπορεί να έχει μόνο έναν πρόγονο, εκτός από τη ρίζα του δέντρου, η οποία είναι ο υποσταθμός (Υ/Σ) ΥΤ/ΜΤ. Στην περίπτωση που η γραμμή $i-j$ αποτελεί κλάδο του γεννητικού δέντρου ($sw_{ij} = sw_{ji} = 1$), τότε ο κόμβος i είναι πρόγονος του κόμβου j ($rd_{ij} = 1$) ή ο κόμβος j είναι πρόγονος του κόμβου i ($rd_{ji} = 1$), σύμφωνα με τις (4.71) και (4.72). Η (4.73) εξασφαλίζει ότι κάθε κόμβος εκτός των Υ/Σ μπορεί να έχει μόνο έναν πρόγονο, ενώ οι Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ δεν έχουν κανέναν πρόγονο σύμφωνα με την (4.74).

➤ **Περιορισμοί λειτουργίας των ΜΔΠ:**

Στα παθητικά ΔΔ, ο έλεγχος της ενεργού και της αέργου ισχύος των ΜΔΠ δεν επιτρεπόταν και οι ΜΔΠ λειτουργούσαν υπό σταθερό συντελεστή ισχύος. Ωστόσο, οι ΜΔΠ μέσω του αντιστροφέα με τον οποίο διασυνδέονται στο δίκτυο, πέρα από το να παράγουν ενεργό ισχύ, μπορούν να παράγουν ή να καταναλώνουν άεργο ισχύ. Η σχέση μεταξύ της απαιτούμενης αέργου ισχύος και της παραγόμενης ενεργού ισχύος μιας ΜΔΠ απεικονίζεται στο διάγραμμα ενεργού-αέργου ισχύος (διάγραμμα ικανότητας P-Q).

Στην ενότητα αυτή, επιτρέπεται ο έλεγχος της ενεργού και αέργου ισχύος και το διάγραμμα ικανότητας P-Q που υιοθετείται για τις ΜΔΠ είναι αυτό που περιγράφεται στο πρότυπο IEEE 1547-2018 (Category B) [93] και παρουσιάζεται στο Σχήμα 4.1. Όπως φαίνεται από το Σχήμα 4.1, η φαινόμενη ισχύς του αντιστροφέα πρέπει να είναι τουλάχιστον 10% μεγαλύτερη από την εγκατεστημένη ισχύ της ΜΔΠ. Σύμφωνα με το Σχήμα 4.1, η άεργος ισχύς εξόδου της ΜΔΠ μπορεί να περιγραφεί ως ακολούθως:

- Όταν $0 \leq P_{dg,i,t} \leq 0,05 \cdot P_{DG,i}^{rated}$:

$$Q_{dg,i,t} = 0 \quad \forall i \in \Omega_{DG} \quad (4.75)$$

- Όταν $0,05 \cdot P_{DG,i}^{rated} \leq P_{dg,i,t} \leq 0,2 \cdot P_{DG,i}^{rated}$:

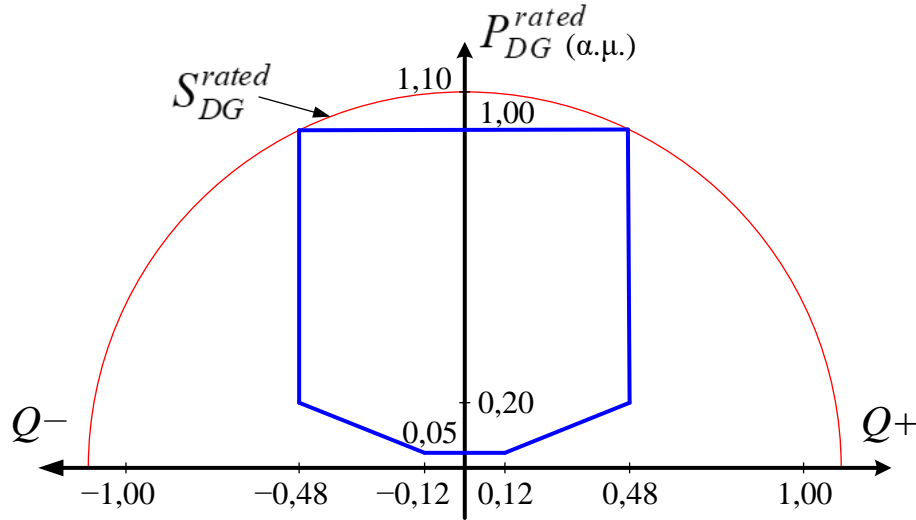
$$Q_{dg,i,t} \geq -2,42 \cdot P_{dg,i,t} \quad \forall i \in \Omega_{DG} \quad (4.76)$$

$$Q_{dg,i,t} \leq 2,42 \cdot P_{dg,i,t} \quad \forall i \in \Omega_{DG} \quad (4.77)$$

- Όταν $0,2 \cdot P_{DG,i}^{rated} \leq P_{dg,i,t} \leq P_{DG,i}^{rated}$:

$$Q_{dg,i,t} \geq -0,484 \cdot P_{DG,i}^{rated} \quad \forall i \in \Omega_{DG} \quad (4.78)$$

$$Q_{dg,i,t} \leq 0,484 \cdot P_{DG,i}^{rated} \quad \forall i \in \Omega_{DG} \quad (4.79)$$



Σχήμα 4.1: Διάγραμμα ικανότητας P-Q της ΜΔΠ.

Επιπλέον, επιτρέπεται η περικοπή της ενεργού ισχύος εξόδου της ΜΔΠ, όποτε αυτό κρίνεται απαραίτητο και η παραγόμενη ενεργός ισχύς της ΜΔΠ είναι μεγαλύτερη από το 20% της εγκατεστημένης ισχύος της. Αυτό περιγράφεται από τις ακόλουθες σχέσεις:

- Όταν $0 \leq P_{dg,i,t} \leq 0,2 \cdot P_{DG}^{rated}$:

$$CF_{i,t} = 1 \quad \forall i \in \Omega_{DG} \quad (4.80)$$

- Όταν $0,2 \cdot P_{DG,i}^{rated} \leq P_{dg,i,t} \leq P_{DG,i}^{rated}$:

$$0 \leq CF_{i,t} \leq 1 \quad \forall i \in \Omega_{DG} \quad (4.81)$$

$$CF_{i,t} \cdot P_{dg,i,t} \geq 0,2 \cdot P_{DG,i}^{rated} \quad \forall i \in \Omega_{DG} \quad (4.82)$$

Η μεταβλητή $CF_{i,t}$ δηλώνει το ποσοστό της παραγόμενης ισχύος της ΜΔΠ που εγχέεται στο δίκτυο. Για παράδειγμα, όταν $CF_{i,t} = 1$, η ΜΔΠ στον ζυγό i εγχέει στο δίκτυο το 100% της παραγόμενης ισχύος της τη χρονική στιγμή t , ενώ όταν $CF_{i,t} = 0,8$, η ΜΔΠ στον ζυγό i εγχέει στο δίκτυο το 80% της παραγόμενης ισχύος της τη χρονική στιγμή t ενώ περικόπτεται το υπόλοιπο 20% αυτής.

4.4.1.1 Επίλυση του προβλήματος βελτιστοποίησης

Το πρόβλημα της βέλτιστης επαναδιαμόρφωσης των ενεργών ΔΔ στοχεύει στην ελαχιστοποίηση της (4.36)–(4.39) με τους περιορισμούς (4.7), (4.8), (4.17)–(4.22) και (4.40)–(4.82). Το πρόβλημα αυτό είναι πρόβλημα βελτιστοποίησης μεικτού ακέραϊου προγραμματισμού με κωνικούς περιορισμούς δεύτερης τάξης. Ο μοναδικός κωνικός περιορισμός δεύτερης τάξης είναι η (4.63), ενώ οι υπόλοιποι περιορισμοί είναι γραμμικοί ή τετραγωνικοί. Πρέπει να τονιστεί ότι όλοι οι τετραγωνικοί περιορισμοί είναι ανισώσεις. Οι μεταβλητές απόφασης του προβλήματος είναι η κατάσταση των διακοπών του δικτύου και η ενεργός και η άεργος ισχύς των ΜΔΠ. Το πρόβλημα επιλύεται με τον επίλυτη CPLEX [83] σε περιβάλλον GAMS [82].

4.4.2 Εκτίμηση χειρισμών διακοπών

Τα ΔΔ είναι εξοπλισμένα με έναν σημαντικό αριθμό διακοπών. Αν, για τη βέλτιστη επαναδιαμόρφωση του δικτύου, ληφθούν υπόψη ως μεταβλητές απόφασης όλοι οι διαθέσιμοι διακόπτες του δικτύου, τότε το πρόβλημα βελτιστοποίησης γίνεται αρκετά περίπλοκο και η διαδικασία επίλυσής του γίνεται αρκετά χρονοβόρα. Για να μειωθεί ο χρόνος επίλυσης του προβλήματος βελτιστοποίησης, ένας τρόπος θα ήταν να θεωρηθούν λιγότεροι διακόπτες ως μεταβλητές απόφασης. Για τον λόγο αυτό, σε ένα προκαταρκτικό στάδιο πραγματοποιείται μια εκτίμηση για το ποιοι θα είναι οι διακόπτες που θα ανοίξουν ή θα κλείσουν για τη βέλτιστη επαναδιαμόρφωση του δικτύου για δεδομένα σενάρια με διαφορετικά επίπεδα φορτίου και παραγωγής από ΜΔΠ, κυρίως για μονάδες που η τεχνολογία τους βασίζεται σε ΑΠΕ. Θεωρώντας τα σενάρια αυτά, επιλύεται το μοντέλο βελτιστοποίησης που περιγράφηκε στην Ενότητα 4.4.1 και διαπιστώνεται ποιοι διακόπτες δεν συμμετέχουν στην επίλυση του προβλήματος βελτιστοποίησης, δηλαδή για ποιους διακόπτες η κατάστασή τους (ανοικτή / κλειστή) παρέμεινε αμετάβλητη. Στη συνέχεια, αφαιρούνται από τις μεταβλητές απόφασης του προβλήματος βελτιστοποίησης οι διακόπτες που δεν συμμετέχουν στην επίλυση του προβλήματος βελτιστοποίησης, οπότε οι ακέραιες (δυαδικές) μεταβλητές απόφασης του προβλήματος μειώνονται και έτσι μειώνεται σημαντικά ο χρόνος επίλυσης του προβλήματος βελτιστοποίησης.

Για την εκτίμηση των χειρισμών των διακοπών, ο αριθμός των σεναρίων με διαφορετικά επίπεδα φορτίου και παραγωγής από ΜΔΠ θα πρέπει να είναι λογικός και τα σενάρια θα πρέπει να βασίζονται σε ιστορικά δεδομένα ώστε να αντιπροσωπεύουν επαρκώς τις διακυμάνσεις του φορτίου και της παραγωγής από ΜΔΠ. Θεωρώντας τα ιστορικά στοιχεία φορτίου και παραγωγής από ΜΔΠ ενός έτους με ανάλυση μίας ώρας θα προκύψουν 8760 σενάρια. Ωστόσο, ο αριθμός αυτός των σεναρίων απαιτεί υπερβολικά μεγάλο χώρο. Για τον λόγο αυτό, υιοθετείται η μέθοδος ομαδοποίησης (clustering) k -μέσων (k -means) [95] για να ομαδοποιήσει κατάλληλα τα διαθέσιμα δεδομένα, ώστε να προκύψει ένας κατάλληλος αριθμός σεναρίων. Η μέθοδος k -μέσων χωρίζει ένα δεδομένο σύνολο δεδομένων m διαστάσεων σε k ομάδες (clusters). Οι k ομάδες δεδομένων που προκύπτουν περιέχουν δεδομένα με παρόμοια χαρακτηριστικά και το κέντρο βάρους (centroid) της κάθε ομάδας αναπαριστά τη μέση τιμή των δεδομένων τα οποία περιλαμβάνει.

Στην παρούσα διδακτορική διατριβή, η μέθοδος των k -μέσων εφαρμόζεται χρησιμοποιώντας τη συνάρτηση *kmeans* του λογισμικού περιβάλλοντος Matlab. Η συνάρτηση *kmeans* χρησιμοποιεί τον αλγόριθμο του Lloyd [96] για την ομαδοποίηση των δεδομένων.

4.4.3 Υλοποίηση

Για την εφαρμογή σε ένα δίκτυο διανομής του μοντέλου βελτιστοποίησης της Ενότητας 4.4.1, απαιτούνται δύο στάδια. Το πρώτο στάδιο είναι ένα προκαταρκτικό στάδιο, στο οποίο εκτιμούνται τα οφέλη της βέλτιστης επαναδιαμόρφωσης στη λειτουργία ενός δικτύου χρησιμοποιώντας ιστορικά δεδομένα. Στη συνέχεια, η βέλτιστη επαναδιαμόρφωση του δικτύου θεωρείται ως εργαλείο για τον ημερήσιο προγραμματισμό λειτουργίας ενός ενεργού δικτύου διανομής χρησιμοποιώντας την 24ωρη πρόβλεψη φορτίου και παραγωγής ΑΠΕ.

Στο προκαταρκτικό στάδιο, ως δεδομένα εισόδου λαμβάνονται ιστορικά στοιχεία κατανάλωσης φορτίου και παραγωγής από ΑΠΕ, π.χ. ενός έτους. Τα δεδομένα αυτά

ομαδοποιούνται σε κ ομάδες, όπως παρουσιάστηκε στην Ενότητα 4.4.2. Το κέντρο βάρους της κάθε ομάδας αποτελεί ένα σενάριο φορτίου και παραγωγής από ΑΠΕ και βάσει του πλήθους των δεδομένων κάθε ομάδας μπορεί να υπολογιστεί η πιθανότητα του σεναρίου αυτού, π.χ. κατά την διάρκεια ενός έτους. Στη συνέχεια επιλύεται το πρόβλημα βελτιστοποίησης με αντικειμενική συνάρτηση τις (4.36)–(4.39) και περιορισμούς τις (4.7), (4.8), (4.17)–(4.22) και (4.40)–(4.82) για κάθε σενάριο ξεχωριστά ($T = 1$). Συγκεντρώνοντας τα αποτελέσματα των κ σεναρίων μπορούν να εκτιμηθούν η ετήσια περικοπή ενέργειας των ΜΠΔ, οι ετήσιες απώλειες ενέργειας, οι ΜΔΠ που είναι αναγκαίο να απορροφήσουν ή να παράγουν άεργο ισχύ, καθώς και οι διακόπτες που δεν συμμετείχαν στην επίλυση του προβλήματος της βέλτιστης λειτουργίας του δικτύου.

Αξιολογώντας τα συμπεράσματα από το προκαταρκτικό στάδιο για την περικοπή ενεργού ισχύος από τις ΜΔΠ και για τις απώλειες ενεργού ισχύος, η βέλτιστη επαναδιαμόρφωση του δικτύου μπορεί να ενσωματωθεί ως εργαλείο για τον βέλτιστο ημερήσιο προγραμματισμό λειτουργίας ενός ενεργού δικτύου διανομής. Λαμβάνοντας ως δεδομένα εισόδου τη διάταξη του δικτύου και την 24ωρη πρόβλεψη φορτίου και παραγωγής από ΑΠΕ ($T = 24$), επιλύεται το πρόβλημα βελτιστοποίησης με αντικειμενική συνάρτηση τις (4.36)–(4.39) και περιορισμούς τις (4.7), (4.8), (4.17)–(4.22) και (4.40)–(4.82). Η κατάσταση των διακοπών που δεν συμμετείχαν στη βελτιστοποίηση της λειτουργίας του δικτύου στο προκαταρκτικό στάδιο θεωρείται ίδια με την αρχική. Τα αποτελέσματα από την επίλυση του προβλήματος είναι η κατάσταση των διακοπών του δικτύου, δηλαδή η νέα διάταξη του δικτύου, και τα σημεία λειτουργίας των ΜΔΠ.

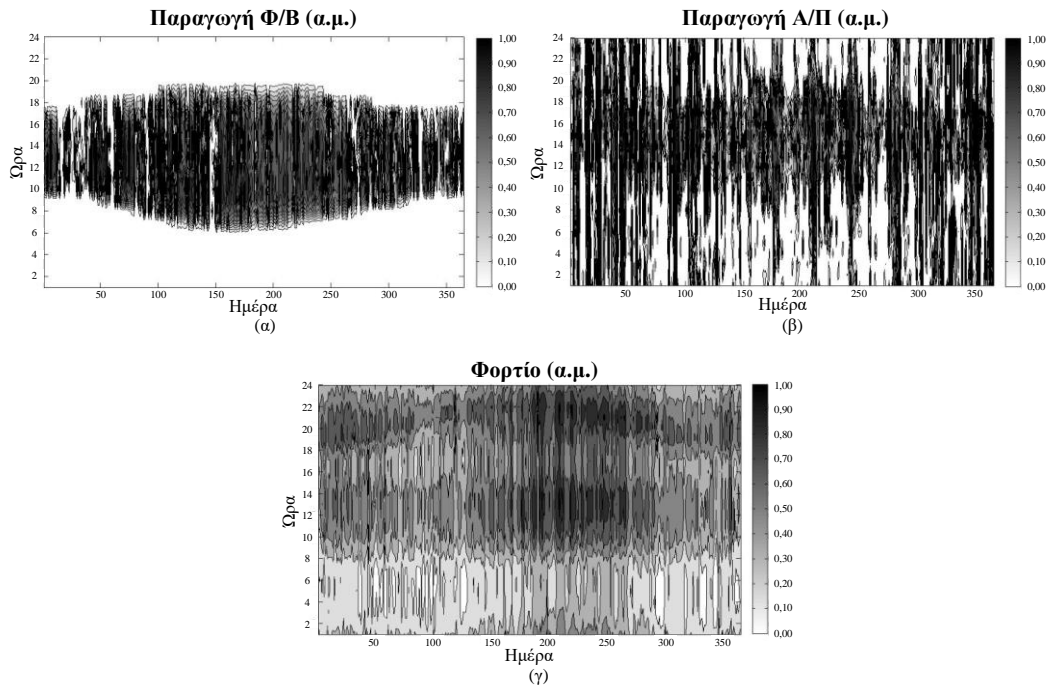
4.5 ΕΦΑΡΜΟΓΕΣ

Η προτεινόμενη μέθοδος για τη βέλτιστη επαναδιαμόρφωση των ενεργών ΔΔ εφαρμόστηκε σε ένα δίκτυο 70 κόμβων και σε ένα δίκτυο 244 κόμβων. Όλες οι προσομοιώσεις εκτελέστηκαν σε υπολογιστή με επεξεργαστή Intel Core i7 στα 3.40 GHz και 4 GB RAM.

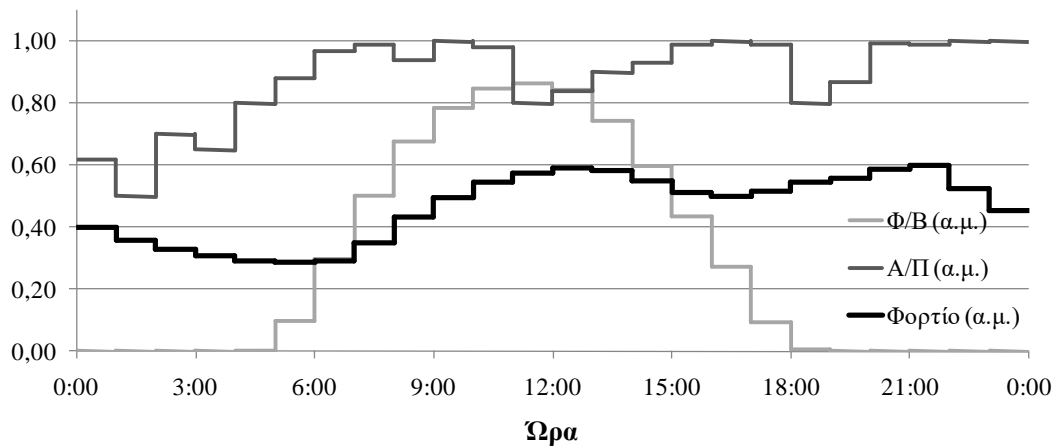
4.5.1 Δεδομένα εισόδου

Τα δεδομένα εισόδου του προβλήματος είναι τα ακόλουθα:

- Τα τεχνικά χαρακτηριστικά του υπό μελέτη δικτύου διανομής, δηλαδή η διάταξη του δικτύου, η θέση και το πλήθος των διακοπών, τα χαρακτηριστικά των γραμμών διανομής και τα στοιχεία των ΜΔΠ που είναι εγκατεστημένες στο δίκτυο.
- Στο προκαταρκτικό στάδιο, για να εκτιμηθούν τα οφέλη της προτεινόμενης μεθόδου, σε κάθε υπό μελέτη δίκτυο λαμβάνονται υπόψη τα ετήσια ωριαία προφίλ φορτίου και παραγωγής από αιολικά πάρκα (Α/Π) και φωτοβολταϊκά (Φ/Β) που φαίνονται στο Σχήμα 4.2 και προέκυψαν από την [97]. Τα δεδομένα του Σχήματος 4.2 χωρίζονται σε 50 ομάδες χρησιμοποιώντας τη μέθοδο κ -μέσων, όπως περιγράφεται στην Ενότητα 4.4.2. Με αυτόν τον τρόπο προκύπτουν 50 σενάρια φορτίου και παραγωγής από ΜΔΠ, τα οποία ουσιαστικά αποτελούν το κέντρο βάρους της κάθε ομάδας. Η διάρκεια σε ώρες του κάθε σεναρίου προκύπτει από το πλήθος των δεδομένων που περιλαμβάνει η αντίστοιχη ομάδα.



Σχήμα 4.2: Ετήσιο ωριαίο προφίλ: α) Παραγωγής Φ/Β, β) Παραγωγή Α/Π, και γ) Φορτίου.

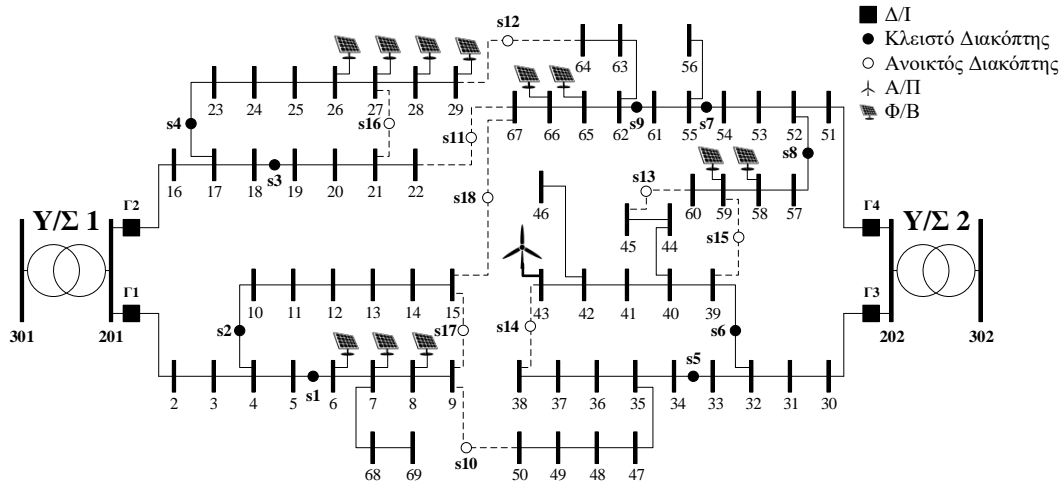


Σχήμα 4.3: Ημερήσια χρονοσειρά φορτίου και παραγωγής από Φ/Β και Α/Π μίας ημέρας χαμηλού φορτίου και υψηλής παραγωγής.

- Για τον ημερήσιο προγραμματισμό λειτουργίας του κάθε υπό μελέτη δικτύου εξετάζεται ένα 24ωρο, το οποίο αντιστοιχεί σε μία ημέρα (24ωρο) με χαμηλό φορτίο και υψηλή παραγωγή από ΜΔΠ. Οι χρονοσειρές φορτίου και παραγωγής από ΜΔΠ της ημέρας αυτής παρουσιάζεται στο Σχήμα 4.3.
- Οι τιμές των βαρών των όρων της αντικειμενικής συνάρτησης είναι $c_{cut} = 0,7$, $c_L = 0,2$ και $c_{\delta v} = 0,1$.

4.5.2 Περιπτώσεις

Για την αξιολόγηση και την ποσοτικοποίηση των πλεονεκτημάτων της προτεινόμενης επαναδιαμόρφωσης του δικτύου εξετάζονται στο προκαταρκτικό στάδιο, σε κάθε υπό μελέτη δίκτυο, τρεις περιπτώσεις. Οι περιπτώσεις αυτές είναι:



Σχήμα 4.4: Δίκτυο 70 κόμβων.

Πίνακας 4.1: Αποτελέσματα των Περιπτώσεων I–III στο δίκτυο των 70 κόμβων.

	Περίπτωση I	Περίπτωση II	Περίπτωση III
Ετήσια περικοπή ενέργειας ΜΔΠ (MWh)	673,5	0	0
Ετήσιες απώλειες ισχύος (MWh)	1670	1474	1474

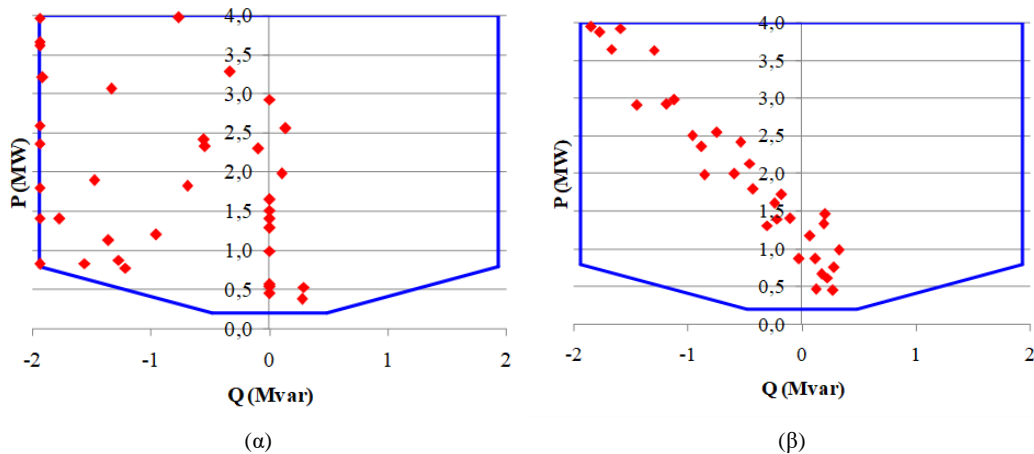
- **Περίπτωση I:** Επιτρέπεται μόνο ο έλεγχος της ενεργού και της αέργου ισχύος των ΜΔΠ για τη βελτιστοποίηση της λειτουργίας του δικτύου.
- **Περίπτωση II:** Επιτρέπεται η επαναδιαμόρφωση του δικτύου και ο έλεγχος της ενεργού και της αέργου ισχύος των ΜΔΠ για τη βελτιστοποίηση της λειτουργίας του δικτύου και επιλύεται το πρόβλημα βελτιστοποίησης της Ενότητας 4.4.1.
- **Περίπτωση III:** Όμοια με την Περίπτωση II. Ωστόσο, οι διακόπτες, των οποίων η κατάσταση δεν μεταβλήθηκε στην Περίπτωση II δεν λογίζονται ως μεταβλητές απόφασης.

4.5.3 Δίκτυο διανομής 70 κόμβων

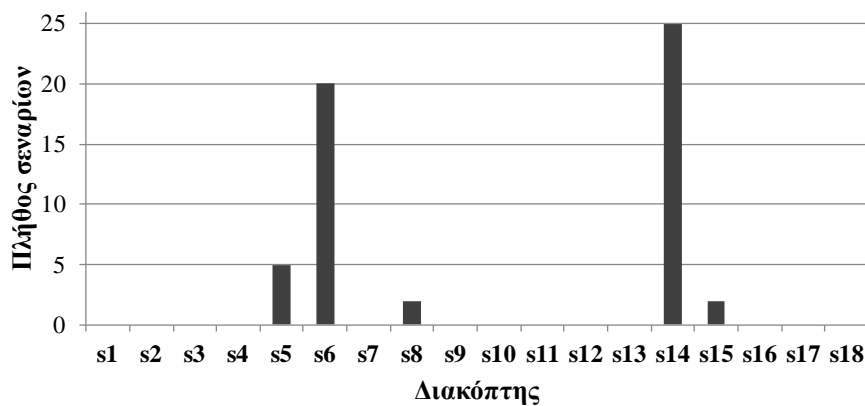
Το δίκτυο 70 κόμβων είναι ένα δίκτυο με ονομαστική τάση 11 kV, το οποίο αποτελείται από δύο Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ, 4 κύριες γραμμές διανομής και παρουσιάζεται στο Σχήμα 4.4. Στην αρχή της κάθε κύριας γραμμής διανομής υπάρχει ένας Δ/Ι. Τα χαρακτηριστικά των γραμμών και των φορτίων στους κόμβους δίνονται στην [98] και στο Παράρτημα Δ. Στο δίκτυο είναι εγκατεστημένοι:

- 18 τηλεχειριζόμενοι διακόπτες.
- 11 μονάδες Φ/Β με εγκατεστημένη ισχύ 100 kW στους κόμβους 6, 7, 8, 26, 27, 28, 29, 58, 59, 65 και 66.
- Ένα Α/Π με εγκατεστημένη ισχύς 4 MW στον κόμβο 43.

Τα όρια της τάσης στους κόμβους είναι ίσα με $\pm 5\%$ της ονομαστικής τιμής της τάσης και η ικανότητα όλων των γραμμών είναι ίση με 450 A.



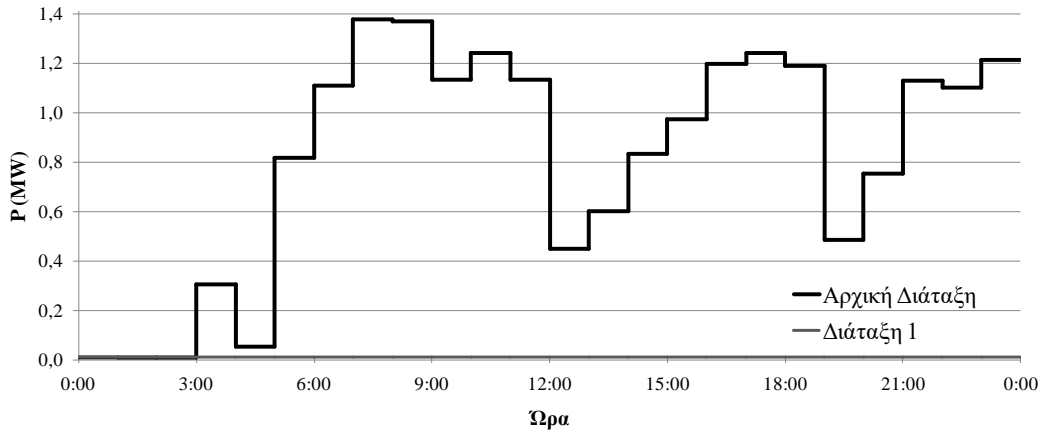
Σχήμα 4.5: Διάγραμμα λειτουργίας του Α/Π στον κόμβο 43: α) Περίπτωση Ι και β) Περίπτωση ΙΙ.



Σχήμα 4.6: Πλήθος σεναρίων που συμμετέχει κάθε διακόπτης στη λύση του προβλήματος βελτιστοποίησης στην Περίπτωση ΙΙ για το δίκτυο των 70 κόμβων.

4.5.3.1 Προκαταρκτικό στάδιο

Τα αποτελέσματα των Περιπτώσεων Ι–ΙΙΙ για 50 σενάρια φορτίου και παραγωγής από ΜΔΠ, τα οποία προέκυψαν από την ομαδοποίηση των δεδομένων του Σχήματος 4.2, παρουσιάζονται συνοπτικά στον Πίνακα 4.1. Βάσει του Πίνακα 4.1, στην Περίπτωση Ι προκύπτει ότι η εκτιμώμενη ετήσια περικοπή ενέργειας των ΜΔΠ είναι 673,5 MWh για την ασφαλή λειτουργία του δικτύου, το οποίο μπορεί να αντιστοιχεί σε σημαντική απώλεια εισοδήματος για τους ιδιοκτήτες των ΜΔΠ και να αποτελεί ένα εμπόδιο για τη μελλοντική εγκατάσταση ΜΔΠ στο δίκτυο. Ωστόσο, όταν επιτρέπεται η επαναδιαμόρφωση του δικτύου, από τον Πίνακα 4.1 προκύπτει ότι δεν απαιτείται καμία περικοπή ισχύος των ΜΔΠ για να εξασφαλιστεί η λειτουργία του δικτύου εντός των τεχνικών του ορίων. Επιπλέον, με την επαναδιαμόρφωση του δικτύου οι εκτιμώμενες ετήσιες απώλειες ισχύος μπορούν να μειωθούν κατά 11,7% σε σχέση με την Περίπτωση Ι, στην οποία επιτρέπεται μόνο ο έλεγχος των ΜΔΠ. Στο Σχήμα 4.5 παρουσιάζονται τα διαγράμματα λειτουργίας του Α/Π που είναι εγκατεστημένο στον κόμβο 43 για τα 50 σενάρια φορτίου και παραγωγής από ΜΔΠ. Οι κόκκινοι ρόμβοι του Σχήματος 4.5 αναπαριστούν τα σημεία λειτουργίας της ΜΔΠ σε κάθε σενάριο. Όπως φαίνεται στο Σχήμα 4.5, σε αρκετά σενάρια στην Περίπτωση Ι το Α/Π στον κόμβο 43 απορροφά τη μέγιστη επιτρεπόμενη άεργο ισχύ, έτσι ώστε η τάση των κόμβων να βρίσκεται εντός ορίων. Αντίθετα, στην Περίπτωση ΙΙ, το Α/Π στον κόμβο 43 δεν αναγκάζεται να λειτουργήσει κοντά στα όρια λειτουργίας του στα περισσότερα σενάρια. Επιπλέον, στην



Σχήμα 4.7: Περικοπή ενεργού ισχύος των ΜΔΠ του δικτύου 70 κόμβων για την 24ωρη πρόβλεψη φορτίου και παραγωγής του Σχήματος 4.3.

Περίπτωση II, σε κάποια σενάρια το Α/Π παράγει άεργο ισχύ, κάτι το οποίο συμβάλει στη μείωση των απωλειών του δικτύου.

Στην Περίπτωση II, από την επίλυση του προβλήματος βελτιστοποίησης για κάθε σενάριο, προκύπτουν τέσσερις διαφορετικές διατάξεις σε σχέση με την αρχική. Οι διατάξεις αυτές είναι:

- Διάταξη 1: Προκύπτει από το κλείσιμο του s6 και το άνοιγμα του s14 και αποτελεί λύση του προβλήματος σε 19 από τα 50 σενάρια φορτίου/παραγωγής.
- Διάταξη 2: Προκύπτει από το κλείσιμο του s5 και το άνοιγμα του s14 και αποτελεί λύση του προβλήματος σε 5 από τα 50 σενάρια φορτίου/παραγωγής.
- Διάταξη 3: Προκύπτει από το κλείσιμο των s6, s8 και το άνοιγμα των s14 και s15 και αποτελεί λύση του προβλήματος σε 1 από τα 50 σενάρια φορτίου/παραγωγής.
- Διάταξη 4: Προκύπτει από το κλείσιμο του s8 και το άνοιγμα του s15 και αποτελεί λύση του προβλήματος σε 1 από τα 50 σενάρια φορτίου/παραγωγής.

Στα υπόλοιπα σενάρια, η διάταξη του δικτύου δεν μεταβλήθηκε σε σχέση με την αρχική του Σχήματος 4.4. Επομένως, προκύπτει ότι μόνο 5 διακόπτες (s5, s6, s8, s14 και s15) από τους συνολικά 18 διακόπτες μετέβαλλαν την κατάστασή τους για την επίλυση του προβλήματος βελτιστοποίησης στα 50 σενάρια, και στο Σχήμα 4.6 παρουσιάζεται το πλήθος των σεναρίων που ο κάθε ένας από τους συνολικά 18 διακόπτες συμμετείχε στη λύση του προβλήματος βελτιστοποίησης. Ο μέσος χρόνος επίλυσης του προβλήματος βελτιστοποίησης ανά σενάριο στην Περίπτωση II είναι 8,2 s.

Στην Περίπτωση III λαμβάνονται μόνο ως ακέραιες μεταβλητές απόφασης η κατάσταση των 5 διακοπών (s5, s6, s8, s14 και s15) που μετέβαλλαν την κατάστασή τους στην Περίπτωση II και η κατάσταση των υπόλοιπων 13 διακοπών τίθεται ίση με την αρχική τους. Όπως φαίνεται στον Πίνακα 4.1, κάτι τέτοιο δεν έχει επίδραση στα αποτελέσματα. Ωστόσο, ο μέσος χρόνος επίλυσης του προβλήματος ανά σενάριο στην Περίπτωση III είναι ίσος με 2,9 s, ο οποίος είναι 64,6% μικρότερος σε σχέση με την Περίπτωση II.

4.5.3.2 Ημερήσιος προγραμματισμός λειτουργίας

Όπως φαίνεται από τα αποτελέσματα της Ενότητας 4.5.3.1, η προτεινόμενη μέθοδος μπορεί να αποτελέσει ένα σημαντικό εργαλείο για τη βελτιστοποίηση της λειτουργίας του δικτύου σε κανονική κατάσταση, αφού επιτυγχάνεται και η μεγιστοποίηση της παραγωγής

ενέργειας από ΜΔΠ και εξασφαλίζεται η ασφαλής λειτουργία του δικτύου. Συγκεκριμένα, η προτεινόμενη μέθοδος εφαρμόζεται στον ημερήσιο προγραμματισμό λειτουργίας του δικτύου. Λαμβάνοντας σαν δεδομένο εισόδο την 24ωρη ωριαία πρόβλεψη φορτίου και παραγωγής από ΜΔΠ του Σχήματος 4.3, λύνεται το πρόβλημα βελτιστοποίησης με αντικειμενική συνάρτηση τις (4.36)–(4.39) και περιορισμούς τις (4.7), (4.8), (4.17)–(4.22) και (4.40)–(4.82) για $T = 24$. Από την επίλυση του προβλήματος προκύπτει η διάταξη του δικτύου και τα σημεία λειτουργίας των ΜΔΠ για τα οποία επιτυγχάνεται η ελάχιστη περικοπή ενεργού ισχύος των ΜΔΠ του δικτύου.

Η διάταξη του δικτύου που προκύπτει είναι η Διάταξη 1 της Ενότητας 4.5.3.1, δηλαδή η διάταξη που προκύπτει από το κλείσιμο του διακόπτη s_6 και το άνοιγμα του διακόπτη s_{14} . Στο Σχήμα 4.7 απεικονίζεται η απαιτούμενη περικοπή ενεργού ισχύος των ΜΔΠ ανά ώρα για τη λειτουργία του δικτύου εντός των τεχνικών του ορίων θεωρώντας την αρχική του διάταξη, η οποία φαίνεται στο Σχήμα 4.4, και τη Διάταξη 1. Όπως φαίνεται από το Σχήμα 4.7, θεωρώντας την αρχική διάταξη του δικτύου οι ΜΔΠ του δικτύου υφίστανται περικοπή της ενεργού ισχύος τους σχεδόν σε όλη τη διάρκεια της ημέρας. Αντίθετα, όταν εφαρμόζεται η Διάταξη 1, δεν υπάρχει ανάγκη για καμία περικοπή ενεργού ισχύος των ΜΔΠ του δικτύου.

4.5.4 Δίκτυο διανομής 244 κόμβων

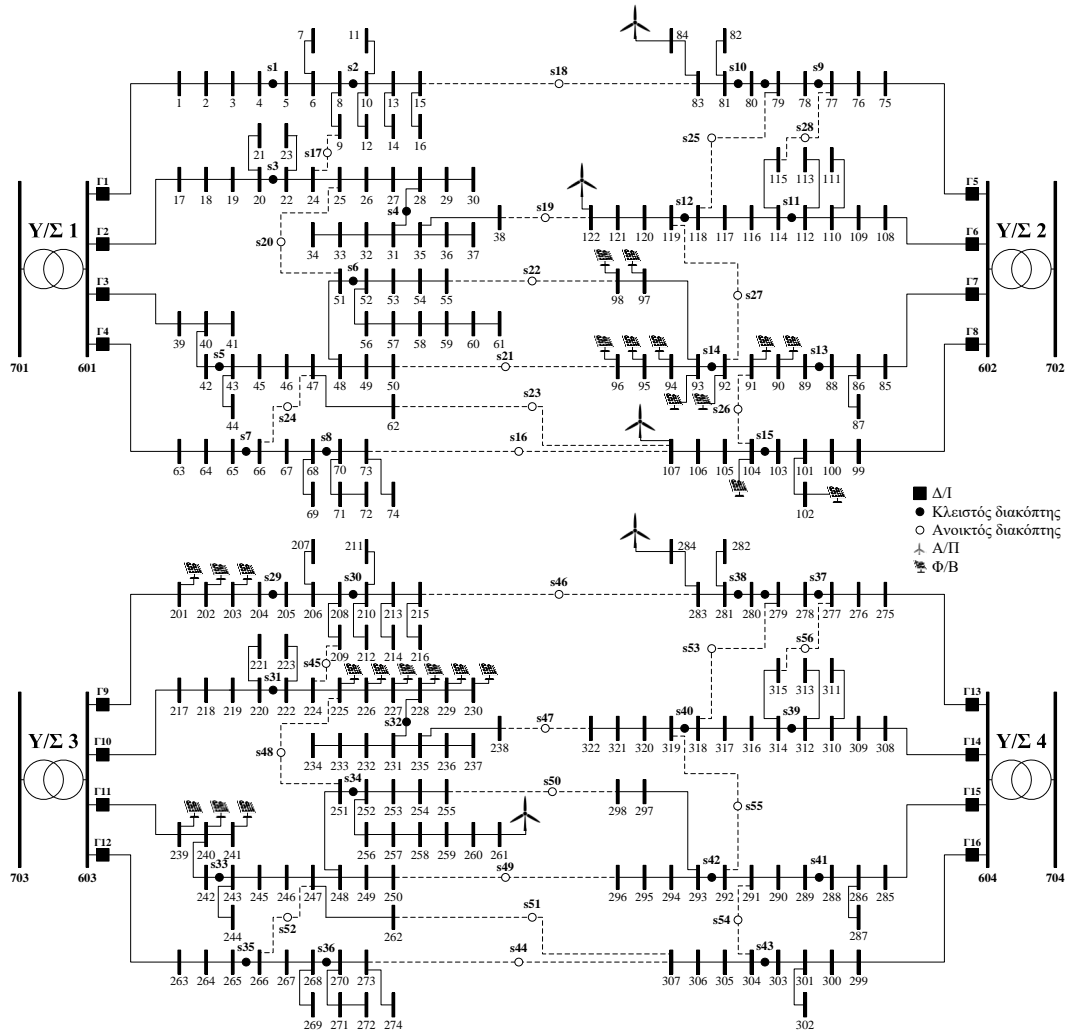
Το δίκτυο 244 κόμβων είναι ένα δίκτυο με ονομαστική τάση 13.8 kV, το οποίο αποτελείται από 4 Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ, 16 κύριες γραμμές διανομής και παρουσιάζεται στο Σχήμα 4.8. Στην αρχή της κάθε κύριας γραμμής διανομής είναι εγκατεστημένος ένας διακόπτης Δ/Ι. Το δίκτυο προήλθε από την αναπαραγωγή του δικτύου που περιγράφεται στην [99] δύο φορές και τα χαρακτηριστικά των γραμμών και των φορτίων δίνονται στο Παράρτημα Δ. Στο δίκτυο είναι εγκατεστημένοι:

- 56 τηλεχειριζόμενοι διακόπτες.
- 23 μονάδες Φ/Β με εγκατεστημένη ισχύ 100 kW στους κόμβους 90–98, 102, 104, 1–3, 25–30 και 39–41.
- 5 Α/Π με εγκατεστημένη ισχύ 5 MW στους κόμβους 84, 107, 122, 261 και 284.

Τα όρια της τάσης στους κόμβους είναι ίσα με $\pm 5\%$ της ονομαστικής τιμής της τάσης και η ικανότητα όλων των γραμμών είναι ίση με 400 A.

4.5.4.1 Προκαταρκτικό στάδιο

Τα αποτελέσματα των Περιπτώσεων I–III για 50 σενάρια φορτίου και παραγωγής από ΜΔΠ παρουσιάζονται συνοπτικά στον Πίνακα 4.2. Στην Περίπτωση I, όπου επιτρέπεται μόνο ο έλεγχος της ενεργού και αέργου ισχύος των ΜΔΠ, εκτιμάται ότι η ετήσια περικοπή ενέργειας των ΜΔΠ είναι 1779 MWh για την ασφαλή λειτουργία του δικτύου, το οποίο μπορεί να αντιστοιχεί σε σημαντική απώλεια εισοδήματος για τους ιδιοκτήτες των ΜΔΠ και να αποτελεί ένα εμπόδιο για τη μελλοντική εγκατάσταση ΜΔΠ στο δίκτυο. Ωστόσο, η περικοπή ισχύος των ΜΔΠ εξαλείφεται στην Περίπτωση II, όπου πέρα από τον έλεγχο των ΜΔΠ επιτρέπεται και η επαναδιαμόρφωση του δικτύου. Επιπλέον, με την επαναδιαμόρφωση του δικτύου οι εκτιμώμενες ετήσιες απώλειες ενέργειας μειώνονται κατά 41,3% σε σχέση με την Περίπτωση I. Στο Σχήμα 4.9 παρουσιάζονται τα διαγράμματα λειτουργίας των Α/Π που είναι εγκατεστημένα στους κόμβους 84, 107, 122, 261 και 284 για τα 50 σενάρια φορτίου και παραγωγής από ΜΔΠ. Οι κόκκινοι ρόμβοι του Σχήματος 4.9 αναπαριστούν τα σημεία



Σχήμα 4.8: Δίκτυο 244 κόμβων.

λειτουργίας της ΜΔΠ σε κάθε σενάριο. Όπως φαίνεται στο Σχήμα 4.9, σε αρκετά σενάρια στην Περίπτωση I τα Α/Π καταναλώνουν άεργο ισχύ και σε ορισμένες περιπτώσεις τη μέγιστη επιτρεπόμενη, έτσι ώστε η τάση στους κόμβους να μειωθεί και να βρίσκεται εντός ορίων. Αντίθετα, στην Περίπτωση II, τα Α/Π δεν αναγκάζονται να λειτουργήσουν κοντά στα όρια λειτουργίας τους στα περισσότερα σενάρια. Επιπλέον, οι ΜΔΠ στην Περίπτωση II παράγουν άεργο ισχύ στα περισσότερα σενάρια, αφού η τάση στους κόμβους μπορεί να διατηρηθεί εντός ορίων χωρίς των απορρόφηση αέργου ισχύος, και με αυτό τον τρόπο μειώνονται σημαντικά οι απώλειες ισχύος.

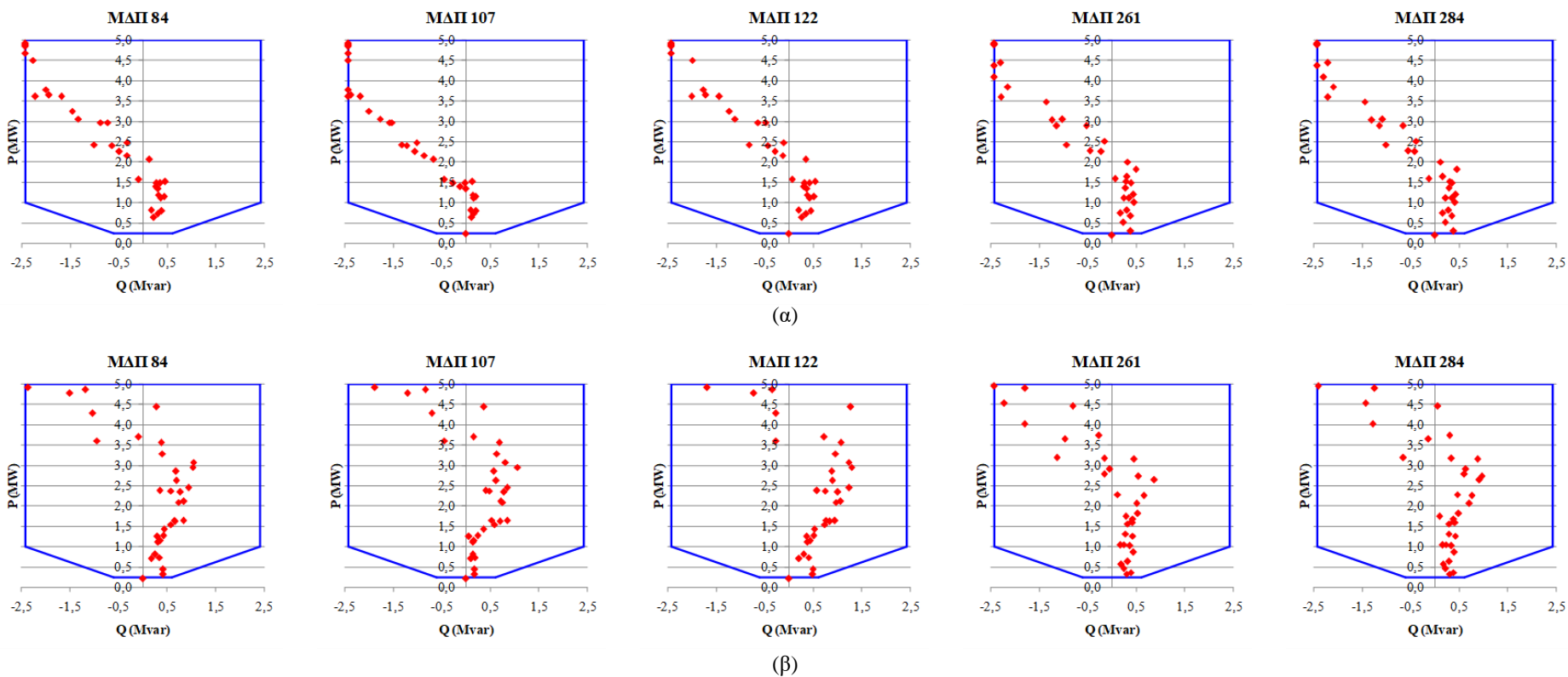
Στην Περίπτωση II, από την επίλυση του προβλήματος βελτιστοποίησης για κάθε σενάριο προκύπτουν 14 διαφορετικές διατάξεις σε σχέση με την αρχική. Οι διατάξεις αυτές είναι:

- Διάταξη 1: Προκύπτει από το κλείσιμο των διακοπών s9, s13, s14, s33, s37 και το άνοιγμα των διακοπών s18, s19, s23, s46, s48 και αποτελεί λύση του προβλήματος βελτιστοποίησης σε 10 από τα 50 σενάρια φορτίου/παραγωγής.
- Διάταξη 2: Προκύπτει από το κλείσιμο των διακοπών s1, s13, s14 και το άνοιγμα των διακοπών s18, s19, s23 και αποτελεί λύση του προβλήματος βελτιστοποίησης σε 2 από τα 50 σενάρια φορτίου/παραγωγή.

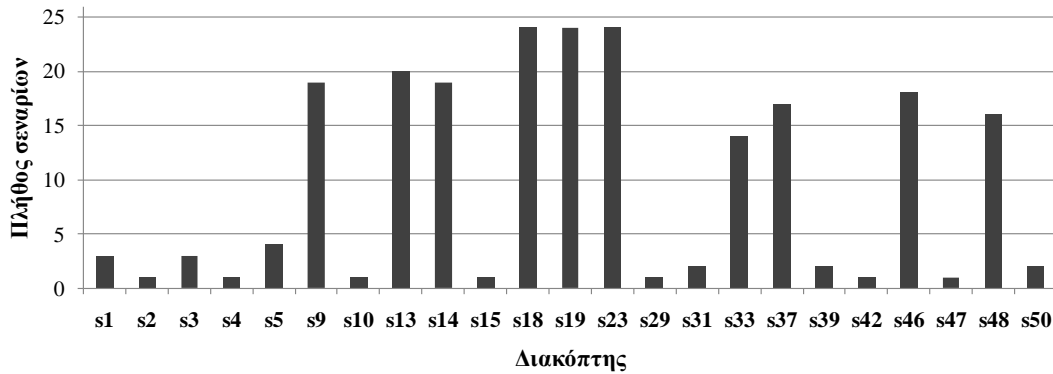
Πίνακας 4.2: Αποτελέσματα των Περιπτώσεων Ι–ΙΙΙ στο δίκτυο των 244 κόμβων.

	Περίπτωση Ι	Περίπτωση ΙΙ	Περίπτωση ΙΙΙ
Ετήσια περικοπή ενέργειας ΜΑΠ (MWh)	1779	0	0
Ετήσιες απώλειες ισχύος (MWh)	5476	3216	3216

- Διάταξη 3: Προκύπτει από το κλείσιμο των διακοπών s3, s5, s9 και το άνοιγμα των διακοπών s18, s19, s23 και αποτελεί λύση του προβλήματος βελτιστοποίησης σε 1 από τα 50 σενάρια φορτίου/παραγωγής.
- Διάταξη 4: Προκύπτει από το κλείσιμο των διακοπών s3, s9, s13 και το άνοιγμα των διακοπών s18, s19, s23 και αποτελεί λύση του προβλήματος βελτιστοποίησης σε 1 από τα 50 σενάρια φορτίου/παραγωγής.
- Διάταξη 5: Προκύπτει από το κλείσιμο των διακοπών s4, s10, s13 και το άνοιγμα των διακοπών s18, s19, s23 και αποτελεί λύση του προβλήματος βελτιστοποίησης σε 1 από τα 50 σενάρια φορτίου/παραγωγής.
- Διάταξη 6: Προκύπτει από το κλείσιμο των διακοπών s5, s9, s14 και το άνοιγμα των διακοπών s18, s19, s23 και αποτελεί λύση του προβλήματος βελτιστοποίησης σε 1 από τα 50 σενάρια φορτίου/παραγωγής.
- Διάταξη 7: Προκύπτει από το κλείσιμο των διακοπών s3, s5, s9, s33, s37 και το άνοιγμα των διακοπών s18, s19, s23, s46, s48 και αποτελεί λύση του προβλήματος βελτιστοποίησης σε 1 από τα 50 σενάρια φορτίου/παραγωγής.
- Διάταξη 8: Προκύπτει από το κλείσιμο των διακοπών s1, s13, s14, s33, s37 και το άνοιγμα των διακοπών s18, s19, s23, s46, s48 και αποτελεί λύση του προβλήματος βελτιστοποίησης σε 1 από τα 50 σενάρια φορτίου/παραγωγής.
- Διάταξη 9: Προκύπτει από το κλείσιμο των διακοπών s9, s13, s14, s29, s31 και το άνοιγμα των διακοπών s18, s19, s23, s46, s48 και αποτελεί λύση του προβλήματος βελτιστοποίησης σε 1 από τα 50 σενάρια φορτίου/παραγωγής.
- Διάταξη 10: Προκύπτει από το κλείσιμο των διακοπών s2, s13, s15, s33, s37 και το άνοιγμα των διακοπών s18, s19, s23, s46, s48 και αποτελεί λύση του προβλήματος βελτιστοποίησης σε 1 από τα 50 σενάρια φορτίου/παραγωγής.
- Διάταξη 11: Προκύπτει από το κλείσιμο των διακοπών s9, s13, s14, s31, s37 και το άνοιγμα των διακοπών s18, s19, s23, s46, s48 και αποτελεί λύση του προβλήματος βελτιστοποίησης σε 1 από τα 50 σενάρια φορτίου/παραγωγής.
- Διάταξη 12: Προκύπτει από το κλείσιμο των διακοπών s5, s9, s14, s37, s39 και το άνοιγμα των διακοπών s18, s19, s23, s46, s50 και αποτελεί λύση του προβλήματος βελτιστοποίησης σε 1 από τα 50 σενάρια φορτίου/παραγωγής.
- Διάταξη 13: Προκύπτει από το κλείσιμο των διακοπών s9, s13, s14, s37, s39 και το άνοιγμα των διακοπών s18, s19, s23, s46, s50 και αποτελεί λύση του προβλήματος βελτιστοποίησης σε 1 από τα 50 σενάρια φορτίου/παραγωγής.
- Διάταξη 14: Προκύπτει από το κλείσιμο των διακοπών s9, s13, s14, s33, s37, s42 και το άνοιγμα των διακοπών s18, s19, s23, s46, s47, s48 και αποτελεί λύση του προβλήματος βελτιστοποίησης σε 1 από τα 50 σενάρια φορτίου/παραγωγής.



Σχήμα 4.9: Διαγράμματα λειτουργίας των Α/Π στους κόμβους 84, 107, 122, 261 και 284: α) Περίπτωση Ι και β) Περίπτωση ΙΙ.



Σχήμα 4.10: Πλήθος σεναρίων που συμμετέχει κάθε διακόπτης στη λύση του προβλήματος βελτιστοποίησης στην Περίπτωση II για το δίκτυο των 244 κόμβων.

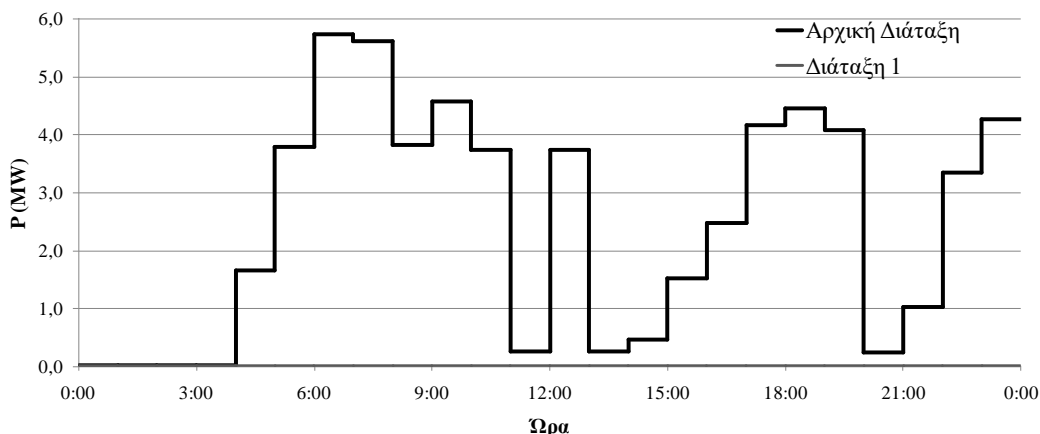
Στα υπόλοιπα σενάρια η διάταξη του δικτύου δεν μεταβλήθηκε της αρχικής του Σχήματος 4.8. Επομένως, προκύπτει ότι μόνο 23 διακόπτες από τους συνολικά 56 διακόπτες μετέβαλλαν την κατάστασή τους για την επίλυση του προβλήματος στα 50 σενάρια. Στο Σχήμα 4.10 παρουσιάζεται το πλήθος των σεναρίων που συμμετείχε ο κάθε ένας από τους 23 διακόπτες στην επίλυση του προβλήματος βελτιστοποίησης (οι υπόλοιποι 33 διακόπτες που δεν φαίνονται στο Σχήμα 4.10 δεν συμμετείχαν ούτε μία φορά στην επίλυση του προβλήματος βελτιστοποίησης σε κανένα από τα 50 σενάρια). Ο μέσος χρόνος επίλυσης του προβλήματος ανά σενάριο στην Περίπτωση II είναι 264 s.

Στην Περίπτωση III, λαμβάνονται μόνο ως αέριαιες μεταβλητές απόφασης η κατάσταση των 23 διακοπών που παρουσιάζονται στο Σχήμα 4.10 και που μετέβαλλαν την κατάσταση τους στην Περίπτωση II. Η κατάσταση των υπόλοιπων 33 διακοπών τίθεται ίση με την αρχική τους. Όπως φαίνεται στον Πίνακα 4.2, τα αποτελέσματα της Περίπτωσης II και III είναι ίδια. Ωστόσο, ο μέσος χρόνος επίλυσης του προβλήματος ανά σενάριο στην Περίπτωση III είναι ίσος με 107 s, ο οποίος είναι 59,5% μικρότερος σε σχέση με την Περίπτωση II.

4.5.4.2 Ημερήσιος προγραμματισμός λειτουργίας

Αξιολογώντας τα αποτελέσματα της Ενότητας 4.5.4.1, η προτεινόμενη μέθοδος επιτυγχάνει τη μεγιστοποίηση της παραγωγής ενέργειας από ΜΔΠ και εξασφαλίζει την ασφαλή λειτουργία του δικτύου. Για τον λόγο αυτό, η προτεινόμενη μέθοδος μπορεί να αποτελέσει ένα σημαντικό εργαλείο για τη βελτιστοποίηση της λειτουργίας του δικτύου των 244 κόμβων σε κανονική κατάσταση. Συγκεκριμένα, η προτεινόμενη μέθοδος εφαρμόζεται στον ημερήσιο προγραμματισμό λειτουργίας του δικτύου. Λαμβάνοντας σαν δεδομένο εισόδου την 24ωρη ωριαία πρόβλεψη φορτίου και παραγωγής από ΜΔΠ του Σχήματος 4.3, λύνεται το πρόβλημα βελτιστοποίησης με αντικειμενική συνάρτηση τις (4.36)–(4.39) και περιορισμούς τις (4.7), (4.8), (4.17)–(4.22) και (4.40)–(4.82) για $T = 24$. Από την επίλυση του προβλήματος προκύπτει η διάταξη του δικτύου και τα σημεία λειτουργίας των ΜΔΠ για τα οποία επιτυγχάνεται η ελάχιστη περικοπή ισχύος των ΜΔΠ του δικτύου.

Η διάταξη του δικτύου που προκύπτει από την επίλυση του προβλήματος είναι η Διάταξη 1 της Ενότητας 4.5.3.2, δηλαδή η διάταξη που προκύπτει από το κλείσιμο των διακοπών s9, s13, s14, s33, s37 και το άνοιγμα των διακοπών s18, s19, s23, s46, s48. Στο



Σχήμα 4.11: Περικοπή συνολικής ενεργού ισχύος των ΜΔΠ του δικτύου 244 κόμβων για την 24ωρη πρόβλεψη φορτίου και παραγωγής του Σχήματος 4.3.

Σχήμα 4.11 απεικονίζεται η απαιτούμενη περικοπή ενεργού ισχύος των ΜΔΠ ανά ώρα για τη λειτουργία του δικτύου εντός των τεχνικών του ορίων θεωρώντας την αρχική του διάταξη, η οποία φαίνεται στο Σχήμα 4.4, και τη Διάταξη 1. Όπως φαίνεται από το Σχήμα 4.11, θεωρώντας την αρχική διάταξη του δικτύου οι ΜΔΠ του δικτύου υφίστανται περικοπή της ενεργού ισχύος τους σχεδόν σε όλη τη διάρκεια της ημέρας. Αντίθετα, όταν επιλέγεται η Διάταξη 1 δεν υπάρχει ανάγκη για καμία περικοπή ενεργού ισχύος των ΜΔΠ του δικτύου.

4.5.5 Σύγκριση με άλλες μεθόδους

Το προτεινόμενο μοντέλο βελτιστοποίησης διατυπώνεται ως ένα πρόβλημα μεικτού ακέрайου προγραμματισμού με κωνικούς περιορισμούς δεύτερης τάξης βάσει ορισμένων προσεγγίσεων που παρουσιάζονται στην Ενότητα 4.4. Ωστόσο, το πρόβλημα της επαναδιαμόρφωσης ενός δικτύου διανομής είναι ένα πρόβλημα μεικτού ακέрайου προγραμματισμού με μη γραμμικούς περιορισμούς. Για να διερευνηθεί η ποιότητα και η ακρίβεια των λύσεων του προτεινόμενου μοντέλου, τα αποτελέσματα του προτεινόμενου μοντέλου συγκρίνονται με τα αποτελέσματα των μοντέλων των [33] και [91], στα οποία το πρόβλημα της βέλτιστης επαναδιαμόρφωσης διατυπώνεται ως πρόβλημα μεικτού ακέрайου προγραμματισμού με μη γραμμικούς περιορισμούς.

Συγκεκριμένα, το μοντέλο των [33] και [91] χρησιμοποιείται για την επίλυση της Περίπτωσης II για τα δίκτυα των 70 και 244 κόμβων. Τα συνοπτικά αποτελέσματα του προτεινόμενου μοντέλου με αυτά των [33] και [91] παρουσιάζονται στον Πίνακα 4.3. Όπως φαίνεται από τον Πίνακα 4.3, τα αποτελέσματα των δύο μοντέλων είναι πανομοιότυπα. Ωστόσο, ο χρόνος επίλυσης του προτεινόμενου μοντέλου είναι αρκετά χαμηλότερος από αυτόν των [33] και [91], το οποίο αποτελεί ένα πολύ σημαντικό πλεονέκτημα του προτεινόμενου μοντέλου.

4.6 ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Με την ολοένα και αυξανόμενη διείσδυση ΑΠΕ στα ΔΔ, η διαδικασία βελτιστοποίησης της λειτουργίας των ΔΔ σε κανονική κατάσταση γίνεται αρκετά σύνθετη, καθώς εμφανίζονται συχνά προβλήματα υπερτάσεων και συμφόρησης των γραμμών. Ωστόσο, τα ΔΔ δεν σχεδιάστηκαν για την αντιμετώπιση αυτών των προβλημάτων με

Πίνακας 4.3: Αποτελέσματα της Περίπτωσης II στο δίκτυο των 70 και 244 κόμβων.

	Δίκτυο 70 κόμβων		Δίκτυο 244 κόμβων	
	[33] , [91]	Προτεινόμενο	[33] , [91]	Προτεινόμενο
Ετήσια περικοπή ενέργειας ΜΔΠ (MWh)	0	0	0	0
Ετήσιες απώλειες ισχύος (MWh)	1460	1474	3197	3216
Μέσος χρόνος εκτέλεσης ανά σενάριο (s)	63	8,2	857	264

αποτέλεσμα σε ορισμένες περιπτώσεις οι ΜΔΠ να υφίστανται περικοπή της ενεργού ισχύος τους. Για τον λόγο αυτό τα υφιστάμενα ΔΔ εξελίσσονται σε ενεργά δίκτυα, στα οποία επιτρέπεται ο συντονισμένος έλεγχος της ενεργού και της αέργου ισχύος των ΜΔΠ μαζί με τον έλεγχο του υπάρχοντος εξοπλισμού του δικτύου.

Στο κεφάλαιο αυτό αναπτύσσεται μια πρωτότυπη μέθοδος για τη βέλτιστη λειτουργία των ενεργών ΔΔ σε κανονική κατάσταση. Η προτεινόμενη μέθοδος θεωρεί τον έλεγχο των διακοπών του δικτύου και της ενεργού και της αέργου ισχύος εξόδου των ΜΔΠ με στόχο τη μεγιστοποίηση της παραγωγής από ΜΔΠ, τη μείωση της συμφόρησης των γραμμών και τη μείωση της διακύμανσης της τάσης στους κόμβους του δικτύου. Για την αποτελεσματική επίλυση, η μέθοδος βασίζεται σε μοντέλο βελτιστοποίησης μεικτού ακέραίου προγραμματισμού με κωνικούς περιορισμούς δεύτερης τάξης, και περιλαμβάνει δύο στάδια. Στο πρώτο στάδιο εκτιμούνται τα οφέλη από την εφαρμογή της μεθόδου σε ένα δίκτυο και αναγνωρίζονται οι διατάξεις που εξασφαλίζουν τη βέλτιστη λειτουργία του δικτύου. Στο δεύτερο στάδιο, σε περίπτωση που τα οφέλη της εφαρμογής της μεθόδου έχουν θετικό πρόσημο, η προτεινόμενη μέθοδος εφαρμόζεται σαν εργαλείο για τον ημερήσιο προγραμματισμό λειτουργίας του δικτύου.

Από την εφαρμογή της προτεινόμενης μεθόδου σε δίκτυα που παρουσιάζουν υψηλή διεύθυνση ΑΠΕ, όπου οι ΑΠΕ δεν είναι κατανομημένες ισόποσα στις κύριες γραμμές του δικτύου, προκύπτουν τα ακόλουθα συμπεράσματα:

- Με την επαναδιαμόρφωση του δικτύου διανομής δεν απαιτείται πλέον περικοπή ενεργού ισχύος των ΜΔΠ για τη διατήρηση της τάσης στους κόμβους εντός των επιτρεπτών ορίων. Η εξάλειψη της περικοπής ενεργού ισχύος των ΜΔΠ είναι εξαιρετικά σημαντική, καθώς αποφεύγεται η πιθανή απώλεια εισοδήματος των ιδιοκτητών των ΜΔΠ και δίνεται η δυνατότητα στο δίκτυο να φιλοξενήσει περαιτέρω διανεμημένη παραγωγή χωρίς να απαιτείται η ενίσχυσή του.
- Η εφαρμογή της προτεινόμενης μεθόδου συντελεί στη μείωση των απωλειών του δικτύου, καθώς, με την επαναδιαμόρφωση, φορτισμένα τμήματα του δικτύου “μεταφέρονται” σε λιγότερο φορτισμένα τμήματα. Επιπλέον, οι ΜΔΠ μπορούν να παράγουν άεργο ισχύ τροφοδοτώντας έτσι μέρος της ζήτησης της αέργου ισχύος των επαγωγικών φορτίων, αφού δεν χρειάζεται να καταναλώσουν άεργο ισχύ για να προκαλέσουν μείωση της τάσης.
- Διενεργώντας μια διερεύνηση για τα οφέλη της επαναδιαμόρφωσης του δικτύου μπορούν να καθοριστούν ποιοι διακόπτες συμμετείχαν ή δεν συμμετείχαν στην επίλυση του προβλήματος βελτιστοποίησης. Εξαιρώντας τους διακόπτες που δεν συμμετείχαν στην επίλυση του προβλήματος βελτιστοποίησης από τη λίστα των

μεταβλητών απόφασης, επιταχύνεται ακόμα περισσότερο η διαδικασία επίλυσης του προβλήματος βελτιστοποίησης.

- Η ακρίβεια του προτεινόμενου μοντέλου βελτιστοποίησης είναι σχεδόν η ίδια με την ακρίβεια του αντίστοιχου μοντέλου μεικτού ακεραίου προγραμματισμού με μη γραμμικούς περιορισμούς. Ωστόσο, ο χρόνος επίλυσης του προτεινόμενου μοντέλου βελτιστοποίησης είναι σημαντικά μικρότερος.

ΒΕΛΤΙΣΤΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΕΝΕΡΓΩΝ ΔΙΚΤΥΩΝ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΕ ΕΚΤΑΚΤΗ ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ

5.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Κατά τη λειτουργία των δικτύων διανομής (ΔΔ) υπάρχει πιθανότητα να εμφανιστούν εξαναγκασμένες διακοπές τροφοδοσίας ορισμένων καταναλωτών, οι οποίες προκύπτουν όταν ένα ή περισσότερα στοιχεία του ΔΔ τεθούν εκτός λειτουργίας, δηλαδή όταν προκύψει ένα μόνιμο σφάλμα στο δίκτυο. Η προκύπτουσα κατάσταση ονομάζεται έκτακτη κατάσταση λειτουργίας του ΔΔ. Μία από τις σημαντικότερες διαδικασίες στη λειτουργία των ΔΔ είναι η αποτελεσματική αντιμετώπιση των έκτακτων καταστάσεων, καθώς η αντικατάσταση ή η επιδιόρθωση του στοιχείου που έχει τεθεί εκτός λειτουργίας μπορεί να διαρκέσει αρκετό χρονικό διάστημα επηρεάζοντας την τροφοδοσία αρκετών καταναλωτών. Πρακτικά, εξαιτίας της ακτινικής λειτουργίας του ΔΔ, όταν συμβεί ένα μόνιμο σφάλμα στο δίκτυο, ενεργοποιείται το μέσο προστασίας που βρίσκεται ανάντη της θέσης του σφάλματος και διακόπτεται η τροφοδοσία των φορτίων κατάντη του ενεργοποιημένου μέσου προστασίας. Αφού απομονωθεί η περιοχή που έγινε το σφάλμα, η μερική αποκατάσταση λειτουργίας του ΔΔ στοχεύει στην αποκατάσταση της ανατροφοδότησης ενός μεγάλου μέρους των φορτίων που υπέστησαν διακοπή και βρίσκονται εκτός της περιοχής αυτής με τη μεταφορά της τροφοδοσίας των φορτίων αυτών από μία ή περισσότερες γειτονικές γραμμές. Για την υλοποίηση της απομόνωσης της θέσης του σφάλματος και της μερικής αποκατάστασης του ΔΔ είναι απαραίτητος ο χειρισμός των διακοπών του ΔΔ, οι οποίοι στην κανονική κατάσταση λειτουργίας του δικτύου βρίσκονται είτε σε ανοικτή είτε σε κλειστή θέση [34].

Η μερική αποκατάσταση λειτουργίας του ΔΔ είναι η κύρια διαδικασία της λειτουργίας του ΔΔ σε έκτακτη κατάσταση και πρέπει να πραγματοποιείται με τέτοιον τρόπο ώστε, όταν ανατροφοδοτηθούν τα φορτία, να μην παραβιάζεται κανένας τεχνικός περιορισμός του ΔΔ και η διάταξη του ΔΔ να παραμείνει ακτινική. Οι περιορισμοί που θα πρέπει να τηρούνται αφορούν το ισοζύγιο ισχύος σε κάθε κόμβο του ΔΔ, τη μη παραβίαση των ορίων της τάσης, της ικανότητας των γραμμών διανομής και της ονομαστικής ισχύος των υποσταθμών (Υ/Σ) υψηλής τάσης (ΥΤ)/μέσης τάσης (ΜΤ). Σύμφωνα με την [100], οι κυρίαρχοι στόχοι της βέλτιστης μερικής αποκατάστασης λειτουργίας του ΔΔ είναι: α) η ανατροφοδότηση όσο το δυνατόν περισσότερων φορτίων και β) η υλοποίηση του σχεδίου της αποκατάστασης λειτουργίας σε όσο το δυνατόν μικρότερο χρονικό διάστημα. Άλλοι στόχοι για τη λειτουργία του ΔΔ, όπως η μείωση των απωλειών ισχύος και η ισοκατανομή του φορτίου μεταξύ των κύριων γραμμών διανομής, δεν λαμβάνονται υπόψη κατά τη μερική αποκατάσταση της λειτουργίας του ΔΔ. Επιπλέον, κατά τη μερική αποκατάσταση της λειτουργίας του ΔΔ, κάποιοι τεχνικοί περιορισμοί, όπως τα όρια των τάσεων στους κόμβους

του ΔΔ, μπορούν είτε να μην ληφθούν υπόψη είτε να μην θεωρηθούν τόσο αυστηροί όσο στην κανονική κατάσταση λειτουργίας του ΔΔ.

Το πρόβλημα της μερικής αποκατάστασης της λειτουργίας του ΔΔ είναι ένα πρόβλημα μεικτού ακέрайου προγραμματισμού και μπορεί να περιγραφεί ως ένα πρόβλημα επαναδιαμόρφωσης του ΔΔ με αντικειμενική συνάρτηση την ελαχιστοποίηση των μη εξυπηρετούμενων φορτίων [35], [100]. Η επίλυση του προβλήματος της μερικής αποκατάστασης της λειτουργίας του ΔΔ καθορίζει τους χειρισμούς των διακοπών που πρέπει να πραγματοποιηθούν, έτσι ώστε να γίνει η τροφοδότηση των φορτίων, τα οποία βρίσκονται εκτός της περιοχής σφάλματος, από μία ή περισσότερες γειτονικές γραμμές διανομής. Κατά τη μεταφορά και την τροφοδότηση φορτίων από μία γειτονική γραμμή, θα προκληθεί αύξηση του φορτίου στη γραμμή αυτή, η οποία είναι πιθανόν να προκαλέσει υπερφόρτιση της γραμμής ή σημαντική πτώση τάσης στο άκρο της γραμμής αυτής. Για να αποφευχθεί ένα τέτοιο ενδεχόμενο, μία λύση θα ήταν η αποσύνδεση ολόκληρων ή μέρους των φορτίων κάποιων κόμβων του ΔΔ.

Τα σχέδια μερικής αποκατάστασης της λειτουργίας του ΔΔ των [43]–[45], [47], [101]–[106] προτείνουν την αποσύνδεση των φορτίων κάποιων κόμβων για να μην παραβιαστούν τα όρια της τάσης. Συγκεκριμένα, αποσυνδέονται ορισμένα υγιή φορτία για να μην παραβιαστεί το κατώτατο όριο της τάσης, το οποίο τίθεται ίσο με 0,95 α.μ. Η αποσύνδεση των φορτίων θα μπορούσε να μην αποτελεί λύση των σχεδίων αποκατάστασης της λειτουργίας των [43]–[45], [47], [101]–[106] σε περίπτωση που τα όρια της τάσης των κόμβων δεν ήταν τόσο αυστηρά ορισμένα ή είχε ληφθεί υπόψη η λειτουργία των μέσωσ ρύθμισης τάσης των ΔΔ, όπως το σύστημα αλλαγής τάσης υπό φορτίο (ΣΑΤΥΦ), το οποίο είναι ενσωματωμένο στους Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ. Πρέπει να τονιστεί ότι στις [43]–[45], [47], [101]–[106] η επίλυση του προβλήματος της μερικής αποκατάστασης πραγματοποιήθηκε θεωρώντας ότι η τιμή του μέτρου της τάσης του ζυγού ΜΤ του Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ είναι σταθερή και, συνήθως, είναι ίση με 1,0 α.μ.

Επιπλέον, οι περισσότερες μέθοδοι για τη μερική αποκατάσταση λειτουργίας του ΔΔ, όπως οι εργασίες [43]–[45], [101] και [102], αγνοούν πλήρως τη διαθέσιμη διανεμημένη παραγωγή στο δίκτυο ή δεν είναι εφαρμόσιμες σε ΔΔ στα οποία είναι εγκατεστημένες μονάδες διανεμημένης παραγωγής (ΜΔΠ). Ωστόσο, όπως φαίνεται από τα αποτελέσματα των [47], [103]–[106], λαμβάνοντας υπόψη τη διανεμημένη παραγωγή διευκολύνεται η επίλυση του προβλήματος της μερικής αποκατάστασης λειτουργίας του ΔΔ. Στις [47], [103]–[106], οι ΜΔΠ που λαμβάνονται υπόψη λειτουργούν υπό σταθερό συντελεστή ισχύος, ενώ μόνο στις [105] και [106] λαμβάνονται υπόψη ΜΔΠ των οποίων η τεχνολογία βασίζεται σε ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ). Επιπρόσθετα, αξίζει να αναφερθεί ότι σε καμία από τις παραπάνω μεθόδους δεν αξιοποιούνται οι προηγμένες δυνατότητες ελέγχου των ΜΔΠ που παρέχονται στα ενεργά ΔΔ.

Στο κεφάλαιο αυτό αναπτύσσεται μια πρωτότυπη μέθοδος για τη βέλτιστη μερική αποκατάσταση της λειτουργίας ενεργών ΔΔ με υψηλή διείσδυση ΑΠΕ, η οποία στοχεύει στην ελαχιστοποίηση των μη εξυπηρετούμενων φορτίων και των χειρισμών των διακοπών, λαμβάνοντας υπόψη όλους τους τεχνικούς περιορισμούς του ΔΔ [107]. Το πρόβλημα της μερικής αποκατάστασης της λειτουργίας των ΔΔ διατυπώνεται μαθηματικά ως ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης μεικτού ακέрайου προγραμματισμού με κωνικούς περιορισμούς δεύτερης τάξης, έτσι ώστε να είναι αποτελεσματική η επίλυσή του από εμπορικούς επιλύτες προβλημάτων βελτιστοποίησης. Επιπλέον, στην επίλυση του προβλήματος λαμβάνεται υπόψη η ενεργός διαχείριση του δικτύου, δηλαδή η δυνατότητα ελέγχου της αέργου ισχύος

εξόδου των ΜΔΠ, καθώς και η λειτουργία των κύριων μέσων ρύθμισης της τάσης ενός ΔΔ, όπως το ΣΑΤΥΦ. Οι περιορισμοί λειτουργίας του ΔΔ, όπως τα όρια τάσης των κόμβων του ΔΔ, διατυπώνονται με τέτοιο τρόπο, έτσι ώστε μία μικρή, σε τάξη μεγέθους, παραβίασή τους να μην οδηγεί στην αποσύνδεση επιπρόσθετων φορτίων από το ΔΔ. Για την αξιολόγησή της, η προτεινόμενη μέθοδος εφαρμόζεται σε δίκτυα 135 και 540 κόμβων. Επιπλέον, τα αποτελέσματα της προτεινόμενης μεθόδου συγκρίνονται με τα αποτελέσματα άλλων μεθόδων της βιβλιογραφίας.

5.2 ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΣΥΜΒΟΛΩΝ

Σύνολα

$N_c(j)$	Σύνολο κόμβων που είναι απόγονοι του κόμβου j .
T_{out}	Περίοδος έκτακτης λειτουργίας του δικτύου.
Ω_{DG}	Σύνολο κόμβων, στις οποίες είναι εγκατεστημένες μονάδες διανεμημένης παραγωγής (ΜΔΠ).
Ω_L	Σύνολο γραμμών (κλάδων) του δικτύου.
Ω_{LwS}	Σύνολο γραμμών του δικτύου, στις οποίες είναι εγκατεστημένοι διακόπτες.
Ω_{LnS}	Σύνολο γραμμών του δικτύου, στις οποίες δεν είναι εγκατεστημένοι διακόπτες.
Ω_N	Σύνολο κόμβων (ζυγών) του δικτύου.
Ω_{OLTC}	Σύνολο κόμβων που είναι υποσταθμοί (Υ/Σ) υψηλής τάσης (ΥΤ)/μέσης τάσης (ΜΤ) με ενσωματωμένο ΣΑΤΥΦ.
$\Omega_{op} / \Omega_{cl}$	Σύνολο γραμμών του δικτύου, στους οποίους είναι εγκατεστημένοι διακόπτες σε ανοικτή/κλειστή θέση.
Ω_{ss}	Σύνολο κόμβων που είναι Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ.

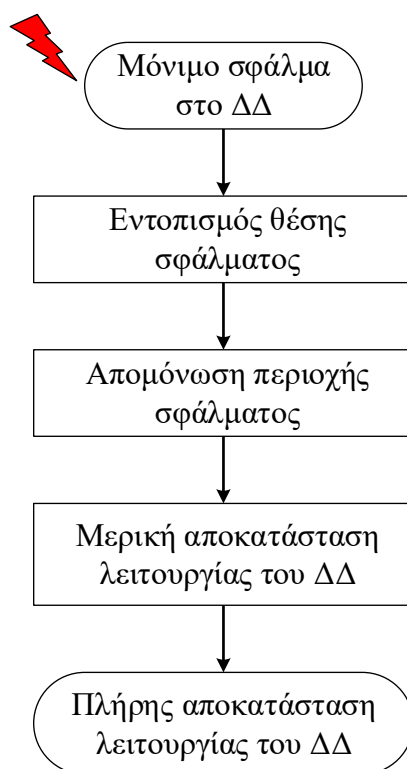
Παράμετροι

$c_{out}, c_{sw}, c_{\delta u},$ c_{tap}, c_q	Βάρη κάθε όρου της αντικειμενικής συνάρτησης.
r_{ij} / x_{ij}	Ωμική/επαγωγική αντίσταση σειράς της γραμμής διανομής $i-j$.
M	Ένας σχετικά μεγάλος αριθμός.
$P_{d,j,t} / Q_{d,j,t}$	Ενεργός/άεργος ισχύς του φορτίου στον κόμβο j τη χρονική στιγμή t .
$P_{dg,i,t}$	Ενεργός ισχύς εξόδου της ΜΔΠ στον κόμβο i τη χρονική στιγμή t .
$P_{DG,i}^{rated}$	Εγκατεστημένη ισχύς της ΜΔΠ στον κόμβο i .
$Q_{dg,i,t}^{set}$	Προκαθορισμένη άεργος ισχύς εξόδου της ΜΔΠ στον κόμβο i τη χρονική στιγμή t .
S_{ij}^{max}	Ικανότητα (μέγιστη φαινόμενη ισχύς) της γραμμής διανομής $i-j$.
$S_{ss,i}^{max}$	Ονομαστική ισχύς του Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ στον κόμβο i .
$Step_{OLTC}$	Βήμα του ΣΑΤΥΦ.
tap_{max}	Μέγιστος αριθμός λήψεων του ΣΑΤΥΦ.

V_{\max} / V_{\min}	Μέγιστο/ελάχιστο επιτρεπτό όριο του μέτρου της τάσης.
δu^{tr}	Μέγιστο όριο απόκλισης του μέτρου της τάσης από τα επιτρεπτά όρια.
<i>Μεταβλητές</i>	
$AuxU_{i,t}$	Βοηθητική μεταβλητή για τον υπολογισμό του τετραγώνου του μέτρου της τάσης του κόμβου i τη χρονική στιγμή t .
$I_{ij,t}$	Μέτρο του ρεύματος που διαρρέει τη γραμμή διανομής $i-j$ τη χρονική στιγμή t .
$P_{ij,t} / Q_{ij,t}$	Ενεργός/άεργος ροή ισχύος στη γραμμή διανομής $i-j$ τη χρονική στιγμή t .
$P_{ss,i,t} / Q_{ss,i,t}$	Ενεργός/άεργος ισχύς που εγγέεται από τον Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ στον κόμβο i τη χρονική στιγμή t .
$PL_{ij,t} / QL_{ij,t}$	Απώλειες ενεργού/άεργου ισχύος της γραμμής διανομής $i-j$ τη χρονική στιγμή t .
$Q_{dg,i,t}$	Άεργος ισχύς εξόδου της ΜΔΠ στον κόμβο i τη χρονική στιγμή t .
$Q_{dg,i,t}^- / Q_{dg,i,t}^+$	Μη αρνητική μεταβλητή που δηλώνει τη μεταβολή προς τα κάτω/πάνω της προκαθορισμένης άεργου ισχύς εξόδου της ΜΔΠ στον κόμβο i τη χρονική στιγμή t .
$tap_{i,t}^- / tap_{i,t}^+$	Μη αρνητική μεταβλητή που δηλώνει τη μεταβολή προς τα κάτω/πάνω της θέσης της λήψης του ΣΑΤΥΦ στον κόμβο i τη χρονική στιγμή t .
$U_{i,t}$	Τετράγωνο του μέτρου της τάσης του κόμβου i τη χρονική στιγμή t .
$V_{i,t}$	Μέτρο της τάσης του κόμβου i τη χρονική στιγμή t .
$\delta u_{i,t}^- / \delta u_{i,t}^+$	Μη αρνητική μεταβλητή που δηλώνει την παραβίαση του ελάχιστου/μέγιστου ορίου του μέτρου της τάσης στον κόμβο i τη χρονική στιγμή t .

Ακέραιες μεταβλητές

rd_{ij}	Δυαδική μεταβλητή που δηλώνει αν ο κόμβος i και ο κόμβος j είναι γειτονικοί κόμβοι. Όταν $rd_{ij} = 1$, ο κόμβος i είναι πρόγονος του κόμβου j .
sw_{ij}	Δυαδική μεταβλητή που δηλώνει την κατάσταση του διακόπτη της γραμμής $i-j$. Όταν $sw_{ij} = 1$, ο διακόπτης είναι κλειστός. Αλλιώς, όταν $sw_{ij} = 0$, ο διακόπτης είναι ανοιχτός.
$tap_{i,t}$	Ακέραια μη αρνητική μεταβλητή που δηλώνει τη θέση της λήψης του ΣΑΤΥΦ στον κόμβο i τη χρονική στιγμή t .
$\rho_{i,t}$	Δυαδική μεταβλητή που δηλώνει την κατάσταση σύνδεσης του φορτίου στον κόμβο i τη χρονική στιγμή t . Όταν $\rho_i = 1$, το φορτίο στον κόμβο i είναι συνδεδεμένο στο δίκτυο τη χρονική στιγμή t . Αλλιώς, όταν $\rho_i = 0$, το φορτίο στον κόμβο i δεν είναι συνδεδεμένο στο δίκτυο τη χρονική στιγμή t .

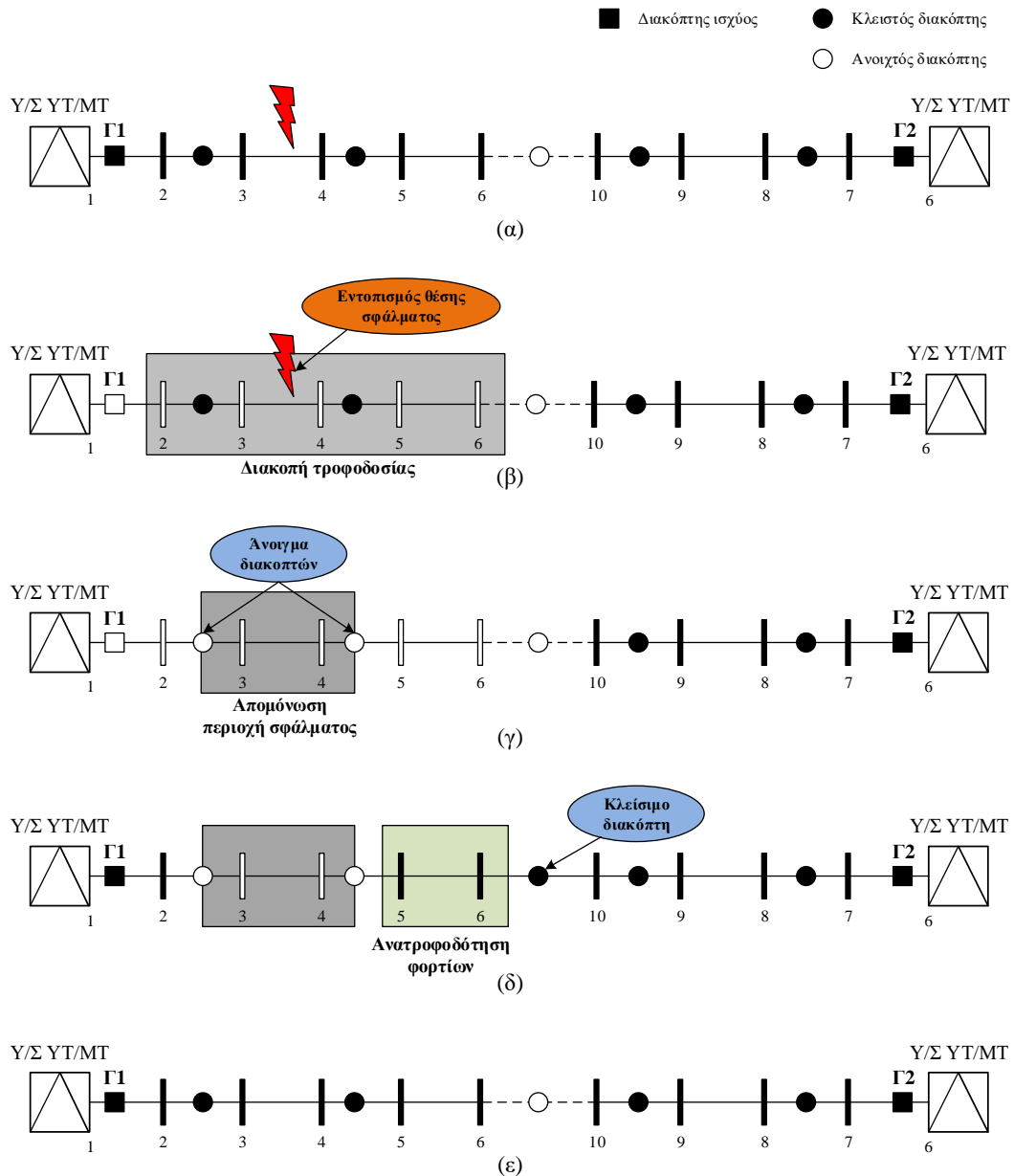


Σχήμα 5.1: Στάδια της λειτουργίας του ΔΔ σε έκτακτη κατάσταση.

5.4 ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΔΙΚΤΥΟΥ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΣΕ ΕΚΤΑΚΤΗ ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ

Η λειτουργία του ΔΔ σε έκτακτη κατάσταση ενεργοποιείται στην περίπτωση που συμβεί ένα μόνιμο σφάλμα στο ΔΔ, το οποίο θα προκαλέσει διακοπή λειτουργίας του ΔΔ ή σε μέρος αυτού. Η διαδικασία αυτή είναι, επίσης, γνωστή και ως διαχείριση διακοπής λειτουργίας (outage management) του ΔΔ. Η διαδικασία αυτή αποτελείται από τέσσερα διαδοχικά στάδια, τα οποία παρουσιάζονται στο Σχήμα 5.1. Τα τέσσερα στάδια είναι τα ακόλουθα [34]:

- **Εντοπισμός θέσης σφάλματος:** Όταν συμβεί ένα μόνιμο σφάλμα στο δίκτυο, θα ενεργοποιηθεί το μέσο προστασίας, το οποίο βρίσκεται ανάντη της περιοχής που έγινε το σφάλμα. Αυτό θα έχει ως αποτέλεσμα να διακοπεί αυτόματα η τροφοδοσία των καταναλωτών, οι οποίοι βρίσκονται κατάντη του μέσου προστασίας. Η ένδειξη λειτουργίας του μέσου προστασίας βοηθά στον αρχικό προσδιορισμό της θέσης του σφάλματος. Για παράδειγμα, όταν παρουσιαστεί ένα μόνιμο σφάλμα στη γραμμή διανομής 3–4 του ΔΔ του Σχήματος 5.2(α), θα λειτουργήσει ο διακόπτης ισχύος (Δ/I), ο οποίος βρίσκεται στην αναχώρηση της γραμμής διανομής Γ1, και θα προκαλέσει την πλήρη διακοπή της λειτουργίας της γραμμής Γ1. Η λειτουργία του Δ/I στην αναχώρηση της κύριας γραμμής διανομής Γ1 δίνει την πληροφορία ότι η θέση σφάλματος βρίσκεται κατά μήκος της γραμμής Γ1. Στη συνέχεια, όπως περιγράφηκε και στο Κεφάλαιο 2, εντοπίζεται η ακριβής θέση σφάλματος, όπως φαίνεται στο Σχήμα 5.2(β). Ο πιο απλός τρόπος για τον εντοπισμό της θέσης του σφάλματος είναι μέσω οπτικής αναγνώρισης από ένα συνεργείο της ηλεκτρικής επιχείρησης, ενώ ο πιο σύγχρονος περιλαμβάνει την ανάλυση δεδομένων από ενδείκτες σφάλματος.



Σχήμα 5.2: α) Δίκτυο διανομή με δυνατότητες αλλαγής διάταξης, στο οποίο υφίσταται μόνιμο σφάλμα, β) Εντοπισμός θέσης σφάλματος, γ) Απομόνωση περιοχής σφάλματος, δ) Επαναδιαμόρφωση δικτύου για μερική αποκατάσταση λειτουργίας, ε) Πλήρης αποκατάσταση λειτουργίας του ΔΔ.

- Απομόνωση περιοχής σφάλματος:** Δεδομένης της θέσης του σφάλματος, η απομόνωση της περιοχής που έγινε το σφάλμα πραγματοποιείται θέτοντας τους πλησιέστερους διακόπτες ανάντη και κατόντη της θέσης του σφάλματος σε ανοικτή θέση. Για παράδειγμα, στο ΔΔ του Σχήματος 5.2(γ), αφού επιβεβαιωθεί ότι το σφάλμα συνέβη επί της γραμμής 3-4, οι διακόπτες των γραμμών 2-3 και 4-5 θέτονται σε ανοικτή θέση, έτσι ώστε να απομονωθεί η περιοχή σφάλματος από το υπόλοιπο δίκτυο.
- Μερική αποκατάσταση της λειτουργίας του ΔΔ:** Η μερική αποκατάσταση της λειτουργίας του ΔΔ αποτελεί τη βασική διαδικασία της λειτουργίας του ΔΔ σε έκτακτη κατάσταση και περιλαμβάνει τις ενέργειες ελέγχου, οι οποίες έχουν ως

στόχο την ανατροφοδότηση των “υγιών” φορτίων, δηλαδή των φορτίων που βρίσκονται εκτός της απομονωμένης περιοχής σφάλματος. Τα υγιή φορτία, τα οποία βρίσκονται ανάντη της περιοχής σφάλματος, ανατροφοδοτούνται με το κλείσιμο του μέσου προστασίας που ενεργοποιήθηκε όταν συνέβη το σφάλμα. Τα υγιή φορτία, τα οποία βρίσκονται κατάντη της περιοχής σφάλματος, μεταφέρονται σε κάποια γειτονική κύρια γραμμή διανομής, μεταβάλλοντας την κατάσταση των κατάλληλων διακοπών του δικτύου. Η επιλογή των διακοπών, οι οποίοι θα αλλάξουν την κατάστασή τους, θα πρέπει να γίνει με τέτοιο τρόπο, έτσι ώστε να εξασφαλίζεται η ασφαλής λειτουργία του υπόλοιπου μέρους του ΔΔ. Το πρόβλημα της μερικής αποκατάστασης λειτουργίας του δικτύου αποτελεί, ουσιαστικά, ένα πρόβλημα επαναδιαμόρφωσης του ΔΔ. Για παράδειγμα, στο ΔΔ του Σχήματος 5.2(δ), για την ανατροφοδότηση του φορτίου στον κόμβο 2 κλείνει ο Δ/Ι στην αναχώρηση της γραμμής Γ1, ενώ για την ανατροφοδότηση των φορτίων στους κόμβους 5 και 6 επιλέγεται το κλείσιμο του διακόπτη που βρίσκεται στον διασυνδεδετικό κλάδο 6–10.

- **Πλήρης αποκατάσταση της λειτουργίας του ΔΔ:** Αφού γίνει η επισκευή ή η αντικατάσταση του στοιχείου ή του εξοπλισμού του ΔΔ, το οποίο είχε υποστεί βλάβη και προκάλεσε το σφάλμα στο δίκτυο, επαναφέρεται το ΔΔ στην αρχική του διάταξη και έτσι ανατροφοδοτούνται όλα τα φορτία, όπως φαίνεται στο Σχήμα 5.2(ε).

Η διάρκεια του κάθε σταδίου της λειτουργίας του ΔΔ σε έκτακτη κατάσταση εξαρτάται από τον εξοπλισμό και το επίπεδο αυτοματισμού του ΔΔ. Τα περισσότερα ΔΔ δεν είναι πλήρως αυτοματοποιημένα και για να υλοποιηθούν και τα τέσσερα στάδια της λειτουργίας του ΔΔ σε έκτακτη κατάσταση απαιτούνται δράσεις από τα τεχνικά συνεργεία της ηλεκτρικής επιχείρησης. Για παράδειγμα, σε πολλές περιπτώσεις ο εντοπισμός της θέσης του σφάλματος γίνεται οπτικά από συνεργείο της ηλεκτρικής επιχείρησης. Επιπλέον, ένα μεγάλο μέρος των διακοπών που είναι εγκατεστημένοι στο ΔΔ είναι χειροκίνητοι. Ωστόσο, ο εξοπλισμός των ΔΔ συνεχώς αναβαθμίζεται παρέχοντας προηγμένες δυνατότητες αυτοματοποιημένου ελέγχου [3], [108]. Μία από αυτές τις δυνατότητες είναι η αυτόματη αποκατάσταση λειτουργίας του ΔΔ (self-healing), δηλαδή η υλοποίηση των τριών πρώτων σταδίων της λειτουργίας του ΔΔ σε έκτακτη κατάσταση χωρίς να απαιτείται η ανθρώπινη παρέμβαση [48]. Με αυτόν τον τρόπο μειώνεται σημαντικά ο χρόνος μη τροφοδότησης των υγιών φορτίων και βελτιώνεται η αξιοπιστία του ΔΔ. Η αυτόματη αποκατάσταση λειτουργίας του ΔΔ είναι εφικτή όταν σε ένα ΔΔ είναι εγκατεστημένοι ενδείκτες σφάλματος, τηλεχειριζόμενοι διακόπτες και οι κατάλληλες υποδομές τεχνολογίας πληροφορικής και επικοινωνιών.

Πέρα από τον εξοπλισμό και το επίπεδο αυτοματισμού του ΔΔ, ο πιο σημαντικός παράγοντας για την αποτελεσματική λειτουργία του ΔΔ σε έκτακτη κατάσταση είναι να καθοριστούν οι αποφάσεις, οι οποίες θα εξασφαλίζουν την ασφαλή ανατροφοδότηση των υγιών φορτίων και δεν θα επηρεάσουν τη λειτουργία του υπόλοιπου δικτύου. Ειδικότερα, στο στάδιο της μερικής αποκατάστασης λειτουργίας του ΔΔ, η μεταφορά των φορτίων, των οποίων η τροφοδότηση είχε διακοπεί εξαιτίας του σφάλματος, σε μία γειτονική κύρια γραμμή διανομής μπορεί να προκαλέσει μη επιθυμητές συνθήκες λειτουργίας, όπως υπερφόρτιση των γραμμών ή μεγάλη πτώση τάσης σε κάποιο σημείο του ΔΔ. Για τον λόγο αυτό, στην Ενότητα 5.4 διατυπώνεται το πρόβλημα της μερικής αποκατάστασης λειτουργίας ως ένα πρόβλημα

βελτιστοποίησης, το οποίο έχει ως στόχο την ασφαλή ανατροφοδότηση των υγιών φορτίων τηρώντας τους περιορισμούς λειτουργίας του ΔΔ.

5.5 ΜΑΘΗΜΑΤΙΚΗ ΔΙΑΤΥΠΩΣΗ ΤΟΥ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ ΤΗΣ ΜΕΡΙΚΗΣ ΑΠΟΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΕΝΕΡΓΩΝ ΔΙΚΤΥΩΝ ΔΙΑΝΟΜΗΣ

Μετά τον εντοπισμό και την απομόνωση ενός μόνιμου σφάλματος, το οποίο προκάλεσε διακοπή τροφοδοσίας φορτίων μίας κύριας γραμμής διανομής, η μερική αποκατάσταση λειτουργίας του ΔΔ καθορίζει τις κατάλληλες ενέργειες ελέγχου, οι οποίες οδηγούν στη μεταβολή της διάταξης του ΔΔ από την αρχική του σε μία προσωρινή, έως ότου εξαλειφθεί η αιτία που προκάλεσε το μόνιμο σφάλμα, δηλαδή να επισκευαστεί ή να αντικατασταθεί το στοιχείο ή ο εξοπλισμός του δικτύου που υπέστη βλάβη. Οι συνθήκες φόρτισης ενός ΔΔ δεν είναι σταθερές και συνεχώς μεταβάλλονται. Για τον λόγο αυτό, το μοντέλο βελτιστοποίησης για την επίλυση του προβλήματος της μερικής αποκατάστασης πρέπει να είναι ευέλικτο, ώστε να επιτρέπει την ανάλυση πολλαπλών αντικειμενικών συναρτήσεων και των πολλαπλών περιορισμών λειτουργίας του ΔΔ.

Στην ενότητα αυτή προτείνεται ένα πρωτότυπο μαθηματικό μοντέλο για τη βέλτιστη μερική αποκατάσταση λειτουργίας ενεργών ΔΔ. Το προτεινόμενο μοντέλο βελτιστοποίησης στοχεύει στην εύρεση της ακτινικής διάταξης του δικτύου, στην οποία επιτυγχάνεται η ανατροφοδότηση όσο το δυνατόν περισσότερων φορτίων με όσο το δυνατόν λιγότερους χειρισμούς διακοπών και παράλληλα εξασφαλίζεται η ασφαλής λειτουργία του ΔΔ μέχρις ότου να επιδιορθωθεί η βλάβη που προκάλεσε τη διακοπή της λειτουργίας του δικτύου, δηλαδή η αιτία του μόνιμου σφάλματος. Η περίοδος που απαιτείται για την επιδιόρθωση της βλάβης που προκάλεσε το μόνιμο σφάλμα ονομάζεται, στην παρούσα διδακτορική διατριβή, περίοδος έκτακτης λειτουργίας του ΔΔ (T_{out}). Κατά την περίοδο της έκτακτης λειτουργίας του ΔΔ, η διάταξη του δικτύου καθορίζεται από την επίλυση του προβλήματος της μερικής αποκατάστασης, ενώ μετά την επιδιόρθωση της αιτίας του μόνιμου σφάλματος, το δίκτυο επαναφέρεται στην αρχική του διάταξη. Η διάρκεια της περιόδου έκτακτης λειτουργίας του ΔΔ ισούται με τη διάρκεια επιδιόρθωσης της βλάβης του στοιχείου ή του εξοπλισμού που προκάλεσε το σφάλμα. Επομένως, η περίοδος αυτή μπορεί να έχει διάρκεια μερικών ωρών.

Το πρόβλημα της μερικής αποκατάστασης λειτουργίας ενεργών ΔΔ διατυπώνεται ως ένα πρόβλημα μεικτού ακέραιου προγραμματισμού με κωνικούς περιορισμούς δεύτερης τάξης. Στη διατύπωση του προβλήματος λαμβάνονται υπόψη όλοι οι τεχνικοί περιορισμοί του δικτύου, η δυνατότητα ρύθμισης τάσης του ΔΔ μέσω του ΣΑΤΥΦ, καθώς και η δυνατότητα των ΜΔΠ να παράγουν ή να απορροφούν άεργο ισχύ. Θεωρείται ότι το ΔΔ είναι ήδη εξοπλισμένο με προηγμένες μετρητικές διατάξεις και τις απαραίτητες υποδομές τεχνολογίας πληροφορίας και επικοινωνιών, οι οποίες επιτρέπουν την ενεργό διαχείριση του ΔΔ, δηλαδή τον έλεγχο των ΜΔΠ, για τη λειτουργία του ΔΔ τόσο σε κανονική όσο και σε έκτακτη κατάσταση [4]. Επιπλέον, θεωρείται ότι όταν συμβεί ένα μόνιμο σφάλμα σε μία γραμμή του ΔΔ, οι ΜΔΠ που είναι συνδεδεμένες στη γραμμή αυτή αποσυνδέονται αυτόματα, αποτρέποντας με αυτόν τον τρόπο τη νησιδοποιημένη λειτουργία του ΔΔ. Ωστόσο, οι ΜΔΠ στις γειτονικές γραμμές, οι οποίες δεν επηρεάζονται από το μόνιμο σφάλμα, μπορούν να χρησιμοποιηθούν ως υποστήριξη για τη λειτουργία του ΔΔ.

Το μοντέλο βελτιστοποίησης για τη μερική αποκατάσταση λειτουργίας του ΔΔ που χρησιμοποιείται στην παρούσα διδακτορική διατριβή βασίζεται στο προσεγγιστικό μοντέλο ροών ισχύος κλάδου με κωνικούς περιορισμούς δεύτερης τάξης [5], [21], το οποίο παρουσιάζεται στο Κεφάλαιο 3 της διδακτορικής διατριβής. Οι εξισώσεις ροών ισχύος κλάδου με κωνικούς περιορισμούς δεύτερης τάξης για μια χρονική στιγμή t είναι οι εξής:

$$P_{ij,t} - PL_{ij,t} - \sum_{k \in N_c(j)} P_{jk,t} = P_{d,j,t} \quad \forall j \in \Omega_N \quad (5.1)$$

$$Q_{ij,t} - QL_{ij,t} - \sum_{k \in N_c(j)} Q_{jk,t} = Q_{d,j,t} \quad \forall j \in \Omega_N \quad (5.2)$$

$$U_{j,t} = U_{i,t} - 2 \cdot (r_{ij} \cdot P_{ij,t} + x_{ij} \cdot Q_{ij,t}) \quad \forall (i,j) \in \Omega_L \quad (5.3)$$

$$U_{i,t} \cdot PL_{ij,t} \geq r_{ij} \cdot (P_{ij,t}^2 + Q_{ij,t}^2) \quad \forall (i,j) \in \Omega_L \quad (5.4)$$

$$U_{i,t} \cdot QL_{ij,t} \geq x_{ij} \cdot (P_{ij,t}^2 + Q_{ij,t}^2) \quad \forall (i,j) \in \Omega_L \quad (5.5)$$

Η (5.1) εκφράζει το ισοζύγιο ενεργού ισχύος σε κάθε κόμβο j του δικτύου για τη χρονική στιγμή t . Συγκεκριμένα, σύμφωνα με την (5.1), η κατανάλωση ενεργού ισχύος ($P_{d,j,t}$) του κόμβου j ισούται με τη ροή ενεργού ισχύος ($P_{ij,t}$) από τον κόμβο i προς τον κόμβο j , μείον τις απώλειες ενεργού ισχύος ($PL_{ij,t} = I_{ij,t}^2 \cdot r_{ij}$) της γραμμής $i-j$, μείον τη ροή ενεργού ισχύος ($P_{jk,t}$) που εξέρχεται από τον κόμβο j προς τους απόγονους κόμβους του. Ομοια, η (5.2) εκφράζει το ισοζύγιο αέργου ισχύος σε κάθε κόμβο j του δικτύου για τη χρονική στιγμή t . Η διαφορά των τετραγώνων των μέτρων των τάσεων των κόμβων i και j , οι οποίοι συνδέονται με τη γραμμή $i-j$ για τη χρονική στιγμή t , δίνεται από την (5.3). Οι απώλειες ενεργού και αέργου ισχύος κάθε γραμμής $i-j$ του ΔΔ για τη χρονική στιγμή t υπολογίζονται από τις (5.4) και (5.5), αντίστοιχα.

5.5.1 Αντικειμενική συνάρτηση

Η αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος βελτιστοποίησης (5.6) είναι η ελαχιστοποίηση των μη τροφοδοτούμενων φορτίων του ΔΔ (5.7), η ελαχιστοποίηση των χειρισμών των διακοπών (5.8), και η τήρηση των τεχνικών ορίων του δικτύου (5.9) και (5.10).

$$\min f = \sum_{k=1}^5 f_k \quad (5.6)$$

όπου:

$$f_1 = c_{out} \cdot \sum_{t \in T_{out}} \sum_{i \in \Omega_N} w_i \cdot P_{d,i,t} \cdot (1 - \rho_{i,t}) \quad (5.7)$$

$$f_2 = c_{sw} \cdot \sum_{ij \in \Omega_{cl}} (1 - sw_{ij}) + c_{sw} \cdot \sum_{ij \in \Omega_{op}} sw_{ij} \quad (5.8)$$

$$f_3 = c_{\delta u} \cdot \sum_{t \in T_{out}} \sum_{i \in \Omega_N} (\delta u_{i,t}^- + \delta u_{i,t}^+) \quad (5.9)$$

$$f_4 = c_{tap} \cdot \sum_{t \in T_{out}} \sum_{i \in \Omega_{OLTC}} (tap_{i,t}^+ + tap_{i,t}^-) \quad (5.10)$$

$$f_5 = c_q \cdot \sum_{t \in T_{out}} \sum_{i \in \Omega_N} (Q_{dg,i,t}^+ + Q_{dg,i,t}^-) \quad (5.11)$$

Κατά τη μερική αποκατάσταση λειτουργίας του ΔΔ, η τροφοδότηση όλων των υγιών φορτίων κατά τη διάρκεια της περιόδου έκτακτης λειτουργίας του ΔΔ (T_{out}), με τη μεταφορά τους σε μία ή περισσότερες γειτονικές γραμμές διανομής, είναι πιθανόν να προκαλέσει είτε υπερφόρτιση των γραμμών διανομής είτε μεγάλη πτώση τάσης σε ορισμένους κόμβους του δικτύου. Αυτό θα είχε ως αποτέλεσμα να προκληθεί μία επιπλέον έκτακτη κατάσταση στο ΔΔ. Για να αποφευχθεί το ενδεχόμενο αυτό, πριν την επαναδιαμόρφωση του ΔΔ για τη μερική αποκατάσταση λειτουργίας, μία λύση είναι να αποσυνδεθούν ένα ή περισσότερα υγιή φορτία από το ΔΔ κατά την περίοδο έκτακτης λειτουργίας του ΔΔ θέτοντας σε ανοιχτή θέση το μέσο ζεύξης (π.χ., διακόπτης φορτίου, ασφαλειοαποζεύκτης), με το οποίο είναι συνδεδεμένα στο δίκτυο. Ο πρώτος όρος (5.7) της αντικειμενικής συνάρτησης έχει ως στόχο την ελαχιστοποίηση των μη τροφοδοτούμενων υγιών φορτίων, λαμβάνοντας υπόψη την προτεραιότητα του κάθε φορτίου. Η δυαδική μεταβλητή $\rho_{i,t}$ παίρνει την τιμή 0 όταν είναι ανάγκη το φορτίο στον κόμβο i να αποσυνδεθεί από το ΔΔ, ενώ παίρνει την τιμή 1 όταν το φορτίο στον κόμβο i είναι συνδεδεμένο στο ΔΔ.

Ο δεύτερος όρος (5.8) της αντικειμενικής συνάρτησης έχει ως στόχο την ελαχιστοποίηση των χειρισμών των διακοπών που απαιτούνται για τη μερική αποκατάσταση του ΔΔ. Το πρώτο μέρος της (5.8) ελαχιστοποιεί τον συνολικό αριθμό των διακοπών που στην αρχική διάταξη του δικτύου ήταν κλειστοί και μετά την επαναδιαμόρφωσή του η κατάστασή τους άλλαξε, δηλαδή βρίσκονται σε ανοικτή θέση. Το δεύτερο μέρος της (5.8) ελαχιστοποιεί τον συνολικό αριθμό των διακοπών που στην αρχική διάταξη του δικτύου ήταν ανοικτοί και μετά την επαναδιαμόρφωσή του η κατάστασή τους άλλαξε, δηλαδή βρίσκονται σε κλειστή θέση. Πρέπει να τονιστεί ότι $\Omega_{op} \cup \Omega_{cl} = \Omega_{LWS}$. Ελαχιστοποιώντας τον αριθμό των χειρισμών των διακοπών που απαιτούνται για τη μερική αποκατάσταση λειτουργίας του ΔΔ, η διάταξη που θα προκύψει θα είναι παρόμοια με τη διάταξη του ΔΔ πριν το μόνιμο σφάλμα. Αυτό θα έχει ως αποτέλεσμα να απλοποιηθεί τόσο η υλοποίηση του σχεδίου για τη μερική αποκατάσταση του ΔΔ όσο και η διαδικασία επαναφοράς του ΔΔ στην αρχική του διάταξη. Επιπλέον, ο μικρός αριθμός χειρισμών των διακοπών έχει ως αποτέλεσμα χαμηλό λειτουργικό κόστος του ΔΔ και χαμηλή φθορά των διακοπών.

Ο τρίτος όρος (5.9) της αντικειμενικής συνάρτησης ελαχιστοποιεί την απόκλιση της τάσης των κόμβων του δικτύου από τα τεχνικά τους όρια κατά τη διάρκεια της περιόδου έκτακτης λειτουργίας του ΔΔ (T_{out}). Οι μη αρνητικές μεταβλητές $\delta u_{i,t}^-$ και $\delta u_{i,t}^+$ δηλώνουν την απόκλιση της τάσης του κόμβου i τη χρονική στιγμή t από το κατώτατο και ανώτατο επιτρεπτό όριο της τάσης, αντίστοιχα. Σε περίπτωση που $\delta u_{i,t}^- = \delta u_{i,t}^+ = 0$, τότε η τάση στον κόμβο i τη χρονική στιγμή t κυμαίνεται εντός των επιτρεπτών ορίων τάσης.

Μία πολύ σημαντική παράμετρος για την επίλυση του προβλήματος της μερικής αποκατάστασης των ΔΔ είναι η τιμή του μέτρου της τάσης του Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ. Σε ένα ΔΔ, στο οποίο ο Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ είναι εξοπλισμένος με ΣΑΤΥΦ ή βρίσκεται σε σειρά με έναν ρυθμιστή τάσης, το μέτρο της τάσης του ζυγού ΜΤ του Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ λαμβάνει κατάλληλες διακριτές τιμές, με σκοπό η τάση των υπόλοιπων κόμβων του ΔΔ να βρίσκονται εντός των επιτρεπτών ορίων. Η τιμή του μέτρου της τάσης του ζυγού ΜΤ του Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ καθορίζεται αυτόματα με τη βοήθεια του ελεγκτή αντιστάθμισης πτώσης τάσης της γραμμής (line drop compensator) [85], [109]. Η μεταβολή του φορτίου, η οποία θα προκληθεί από τη μεταφορά των υγιών φορτίων σε μία γειτονική γραμμή, ενδεχομένως να αναγκάσει τον ελεγκτή αντιστάθμισης πτώσης τάσης της γραμμής να μεταβάλει, συνήθως προς τα πάνω, την τιμή της τάσης του ζυγού ΜΤ του Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ. Η μεταβολή της τάσης του ζυγού ΜΤ του Υ/Σ

ΥΤ/ΜΤ θα οδηγήσει και στη μεταβολή της λήψης (tap) του ΣΑΤΥΦ. Το άθροισμα των μη αρνητικών μεταβλητών $tap_{i,t}^+$ και $tap_{i,t}^-$ εκφράζει τον αριθμό των μεταβολών των λήψεων του ΣΑΤΥΦ τη χρονική στιγμή t από τη θέση της λήψης του ΣΑΤΥΦ τη χρονική στιγμή $t-1$. Ελαχιστοποιώντας το άθροισμα αυτό με τον τέταρτο όρο της αντικειμενικής συνάρτησης (5.10) εξασφαλίζεται ότι η μεταφορά των υγιών φορτίων θα γίνει σε μία γειτονική γραμμή διανομής, έτσι ώστε να μην χρειαστεί η μεταβολή της τάσης του ζυγού ΜΤ του Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ για να διατηρηθεί η τάση των υπόλοιπων κόμβων του ΔΔ εντός ορίων. Επομένως, όταν $tap_{i,t}^+ = tap_{i,t}^- = 0$, τότε δεν απαιτείται η μεταβολή της τάσης του ζυγού ΜΤ του Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ τη χρονική στιγμή t . Αντίθετα, όταν $tap_{i,t}^+ \neq 0$, τότε η τάση του ζυγού ΜΤ του Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ μεταβάλλεται προς τα πάνω τη χρονική στιγμή t , ενώ όταν $tap_{i,t}^- \neq 0$, τότε η τάση του ζυγού ΜΤ του Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ μεταβάλλεται προς τα κάτω τη χρονική στιγμή t .

Στην κανονική κατάσταση λειτουργίας ενός ενεργού ΔΔ, δηλαδή όταν όλα τα στοιχεία του είναι διαθέσιμα, η άεργος ισχύς εξόδου των ΜΔΠ έχει μία προκαθορισμένη τιμή, έτσι ώστε να εξασφαλίζεται η βέλτιστη λειτουργία του δικτύου. Ωστόσο, σε μία έκτακτη κατάσταση, για να εξασφαλιστεί η ασφαλής λειτουργία του ΔΔ, μπορεί να είναι απαραίτητο οι ΜΔΠ να τροποποιήσουν τη λειτουργία τους. Οι μη αρνητικές μεταβλητές $Q_{dg,i,t}^+$ και $Q_{dg,i,t}^-$ δηλώνουν τη μεταβολή της έγχυσης αέργου ισχύος των ΜΔΠ στο δίκτυο από την προκαθορισμένη τιμή τους στην κανονική κατάσταση. Ελαχιστοποιώντας το άθροισμα των μη αρνητικών μεταβλητών $Q_{dg,i,t}^+$ και $Q_{dg,i,t}^-$ με τον τελευταίο όρο της αντικειμενικής συνάρτησης (5.11) εξασφαλίζεται ότι η μεταφορά των υγιών φορτίων θα γίνει σε μία γειτονική γραμμή διανομής, έτσι ώστε να χρειαστεί η ελάχιστη δυνατή μεταβολή της αέργου ισχύος εξόδου των ΜΔΠ από την προκαθορισμένη τιμή τους στην κανονική λειτουργία. Επομένως, όταν $Q_{dg,i,t}^+ = Q_{dg,i,t}^- = 0$, τότε η ΜΔΠ που είναι εγκατεστημένη στον κόμβο i δεν είναι απαραίτητο να μεταβάλει την άεργο ισχύ εξόδου της τη χρονική στιγμή t σε σχέση με την προκαθορισμένη τιμή της στην κανονική λειτουργία. Αντίθετα, όταν $Q_{dg,i,t}^+ \neq 0$, τότε η ΜΔΠ που είναι εγκατεστημένη στον κόμβο i είναι απαραίτητο να αυξήσει την άεργο ισχύ εξόδου της τη χρονική στιγμή t σε σχέση με την προκαθορισμένη τιμή της. Όμοια, όταν $Q_{dg,i,t}^- \neq 0$, τότε η ΜΔΠ που είναι εγκατεστημένη στον κόμβο i είναι απαραίτητο να μειώσει την άεργο ισχύ εξόδου της τη χρονική στιγμή t σε σχέση με την προκαθορισμένη τιμή της.

5.5.2 Περιορισμοί

Οι περιορισμοί για τη βέλτιστη επαναδιαμόρφωση των ΔΔ για τη μερική αποκατάσταση λειτουργίας τους μπορούν να κατηγοριοποιηθούν σε πέντε κατηγορίες. Η πρώτη κατηγορία περιλαμβάνει τους περιορισμούς που περιγράφουν το ισοζύγιο ισχύος σε κάθε κόμβο του δικτύου. Η δεύτερη κατηγορία περιλαμβάνει τους περιορισμούς για την ασφαλή λειτουργία του δικτύου διανομής εντός των τεχνικών του ορίων. Η τρίτη κατηγορία περιλαμβάνει τους περιορισμούς που πρέπει να ισχύουν έτσι ώστε η διάταξη που θα προκύψει ύστερα από την επαναδιαμόρφωση του δικτύου να είναι ακτινική. Η τέταρτη κατηγορία περιορισμών αφορά τον καθορισμό του μέτρου της τάσης του ζυγού ΜΤ του Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ. Η τελευταία κατηγορία περιορισμών αφορά τους περιορισμούς λειτουργίας των ΜΔΠ.

➤ **Περιορισμοί ισοζυγίου ισχύος:**

Στο μοντέλο ροών ισχύος κλάδου, το ΔΔ μοντελοποιείται ως γεννητικό δέντρο με τον κάθε Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ να θεωρείται ως η ρίζα του δέντρου. Σε ένα γεννητικό δέντρο κάθε κόμβος μπορεί να έχει μόνο ένα πρόγονο, εκτός από τον κόμβο που θεωρείται η ρίζα του δέντρου, δηλαδή ο Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ, ο οποίος έχει μόνο απογόνους. Στην περίπτωση που η γραμμή $i-j$ αποτελεί κλάδο του γεννητικού δέντρου, η δυαδική μεταβλητή rd_{ij} παίρνει τη τιμή 1 όταν ο κόμβος i είναι πρόγονος του κόμβου j . Στην περίπτωση αυτή, η ενεργός ($P_{ij,t}$) και η άεργος ισχύς ($Q_{ij,t}$) που ρέει στη γραμμή τη χρονική στιγμή t , καθώς και η διαφορά των τετραγώνων της τάσης των κόμβων i και j υπολογίζονται βάσει των εξισώσεων (5.1)–(5.5). Αντίθετα, στις περιπτώσεις που ο κόμβος i δεν είναι πρόγονος του κόμβου j ή οι κόμβοι i και j δεν συνδέονται μεταξύ τους με μία γραμμή, τότε η δυαδική μεταβλητή rd_{ij} παίρνει τη τιμή 0 και οι μεταβλητές $P_{ij,t}$ και $Q_{ij,t}$ θα πρέπει και αυτές να είναι ίσες με 0. Αυτές οι συνθήκες θα μπορούσαν να επιτευχθούν με τον πολλαπλασιασμό της δυαδικής μεταβλητής rd_{ij} με τις μεταβλητές $P_{ij,t}$ και $Q_{ij,t}$. Ωστόσο, αυτή η πρακτική θα δημιουργήσει μη γραμμικούς όρους στις εξισώσεις που υπολογίζουν το ισοζύγιο ισχύος σε κάθε κόμβο. Για τον λόγο αυτό, υιοθετείται η μέθοδος των διαζευκτικών ανισοτήτων [92], [93], η οποία περιγράφεται στο Παράρτημα Γ, και οι σχέσεις που περιγράφουν το ισοζύγιο ισχύος $\forall t \in T_{out}$ είναι οι ακόλουθες:

$$\sum_{i \in \Omega_N} (P_{ij,t} - P_{ji,t}) - PL_{ij,t} + P_{ss,j,t} + -P_{dg,j,t} = P_{d,j,t} \cdot \rho_{j,t} \quad \forall j \in \Omega_N \quad (5.12)$$

$$\sum_{i \in \Omega_N} (Q_{ij,t} - Q_{ji,t}) - QL_{ij,t} + Q_{ss,j,t} + Q_{dg,j,t} = Q_{d,j,t} \cdot \rho_{j,t} \quad \forall j \in \Omega_N \quad (5.13)$$

$$-M \cdot rd_{ij} \leq P_{ij,t} \leq M \cdot rd_{ij} \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (5.14)$$

$$-M \cdot rd_{ij} \leq Q_{ij,t} \leq M \cdot rd_{ij} \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (5.15)$$

$$U_{j,t} \geq U_{i,t} - 2 \cdot (r_{ij} \cdot P_{ij,t} + x_{ij} \cdot Q_{ij,t}) - M \cdot (1 - rd_{ij}) \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (5.16)$$

$$U_{j,t} \leq U_{i,t} - 2 \cdot (r_{ij} \cdot P_{ij,t} + x_{ij} \cdot Q_{ij,t}) + M \cdot (1 - rd_{ij}) \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (5.17)$$

$$AuxU_{j,t} \geq U_{i,t} - M \cdot (1 - rd_{ij}) \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (5.18)$$

$$AuxU_{j,t} \leq U_{i,t} + M \cdot (1 - rd_{ij}) \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (5.19)$$

$$0 \leq PL_{ij,t} \leq M \cdot rd_{ij} \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (5.20)$$

$$AuxU_{j,t} \cdot PL_{ij,t} \geq r_{ij} \cdot (P_{ij,t}^2 + Q_{ij,t}^2) \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (5.21)$$

$$0 \leq QL_{ij,t} \leq M \cdot rd_{ij} \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (5.22)$$

$$AuxU_{j,t} \cdot QL_{ij,t} \geq x_{ij} \cdot (P_{ij,t}^2 + Q_{ij,t}^2) \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (5.23)$$

Το ισοζύγιο ενεργού και αέργου ισχύος σε κάθε κόμβο j του δικτύου σε κάθε χρονική στιγμή t υπολογίζεται σύμφωνα με τις (5.12) και (5.13), αντίστοιχα. Στην περίπτωση που ο κόμβος j δεν θεωρείται ως Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ, τότε $P_{ss,j,t} = Q_{ss,j,t} = 0$. Οι περιορισμοί (5.14) και (5.15) εξασφαλίζουν ότι η ενεργός ($P_{ij,t}$) και η άεργος ισχύς ($Q_{ij,t}$) που ρέουν στη γραμμή $i-j$ σε κάθε χρονική στιγμή t παίρνουν τιμές που κυμαίνονται μεταξύ από $-M$ έως M για σχετικά μεγάλες τιμές της παραμέτρου M , στην περίπτωση που ο κόμβος i είναι πρόγονος του κόμβου j ($rd_{ij} = 1$). Στην αντίθετη περίπτωση ($rd_{ij} = 0$), η ενεργός ($P_{ij,t}$) και η άεργος ισχύς ($Q_{ij,t}$) που ρέει στη γραμμή $i-j$ είναι ίση με 0. Μια μέθοδος για την επιλογή λογικών τιμών για την

παράμετρο M παρουσιάζεται στο [110]. Επιπλέον, στην περίπτωση που ο κόμβος i είναι πρόγονος του κόμβου j ($rd_{ij} = 1$), οι (5.16) και (5.17) ισοδυναμούν με την (5.3) και με αυτόν τον τρόπο υπολογίζεται η διαφορά των τετραγώνων των τάσεων των γειτονικών κόμβων i και j . Στην αντίθετη περίπτωση ($rd_{ij} = 0$), η διαφορά των τετραγώνων των τάσεων των κόμβων i και j δεν ορίζεται αυστηρά από κάποια σχέση και κυμαίνεται από $-M$ έως M . Στην περίπτωση που $rd_{ij} = 1$, οι (5.18)–(5.21) ισοδυναμούν με την (5.4) και υπολογίζονται οι απώλειες ενεργού ισχύος ($PL_{ij,t}$) της γραμμής $i-j$ σε κάθε χρονική στιγμή t . Όμοια, οι (5.18), (5.19), (5.22) και (5.23) ισοδυναμούν με την (5.5) και υπολογίζονται οι απώλειες αέργου ισχύος ($QL_{ij,t}$) της γραμμής $i-j$ σε κάθε χρονική στιγμή t . Στην αντίθετη περίπτωση ($rd_{ij} = 0$), οι απώλειες ενεργού και αέργου ισχύος της γραμμής $i-j$ είναι ίσες με 0.

➤ Περιορισμοί λειτουργίας του δικτύου:

Οι περιορισμοί λειτουργίας του δικτύου αντιπροσωπεύουν τα τεχνικά όρια του δικτύου. Οι περιορισμοί αυτοί πρέπει να ισχύουν για $\forall t \in T_{out}$ και μπορούν να διατυπωθούν ως ακολούθως:

$$P_{ij,t}^2 + Q_{ij,t}^2 \leq (S_{ij}^{\max})^2 \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (5.24)$$

$$P_{ss,i,t}^2 + Q_{ss,i,t}^2 \leq (S_{ss,i}^{\max})^2 \quad \forall i \in \Omega_{SS} \quad (5.25)$$

$$U_{i,t} \geq V_{\min}^2 - \delta u_{i,t}^- \quad \forall i \in \Omega_N \quad (5.26)$$

$$U_{i,t} \leq V_{\max}^2 + \delta u_{i,t}^+ \quad \forall i \in \Omega_N \quad (5.27)$$

$$0 \leq \delta u_{i,t}^-, \delta u_{i,t}^+ \leq \delta u^{tr} \quad \forall i \in \Omega_N \quad (5.28)$$

Η φαινόμενη ισχύς που ρέει σε κάθε γραμμή κάθε χρονική στιγμή t πρέπει να είναι μικρότερη από την ικανότητα της γραμμής, όπως φαίνεται στην (5.24). Σύμφωνα με την (5.25), το μέτρο της φαινόμενης ισχύος που διαρρέει κάθε Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ του ΔΔ κάθε χρονική στιγμή t πρέπει να είναι μικρότερο από τη μέγιστη φαινόμενη ισχύ του Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ, ο οποίος είναι εγκατεστημένος στον κόμβο αυτόν. Στη κανονική κατάσταση λειτουργίας του ΔΔ, η τάση κάθε κόμβου πρέπει να κυμαίνεται εντός προκαθορισμένων ορίων, π.χ. $\pm 5\%$ από την ονομαστική τάση. Ωστόσο, σε μία έκτακτη κατάσταση λειτουργίας, οι τιμές των ορίων των τάσεων επιτρέπεται να είναι μεγαλύτερες από τις προκαθορισμένες τιμές [34]. Σύμφωνα με την (5.26), όταν η μη αρνητική μεταβλητή $\delta u_{i,t}^-$ παίρνει τιμές μεγαλύτερες του μηδενός, τότε το μέτρο της τάσης του κόμβου i τη χρονική στιγμή t έχει τιμή χαμηλότερη του κατώτατου επιτρεπτού ορίου (V_{\min}). Αντίθετα, όταν $\delta u_{i,t}^- = 0$, η τιμή του μέτρου της τάσης του κόμβου i τη χρονική στιγμή t είναι μεγαλύτερη από το κατώτατο επιτρεπτό όριο. Όμοια, σύμφωνα με την (5.27), όταν η μη αρνητική μεταβλητή $\delta u_{i,t}^+$ παίρνει τιμές μεγαλύτερες του μηδενός, τότε το μέτρο της τάσης του κόμβου i τη χρονική στιγμή t έχει τιμή μεγαλύτερη του ανώτατου επιτρεπτού ορίου (V_{\max}), ενώ όταν $\delta u_{i,t}^+ = 0$, η τιμή του μέτρου της τάσης του κόμβου i είναι μικρότερη από το ανώτατο επιτρεπτό όριο. Τα όρια των τιμών των μη αρνητικών μεταβλητών $\delta u_{i,t}^-$ και $\delta u_{i,t}^+$ δίνονται στην (5.28).

➤ **Περιορισμοί για διατήρηση της ακτινικής διάταξης του δικτύου:**

Η διάταξη του ΔΔ μετά τη μερική αποκατάσταση λειτουργία του ΔΔ θα πρέπει να παραμένει ακτινική. Αυτό επιτυγχάνεται με τους ακόλουθους περιορισμούς:

$$rd_{ij} + rd_{ji} = 1 \quad \forall (i, j) \in \Omega_{LWS} \quad (5.29)$$

$$rd_{ij} + rd_{ji} = sw_{ij} \quad \forall (i, j) \in \Omega_{LWS} \quad (5.30)$$

$$\sum_{j \in \Omega_N} rd_{ji} = 1 \quad \forall i \in \Omega_N \setminus \Omega_{SS} \quad (5.31)$$

$$rd_{ji} = 0 \quad \forall i \in \Omega_{SS} \quad (5.32)$$

Σύμφωνα με την (5.29), στη γραμμή $i-j$ του ΔΔ, στην οποία δεν είναι εγκατεστημένος κάποιος διακόπτης, είτε ο κόμβος i θα είναι πρόγονος του κόμβου j ($rd_{ij} = 1$) είτε ο κόμβος j θα είναι πρόγονος του κόμβου i ($rd_{ji} = 1$). Όταν ο διακόπτης της γραμμής $i-j$ του ΔΔ βρίσκεται σε κλειστή θέση ($sw_{ij} = sw_{ji} = 1$), τότε η (5.30) ισοδυναμεί με την (5.29). Στην αντίθετη περίπτωση που ο διακόπτης της γραμμής $i-j$ του ΔΔ βρίσκεται σε ανοικτή θέση ($sw_{ij} = sw_{ji} = 0$), η γραμμή $i-j$ δεν αποτελεί κλάδο του γεννητικού δέντρου, με το οποίο αναπαρίσταται η ακτινική διάταξη του ΔΔ. Η (5.31) εξασφαλίζει ότι κάθε κόμβος i εκτός των Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ μπορεί να έχει μόνο έναν πρόγονο, ενώ οι Υ/Σ δεν έχουν κανέναν πρόγονο σύμφωνα με την (5.32).

➤ **Περιορισμοί για τον καθορισμό του μέτρου της τάσης του Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ:**

Θεωρώντας ότι στον Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ, ο οποίος είναι εξοπλισμένος με ΣΑΤΥΦ, δεν υπάρχουν απώλειες, το μέτρο της τάσης του Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ κάθε χρονική στιγμή t μπορεί να εκφραστεί με την ακόλουθη σχέση:

$$V_{i,t} = V_{\min} + tap_{i,t} \cdot Step_{OLTC} \quad \forall i \in \Omega_{OLTC} \quad (5.33)$$

Η τιμή του μέτρου της τάσης του ζυγού ΜΤ του Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ κυμαίνεται, συνήθως, μεταξύ $\pm 10\%$ της ονομαστικής τάσης και μπορεί να μεταβληθεί με σταθερό βήμα, του οποίου το μέγεθος κυμαίνεται μεταξύ $0,5\% - 1,5\%$ της ονομαστικής τάσης [109].

Στο μοντέλο ροών ισχύος κλάδου υπολογίζεται το τετράγωνο του μέτρου της τάσης σε κάθε κόμβο. Επομένως, η (5.33) θα πρέπει να υψωθεί στο τετράγωνο, για να μπορέσει να ενσωματωθεί στο μοντέλο. Ωστόσο, υψώνοντας στο τετράγωνο την (5.33), δημιουργείται ένας επιπλέον τετραγωνικός μη κυρτός περιορισμός στο πρόβλημα βελτιστοποίησης. Για τον λόγο αυτό, θεωρώντας ότι η ελάχιστη τιμή της τάσης (V_{\min}) στον Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ είναι περίπου ίση με 1,0 α.μ. και το μέγεθος του βήματος ($Step_{OLTC}$) παίρνει μικρές τιμές (π.χ. 0,625%), με τη χρήση διωνυμικής προσέγγισης¹ (binomial approximation) [111] η (5.33) προσεγγίζεται από την (5.34) $\forall t \in T_{out}$, όταν τα όλα τα μεγέθη του προβλήματος εκφράζονται στο ανά μονάδα σύστημα.

$$U_{i,t} = 1 + 2 \cdot tap_{i,t} \cdot Step_{OLTC} \quad \forall i \in \Omega_{OLTC} \quad (5.34)$$

$$tap_{i,t} - tap_{i,t-1} = tap_{i,t}^+ - tap_{i,t}^- \quad \forall i \in \Omega_{OLTC} \quad (5.35)$$

$$tap_{i,t}^-, tap_{i,t}^+ \geq 0 \quad \forall i \in \Omega_{OLTC} \quad (5.36)$$

$$tap_{i,t} \leq tap_{\max} \quad \forall i \in \Omega_{OLTC} \quad (5.37)$$

¹ Σύμφωνα με τη διωνυμική προσέγγιση εάν $|x| < 1$ και $|ax| \ll 1$, τότε $(1+x)^a \approx 1+ax$.

Ο αριθμός των αλλαγών των λήψεων του ΣΑΤΥΦ τη χρονική στιγμή t δίνεται από την (5.35) και υπολογίζεται με τη βοήθεια των μη αρνητικών μεταβλητών $tap_{i,t}^-$ και $tap_{i,t}^+$ (5.36). Η ελαχιστοποίηση του αθροίσματος των δύο αυτών μη αρνητικών μεταβλητών (5.10) έχει ως αποτέλεσμα κάθε χρονική στιγμή t τουλάχιστον μία από τις δύο μεταβλητές ($tap_{i,t}^-$, $tap_{i,t}^+$) να είναι ίση με την ελάχιστη τιμή της, δηλαδή μηδέν. Η μεταβλητή που δεν θα μηδενιστεί θα είναι ίση με τον αριθμό των αλλαγών των λήψεων του ΣΑΤΥΦ τη χρονική στιγμή t . Σε περίπτωση που και οι δύο μεταβλητές είναι ίσες με μηδέν, αυτό σημαίνει ότι η τιμή του μέτρου της τάσης του Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ τη χρονική στιγμή t δεν θα μεταβληθεί από την προηγούμενη της τιμή. Το ανώτατο όριο των λήψεων ενός ΣΑΤΥΦ δίνεται στην (5.37).

➤ Περιορισμοί λειτουργίας των ΜΔΠ:

Για τη μερική αποκατάσταση λειτουργίας ενός ενεργού ΔΔ, αξιοποιούνται οι δυνατότητες ενεργούς διαχείρισης του ΔΔ και επιτρέπεται στις ΜΔΠ να μεταβάλουν την άεργο ισχύ εξόδου τους από την προκαθορισμένη τιμή τους ($Q_{dg,i,t}^{set}$) τη χρονική στιγμή t στην κανονική κατάσταση λειτουργίας του ΔΔ. Η άεργος ισχύς εξόδου ($Q_{dg,i,t}$) των ΜΔΠ τη χρονική στιγμή t σε μία έκτακτη κατάσταση λειτουργίας του ΔΔ υπολογίζεται ως εξής:

$$Q_{dg,i,t} - Q_{dg,i,t}^{set} = Q_{dg,i,t}^+ - Q_{dg,i,t}^- \quad \forall i \in \Omega_{DG} \quad (5.38)$$

$$Q_{dg,i,t}^+, Q_{dg,i,t}^- \geq 0 \quad \forall i \in \Omega_{DG} \quad (5.39)$$

Η μεταβολή της αέργου ισχύος εξόδου της ΜΔΠ στον κόμβο i τη χρονική στιγμή t σε μία έκτακτη κατάσταση σε σχέση με την προκαθορισμένη τιμή της κατά την κανονική κατάσταση λειτουργίας υπολογίζεται με τη βοήθεια των μη αρνητικών μεταβλητών $Q_{dg,i,t}^+$ και $Q_{dg,i,t}^-$ (5.39). Η ελαχιστοποίηση του αθροίσματος των δύο αυτών μη αρνητικών μεταβλητών (5.11) έχει ως αποτέλεσμα κάθε χρονική στιγμή t τουλάχιστον μία από τις δύο μεταβλητές ($Q_{dg,i,t}^+$, $Q_{dg,i,t}^-$) να είναι ίση με την ελάχιστη τιμή της, δηλαδή μηδέν. Η μεταβλητή που δεν θα μηδενιστεί θα είναι ίση με τη μεταβολή της αέργου ισχύος εξόδου της ΜΔΠ στον κόμβο i τη χρονική στιγμή t σε σχέση με την προκαθορισμένη τιμή της τη χρονική στιγμή t . Σε περίπτωση που και οι δύο μεταβλητές είναι ίσες με μηδέν, αυτό σημαίνει ότι η άεργος ισχύς εξόδου της ΜΔΠ στον κόμβο i τη χρονική στιγμή t δεν θα μεταβληθεί σε σχέση με την προκαθορισμένη τιμή της.

Το διάγραμμα ικανότητας P–Q που υιοθετείται για τις ΜΔΠ είναι αυτό που περιγράφεται στο πρότυπο IEEE 1547–2018 (Category B) [94] και παρουσιάζεται στην Ενότητα 4.4. Όπως περιγράφεται στην Ενότητα 4.4, η φαινόμενη ισχύς του αντιστροφέα πρέπει να είναι τουλάχιστον 10% μεγαλύτερη από την εγκατεστημένη ισχύ της ΜΔΠ. Τα όρια της αέργου ισχύος εξόδου κάθε ΜΔΠ, ανάλογα με την ενεργό ισχύ εξόδου της, $\forall t \in T_{out}$, σύμφωνα με αυτό το διάγραμμα ικανότητας P–Q, είναι τα ακόλουθα:

- Όταν $0 \leq P_{dg,i,t} \leq 0,05 \cdot P_{DG,i}^{rated}$:

$$Q_{dg,i,t} = 0 \quad \forall i \in \Omega_{DG} \quad (5.40)$$

- Όταν $0,05 \cdot P_{DG,i}^{rated} \leq P_{dg,i,t} \leq 0,2 \cdot P_{DG,i}^{rated}$:

$$Q_{dg,i,t} \geq -2,42 \cdot P_{dg,i,t} \quad \forall i \in \Omega_{DG} \quad (5.41)$$

$$Q_{dg,i,t} \leq 2,42 \cdot P_{dg,i,t} \quad \forall i \in \Omega_{DG} \quad (5.42)$$

- Όταν $0,2 \cdot P_{DG,i}^{rated} \leq P_{dg,i,t} \leq P_{DG,i}^{rated}$:

$$Q_{dg,i,t} \geq -0,484 \cdot P_{DG,i}^{rated} \quad \forall i \in \Omega_{DG} \quad (5.43)$$

$$Q_{dg,i,t} \leq 0,484 \cdot P_{DG,i}^{rated} \quad \forall i \in \Omega_{DG} \quad (5.44)$$

5.6 ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΑ ΕΠΙΛΥΣΗΣ ΤΗΣ ΜΕΡΙΚΗΣ ΑΠΟΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΕΝΕΡΓΩΝ ΔΙΚΤΥΩΝ ΔΙΑΝΟΜΗΣ

Στην ενότητα παρουσιάζονται τα δεδομένα εισόδου, τα οποία είναι απαραίτητα για την επίλυση του προβλήματος της μερικής αποκατάστασης λειτουργίας του ΔΔ, καθώς και ο τρόπος επίλυσης του προβλήματος.

5.6.1 Δεδομένα εισόδου

Τα απαραίτητα δεδομένα εισόδου για την επίλυση του προβλήματος της μερικής αποκατάστασης λειτουργίας είναι η διάταξη του ΔΔ, αφού απομονωθεί η περιοχή σφάλματος, καθώς και ο εξοπλισμός και τα διαθέσιμα μέσα ζεύξης του ΔΔ.

Ένας άλλος σημαντικός παράγοντας που επηρεάζει σημαντικά την επίλυση του προβλήματος της μερικής αποκατάστασης λειτουργίας είναι το φορτίο των κόμβων του ΔΔ που θεωρείται κατά τη διάρκεια της περιόδου έκτακτης λειτουργίας του ΔΔ (T_{out}). Η περίοδος έκτακτης λειτουργίας του ΔΔ εξαρτάται από τον χρόνο επιδιόρθωσης της βλάβης που προκάλεσε το σφάλμα και μπορεί να έχει διάρκεια αρκετές ώρες, κατά τις οποίες η ζήτηση του φορτίου και της παραγωγής των ΜΔΠ μεταβάλλονται.

Στις περισσότερες μεθόδους για τη μερική αποκατάσταση λειτουργίας [42]–[47], [102]–[104] το πρόβλημα επιλύεται θεωρώντας ότι το φορτίο σε όλους τους κόμβους του ΔΔ ισούται με τη μέγιστη τιμή του και δεν μεταβάλλεται από αυτή κατά τη διάρκεια της περιόδου έκτακτης λειτουργίας του ΔΔ, αγνοώντας την διαθέσιμη διανεμημένη παραγωγή του δικτύου. Ουσιαστικά, οι εργασίες [42]–[47], [102]–[104] δεν λαμβάνουν υπόψη τους τη χρονομεταβλητότητα που έχει το φορτίο και η παραγωγή των ΜΔΠ, κυρίως αυτών που η τεχνολογία τους βασίζεται σε ΑΠΕ, κατά τη διάρκεια της περιόδου έκτακτης λειτουργίας του ΔΔ. Ωστόσο, σε περίπτωση που τα όρια ικανότητας των γραμμών και τα όρια τάσης των κόμβων του δικτύου ληφθούν υπόψη στη διατύπωση του προβλήματος, θεωρώντας μόνο το μέγιστο φορτίο και μηδενική παραγωγή από ΜΔΠ, η επίλυση του προβλήματος μπορεί να οδηγήσει, σε ορισμένες περιπτώσεις, σε πλάνα για τη μερική αποκατάσταση λειτουργίας, τα οποία περιλαμβάνουν επιπλέον μη απαραίτητους χειρισμούς διακοπών ή/και την αποσύνδεση ορισμένων υγιών φορτίων από το δίκτυο [105].

Στην προτεινόμενη μέθοδο για τη μερική αποκατάσταση της λειτουργίας ενεργών ΔΔ, σε αντίθεση με τις μεθόδους των [42]–[47], [102]–[104], το φορτίο και η παραγωγή των ΜΔΠ, οι οποίες λαμβάνονται υπόψη ως δεδομένα εισόδου, θεωρείται ότι μεταβάλλονται κατά τη διάρκεια της περιόδου έκτακτης λειτουργίας του ΔΔ και οι τιμές αυτών βασίζονται στη βραχυπρόθεσμη πρόβλεψη φορτίου και παραγωγής ΑΠΕ για τη διάρκεια της περιόδου έκτακτης λειτουργίας. Συγκεκριμένα, θεωρείται ότι το φορτίο των καταναλωτών, των οποίων η τροφοδοσία δεν υπέστη διακοπή εξαιτίας του μόνιμου σφάλματος, ακολουθούν το προβλεπόμενο προφίλ φορτίου για τη διάρκεια της περιόδου έκτακτης λειτουργίας του ΔΔ.

Ωστόσο, είναι αρκετά σύνθετη η πρόβλεψη της συμπεριφοράς των καταναλωτών, οι οποίοι υπέστησαν διακοπή της τροφοδοσίας, αμέσως μετά την ανατροφοδότησή τους. Για τον λόγο αυτό, στην προτεινόμενη μέθοδο θεωρείται ότι το φορτίο των καταναλωτών θα είναι το μέγιστο την πρώτη ώρα αμέσως μετά την ανατροφοδότησή τους, ενώ στη συνέχεια το φορτίο των καταναλωτών αυτών θα παίρνει την τιμή που ορίζεται από την πρόβλεψη φορτίου. Στην παρούσα διδακτορική διατριβή, στα πλαίσια της εξέλιξης των ΔΔ από παθητικά σε ενεργά, θεωρείται ότι είναι δυνατή η πρόβλεψη φορτίου και παραγωγής ΑΠΕ σε αυτά, έτσι ώστε τα αποτελέσματα των προβλέψεων αυτών να χρησιμοποιούνται για τη βελτιστοποίηση της λειτουργίας του ΔΔ τόσο στην κανονική κατάσταση όσο και στην έκτακτη.

5.6.2 Μέθοδος επίλυσης

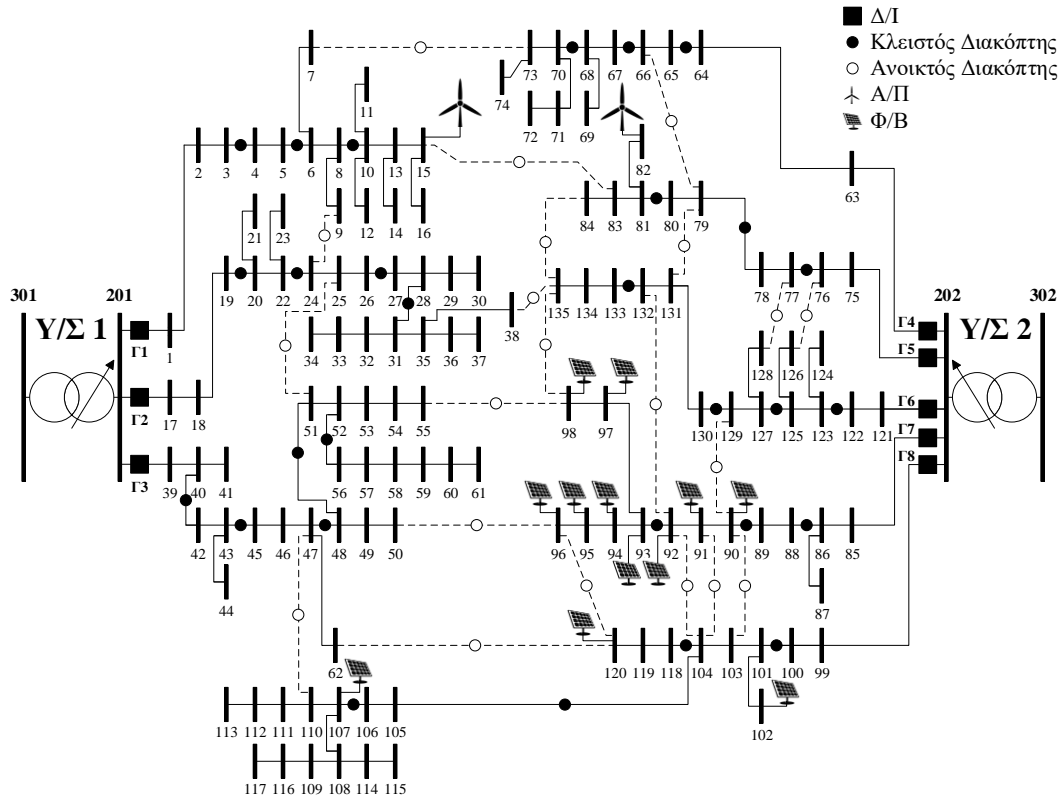
Το πρόβλημα της βέλτιστης μερικής αποκατάστασης λειτουργίας των ΔΔ στοχεύει στην ελαχιστοποίηση της (5.6)–(5.11) με τους περιορισμούς (5.12)–(5.32) και (5.34)–(5.44). Το πρόβλημα αυτό είναι πρόβλημα βελτιστοποίησης μεικτού ακέραιου προγραμματισμού με κωνικούς περιορισμούς δεύτερης τάξης. Οι κωνικοί περιορισμοί δεύτερης τάξης είναι οι (5.21) και (5.23), ενώ οι υπόλοιποι περιορισμοί είναι γραμμικοί ή τετραγωνικοί. Πρέπει να τονιστεί ότι όλοι οι τετραγωνικοί περιορισμοί είναι ανισώσεις. Οι μεταβλητές απόφασης του προβλήματος είναι η κατάσταση σύνδεσης των φορτίων του ΔΔ, η κατάσταση των διακοπών του δικτύου και η άεργος ισχύς εξόδου των ΜΔΠ. Το πρόβλημα επιλύεται με τον επιλύτη CPLEX [83] σε περιβάλλον GAMS [82].

5.7 ΕΦΑΡΜΟΓΕΣ

Η προτεινόμενη μέθοδος για τη βέλτιστη μερική αποκατάσταση της λειτουργίας των ΔΔ εφαρμόστηκε σε δίκτυα 135 και 540 κόμβων. Όλες οι προσομοιώσεις εκτελέστηκαν σε υπολογιστή με επεξεργαστή Intel Core i7 στα 3,30 GHz και 4 GB RAM.

Για την αξιολόγηση της προτεινόμενης μεθόδου για τη μερική αποκατάσταση λειτουργίας του ΔΔ εξετάζονται δύο περιπτώσεις. Οι περιπτώσεις αυτές είναι:

- **Περίπτωση Α:** Το πρόβλημα της βέλτιστης μερικής αποκατάστασης του ΔΔ επιλύεται αγνοώντας τις ΜΔΠ του ΔΔ και θεωρώντας το μέγιστο φορτίο σε όλους τους κόμβους, δηλαδή αγνοείται η χρονομεταβλητότητα του φορτίου στη διάρκεια της περιόδου έκτακτης λειτουργίας του ΔΔ. Επιπλέον, θεωρείται ότι το μέτρο της τάσης στον ζυγό MT του Υ/Σ ΥΤ/MT είναι σταθερό. Το πρόβλημα που επιλύεται στοχεύει στην ελαχιστοποίηση της (5.6)–(5.8) με τους περιορισμούς (5.12)–(5.32). Στην περίπτωση αυτή, η μερική αποκατάσταση του ΔΔ πραγματοποιείται σύμφωνα με τις θεωρήσεις και υποθέσεις των εργασιών [43]–[45], [101] και [102].
- **Περίπτωση Β:** Το πρόβλημα της βέλτιστης μερικής αποκατάστασης του ΔΔ επιλύεται λαμβάνοντας υπόψη τη βραχυπρόθεσμη πρόβλεψη φορτίου και παραγωγής ΑΠΕ, θεωρώντας ότι το μέτρο της τάσης στον ζυγό MT του Υ/Σ ΥΤ/MT μεταβάλλεται με διακριτό βήμα, καθώς και τη δυνατότητα των ΜΔΠ να παράγουν ή να απορροφήσουν άεργο ισχύ. Το πρόβλημα που επιλύεται στοχεύει στην ελαχιστοποίηση των (5.6)–(5.11) με τους περιορισμούς (5.12)–(5.32) και

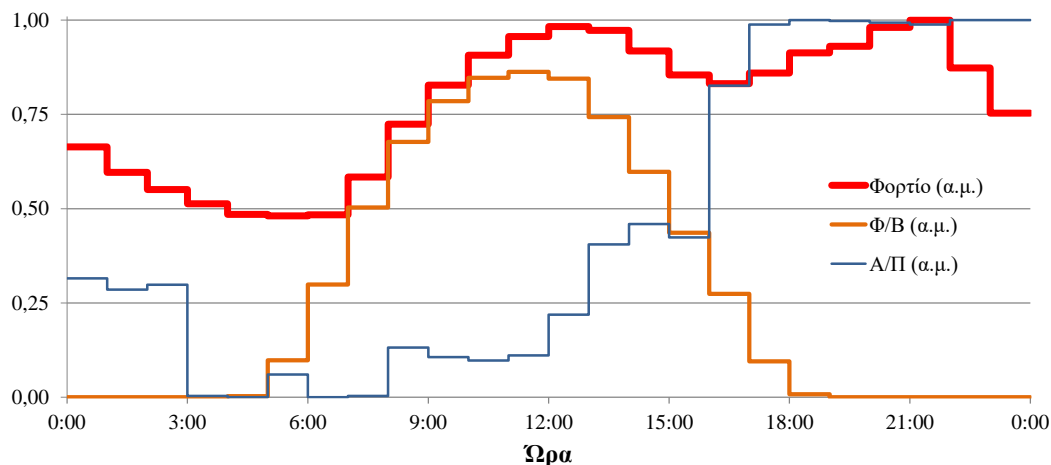


Σχήμα 5.3: Διάταξη δικτύου διανομής 135 κόμβων στην κανονική κατάσταση λειτουργίας.

(5.34)–(5.44). Στην περίπτωση αυτή, η μερική αποκατάσταση του ΔΔ πραγματοποιείται σύμφωνα με την προτεινόμενη μέθοδο.

5.7.1 Δίκτυο διανομής 135 κόμβων

Το δίκτυο 135 κόμβων είναι ένα δίκτυο με ονομαστική τάση 13,80 kV, το οποίο αποτελείται από δύο Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ, 8 κύριες γραμμές διανομής και παρουσιάζεται στο Σχήμα 5.3. Στην αρχή της κάθε κύριας γραμμής διανομής υπάρχει ένας Δ/Ι. Τα χαρακτηριστικά των γραμμών και των φορτίων στους κόμβους δίνονται στην [99] και στο Παράρτημα Δ. Στο δίκτυο είναι εγκατεστημένοι 29 διακόπτες που βρίσκονται σε κλειστή θέση στην κανονική κατάσταση λειτουργίας του ΔΔ, και 21 διακόπτες που βρίσκονται σε ανοικτή θέση στην κανονική κατάσταση λειτουργίας του ΔΔ. Τα όρια της τάσης στους κόμβους είναι ίσα με $\pm 5\%$ της ονομαστικής τιμής της τάσης στην κανονική κατάσταση λειτουργίας, ενώ σε μία έκτακτη κατάσταση λειτουργίας τα όρια της τάσης στους κόμβους του δικτύου είναι ίσα με $\pm 10\%$ της ονομαστικής τιμής της τάσης. Η ονομαστική ισχύς των δύο Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ είναι 25 MVA και η ικανότητα όλων των γραμμών είναι ίση με 450 A. Κάθε Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ είναι εξοπλισμένος με ΣΑΥΦ με βήμα ίσο με 0,625% της ονομαστικής τάσης και διαθέτει 32 λήψεις. Στο δίκτυο είναι εγκατεστημένες 5 μονάδες φωτοβολταϊκών (Φ/Β) με εγκατεστημένη ισχύ 500 kW στους κόμβους 94–96, 102 και 120, 7 μονάδες Φ/Β με εγκατεστημένη ισχύ 1 MW στους κόμβους 90–93, 97, 98 και 107, ένα αιολικό πάρκο (Α/Π) με εγκατεστημένη ισχύ 5 MW στον κόμβο 15 και ένα Α/Π με εγκατεστημένη ισχύ 2 MW στον κόμβο 82. Οι ΜΔΠ του ΔΔ στην κανονική κατάσταση λειτουργίας λειτουργούν υπό μοναδιαίο συντελεστή ισχύος, δηλαδή η άεργος ισχύς εξόδου τους είναι ίση με μηδέν. Επιπλέον, τα φορτία των κόμβων 10–16, 24–30, 51–61 και 121–135 έχουν μεγαλύτερη προτεραιότητα σε σχέση με τα



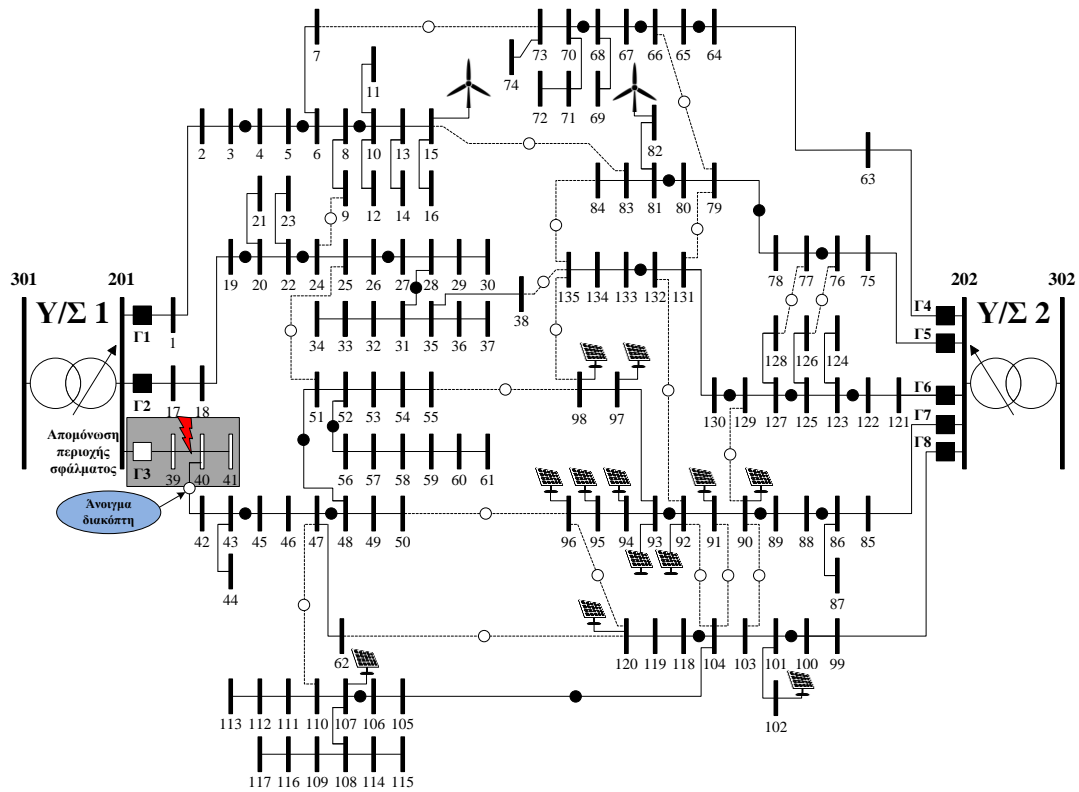
Σχήμα 5.4: Προφίλ φορτίου και παραγωγής ΑΠΕ ενός 24ωρου.

υπόλοιπα φορτία. Στο Σχήμα 5.4 παρουσιάζεται το προβλεπόμενο προφίλ φορτίου και παραγωγής από ΑΠΕ για ένα 24ωρο.

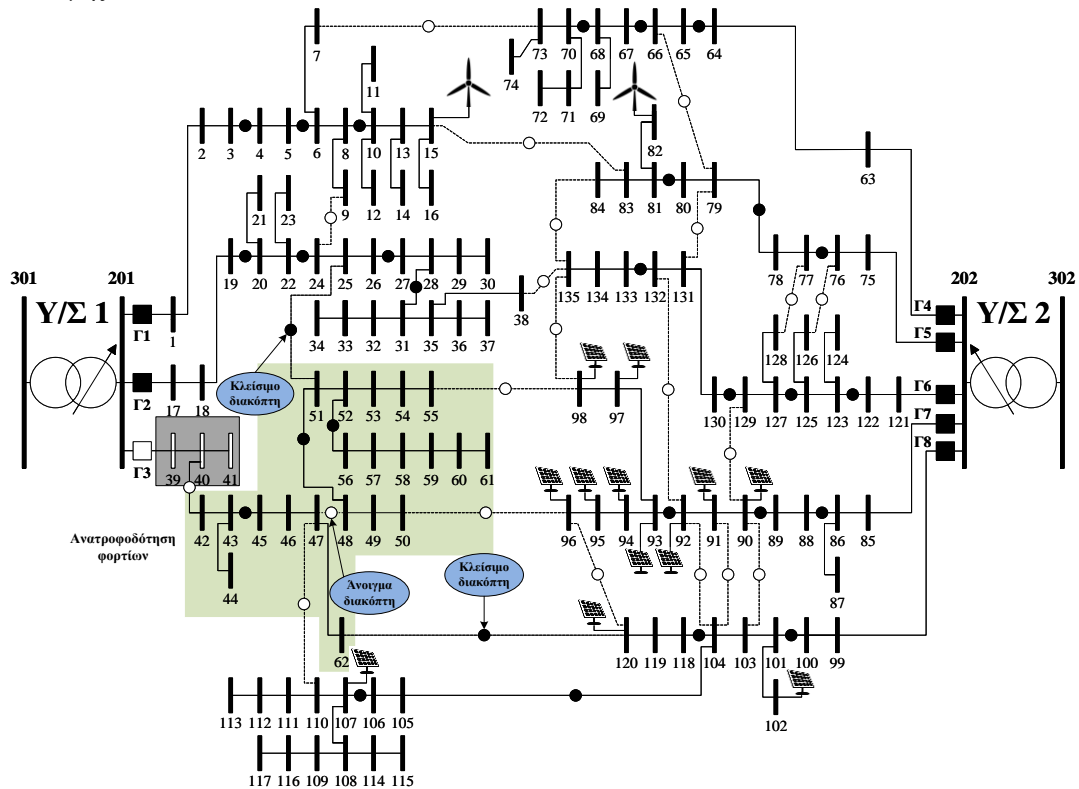
5.7.1.1 Μόνιμο σφάλμα στη γραμμή 39–40

Έστω ότι παρουσιάζεται ένα μόνιμο σφάλμα στη γραμμή διανομής 39–40, κατά τη χρονική περίοδο 10:00–11:00. Αρχικά, ενεργοποιείται ο Δ/Ι που βρίσκεται στην αναχώρηση της γραμμής Γ3 και διακόπτεται η τροφοδοσία των κόμβων 39–62. Στη συνέχεια, αφού εντοπιστεί η θέση σφάλματος, ο διακόπτης της γραμμής 40–42, ο οποίος στην κανονική κατάσταση λειτουργίας είναι σε κλειστή θέση, τίθεται σε ανοιχτή θέση, έτσι ώστε να απομονωθεί η περιοχή σφάλματος από το υπόλοιπο μέρος του ΔΔ. Οι κόμβοι 39–41 θα παραμείνουν χωρίς τροφοδοσία μέχρι να επιδιορθωθεί η βλάβη, η οποία προκάλεσε το μόνιμο σφάλμα. Η διάρκεια της περιόδου έκτακτης λειτουργίας του ΔΔ θεωρείται ίση με 5 ώρες. Πριν συμβεί το σφάλμα, το μέτρο της τάσης στους ζυγούς ΜΤ και των δύο Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ είναι 1,025 α.μ. Στόχος της μερικής αποκατάστασης λειτουργίας είναι η αποκατάσταση λειτουργίας των κόμβων 42–62. Στο Σχήμα 5.5 φαίνεται η διάταξη του ΔΔ αφού έχει απομονωθεί η περιοχή σφάλματος.

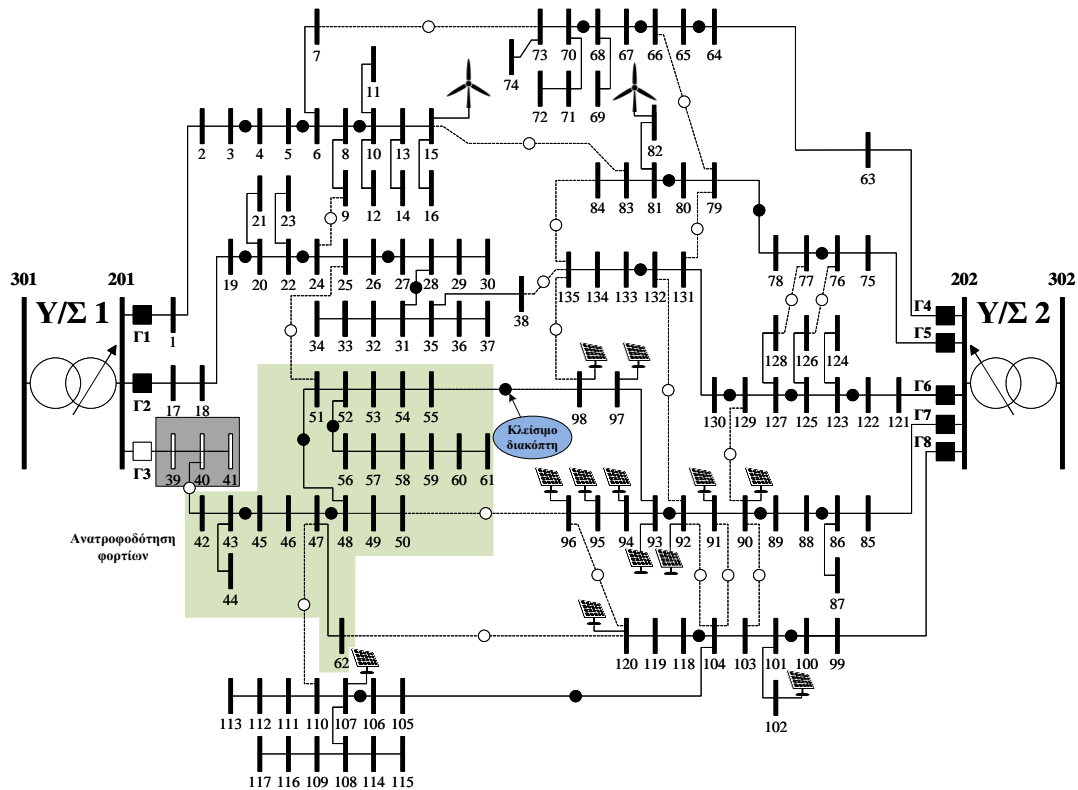
Περίπτωση Α: Στην περίπτωση αυτή, η επίλυση του προβλήματος βελτιστοποίησης υποδεικνύει ότι για την υλοποίηση της μερικής αποκατάστασης λειτουργίας απαιτείται το άνοιγμα του διακόπτη της γραμμής 47–48, ενώ οι διακόπτες των γραμμών 25–51 και 62–120 τίθενται σε κλειστή θέση. Επομένως, τα φορτία των κόμβων 3–10 μοιράζονται μεταξύ των γραμμών Γ2 και Γ8. Στο Σχήμα 5.6 παρουσιάζεται η διάταξη του ΔΔ μετά τη μερική αποκατάσταση λειτουργίας του. Επιπλέον, τα φορτία των κόμβων 46 και 105 αποσυνδέονται από το ΔΔ προκειμένου να εξασφαλιστεί η λειτουργία του δικτύου εντός των τεχνικών του ορίων. Συγκεκριμένα, εξαιτίας του ότι το πρόβλημα επιλύεται θεωρώντας το μέγιστο φορτίο σε όλους τους κόμβους, τα φορτία των κόμβων 46 και 105 αποσυνδέονται από το ΔΔ για να μην παραβιαστούν τα επιτρεπτά όρια διακύμανσης της τάσης. Επιπλέον, το μέτρο της τάσης σε οκτώ κόμβους είναι κάτω από 0,92 α.μ. και η ελάχιστη τιμή του μέτρου της τάσης είναι ίση με 0,915 α.μ. στον κόμβο 61. Ο χρόνος επίλυσης του προβλήματος βελτιστοποίησης είναι ίσος με 2,75 min.



Σχήμα 5.5: Διάταξη ΔΔ 135 κόμβων μετά την απομόνωση της περιοχής σφάλματος της γραμμής διανομής 39–40.



Σχήμα 5.6: Διάταξη ΔΔ 135 κόμβων μετά τη μερική αποκατάσταση λειτουργίας στην Περίπτωση Α λόγω σφάλματος στη γραμμή 39–40.



Σχήμα 5.7: Διάταξη ΔΔ 135 κόμβων μετά τη μερική αποκατάσταση λειτουργίας στην Περίπτωση Β λόγω σφάλματος στη γραμμή 39–40.

Περίπτωση Β: Στην περίπτωση αυτή, η επίλυση του προβλήματος βελτιστοποίησης υποδεικνύει ότι για την υλοποίηση της μερικής αποκατάστασης λειτουργίας του ΔΔ απαιτείται μόνο ο χειρισμός ενός διακόπτη. Συγκεκριμένα, ο διακόπτης της γραμμής 55–98 τίθεται σε κλειστή θέση και τα φορτία των κόμβων 42–62 μεταφέρονται στη γραμμή Γ7, στην οποία είναι εγκατεστημένες αρκετές μονάδες Φ/Β. Στην περίπτωση αυτή, η διάταξη του ΔΔ μετά τη μερική αποκατάσταση λειτουργίας του παρουσιάζεται στο Σχήμα 5.7. Επιπλέον, δεν απαιτείται η αποσύνδεση κάποιου υγιούς φορτίου. Για να μην παραβιαστεί κάποιος τεχνικός περιορισμός λειτουργίας του ΔΔ και τα όρια λειτουργίας του ΔΔ να είναι όσο το δυνατόν πιο κοντά με αυτά της κανονικής κατάστασης λειτουργίας, η τιμή του μέτρου της τάσης του κόμβου 202 μεταβλήθηκε από την αρχική της τιμή σε 1,0625 α.μ., καθώς και οι ΜΔΠ της Γ7 παρήγαγαν τη μέγιστη δυνατή άεργο ισχύ σε όλη τη διάρκεια της περιόδου έκτακτης λειτουργίας του ΔΔ. Το μέτρο της τάσης του κόμβου 501 δεν μεταβλήθηκε από την αρχική του τιμή. Στο ΔΔ του Σχήματος 5.7, η ελάχιστη τιμή του μέτρου της τάσης είναι ίση με 0,95 α.μ και εμφανίζεται στον κόμβο 44 την χρονική περίοδο 11:00–12:00. Ο χρόνος επίλυσης του προβλήματος βελτιστοποίησης είναι ίσος με 1,21 min.

Τα συνοπτικά αποτελέσματα των Περιπτώσεων Α και Β παρουσιάζονται στον Πίνακα 5.1. Από τη σύγκριση των αποτελεσμάτων των δύο περιπτώσεων παρατηρείται ότι το προτεινόμενο μοντέλο (Περίπτωση Β) για τη μερική αποκατάσταση λειτουργίας του ΔΔ δεν οδηγεί σε αποσύνδεση επιπρόσθετων φορτίων από το ΔΔ, όπως συμβαίνει στην Περίπτωση Α. Επιπλέον, στην Περίπτωση Β, η μερική αποκατάσταση λειτουργίας του ΔΔ επιτυγχάνεται με τον χειρισμό μόνο ενός διακόπτη σε αντίθεση με την Περίπτωση Α, στην οποία απαιτούνται τρεις χειρισμοί διακοπών. Ο μικρός αριθμός χειρισμών των διακοπών έχει ως αποτέλεσμα το σχέδιο για τη μερική αποκατάσταση λειτουργίας του ΔΔ να υλοποιείται πιο

Πίνακας 5.1: Συνοπτικά αποτελέσματα της μερικής αποκατάστασης λειτουργίας του ΔΔ 135 κόμβων σε περίπτωση μόνιμου σφάλματος στη γραμμή 39–40.

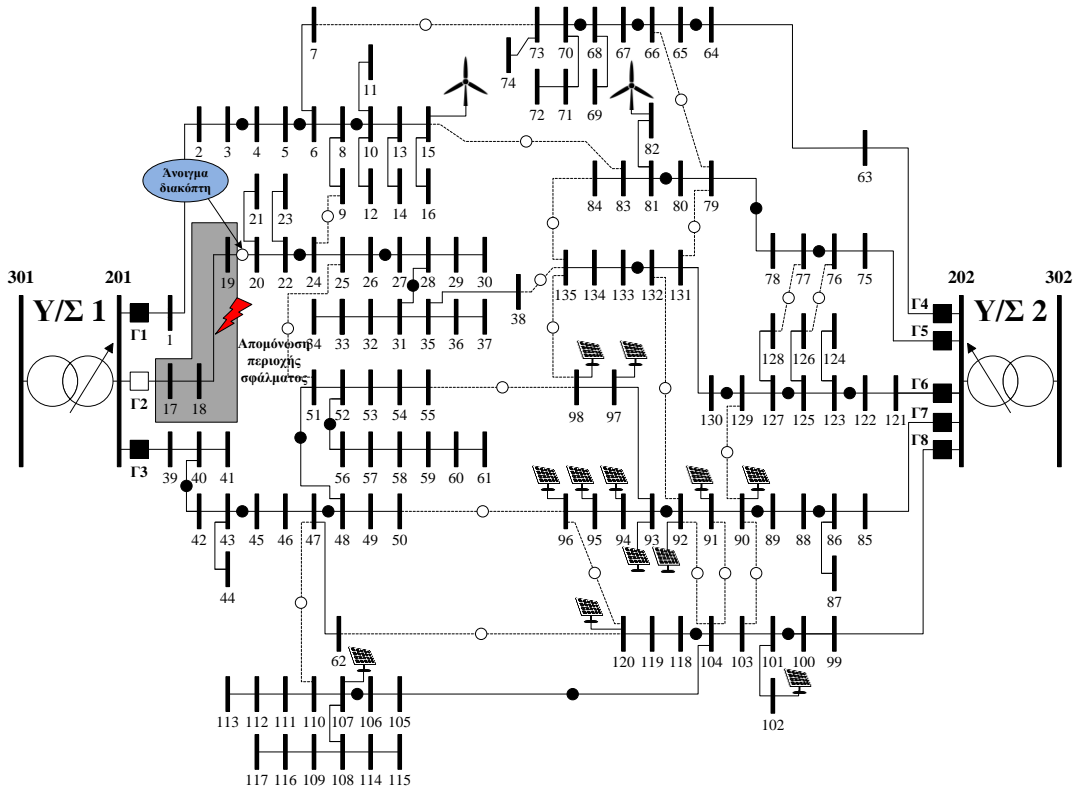
	Περίπτωση Α	Περίπτωση Β
Αποσύνδεση φορτίων από το ΔΔ	Των κόμβων 46 και 105	Καμία
Χειρισμοί Διακοπών	Άνοιγμα: 47–48 Κλείσιμο: 25–51, 62–120	Κλείσιμο: 55–98
V_{501}	1,025 α.μ.	1,025 α.μ.
V_{502}	1,025 α.μ.	1,0625 α.μ.
Ελάχιστο μέτρο τάσης στο ΔΔ	0,915 α.μ. στον κόμβο 61	0,948 α.μ. στον κόμβο 44 (11:00–12:00)
Χρόνος εκτέλεσης	2,75 min	1,21 min

εύκολα και πιο σύντομα. Η διαφορά των αποτελεσμάτων μεταξύ των δύο περιπτώσεων οφείλεται κυρίως σε δύο λόγους. Ο πρώτος λόγος είναι ότι στην Περίπτωση Α θεωρείται το μέγιστο φορτίο σε όλους του κόμβους του δικτύου και αγνοείται η παραγωγή από τις ΜΔΠ, ενώ στην Περίπτωση Β, με τη βοήθεια των διεργασιών της πρόβλεψης φορτίου και παραγωγής από ΑΠΕ, θεωρείται ότι το φορτίο και η παραγωγή των ΜΔΠ μεταβάλλονται κατά τη διάρκεια της περιόδου έκτακτης λειτουργίας του δικτύου. Ο δεύτερος λόγος είναι ότι στην Περίπτωση Β αξιοποιείται η δυνατότητα των ΜΔΠ να μεταβάλλουν την έγχυση αέργου ισχύος τους και θεωρείται, επίσης, ότι η τάση στους Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ μπορεί να μεταβάλλεται.

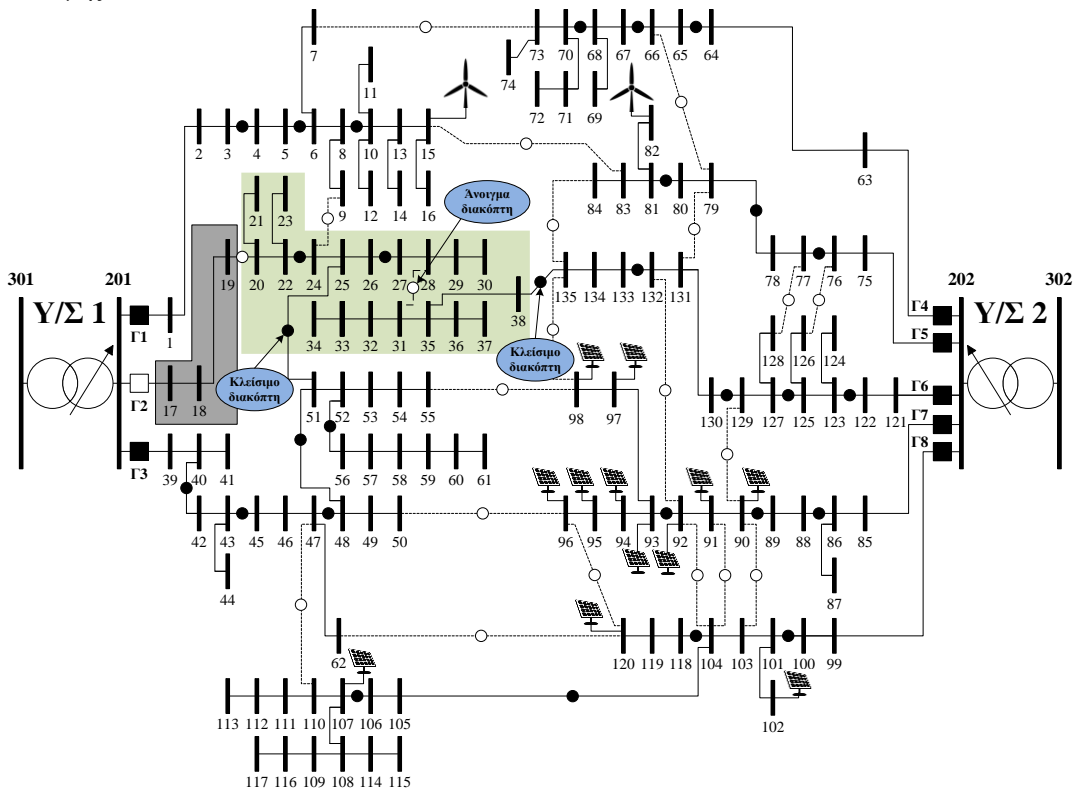
5.7.1.2 Μόνιμο σφάλμα στη γραμμή 18–19

Στην ενότητα αυτή προσομοιώνεται η περίπτωση να παρουσιαστεί μόνιμο σφάλμα στη γραμμή 18–19 κατά τη χρονική περίοδο 17:00–18:00. Αρχικά, ο Δ/Ι που βρίσκεται στην αναχώρηση της γραμμής Γ2 ενεργοποιείται, το οποίο έχει ως αποτέλεσμα η τροφοδοσία των κόμβων 17–38 να διακοπεί. Στη συνέχεια, αφού εντοπιστεί η θέση σφάλματος, ο διακόπτης της γραμμής 19–20, ο οποίος στην κανονική κατάσταση λειτουργίας είναι σε κλειστή θέση, τίθεται σε ανοιχτή θέση και η περιοχή σφάλματος απομονώνεται από το υπόλοιπο μέρος του ΔΔ. Το φορτία των κόμβων 17–19 θα παραμείνουν χωρίς τροφοδοσία μέχρι να επιδιορθωθεί η βλάβη, η οποία προκάλεσε το μόνιμο σφάλμα. Η διάρκεια της περιόδου έκτακτης λειτουργίας του ΔΔ θεωρείται ίση με 5 ώρες. Πριν συμβεί το σφάλμα, το μέτρο της τάσης στους ζυγούς ΜΤ του Υ/Σ 1 είναι 1,025 α.μ., ενώ του Υ/Σ 2 είναι 1,0375 α.μ. Στόχος της μερικής αποκατάστασης λειτουργίας είναι η αποκατάσταση λειτουργίας των κόμβων 20–38. Στο Σχήμα 5.8 φαίνεται η διάταξη του ΔΔ αφού έχει απομονωθεί η περιοχή σφάλματος.

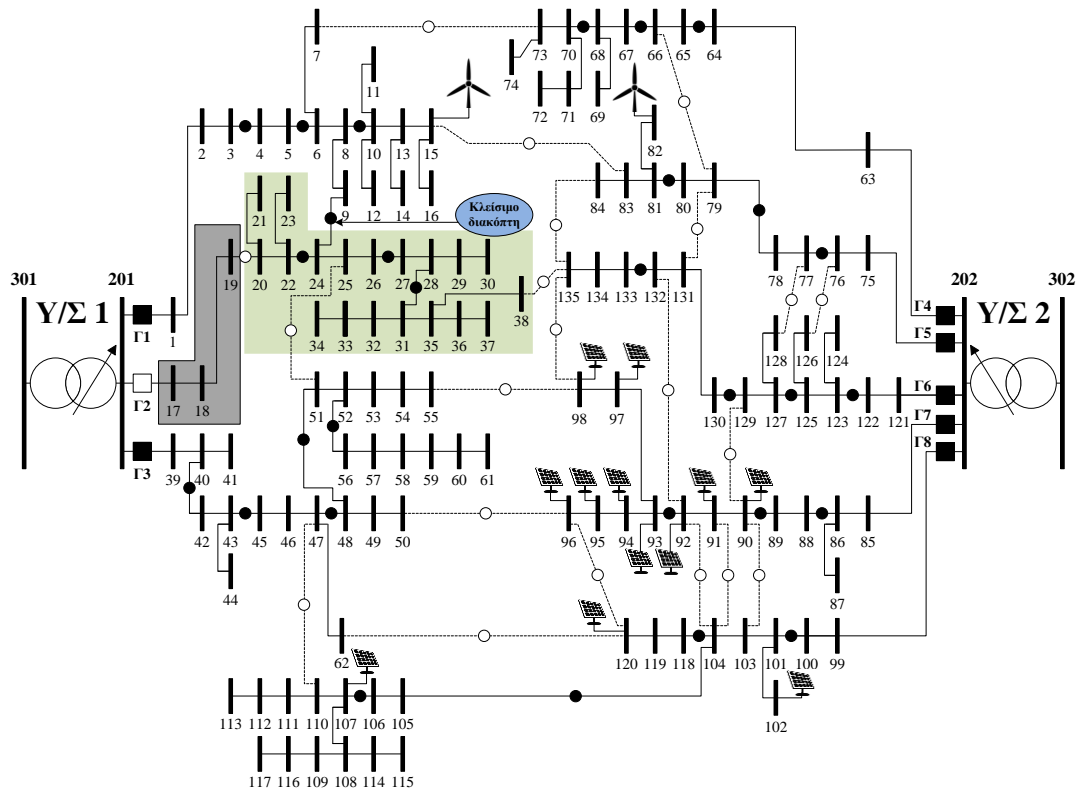
Περίπτωση Α: Το σχέδιο της μερικής αποκατάστασης λειτουργίας του ΔΔ στην περίπτωση αυτή απαιτεί τον χειρισμό τριών διακοπών. Συγκεκριμένα, ο διακόπτης της γραμμής 28–31 τίθεται σε ανοιχτή θέση, ενώ οι διακόπτες των γραμμών 25–51 και 38–135 τίθενται σε κλειστή θέση. Επομένως, τα φορτία των κόμβων 20–30 μεταφέρονται στη γραμμή Γ1, ενώ τα φορτία των κόμβων 34–38 μεταφέρονται στη γραμμή Γ6. Στο Σχήμα 5.9 παρουσιάζεται η διάταξη του ΔΔ μετά τη μερική αποκατάσταση λειτουργίας του. Επιπλέον, τα φορτία των κόμβων 34 και 46 αποσυνδέονται από το ΔΔ προκειμένου να εξασφαλιστεί η λειτουργία του δικτύου εντός των τεχνικών του ορίων. Συγκεκριμένα, εξαιτίας του ότι το πρόβλημα επιλύεται θεωρώντας το μέγιστο φορτίο σε όλους τους κόμβους, τα φορτία των



Σχήμα 5.8: Διάταξη ΔΔ 135 κόμβων μετά την απομόνωση της περιοχής σφάλματος της γραμμής διανομής 18–19.



Σχήμα 5.9: Διάταξη ΔΔ 135 κόμβων μετά τη μερική αποκατάσταση λειτουργίας στην Περίπτωση Α λόγω σφάλματος στη γραμμή 18–19.



Σχήμα 5.10: Διάταξη ΔΔ 135 κόμβων μετά τη μερική αποκατάσταση λειτουργίας στην Περίπτωση Β λόγω σφάλματος στη γραμμή 18–19.

κόμβων 34 και 46 αποσυνδέονται από το ΔΔ για να μην παραβιαστούν τα επιτρεπτά όρια διακύμανσης της τάσης. Επιπλέον, το μέτρο της τάσης σε δέκα κόμβους είναι κάτω από 0,92 α.μ. και η ελάχιστη τιμή του μέτρου της τάσης είναι ίση με 0,910 α.μ. στον κόμβο 37. Ο χρόνος επίλυσης του προβλήματος βελτιστοποίησης είναι ίσος με 3,49 min.

Περίπτωση Β: Στην περίπτωση αυτή, το σχέδιο της μερικής αποκατάστασης λειτουργίας του ΔΔ απαιτεί τον χειρισμό μόνο ενός διακόπτη, ενώ δεν απαιτείται η αποσύνδεση κανενός υγιούς φορτίου. Συγκεκριμένα, ο διακόπτης της γραμμής 9–24 τίθεται σε κλειστή θέση και τα υγιή φορτία της γραμμής Γ2 μεταφέρονται στη γραμμή Γ1, στην οποία είναι συνδεδεμένο ένα Α/Π. Εξαιτίας αυτής της μεταφοράς φορτίου και για να μην παραβιαστεί κάποιος τεχνικός περιορισμός λειτουργίας του ΔΔ, το Α/Π στον κόμβο 15 παράγει τη μέγιστη δυνατή άεργο ισχύ και το μέτρο της τάσης του κόμβου 201 αυξάνεται από 1,025 α.μ. σε 1,075 α.μ. κατά τη διάρκεια της περιόδου έκτακτης λειτουργίας του ΔΔ. Στην περίπτωση αυτή, η διάταξη του ΔΔ μετά τη μερική αποκατάσταση λειτουργίας του παρουσιάζεται στο Σχήμα 5.10. Στο ΔΔ του Σχήματος 5.10, η ελάχιστη τιμή του μέτρου της τάσης είναι ίση με 0,940 α.μ. στον κόμβο 13 την περίοδο 21:00–22:00. Ο χρόνος επίλυσης του προβλήματος βελτιστοποίησης είναι ίσος με 1,74 min.

Τα συνοπτικά αποτελέσματα των Περιπτώσεων Α και Β παρουσιάζονται στον Πίνακα 5.2. Από τη σύγκριση των αποτελεσμάτων των δύο περιπτώσεων παρατηρείται ότι το προτεινόμενο μοντέλο για τη μερική αποκατάσταση λειτουργίας του ΔΔ (Περίπτωση Β), το οποίο αξιοποιεί την ενεργό διαχείριση των ΜΔΠ, απαιτεί τον χειρισμό ενός μόνο διακόπτη και καμία αποσύνδεση υγιών φορτίων, σε αντίθεση με την Περίπτωση Α, στην οποία απαιτούνται τρεις χειρισμοί διακοπών και η αποσύνδεση δύο φορτίων.

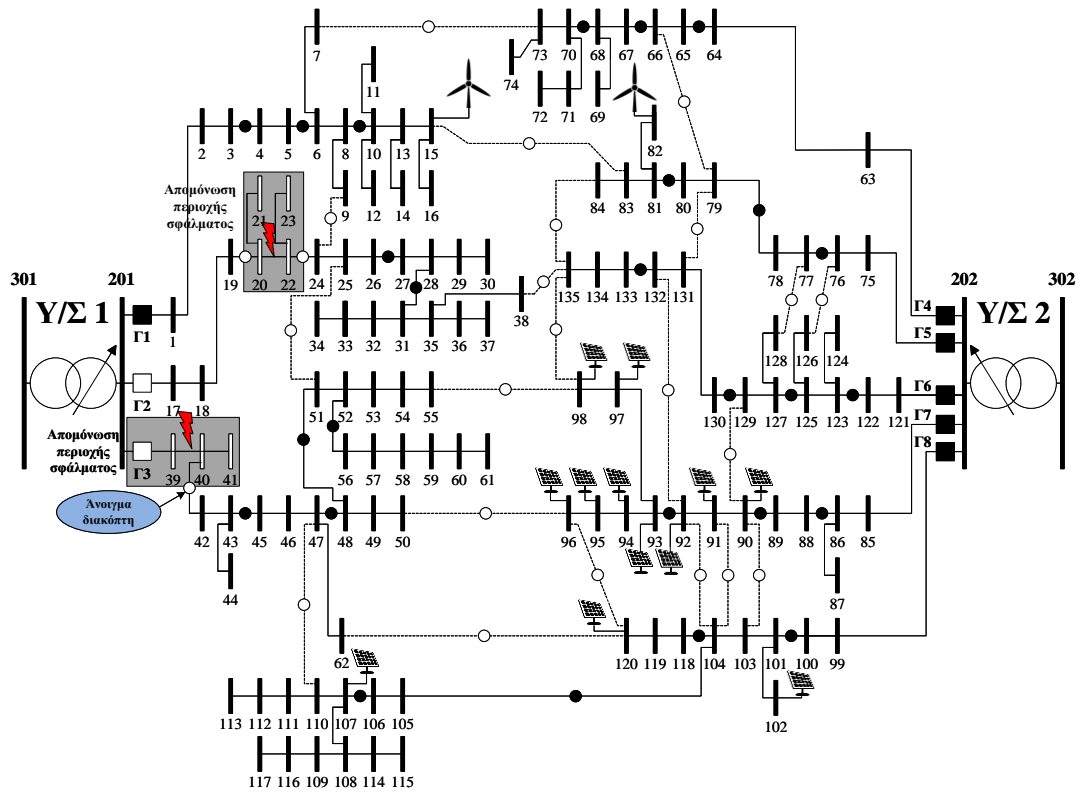
Πίνακας 5.2: Συνοπτικά αποτελέσματα της μερικής αποκατάστασης λειτουργίας του ΔΔ 135 κόμβων σε περίπτωση μόνιμου σφάλματος στη γραμμή 18–19.

	Περίπτωση Α	Περίπτωση Β
Αποσύνδεση φορτίων από το ΔΔ	Των κόμβων 34 και 46	Καμία
Χειρισμοί Διακοπών	Άνοιγμα: 28–31 Κλείσιμο: 25–51, 38–135	Κλείσιμο: 9–24
V_{501}	1,025 α.μ.	1,075 α.μ.
V_{502}	1,0375 α.μ.	1,0375 α.μ.
Ελάχιστο μέτρο τάσης στο ΔΔ	0,910 α.μ. στον κόμβο 37	0,940 α.μ. στον κόμβο 37 (21:00–22:00)
Χρόνος εκτέλεσης	3,49 min	1,21 min

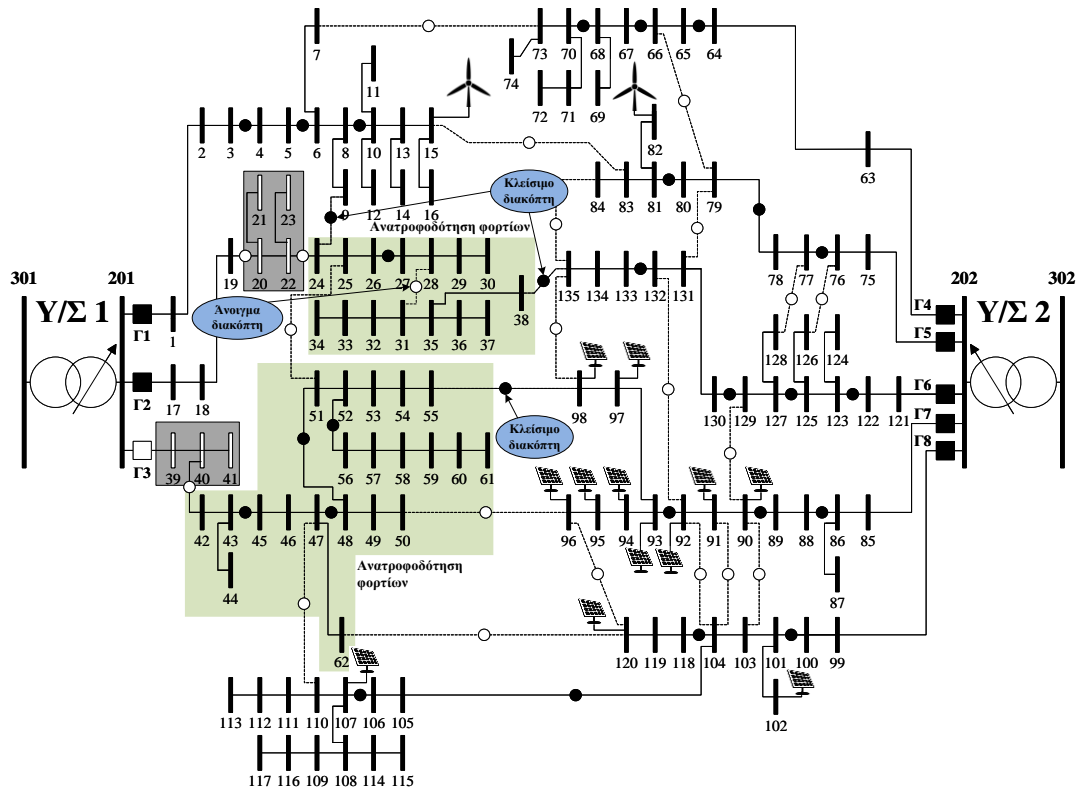
5.7.1.3 Σφάλμα σε πολλαπλά σημεία

Για την καλύτερη αξιολόγηση της προτεινόμενης μεθόδου, στην ενότητα αυτή προσομοιώνονται περιπτώσεις στις οποίες συμβαίνει ταυτόχρονα μόνιμο σφάλμα σε δύο τμήματα του ΔΔ. Συγκεκριμένα, θεωρείται ότι συμβαίνει ταυτόχρονα σφάλμα στη γραμμή 20–22 και στη γραμμή 39–40 κατά τη χρονική περίοδο 10:00–11:00. Αρχικά, ενεργοποιούνται οι Δ/Ι που βρίσκονται στην αναχώρηση των γραμμών Γ2 και Γ3 και διακόπτεται η τροφοδοσία των κόμβων 17–38 και 39–61. Στη συνέχεια, αφού εντοπιστούν οι θέσεις σφάλματος, οι διακόπτες των γραμμών 19–20, 22–24 και 40–42, οι οποίοι στην κανονική κατάσταση λειτουργίας είναι σε κλειστή θέση, τίθενται σε ανοιχτή θέση, έτσι ώστε να απομονωθούν οι περιοχές σφάλματος από το υπόλοιπο μέρος του ΔΔ. Οι κόμβοι 20–23 και 39–41 θα παραμείνουν χωρίς τροφοδοσία μέχρι να επιδιορθωθεί η βλάβη, η οποία προκάλεσε το μόνιμο σφάλμα. Η διάρκεια της περιόδου έκτακτης λειτουργίας του ΔΔ θεωρείται ίση με 5 ώρες. Πριν συμβεί το σφάλμα, το μέτρο της τάσης στους ζυγούς ΜΤ και των δύο Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ είναι 1,025 α.μ. Μετά την απομόνωση των περιοχών σφάλματος, ο Δ/Ι της γραμμής 201–17 θα επανέλθει σε κλειστή θέση και στόχος της μερικής αποκατάστασης λειτουργίας είναι η ανατροφοδότηση των υγιών φορτίων, δηλαδή των κόμβων 24–38 και 42–62. Στο Σχήμα 5.11 φαίνεται η διάταξη του ΔΔ αφού έχει απομονωθεί η περιοχή σφάλματος.

Στην περίπτωση αυτή, το σχέδιο της μερικής αποκατάστασης λειτουργίας καθορίζεται από την προτεινόμενη μέθοδο, αξιοποιώντας τη διαθέσιμη διανεμημένη παραγωγή και τις δυνατότητες ενεργούς διαχείρισης του ΔΔ. Το σχέδιο μερικής αποκατάστασης που προκύπτει απαιτεί τον χειρισμό τεσσάρων διακοπών, ενώ δεν απαιτεί την αποσύνδεση κάποιου υγιούς φορτίου. Συγκεκριμένα, ο διακόπτης της γραμμής 28–31 τίθεται σε ανοιχτή θέση, ενώ οι διακόπτες των γραμμών 9–24, 55–98 και 38–135 τίθενται σε κλειστή θέση. Επομένως, τα φορτία των κόμβων 24–30 μεταφέρονται στη γραμμή Γ1, τα φορτία των κόμβων 34–38 μεταφέρονται στη γραμμή Γ6 και τα φορτία των κόμβων 42–62 μεταφέρονται στη γραμμή Γ7. Επιπλέον, οι ΜΔΠ των γραμμών Γ1 και Γ7 παράγουν τη μέγιστη δυνατή άεργο ισχύ τους κατά τη διάρκεια της περιόδου έκτακτης λειτουργίας του ΔΔ. Στο Σχήμα 5.12 παρουσιάζεται η διάταξη του ΔΔ μετά τη μερική αποκατάσταση λειτουργίας του. Για να διατηρηθούν τα όρια της τάσης στους κόμβους του ΔΔ όσο το δυνατόν πιο κοντά στα όρια της κανονικής λειτουργίας, κατά τη διάρκεια της περιόδου



Σχήμα 5.11: Διάταξη ΔΔ 135 κόμβων μετά την απομόνωση της περιοχής σφάλματος των γραμμών διανομής 20–22 και 39–40.



Σχήμα 5.12: Διάταξη ΔΔ 135 κόμβων μετά τη μερική αποκατάσταση λειτουργίας λόγω σφάλματος στις γραμμές 20–22 και 39–40.

έκτακτης λειτουργίας του ΔΔ, το μέτρο της τάσης του κόμβου 201 αυξάνεται από 1,025 α.μ. σε 1,05 α.μ., και το μέτρο της τάσης του κόμβου 202 αυξάνεται από 1,025 α.μ. σε 1,075 α.μ. Στο ΔΔ του Σχήματος 5.12, η ελάχιστη τιμή του μέτρου της τάσης είναι ίση με 0,936 α.μ. στον κόμβο 34 την περίοδο 11:00–12:00. Ο χρόνος επίλυσης του προβλήματος βελτιστοποίησης είναι ίσος με 3,35 min.

5.7.2 Δίκτυο διανομής 540 κόμβων

Η προτεινόμενη μέθοδος εφαρμόζεται σε ένα ΔΔ 540 κόμβων, έτσι ώστε να αποδειχθεί ότι είναι δυνατή η εφαρμογή της σε ΔΔ με μεγάλο αριθμό κόμβων. Το δίκτυο 540 κόμβων προκύπτει από την αναπαραγωγή του δικτύου 135 κόμβων 4 φορές. Είναι ένα δίκτυο με ονομαστική τάση 13,80 kV, το οποίο αποτελείται από 8 Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ, 32 κύριες γραμμές, στην αρχή των οποίων υπάρχει ένας Δ/Ι. Στο δίκτυο είναι εγκατεστημένοι 116 διακόπτες που βρίσκονται σε κλειστή θέση στην κανονική κατάσταση λειτουργίας του ΔΔ, και 82 διακόπτες που βρίσκονται σε ανοικτή θέση στην κανονική κατάσταση λειτουργίας του ΔΔ. Τα όρια της τάσης στους κόμβους είναι ίσα με $\pm 5\%$ της ονομαστικής τιμής της τάσης στην κανονική κατάσταση λειτουργίας, ενώ σε μία έκτακτη κατάσταση λειτουργίας τα όρια της τάσης στους κόμβους του δικτύου είναι ίσα $\pm 10\%$ της ονομαστικής τιμής της τάσης. Η ονομαστική ισχύς των Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ είναι 25 MVA και η ικανότητα όλων των γραμμών είναι ίση με 450 Α. Κάθε Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ είναι εξοπλισμένος με ΣΑΤΥΦ με βήμα ίσο με 0,625% της ονομαστικής τάσης και διαθέτει 32 λήψεις. Στο δίκτυο είναι εγκατεστημένες 48 μονάδες Φ/Β και 8 Α/Π. Οι ΜΔΠ του ΔΔ στην κανονική κατάσταση λειτουργίας λειτουργούν υπό μοναδιαίο συντελεστή ισχύος, δηλαδή η άεργος ισχύς εξόδου τους είναι ίση με μηδέν.

Στο δίκτυο αυτό, προσομοιώνεται η περίπτωση να συμβεί ένα μόνιμο σφάλμα στη γραμμή 42–43 κατά την περίοδο 09:00–10:00. Μετά τον εντοπισμό και την απομόνωση της θέσης σφάλματος, η προτεινόμενη μέθοδος στοχεύει στην ανατροφοδότηση των υγιών φορτίων και ταυτόχρονα στην εξασφάλιση της ασφαλούς λειτουργίας του ΔΔ κατά την περίοδο έκτακτης λειτουργίας, η οποία έχει διάρκεια 5 ώρες. Το πλάνο της μερικής αποκατάστασης λειτουργίας που προκύπτει απαιτεί τον χειρισμό μόνο ενός διακόπτη, ενώ δεν απαιτεί την αποσύνδεση κάποιου υγιούς φορτίου. Μετά τη μερική αποκατάσταση λειτουργίας, το δίκτυο λειτουργεί εντός των ορίων του της κανονικής κατάστασης και το ελάχιστο μέτρο τάσης που εμφανίζεται είναι ίσο με 0,953 α.μ. Ο χρόνος επίλυσης του προβλήματος βελτιστοποίησης είναι ίσος με 8,88 min.

5.8 ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Στο κεφάλαιο αυτό παρουσιάζεται μία πρωτότυπη μέθοδος για τη βέλτιστη μερική αποκατάσταση λειτουργίας ενεργών ΔΔ σε περίπτωση που παρουσιαστεί ένα μόνιμο σφάλμα στο ΔΔ. Αφού εντοπιστεί και απομονωθεί από το δίκτυο η περιοχή σφάλματος, η μερική αποκατάσταση λειτουργίας του ΔΔ έχει ως στόχο τη μεταφορά των υγιών φορτίων σε μία ή περισσότερες γειτονικές γραμμές διανομής με στόχο την ανατροφοδότηση των φορτίων και την ασφαλή λειτουργία του ΔΔ. Το πρόβλημα της μερικής αποκατάστασης λειτουργίας του ΔΔ διατυπώνεται ως ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης μεικτού αέριου προγραμματισμού με κωνικούς περιορισμούς δεύτερης τάξης. Η αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος έχει ως στόχο την ελαχιστοποίηση των μη τροφοδοτούμενων φορτίων και των χειρισμών των διακοπών, λαμβάνοντας υπόψη όλους τους τεχνικούς περιορισμούς του ΔΔ. Επιπλέον, για

την επίλυση του προβλήματος λαμβάνεται υπόψη η δυνατότητα ελέγχου της αέργου ισχύος εξόδου των ΜΔΠ, καθώς και η δυνατότητα ρύθμισης τάσης του ζυγού MT του Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ με τη βοήθεια του ΣΑΤΥΦ, έτσι ώστε οι τάσεις των κόμβων του ΔΔ να κυμαίνονται εντός των επιτρεπτών ορίων τους. Η προτεινόμενη μαθηματική διατύπωση του προβλήματος της μερικής αποκατάστασης λειτουργίας του ΔΔ ως πρόβλημα μεικτού ακέραιου προγραμματισμού με κωνικούς περιορισμούς δεύτερης τάξης δίνει τη δυνατότητα επίλυσής του με εμπορικούς επιλύτες, όπως ο CPLEX.

Από την εφαρμογή της προτεινόμενης μεθόδου για διάφορες περιπτώσεις σφάλματος σε διάφορα σημεία του δικτύου προκύπτουν τα ακόλουθα συμπεράσματα:

- Η προτεινόμενη μέθοδος οδηγεί σε σχέδια μερικής αποκατάστασης του ΔΔ που εξασφαλίζουν την ανατροφοδότηση όλων των δυνατών φορτίων, απαιτούν τους ελάχιστους χειρισμούς διακοπών και εξασφαλίζουν την ασφαλή λειτουργία του ΔΔ χωρίς να προκαλείται κάποια μη επιθυμητή πτώση τάσης ή υπερφόρτιση κάποιας γραμμής διανομής.
- Λαμβάνοντας υπόψη τη διαθέσιμη διανεμημένη παραγωγή, τη δυνατότητα ελέγχου της αέργου ισχύος των ΜΔΠ, καθώς και τη διακύμανση του φορτίου, η μεταφορά των υγιών φορτίων γίνεται στη λιγότερο φορτισμένη γειτονική γραμμή του δικτύου, με αποτέλεσμα η λύση του προβλήματος να απαιτεί τους ελάχιστους χειρισμούς διακοπών και να αποφεύγεται η αποσύνδεση επιπλέον φορτίων.
- Η ρύθμιση του μέτρου της τάσης του ζυγού MT του Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ, με τη βοήθεια του ΣΑΤΥΦ, βοηθά στον καθορισμό σχεδίων μερικής αποκατάστασης λειτουργίας που οδηγούν στην ανατροφοδότηση όλων των υγιών φορτίων και στους ελάχιστους χειρισμούς διακοπών. Αντίθετα, όταν το μέτρο της τάσης του ζυγού MT του Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ παραμένει σταθερό, δηλαδή όταν δεν αξιοποιείται η ρύθμιση τάσης μέσω του ΣΑΤΥΦ του Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ, τότε οι λύσεις του προβλήματος που υπολογίζονται ενδέχεται να οδηγήσουν στην αποσύνδεση μερικών φορτίων από το δίκτυο ή/και να απαιτούν περισσότερους χειρισμούς διακοπών, έτσι ώστε να μην παραβιαστεί κάποιος τεχνικός περιορισμός του δικτύου.
- Η διατύπωση του προβλήματος της μερικής αποκατάστασης λειτουργίας του ΔΔ ως πρόβλημα μεικτού ακέραιου προγραμματισμού με κωνικούς περιορισμούς δεύτερης τάξης, προσφέρει τη δυνατότητα επίλυσης του προβλήματος βελτιστοποίησης σε πολύ μικρό υπολογιστικό χρόνο με χρήση εμπορικών επιλυτών, καθώς επίσης και τη δυνατότητα εφαρμογής της προτεινόμενης μεθόδου σε πραγματικά δίκτυα διανομής με μεγάλο αριθμό κόμβων.

ΒΕΛΤΙΣΤΟΣ ΜΑΚΡΟΠΡΟΘΕΣΜΟΣ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΟΣ ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ ΕΝΕΡΓΩΝ ΔΙΚΤΥΩΝ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

6.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Ο προγραμματισμός της ανάπτυξης των δικτύων διανομής (ΔΔ) είναι μία από τις σημαντικότερες μελέτες για μια επιχείρηση διανομής ηλεκτρικής ενέργειας. Ο πρωταρχικός στόχος ενός σωστού προγραμματισμού ανάπτυξης των ΔΔ είναι η εξασφάλιση αξιόπιστης παροχής ηλεκτρικής ενέργειας στους καταναλωτές με τον καλύτερο συνολικό οικονομικό προγραμματισμό της επιχείρησης. Η μελέτη του προγραμματισμού ανάπτυξης των ΔΔ αποτελεί μία περίπλοκη διαδικασία, εξαιτίας του μεγάλου μεγέθους των ΔΔ, καθώς και πολλών ετερογενών παραγόντων, από τους οποίους επηρεάζεται, όπως παράγοντες χωροταξικού σχεδιασμού, αβεβαιότητα στην εξέλιξη των φορτίων και άλλων οικονομικών και κοινωνικών παραγόντων [6], [113].

Το πρόβλημα του βέλτιστου μακροπρόθεσμου προγραμματισμού ανάπτυξης των ΔΔ μέσης τάσης (ΜΤ) αφορά τον καθορισμό του τύπου, της θέσης, της ονομαστικής ισχύος και του χρόνου εγκατάστασης των μελλοντικών στοιχείων και του εξοπλισμού για την ενίσχυση και την επέκταση του ΔΔ, με δεδομένη την εκτίμηση για την ανάπτυξη των φορτίων (υπαρχόντων και νέων), ώστε να ελαχιστοποιηθεί το συνολικό επενδυτικό κόστος του ΔΔ και να εξασφαλιστεί η ασφαλής λειτουργία του ΔΔ κατά τη διάρκεια της περιόδου μελέτης ανάπτυξης, η οποία μπορεί να έχει διάρκεια από 5 έως 20 έτη [7], [114]. Τα μελλοντικά στοιχεία και ο εξοπλισμός του ΔΔ περιλαμβάνουν εγκάρσιους πυκνωτές, ρυθμιστές τάσης, γραμμές διανομής και υποσταθμούς (Υ/Σ) υψηλής τάσης/μέσης τάσης (ΥΤ/ΜΤ). Ένα σύνολο επιλογών τύπου, μεγέθους και θέσης των γραμμών, των Υ/Σ, των πυκνωτών και των ρυθμιστών τάσης, θα αναφέρεται στη συνέχεια ως “διάταξη” του αντίστοιχου δικτύου. Ωστόσο, οι περισσότερες μέθοδοι για τον προγραμματισμό ανάπτυξης [56], [58], [59], [61]–[64], [115] θεωρούν ως εναλλακτικές επιλογές για την ενίσχυση και επέκταση του ΔΔ μόνο την ενίσχυση των Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ, την ενίσχυση γραμμών διανομής και την εγκατάσταση νέων γραμμών για τη σύνδεση νέων φορτίων, ενώ δεν εξετάζουν την εγκατάσταση πυκνωτών και ρυθμιστών τάσης.

Η ολοένα και αυξανόμενη εγκατάσταση μονάδων διανεμημένης παραγωγής (ΜΔΠ), των οποίων η τεχνολογία βασίζεται κυρίως σε ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ), έχει μετατρέψει σε μία περίπλοκη διαδικασία, όχι μόνο τη λειτουργία του ΔΔ, αλλά και τον προγραμματισμό ανάπτυξής του. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι, μέχρι πρόσφατα, ο σχεδιασμός των ΔΔ πραγματοποιούνταν αποκλειστικά για την εξυπηρέτηση της ζήτησης των καταναλωτών, αμελώντας πιθανή διείσδυση διανεμημένης παραγωγής [2]. Επομένως, για να

είναι εφικτή η σύνδεση μίας ή περισσότερων ΜΔΠ στο ΔΔ υπάρχει η πιθανότητα να χρειαστεί επιπλέον ενίσχυση του ΔΔ, δηλαδή να χρειαστεί αντικατάσταση των αγωγών κάποιων γραμμών διανομής με αγωγούς μεγαλύτερης διατομής, το οποίο οδηγεί αυτόματα σε αύξηση του επενδυτικού κόστους του προγραμματισμού ανάπτυξης.

Τα τελευταία χρόνια έχουν αναπτυχθεί μέθοδοι που λαμβάνουν υπόψη τους τη διανεμημένη παραγωγή του ΔΔ [56]–[64], [115], [116]. Ωστόσο, στις περισσότερες από αυτές [56]–[60], [63], [115] οι ΜΔΠ που λαμβάνονται υπόψη είναι συμβατικές μονάδες, π.χ. νηξέλογεννήτριες, και χρησιμοποιούνται για να αντιμετωπίσουν την αύξηση του φορτίου κατά τη διάρκεια της περιόδου μελέτης ανάπτυξης και για την αναβολή των επενδύσεων για την ενίσχυση των γραμμών. Επιπλέον, όπως αναλύθηκε και στο Κεφάλαιο 2, τα ΔΔ μετατρέπονται ή αναμένεται να μετατραπούν σε ενεργά ΔΔ, στα οποία δίνεται η δυνατότητα ελέγχου της ενεργού και αέργου ισχύος των ΜΔΠ. Ωστόσο, καμία μέθοδος της βιβλιογραφίας δεν έχει διερευνήσει το πόσο επηρεάζει η ενεργός διαχείριση του ΔΔ τον προγραμματισμό ανάπτυξής του.

Στο κεφάλαιο αυτό αναπτύσσεται μία πρωτότυπη μεθοδολογία πολλαπλών σταδίων για τον προγραμματισμό ανάπτυξης των ενεργών ΔΔ με υψηλή διείσδυση διανεμημένης παραγωγής [117]. Το πρόβλημα του μακροπρόθεσμου προγραμματισμού ανάπτυξης των ΔΔ διατυπώνεται ως πρόβλημα μεικτού ακέραιου προγραμματισμού με μη γραμμικούς περιορισμούς και λαμβάνονται υπόψη πολλαπλές επιλογές για την ενίσχυση και επέκταση του ΔΔ, όπως ενίσχυση Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ, ενίσχυση γραμμών, εγκατάσταση νέων γραμμών για σύνδεση νέων φορτίων στο δίκτυο, εγκατάσταση πυκνωτών και ρυθμιστών τάσης. Το πρόβλημα του βέλτιστου προγραμματισμού ανάπτυξης χωρίζεται σε δύο υποπροβλήματα. Λαμβάνοντας υπόψη τις ακραίες συνθήκες φόρτισης της περιόδου μελέτης ανάπτυξης, από την επίλυση του πρώτου υποπροβλήματος καθορίζεται το μέγεθος των επενδύσεων, δηλαδή ο τύπος, η θέση και η ονομαστική ισχύς των στοιχείων και του εξοπλισμού, τα οποία είναι απαραίτητα για να εξασφαλιστεί η ασφαλής λειτουργία του ΔΔ. Στη συνέχεια, καθορίζεται ο χρόνος εγκατάστασης των επενδύσεων αυτών επιλύοντας το δεύτερο υποπρόβλημα. Επιπλέον, η προτεινόμενη μεθοδολογία διερευνά τις επιδράσεις της ενεργού διαχείρισης του ΔΔ στον προγραμματισμό ανάπτυξης του ΔΔ. Για την αξιολόγηση της προτεινόμενης μεθοδολογίας, η μέθοδος εφαρμόζεται σε ένα δίκτυο 24 κόμβων και σε ένα πραγματικό δίκτυο 267 κόμβων.

6.2 ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΣΥΜΒΟΛΩΝ

Σύνολα

$N_c(j)$	Σύνολο κόμβων που είναι απόγονοι του κόμβου j
T	Περίοδος μελέτης ανάπτυξης (έτη)
SC	Ακραίες καταστάσεις φόρτισης
Φ_{SS}	Υποψήφιοι υποσταθμοί (Υ/Σ) υψηλής τάσης/μέσης τάσης (ΥΤ/ΜΤ) για ενίσχυση
Φ_{LR}	Υποψήφιες γραμμές διανομής για ενίσχυση
Φ_{LA}	Υποψήφιες οδεύσεις για τη σύνδεση νέων φορτίων
Φ_{CB}	Υποψήφιοι κόμβοι για εγκατάσταση πυκνωτών
Φ_{VR}	Υποψήφιες γραμμές για εγκατάσταση ρυθμιστών τάσης

Ψ_{SS}	Τύποι Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ
Ψ_{cd}	Τύποι αγωγών γραμμών διανομής ΜΤ
Ψ_{CB}	Τύποι πυκνωτών
Ψ_{VR}	Τύποι υποσταθμών
Ω_{DG}	Σύνολο κόμβων, στους οποίες είναι εγκατεστημένες μονάδες διανεμημένης παραγωγής (ΜΔΠ)
Ω_{f_k}	Σύνολο κόμβων (ζυγών) της κύριας γραμμής k
Ω_L	Σύνολο γραμμών (κλάδων) του δικτύου
Ω_N	Σύνολο κόμβων του δικτύου
Ω_{ss}	Σύνολο κόμβων που είναι υποσταθμοί ΥΤ/ΜΤ

Παράμετροι

a_R	Λόγος μετασχηματισμού του ρυθμιστή τάσης
$C_{SS,a}$	Κόστος Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ τύπου a
$C_{cd,b}$	Κόστος αγωγού τύπου b
$C_{CB,d}$	Κόστος πυκνωτή τύπου c
$C_{VR,d}$	Κόστος ρυθμιστή τάσης τύπου d
CF_i^{\min}	Ελάχιστη τιμή του ποσοστού της ενεργού ισχύος εξόδου της ΜΔΠ στον κόμβο i που εγγέεται στο δίκτυο
Inf / Int	Επιτόκιο πληθωρισμού/αναγωγής
r_b / x_b	Ωμική/επαγωγική αντίσταση σειράς του αγωγού τύπου b
I_b^{\max}	Ικανότητα της γραμμής με αγωγό τύπου b
l_{ij}	Μήκος της γραμμής $i-j$
M	Ένας σχετικά μεγάλος αριθμός
$MaxBudget$	Μέγιστος προϋπολογισμός επενδυτικού κόστους του προγραμματισμού ανάπτυξης του δικτύου διανομής
N_f	Αριθμός κύριων γραμμών του δικτύου
$P_{d,i,T}^{\max}$	Μέγιστη ενεργός ισχύς του φορτίου στον κόμβο i το τελευταίο έτος της περιόδου μελέτης ανάπτυξης
$P_{d,j,t} / Q_{d,j,t}$	Ενεργός/άεργος ισχύς του φορτίου στον κόμβο j τη χρονική περίοδο t
P_{D,f_k}	Μέγιστη συνολική ενεργός ισχύς των φορτίων, τα οποία είναι συνδεδεμένα στην κύρια γραμμή k το τελευταίο έτος της περιόδου μελέτης ανάπτυξης
$P_{dg,i,t}$	Ενεργός ισχύς εξόδου της ΜΔΠ στον κόμβο i την χρονική περίοδο t
$P_{DG,i}^{rated}$	Ονομαστική ισχύς της ΜΔΠ στον κόμβο i
$Q_{CB,c}$	Ονομαστική άεργος ισχύς πυκνωτή τύπου c
$S_{SS,a}^{\max}$	Ονομαστική ισχύς του Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ τύπου a

$S_{VR,d}^{\max}$	Ονομαστική ισχύς του ρυθμιστή τάσης τύπου d
V_{\max} / V_{\min}	Μέγιστο/ελάχιστο επιτρεπτό όριο του μέτρου της τάσης των κόμβων
w_1, w_2	Συντελεστές βαρύτητας συνάρτησης καταλληλότητας
ΔV_{\max}	Μέγιστη επιτρεπόμενη απόκλιση του μέτρου της τάσης των κόμβων
ΔS_{\max}	Μέγιστη επιτρεπόμενη απόκλιση της ικανότητας της γραμμής
<i>Μεταβλητές</i>	
$CF_{i,t}$	Ποσοστό της ενεργού ισχύος εξόδου της ΜΔΠ στον κόμβο i που εγχέεται στο δίκτυο τη χρονική περίοδο t
$I_{ij,t}$	Μέτρο του ρεύματος που διαρρέει τη γραμμή διανομής $i-j$ τη χρονική περίοδο t
$P_{ij,t} / Q_{ij,t}$	Ενεργός/άεργος ροή ισχύος στη γραμμή $i-j$ τη χρονική περίοδο t
$P_{ss,i,t} / Q_{ss,i,t}$	Ενεργός/άεργος ισχύς που εγχέεται από τον υποσταθμό ΥΤ/ΜΤ στον κόμβο i τη χρονική περίοδο t
$Q_{dg,i,t}$	Άεργος ισχύς της ΜΔΠ στον κόμβο i τη χρονική περίοδο t
$V_{i,t}$	Μέτρο της τάσης του κόμβου i τη χρονική περίοδο t
$\delta u_{i,sc}^- / \delta u_{i,sc}^+$	Μεταβλητή που δηλώνει την παραβίαση ή όχι του ελάχιστου/μέγιστου ορίου του μέτρου της τάσης στον κόμβο i στην ακραία κατάσταση φόρτισης sc
$\delta S_{ij,sc}$	Μεταβλητή που δηλώνει την παραβίαση ή όχι της ικανότητας της γραμμής $i-j$ στην ακραία κατάσταση φόρτισης sc
<i>Δυναμικές μεταβλητές</i>	
$id_{i,a,t}^{SS}$	Μεταβλητή απόφασης για την ενίσχυση του Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ στον κόμβο i με Υ/Σ τύπου a τη χρονική περίοδο t . Παίρνει την τιμή 1 όταν αποφασίζεται η ενίσχυση του Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ στον κόμβο i με Υ/Σ τύπου a τη χρονική περίοδο t . Αλλιώς, παίρνει την τιμή 0.
$id_{ij,b,t}^L$	Μεταβλητή απόφασης για την εγκατάσταση αγωγού τύπου b στη γραμμή $i-j$ τη χρονική περίοδο t . Παίρνει την τιμή 1 όταν αποφασίζεται η εγκατάσταση αγωγού τύπου b στη γραμμή $i-j$ τη χρονική περίοδο t . Αλλιώς, παίρνει την τιμή 0.
$id_{i,c,t}^{CB}$	Μεταβλητή απόφασης για την εγκατάσταση πυκνωτή τύπου c στον κόμβο i τη χρονική περίοδο t . Παίρνει την τιμή 1 όταν αποφασίζεται η εγκατάσταση πυκνωτή τύπου c στον κόμβο i τη χρονική περίοδο t . Αλλιώς, παίρνει την τιμή 0.
$id_{ij,d,t}^{VR}$	Μεταβλητή απόφασης για την εγκατάσταση ρυθμιστή τάσης τύπου d στη γραμμή $i-j$ τη χρονική περίοδο t . Παίρνει την τιμή 1 όταν αποφασίζεται η εγκατάσταση ρυθμιστή τάσης τύπου d στη γραμμή $i-j$ τη χρονική περίοδο t . Αλλιώς, παίρνει την τιμή 0.
$rd_{ij,t}$	Μεταβλητή που δηλώνει αν ο κόμβος i και ο κόμβος j είναι γειτονικοί κόμβοι τη χρονική περίοδο t . Όταν $rd_{ij,t} = 1$, ο κόμβος i είναι πρόγονος του κόμβου j .

$u_{i,a,t}^{SS}$	Μεταβλητή που δηλώνει τον τύπο Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ που είναι εγκατεστημένος στον κόμβο i τη χρονική περίοδο t . Παίρνει την τιμή 1, όταν τη χρονική περίοδο t στον κόμβο i είναι εγκατεστημένος Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ τύπου a . Αλλιώς, παίρνει την τιμή 0.
$u_{ij,b,t}^L$	Μεταβλητή που δηλώνει τον τύπο αγωγού που είναι εγκατεστημένος στη γραμμή $i-j$ τη χρονική περίοδο t . Παίρνει την τιμή 1, όταν τη χρονική περίοδο t στη γραμμή $i-j$ είναι εγκατεστημένος αγωγός τύπου b . Αλλιώς, παίρνει την τιμή 0.
$u_{i,c,t}^{CB}$	Μεταβλητή που δηλώνει τον τύπο πυκνωτή που είναι εγκατεστημένος στον κόμβο i τη χρονική περίοδο t . Παίρνει την τιμή 1, όταν τη χρονική περίοδο t στον κόμβο i είναι εγκατεστημένος πυκνωτής τύπου c . Αλλιώς, παίρνει την τιμή 0.
$u_{ij,d,t}^{VR}$	Μεταβλητή που δηλώνει τον τύπο ρυθμιστή τάσης που είναι εγκατεστημένος στη γραμμή $i-j$ τη χρονική περίοδο t . Παίρνει την τιμή 1, όταν τη χρονική περίοδο t στη γραμμή $i-j$ είναι εγκατεστημένος ρυθμιστής τάσης τύπου d . Αλλιώς, παίρνει την τιμή 0.

6.3 ΜΑΘΗΜΑΤΙΚΗ ΔΙΑΤΥΠΩΣΗ ΤΟΥ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ ΒΕΛΤΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗΣ

Ο μακροπρόθεσμος προγραμματισμός ανάπτυξης ενός ενεργού ΔΔ αποτελεί ένα πολύπλοκο πρόβλημα βελτιστοποίησης με έναν μεγάλο αριθμό μεταβλητών σχεδίασης (αγνώστων). Το πρόβλημα του βέλτιστου προγραμματισμού ανάπτυξης των ΔΔ μπορεί να περιγραφεί ως το πρόβλημα επιλογής των διαδοχικών διατάξεων του δικτύου, καθώς και των χρονικών σημείων μετάβασης από τη μία διάταξη στην άλλη, ώστε να ελαχιστοποιηθεί το συνολικό κόστος του δικτύου. Κάθε διάταξη πρέπει, κατά τα έτη για τα οποία έχει επιλεγεί να τροφοδοτεί όλα τα φορτία (υπάρχοντα και μελλοντικά), να λειτουργεί κατά ακτινικό τρόπο, εντός των επιτρεπτών ορίων της τάσης και της ικανότητας των γραμμών. Στην παρούσα διδακτορική διατριβή, το πρόβλημα του μακροπρόθεσμου προγραμματισμού ανάπτυξης των ενεργών δικτύων διανομής διατυπώνεται ως ένα πρόβλημα μεικτού ακέραιου προγραμματισμού με μη γραμμικούς περιορισμούς.

Το προτεινόμενο μοντέλο για τον προγραμματισμό ανάπτυξης ενός ενεργού ΔΔ λαμβάνει υπόψη του το κόστος επένδυσης για: i) την ενίσχυση των Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ και των υπαρχόντων γραμμών διανομής, ii) την επέκταση του δικτύου με την εγκατάσταση νέων γραμμών, iii) την εγκατάσταση πυκνωτών και iv) την εγκατάσταση ρυθμιστών τάσης. Το προτεινόμενο μοντέλο λαμβάνει υπόψη του, πέρα από την αύξηση του φορτίου, την ενδεχόμενη διείσδυση διανεμημένης παραγωγής και την ενεργό διαχείριση του ΔΔ. Οι μονάδες διανεμημένης παραγωγής (ΜΔΠ), των οποίων η τεχνολογία τους βασίζεται σε ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ), θεωρούνται ως ιδιωτικές επενδύσεις και το κόστος εγκατάστασής τους δεν συνυπολογίζεται στο συνολικό κόστος προγραμματισμού ανάπτυξης του ΔΔ. Ο τύπος, η θέση εγκατάστασης, η εγκατεστημένη ισχύς και το έτος εγκατάστασης των μελλοντικών ΜΔΠ του δικτύου θεωρούνται προκαθορισμένα. Επιπλέον, θεωρείται ότι στο ΔΔ υπάρχουν ήδη εγκατεστημένες οι απαραίτητες υποδομές τεχνολογίας πληροφοριών και επικοινωνιών (ΤΠΕ), οι οποίες είναι απαραίτητες για την αυτόματη προσπέλαση μετρητών (automatic meter reading—AMR) και την ενεργό διαχείριση του ΔΔ. Επειδή η

εγκατάσταση έξυπνων συστημάτων μέτρησης προβλέπεται από την Ευρωπαϊκή νομοθεσία και έχει ήδη ολοκληρωθεί ή είναι σε εξέλιξη σε αρκετές χώρες, το κόστος τους δεν λαμβάνεται υπόψη στην προτεινόμενη διατύπωση του προβλήματος του προγραμματισμού ανάπτυξης του ΔΔ.

6.3.1 Αντικειμενική συνάρτηση

Η αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος βελτιστοποίησης (6.1) είναι η ελαχιστοποίηση της καθαρής παρούσας αξίας του κόστους επένδυσης σε νέα στοιχεία και εξοπλισμό του ΔΔ κατά τη διάρκεια της περιόδου μελέτης ανάπτυξης του ΔΔ.

$$\min f = \sum_{t=1}^T \left(\frac{1 + Inf}{1 + Int} \right)^t (IC_{SR,t} + IC_{LR,t} + IC_{LA,t} + IC_{CB,t} + IC_{VR,t}) \quad (6.1)$$

Όπου:

$$IC_{SR,t} = \sum_{i \in \Phi_{SS}} \sum_{a \in \Psi_{SS}} C_{SS,a} \cdot id_{i,a,t}^{SS} \quad (6.2)$$

$$IC_{LR,t} = \sum_{ij \in \Phi_{LR}} \sum_{b \in \Psi_{cd}} C_{cd,b} \cdot l_{ij} \cdot id_{ij,b,t}^L \quad (6.3)$$

$$IC_{LA,t} = \sum_{ij \in \Phi_{LA}} \sum_{b \in \Psi_{cd}} C_{cd,b} \cdot l_{ij} \cdot id_{ij,b,t}^L \quad (6.4)$$

$$IC_{CB,t} = \sum_{i \in \Phi_{CB}} \sum_{c \in \Psi_{CB}} C_{CB,c} \cdot id_{i,c,t}^{CB} \quad (6.5)$$

$$IC_{VR,t} = \sum_{ij \in \Phi_{LVR}} \sum_{d \in \Psi_{VR}} C_{VR,d} \cdot id_{ij,d,t}^{VR} \quad (6.6)$$

Η αντικειμενική συνάρτηση (6.1) αποτελείται από πέντε όρους. Ο πρώτος όρος (6.2) αντιπροσωπεύει το κόστος ενίσχυσης των Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ. Η δυαδική μεταβλητή απόφασης $id_{i,a,t}^{SS}$ παίρνει την τιμή 1 όταν αποφασίζεται η ενίσχυση του Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ στον κόμβο i με Υ/Σ τύπου a στο έτος της περιόδου μελέτης ανάπτυξης t . Ο δεύτερος (6.3) και ο τρίτος όρος (6.4) αναπαριστούν το κόστος ενίσχυσης των υφιστάμενων γραμμών διανομής και το κόστος εγκατάστασης νέων γραμμών διανομής για τη σύνδεση νέων φορτίων, αντίστοιχα. Η δυαδική μεταβλητή απόφασης $id_{ij,b,t}^L$ παίρνει την τιμή 1 όταν αποφασίζεται στη γραμμή $i-j$ να εγκατασταθεί αγωγός τύπου b στο στάδιο της περιόδου μελέτης ανάπτυξης t . Το κόστος εγκατάστασης πυκνωτών και ρυθμιστών τάσης κατά τη διάρκεια της περιόδου μελέτης ανάπτυξης του δικτύου δίνεται από τις (6.5) και (6.6), αντίστοιχα. Η δυαδική μεταβλητή απόφασης $id_{i,c,t}^{CB}$ παίρνει την τιμή 1 όταν αποφασίζεται η εγκατάσταση ενός πυκνωτή με τύπο c στον κόμβο i στο στάδιο της περιόδου μελέτης ανάπτυξης t . Η δυαδική μεταβλητή απόφασης $id_{ij,d,t}^{VR}$ παίρνει την τιμή 1 όταν αποφασίζεται η εγκατάσταση ενός ρυθμιστή τάσης με τύπο d στη γραμμή $i-j$ στο στάδιο της περιόδου μελέτης ανάπτυξης t .

6.3.2 Περιορισμοί

Οι περιορισμοί του προβλήματος του προγραμματισμού ανάπτυξης του δικτύου μπορούν να χωριστούν σε τέσσερις κατηγορίες. Η πρώτη κατηγορία περιλαμβάνει τους περιορισμούς που αφορούν το κόστος επένδυσης του πλάνου για τον προγραμματισμό ανάπτυξης του ΔΔ. Η δεύτερη κατηγορία περιλαμβάνει τους περιορισμούς που αφορούν την ασφαλή και αξιόπιστη λειτουργία του ΔΔ κατά τη διάρκεια της περιόδου μελέτης ανάπτυξης.

Η τρίτη κατηγορία περιλαμβάνει τους περιορισμούς που πρέπει να ισχύουν έτσι ώστε η διάταξη που θα προκύψει ύστερα από την η διάταξη του δικτύου κατά τη διάρκεια της περιόδου μελέτης ανάπτυξης του ΔΔ να είναι ακτινική. Η τελευταία κατηγορία περιορισμών αφορά τους περιορισμούς λειτουργία των ΜΔΠ.

➤ **Περιορισμοί επενδυτικού κόστους:**

Οι περιορισμοί που αφορούν το κόστος επένδυσης του πλάνου για τον προγραμματισμό ανάπτυξης του δικτύου σχετίζονται με τις μεταβλητές απόφασης για την ενίσχυση και επέκταση του δικτύου ($id_{i,a,t}^{SS}$, $id_{ij,b,t}^L$, $id_{i,c,t}^{CB}$, $id_{ij,d,t}^{VR}$). Οι περιορισμοί αυτοί είναι οι ακόλουθοι:

$$\sum_{t=1}^T \sum_{a \in \Psi_{SS}} id_{i,a,t}^{SS} \leq 1 \quad \forall i \in \Phi_{SS} \quad (6.7)$$

$$\sum_{t=1}^T \sum_{b \in \Psi_{cd}} id_{ij,b,t}^L \leq 1 \quad \forall (i, j) \in \Phi_{LR} \cup \Phi_{LA} \quad (6.8)$$

$$\sum_{t=1}^T \sum_{c \in \Psi_{CB}} id_{i,c,t}^{CB} \leq 1 \quad \forall i \in \Phi_{CB} \quad (6.9)$$

$$\sum_{t=1}^T \sum_{d \in \Psi_{VR}} id_{ij,d,t}^{VR} \leq 1 \quad \forall (i, j) \in \Phi_{VR} \quad (6.10)$$

Οι περιορισμοί (6.7)–(6.10) εξασφαλίζουν ότι οι αποφάσεις για την ενίσχυση ενός στοιχείου του ΔΔ ή για την εγκατάσταση νέου εξοπλισμού στο ΔΔ μπορούν να ληφθούν το πολύ μόνο μία φορά κατά τη διάρκεια της περιόδου μελέτης ανάπτυξης. Με αυτόν τον τρόπο, αποφεύγονται οι πολλαπλές αλλαγές στα στοιχεία και τον εξοπλισμό του δικτύου κατά τη διάρκεια της περιόδου μελέτης ανάπτυξης, περιορίζοντας σημαντικά το κόστος επένδυσης του πλάνου προγραμματισμού ανάπτυξης του ΔΔ. Συγκεκριμένα, ο περιορισμός (6.7) εξασφαλίζει ότι μπορεί να υπάρξει το πολύ μία αλλαγή στην ονομαστική ισχύ ενός Υ/Σ, ο οποίος είναι υποψήφιος για ενίσχυση κατά τη διάρκεια της περιόδου μελέτης ανάπτυξης. Ο περιορισμός (6.8) επιτρέπει να γίνει το πολύ μία αλλαγή στον τύπο των γραμμών διανομής, οι οποίες είναι υποψήφιες για την ενίσχυση ή την επέκταση του δικτύου κατά τη διάρκεια της περιόδου μελέτης ανάπτυξης. Σύμφωνα με τις (6.9) και (6.10), η εγκατάσταση ενός πυκνωτή σε έναν κόμβο και η εγκατάσταση ενός ρυθμιστή τάσης σε μία γραμμή μπορούν να πραγματοποιηθούν το πολύ μία φορά κατά τη διάρκεια της περιόδου μελέτης ανάπτυξης.

Για τη διατύπωση των περιορισμών που αφορούν τη λειτουργία του δικτύου κατά τη διάρκεια της περιόδου μελέτης ανάπτυξης του δικτύου απαιτείται η εισαγωγή μεταβλητών, οι οποίες θα συσχετίζουν τις μεταβλητές απόφασης για την ενίσχυση και επέκταση του δικτύου ($id_{i,a,t}^{SS}$, $id_{ij,b,t}^L$, $id_{i,c,t}^{CB}$, $id_{ij,d,t}^{VR}$) με τη λειτουργία του δικτύου. Οι μεταβλητές αυτές θα αναφέρονται ως μεταβλητές χρήσης των επενδύσεων και ο συσχετισμός τους με τις μεταβλητές απόφασης για την ενίσχυση και επέκταση του δικτύου είναι ο ακόλουθος:

$$uz_{i,a,t}^{SS} = \sum_{\tau=1}^t id_{i,a,\tau}^{SS} \quad \forall i \in \Phi_{SS}, \quad \forall t \in T \quad (6.11)$$

$$uz_{ij,b,t}^L = \sum_{\tau=1}^t id_{ij,b,\tau}^L \quad \forall (i, j) \in \Phi_{LR} \cup \Phi_{LA}, \quad \forall t \in T \quad (6.12)$$

$$uz_{i,c,t}^{CB} = \sum_{\tau=1}^t id_{i,c,\tau}^{CB} \quad \forall i \in \Phi_{CB}, \forall t \in T \quad (6.13)$$

$$uz_{ij,d,t}^{VR} = \sum_{\tau=1}^t id_{ij,d,\tau}^{VR} \quad \forall (i,j) \in \Phi_{VR}, \forall t \in T \quad (6.14)$$

Οι εξισώσεις (6.11)–(6.14) εξασφαλίζουν ότι μία επένδυση για την ενίσχυση ή/και την επέκταση του ΔΔ, η οποία έχει αποφασιστεί να πραγματοποιηθεί τη χρονική στιγμή t της περιόδου μελέτης ανάπτυξης, θα είναι διαθέσιμη στη λειτουργία του ΔΔ από τη χρονική στιγμή t έως το τέλος της περιόδου μελέτης ανάπτυξης του ΔΔ. Η ανάγκη των μεταβλητών χρήσης των επενδύσεων ($uz_{i,a,t}^{SS}$, $uz_{ij,b,t}^L$, $uz_{i,c,t}^{CB}$, $uz_{ij,d,t}^{VR}$) γίνεται καλύτερα κατανοητή μέσα από το ακόλουθο παράδειγμα. Έστω μία περίοδος μελέτης ανάπτυξης, η οποία έχει διάρκεια 20 έτη ($T=20$). Έστω ότι αποφασίζεται η ενίσχυση της γραμμής $i-j$ με αγωγό τύπου b το έτος 10, δηλαδή $id_{ij,b,10}^L=1$. Επομένως, σύμφωνα με τις (6.8) και (6.12), η μεταβλητή $uz_{ij,b,t}^L$ θα παίρνει την τιμή 0 από το έτος 1 έως το έτος 9 της περιόδου μελέτης ανάπτυξης, το οποίο σημαίνει ότι τα τεχνικά χαρακτηριστικά της γραμμής $i-j$ θα είναι ίδια με τα αρχικά τους κατά το διάστημα αυτό. Ενώ, σύμφωνα με τις (6.8) και (6.12), η μεταβλητή $uz_{ij,b,t}^L$ θα παίρνει την τιμή 1 από το έτος 10 έως το τέλος της περιόδου μελέτης ανάπτυξης, το οποίο σημαίνει ότι τα τεχνικά χαρακτηριστικά της γραμμής $i-j$ δεν θα είναι ίδια με τα αρχικά και ο τύπος της γραμμής $i-j$ θα είναι, πλέον, τύπου b για το διάστημα αυτό.

► Περιορισμοί λειτουργίας του δικτύου:

Οι περιορισμοί που εξασφαλίζουν την ασφαλή λειτουργία του ΔΔ σε κάθε στάδιο t της περιόδου μελέτης ανάπτυξης του δικτύου (T) βασίζονται στο μοντέλο ροών ισχύος κλάδου [5], [21], το οποίο περιγράφηκε στην Ενότητα 3.5, οπότε οι περιορισμοί λειτουργίας του ΔΔ διατυπώνεται ως ακολούθως:

$$P_{ij,t} - I_{ij,t}^2 \cdot \sum_{b \in \Psi_{cd}} r_b \cdot l_{ij} \cdot uz_{ij,b,t}^L - \sum_{k \in N_c(j)} P_{jk,t} = P_{j,t} \quad \forall j \in \Omega_N \quad (6.15)$$

$$Q_{ij,t} - I_{ij,t}^2 \cdot \sum_{b \in \Psi_{cd}} x_b \cdot l_{ij} \cdot uz_{ij,b,t}^L - \sum_{k \in N_c(j)} Q_{jk,t} = Q_{j,t} \quad \forall j \in \Omega_N \quad (6.16)$$

$$P_{j,t} = P_{d,j,t} - P_{dg,j,t} \cdot CF_{j,t} - P_{ss,j,t} \quad \forall j \in \Omega_N \quad (6.17)$$

$$Q_{j,t} = Q_{d,j,t} - Q_{dg,j,t} - \sum_{c \in \Psi_{CB}} Q_{CB,c} \cdot uz_{i,c,t}^{CB} - Q_{ss,j,t} \quad \forall j \in \Omega_N \quad (6.18)$$

$$V_{i,t}^2 - V_{j,t}^2 = 2 \cdot \left(P_{ij,t} \cdot \sum_{b \in \Psi_{cd}} r_b \cdot l_{ij} \cdot uz_{ij,b,t}^L + Q_{ij,t} \cdot \sum_{b \in \Psi_{cd}} x_b \cdot l_{ij} \cdot uz_{ij,b,t}^L \right) - I_{ij,t}^2 \cdot \sum_{b \in \Psi_{cd}} (r_b^2 + x_b^2) \cdot l_{ij}^2 \cdot uz_{ij,b,t}^L \quad \forall (i,j) \in \Omega_L \quad (6.19)$$

$$I_{ij,t}^2 \cdot V_{i,t}^2 = P_{ij,t}^2 + Q_{ij,t}^2 \quad \forall (i,j) \in \Omega_L \quad (6.20)$$

$$V_{\min} \leq V_{i,t} \leq V_{\max} \quad \forall i \in \Omega_N \quad (6.21)$$

$$I_{ij,t} \leq \sum_{b \in \Psi_{cd}} I_b^{\max} \cdot uz_{ij,b,t}^L \quad \forall (i,j) \in \Omega_L \quad (6.22)$$

$$P_{ss,i,t}^2 + Q_{ss,i,t}^2 \leq \sum_{a \in \Psi_{ss}} \left(S_{SS,a}^{\max} \right)^2 \cdot u_{i,a,t}^{SS} \quad \forall i \in \Omega_{SS} \quad (6.23)$$

Η (6.15) εκφράζει το ισοζύγιο ενεργού ισχύος σε κάθε κόμβο j του δικτύου. Συγκεκριμένα, σύμφωνα με την (6.15), η συνολική κατανάλωση ενεργού ισχύος ($P_{j,t}$) του κόμβου j ισούται με τη ροή ενεργού ισχύος ($P_{ij,t}$) από τον κόμβο i προς τον κόμβο j , μείον τις απώλειες ενεργού ισχύος ($I_{ij,t}^2 \cdot \sum_{b \in \Psi_{cd}} r_b \cdot l_{ij} \cdot u_{ij,b,t}^L$) της γραμμής $i-j$, μείον τη ροή ενεργού ισχύος ($P_{jk,t}$) που εξέρχεται από τον κόμβο j προς τους απόγονους κόμβους του. Όμοια, η (6.16) εκφράζει το ισοζύγιο αέργου ισχύος σε κάθε κόμβο j του δικτύου. Σύμφωνα με την (6.17), η συνολική κατανάλωση ενεργού ισχύος ($P_{j,t}$) του κόμβου j είναι ίση με την ενεργό ισχύ ($P_{d,j,t}$) του φορτίου στον κόμβο j , μείον την παραγωγή ενεργού ισχύος ($P_{dg,j,t}$) από ΜΔΠ στον κόμβο j , μείον την παραγωγή ενεργού ισχύος ($P_{ss,j,t}$) από τον Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ στον κόμβο j . Η συνολική κατανάλωση αέργου ισχύος ($Q_{j,t}$) του κόμβου j , σύμφωνα με την (6.18), είναι ίση με την άεργο ισχύ ($Q_{d,j,t}$) του φορτίου στον κόμβο j , μείον την παραγωγή ενεργού ισχύος ($Q_{dg,j,t}$) από ΜΔΠ στον κόμβο j , μείον την παραγωγή αέργου ισχύος ($Q_{CB,c} \cdot u_{i,c,t}^{CB}$) από τον εγκατεστημένο πυκνωτή στον κόμβο j , μείον την παραγωγή αέργου ισχύος ($Q_{ss,j,t}$) από τον Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ στον κόμβο j . Υπενθυμίζεται ότι οι μεταβλητές $P_{ss,j,t}$ και $Q_{ss,j,t}$ είναι ίσες με μηδέν σε κάθε κόμβο j , στον οποίο είναι εγκατεστημένος Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ. Η διαφορά των τετραγώνων των μέτρων των τάσεων των κόμβων i και j , οι οποίοι συνδέονται με τη γραμμή $i-j$, δίνεται από την (6.19). Το μέτρο της φαινόμενης ισχύος που διαρρέει κάθε γραμμή $i-j$ του ΔΔ υπολογίζεται από την (6.20). Σύμφωνα με την (6.21), το μέτρο της τάσης κάθε κόμβου του ΔΔ πρέπει να κυμαίνεται εντός προκαθορισμένων ορίων. Επιπλέον, το ρεύμα που διαρρέει κάθε γραμμή $i-j$ του δικτύου πρέπει, σε κάθε χρονική στιγμή t της περιόδου μελέτης ανάπτυξης, να μην υπερβαίνει την ικανότητα του τύπου του αγωγού, ο οποίος είναι εγκατεστημένος στη γραμμή αυτή, σύμφωνα με την (6.22). Όμοια, σύμφωνα με την (6.23), το μέτρο της φαινόμενης ισχύος που διαρρέει κάθε Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ του ΔΔ πρέπει να είναι μικρότερο από τη μέγιστη φαινόμενη ισχύ του τύπου του Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ, ο οποίος είναι εγκατεστημένος στον κόμβο αυτόν.

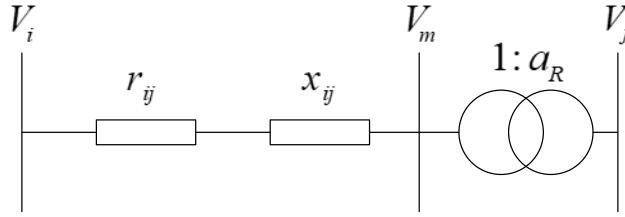
Στο προτεινόμενο μοντέλο για τον μακροπρόθεσμο προγραμματισμό ανάπτυξης ενός ΔΔ, όπως φαίνεται στο Σχήμα 6.1, ο ρυθμιστής τάσης που εγκαθίσταται στη γραμμή $i-j$ μοντελοποιείται ως ένας ιδανικός μετασχηματιστής, με λόγο μετασχηματισμού a_R , σε σειρά με τη σύνθετη αντίσταση της γραμμής $i-j$ [26] και η λειτουργία του περιγράφεται από τους ακόλουθους περιορισμούς:

$$a_{R,\min} \leq a_R \leq a_{R,\max} \quad (6.24)$$

$$a_{R,\min}^2 \cdot V_{m,t}^2 \leq V_{j,t}^2 \leq a_{R,\max}^2 \cdot V_{m,t}^2 \quad \forall (i, j, m) \in \Phi_{VR} \quad (6.25)$$

$$\left| V_{j,t}^2 - V_{m,t}^2 \right| \leq \left(V_{\max}^2 - V_{\min}^2 \right) \cdot \sum_{d \in \Psi_{VR}} u_{ij,d,t}^{VR} \quad \forall (i, j, m) \in \Phi_{VR} \quad (6.26)$$

$$\left(P_{ij,t}^2 + Q_{ij,t}^2 \right) \cdot \sum_{d \in \Psi_{VR}} u_{ij,d,t}^{VR} \leq \sum_{d \in \Psi_{VR}} \left(S_{VR,d}^{\max} \right)^2 \cdot u_{ij,d,t}^{VR} \quad \forall (i, j, m) \in \Phi_{VR} \quad (6.27)$$



Σχήμα 6.1: Ρυθμιστής τάσης σε σειρά με γραμμή διανομής.

Ο λόγος μετασχηματισμού a_R ενός ρυθμιστή τάσης παίρνει τιμές εντός προκαθορισμένων ορίων, σύμφωνα με την (6.24), και λαμβάνει διακριτές τιμές, το οποίο σημαίνει ότι το μέτρο της τάσης ($V_{j,t}$) του κόμβου j θα πρέπει να οριστεί ως διακριτή μεταβλητή. Ωστόσο, για την απλοποίηση του προβλήματος, ο λόγος μετασχηματισμού a_R ενός ρυθμιστή τάσης και κατά επέκταση το μέτρο της τάσης ($V_{j,t}$) του κόμβου j θεωρείται ως συνεχής μεταβλητή. Η απλοποίηση αυτή μπορεί να γίνει, καθώς το πρόβλημα, το οποίο παρουσιάζεται, αφορά τον προγραμματισμό ανάπτυξης του ΔΔ και όχι τη λειτουργία του. Επομένως, θεωρώντας ότι $V_{j,t} = a_R \cdot V_{m,t}$, το μέτρο της τάσης ($V_{j,t}$) του κόμβου j , το οποίο ρυθμίζεται από έναν ρυθμιστή τάσης, μπορεί να πάρει τιμές εντός των τιμών που ορίζονται από την (6.25). Το μέτρο της τάσης ($V_{m,t}$) του κόμβου m υπολογίζεται από την (6.19). Σε περίπτωση που στη γραμμή $i-j$ μέχρι τη χρονική στιγμή t δεν έχει τοποθετηθεί κανενός τύπου ρυθμιστής τάσης, δηλαδή $uz_{ij,d,t}^{VR} = 0, \forall d \in \Psi_{VR}$, τότε θα ισχύει $V_{m,t} = V_{j,t}$, σύμφωνα με την (6.26). Επιπλέον, η φαινόμενη ισχύς που θα διαρρέει τον ρυθμιστή τάσης που θα τοποθετηθεί στη γραμμή $i-j$, θα πρέπει να είναι μικρότερη από την ονομαστική ισχύ του ρυθμιστή τάσης, όπως φαίνεται στην (6.27).

➤ Περιορισμοί για διατήρηση της ακτινικής διάταξης του δικτύου:

Η διάταξη του ΔΔ σε κάθε χρονική στιγμή t της περιόδου μελέτης ανάπτυξης απαιτείται να είναι ακτινική. Αυτό επιτυγχάνεται με τη βοήθεια της δυαδικής μεταβλητής $rd_{ij,t}$ και με τους ακόλουθους περιορισμούς:

$$rd_{ij,t} + rd_{ji,t} = 1 \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \setminus \Phi_{LA} \quad (6.28)$$

$$rd_{ij,t} + rd_{ji,t} = \sum_{b \in \Psi_{cd}} uz_{ij,b,t}^L \quad \forall (i, j) \in \Phi_{LA} \quad (6.29)$$

$$\sum_{j \in \Omega_N} rd_{ji,t} = 1 \quad \forall i \in \Omega_N \setminus \Omega_{SS} \quad (6.30)$$

$$rd_{ji,t} = 0 \quad \forall i \in \Omega_{SS} \quad (6.31)$$

Ένα ακτινικό ΔΔ μπορεί να αναπαρασταθεί ως ένα γεννητικό δέντρο [20]. Συνεπώς, κάθε κόμβος του ΔΔ θα μπορεί να έχει μόνο έναν πρόγονο, εκτός από τη ρίζα του δέντρου, η οποία είναι ο Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ. Στην περίπτωση που η γραμμή $i-j$ αποτελεί κλάδο του γεννητικού δέντρου, τότε ο κόμβος i είναι πρόγονος του κόμβου j ($rd_{ij,t} = 1$) ή ο κόμβος j είναι πρόγονος του κόμβου i ($rd_{ji,t} = 1$), σύμφωνα με τις (6.28) και (6.29). Η (6.30) εξασφαλίζει ότι κάθε κόμβος εκτός των Υ/Σ μπορεί να έχει μόνο έναν πρόγονο, ενώ οι Υ/Σ δεν έχουν κανέναν πρόγονο σύμφωνα με την (6.31).

➤ **Περιορισμοί λειτουργίας των ΜΔΠ:**

Η ανύψωση τάσης είναι ένα από τα κυριότερα προβλήματα που προκαλούνται από την αυξανόμενη διείσδυση ΑΠΕ [118], [119]. Η μη δυνατότητα ελέγχου των ΜΔΠ στα παθητικά δίκτυα διανομής έχει ως αποτέλεσμα το πρόβλημα της ανύψωσης τάσης να αντιμετωπίζεται με την ενίσχυση των γραμμών του ΔΔ, δηλαδή την αντικατάσταση των υφιστάμενων γραμμών με γραμμές, οι οποίες διαθέτουν αγωγούς μεγαλύτερης διατομής [33], [118]. Ωστόσο, κάτι τέτοιο θα επιβάρυνε σημαντικά το κόστος επένδυσης του πλάνου προγραμματισμού ανάπτυξης του ΔΔ. Όπως αναλύθηκε στην Ενότητα 2.4, η μετατροπή των παθητικών ΔΔ σε ενεργά ΔΔ δίνει τη δυνατότητα ελέγχου της ενεργού και αέργου ισχύος των ΜΔΠ. Οι ΜΔΠ μέσω του αντιστροφέα, με τον οποίο διασυνδέονται στο ΔΔ, πέρα από το να παράγουν ενεργό ισχύ, μπορούν να παράγουν ή να καταναλώνουν άεργο ισχύ. Η σχέση μεταξύ της απαιτούμενης αέργου ισχύος και της παραγόμενης ενεργού ισχύος μιας ΜΔΠ απεικονίζεται στο διάγραμμα ενεργού-αέργου ισχύος (διάγραμμα ικανότητας P-Q).

Για τον μακροπρόθεσμο προγραμματισμό ανάπτυξης, λαμβάνεται υπόψη η δυνατότητα ελέγχου της ενεργού και αέργου ισχύος. Ο έλεγχος της ενεργού και αέργου ισχύος και το διάγραμμα ικανότητας P-Q που υιοθετείται για τις ΜΔΠ είναι αυτό που περιγράφεται στο πρότυπο IEEE 1547-2018 (Category B) [94] και παρουσιάζεται και στην Ενότητα 4.4. Όπως περιγράφεται και στην Ενότητα 4.4, η φαινόμενη ισχύς του αντιστροφέα πρέπει να είναι τουλάχιστον 10% μεγαλύτερη από την εγκατεστημένη ισχύ της ΜΔΠ.

Σε κάθε χρονική στιγμή t της περιόδου μελέτης ανάπτυξης, η άεργος ισχύς εξόδου κάθε ΜΔΠ μπορεί να περιγραφεί ως ακολούθως:

- Όταν $0 \leq P_{dg,i,t} \leq 0,05 \cdot P_{DG,i}^{rated}$:

$$Q_{dg,i,t} = 0 \quad \forall i \in \Omega_{DG} \quad (6.32)$$

- Όταν $0,05 \cdot P_{DG,i}^{rated} \leq P_{dg,i,t} \leq 0,2 \cdot P_{DG,i}^{rated}$:

$$Q_{dg,i,t} \geq -2,42 \cdot P_{dg,i,t} \quad \forall i \in \Omega_{DG} \quad (6.33)$$

$$Q_{dg,i,t} \leq 2,42 \cdot P_{dg,i,t} \quad \forall i \in \Omega_{DG} \quad (6.34)$$

- Όταν $0,2 \cdot P_{DG,i}^{rated} \leq P_{dg,i,t} \leq P_{DG,i}^{rated}$:

$$Q_{dg,i,t} \geq -0,484 \cdot P_{DG,i}^{rated} \quad \forall i \in \Omega_{DG} \quad (6.35)$$

$$Q_{dg,i,t} \leq 0,484 \cdot P_{DG,i}^{rated} \quad \forall i \in \Omega_{DG} \quad (6.36)$$

Επιπλέον, πέρα από τη δυνατότητα των ΜΔΠ να απορροφούν ή να παράγουν άεργο ισχύ ανάλογα με το επίπεδο της παραγόμενης ενεργού ισχύος τους, επιτρέπεται και η περικοπή της ενεργού ισχύος εξόδου της ΜΔΠ, όποτε αυτό κρίνεται απαραίτητο. Για να είναι δυνατή η περικοπή ενεργού ισχύος πρέπει η παραγόμενη ενεργός ισχύς της ΜΔΠ να είναι μεγαλύτερη από το 20% της εγκατεστημένης ισχύος της. Αυτό περιγράφεται από τις ακόλουθες σχέσεις:

- Όταν $0 \leq P_{dg,i,t} \leq 0,2 \cdot P_{DG,i}^{rated}$:

$$CF_{i,t} = 1 \quad \forall i \in \Omega_{DG} \quad (6.37)$$

- Όταν $0,2 \cdot P_{DG,i}^{rated} \leq P_{dg,i,t} \leq P_{DG,i}^{rated}$:

$$CF_i^{\min} \leq CF_{i,t} \leq 1 \quad \forall i \in \Omega_{DG} \quad (6.38)$$

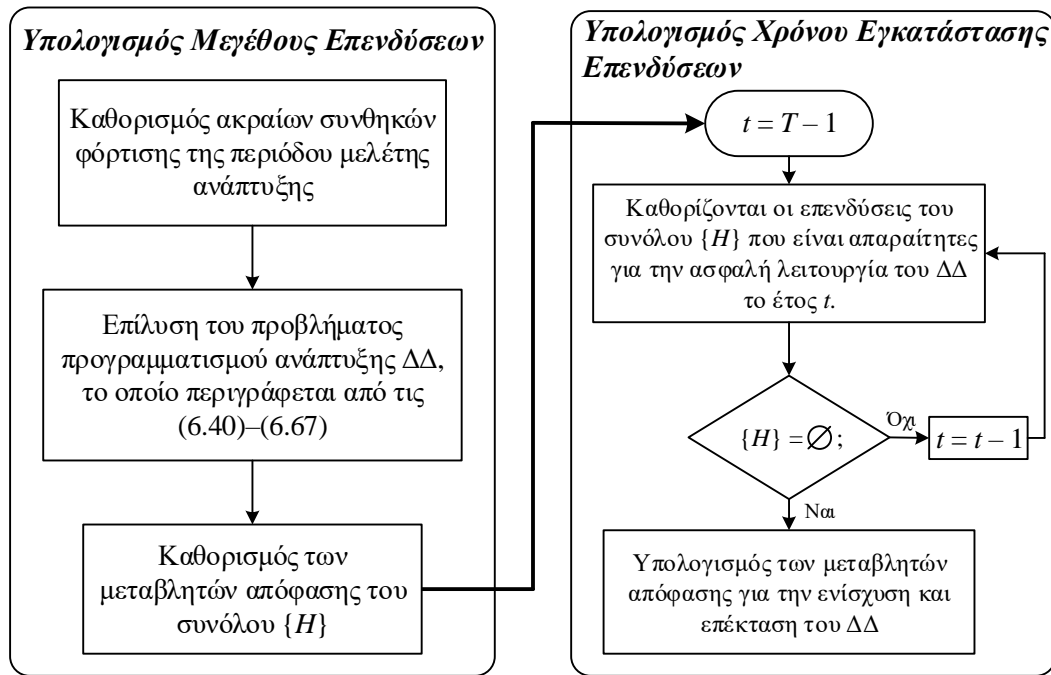
$$CF_{i,t} \cdot P_{dg,i,t} \geq 0,2 \cdot P_{DG,i}^{rated} \quad \forall i \in \Omega_{DG} \quad (6.39)$$

Η μεταβλητή $CF_{i,t}$ δηλώνει το ποσοστό της παραγόμενης ισχύος της ΜΔΠ που εγχέεται στο δίκτυο. Όταν $CF_{i,t} = 1$, η ΜΔΠ στον κόμβο i τη χρονική στιγμή t εγχέει στο ΔΔ το 100% της παραγόμενης ισχύος της, ενώ όταν $CF_{i,t} = 0,8$, η ΜΔΠ στον κόμβο i τη χρονική στιγμή t εγχέει στο ΔΔ το 80% της παραγόμενης ισχύος της, ενώ περικόπτεται το υπόλοιπο 20% αυτής.

6.4 ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΑ ΕΠΙΛΥΣΗΣ ΤΟΥ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ

Στην ενότητα αυτή παρουσιάζεται η μεθοδολογία επίλυσης του προβλήματος του μακροπρόθεσμου προγραμματισμού ανάπτυξης του δικτύου, όπως αυτό διατυπώθηκε στην Ενότητα 6.3. Η προτεινόμενη μεθοδολογία λαμβάνει υπόψη τις πολλαπλές εναλλακτικές επιλογές για την ενίσχυση και την επέκταση του ΔΔ, καθώς και την ενεργό διαχείριση του ΔΔ. Η ενεργός διαχείριση του ΔΔ περιλαμβάνει τον έλεγχο της ενεργού και αέργου ισχύος των ΜΔΠ. Επιπλέον, η προτεινόμενη μεθοδολογία είναι μία μέθοδος πολλαπλών σταδίων, δηλαδή καθορίζει και τη χρονική στιγμή της περιόδου μελέτης ανάπτυξης κατά την οποία υλοποιείται η εγκατάσταση των μελλοντικών στοιχείων και του μελλοντικού εξοπλισμού του ΔΔ. Η προτεινόμενη μεθοδολογία μπορεί να εφαρμοστεί για τον προγραμματισμό ανάπτυξης ΔΔ, στα οποία υπάρχει ή προβλέπεται να υπάρξει υψηλή διείσδυση διανεμημένης παραγωγής. Ένα από τα σημαντικότερα πλεονεκτήματα της προτεινόμενης μεθοδολογίας είναι ότι για τον υπολογισμό του πλάνου για τον προγραμματισμό ανάπτυξης του ΔΔ θεωρεί πολλαπλές εναλλακτικές επιλογές, όπως η ενίσχυση Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ, η ενίσχυση γραμμών, η εγκατάσταση νέων γραμμών, η εγκατάσταση πυκνωτών και ρυθμιστών τάσης, για την αντιμετώπιση των προβλημάτων λειτουργίας του ΔΔ, όπως υπερφόρτιση γραμμών ή/και παραβίαση ορίων τάσης, κατά τη διάρκεια της περιόδου μελέτης ανάπτυξης του ΔΔ. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα την αρτιότερη επίλυση του προβλήματος. Για παράδειγμα, αν σε κάποια χρονική στιγμή του προγραμματισμού ανάπτυξης η πτώση τάσης σε ένα μέρος του δικτύου είναι εκτός των επιτρεπτών ορίων, τότε η προτεινόμενη μέθοδος θα επιλέξει την κατάλληλη εναλλακτική επιλογή ανάμεσα από την ενίσχυση γραμμών, εγκατάσταση πυκνωτών ή ρυθμιστών τάσης, η οποία θα εξασφαλίζει την ασφαλή λειτουργία του ΔΔ για το υπόλοιπο της περιόδου μελέτης ανάπτυξης με το ελάχιστο δυνατό κόστος.

Ο στόχος της προτεινόμενης μεθοδολογίας είναι ο υπολογισμός των δυαδικών μεταβλητών απόφασης για την ενίσχυση και επέκταση του ΔΔ ($id_{i,a,t}^{SS}$, $id_{ij,b,t}^L$, $id_{i,c,t}^{CB}$, $id_{ij,d,t}^{VR}$), δηλαδή τον τύπο, τη θέση, την ονομαστική ισχύ και τον χρόνο εγκατάστασης των στοιχείων και του εξοπλισμού του ΔΔ. Η προτεινόμενη μεθοδολογία χωρίζει το πρόβλημα του μακροπρόθεσμου προγραμματισμού ανάπτυξης του ΔΔ σε δύο υποπροβλήματα, έτσι ώστε να αντιμετωπιστεί καλύτερα η πολυπλοκότητα του προβλήματος, και χρησιμοποιεί δύο διαδοχικές μεθόδους βελτιστοποίησης για την επίλυσή τους. Με την επίλυση του πρώτου υποπροβλήματος υπολογίζεται το μέγεθος των επενδύσεων, δηλαδή ο τύπος, η θέση και η ονομαστική ισχύς των μεταβλητών απόφασης για την ενίσχυση και επέκταση του ΔΔ, οι οποίες εξασφαλίζουν την ασφαλή λειτουργία του ΔΔ κατά τη διάρκεια ολόκληρης της περιόδου μελέτης ανάπτυξης. Με την επίλυση του δεύτερου υποπροβλήματος υπολογίζεται ο χρόνος εγκατάστασης των μεταβλητών απόφασης που υπολογίστηκαν στην πρώτη φάση. Η



Σχήμα 6.2: Διάγραμμα της προτεινόμενης μεθόδου πολλαπλών σταδίων για τον μακροπρόθεσμο προγραμματισμό ανάπτυξης των ενεργών ΔΔ.

αρχιτεκτονική της προτεινόμενης μεθόδου πολλαπλών σταδίων για τον μακροπρόθεσμο προγραμματισμό ανάπτυξης των ενεργών ΔΔ απεικονίζεται στο Σχήμα 6.2.

6.4.1 Δεδομένα εισόδου για τον προγραμματισμό ανάπτυξης

Ο προγραμματισμός ανάπτυξης των ΔΔ πραγματοποιείται με στόχο η ασφαλής λειτουργία του δικτύου να εξασφαλίζεται ακόμα και στις πιο ακραίες καταστάσεις φόρτισης των ΔΔ. Οι ακραίες καταστάσεις φόρτισης που μπορούν να παρατηρηθούν κατά τη λειτουργία ενός ΔΔ, στο οποίο είναι εγκατεστημένες ΜΔΠ, είναι [2]:

- i) Η περίοδος που παρατηρείται το μέγιστο φορτίο και η παραγωγή από ΜΔΠ είναι μηδενική. Αυτή η κατάσταση φόρτισης θα αναφέρεται από εδώ και στο εξής ως κατάσταση φόρτισης μέγιστου φορτίου και μηδενικής διανεμημένης παραγωγής.
- ii) Η περίοδος που παρατηρείται το ελάχιστο φορτίο και η μέγιστη παραγωγή από ΜΠΔ. Αυτή η κατάσταση φόρτισης θα αναφέρεται από εδώ και στο εξής ως ακραία κατάσταση φόρτισης ελάχιστου φορτίου και μέγιστης διανεμημένης παραγωγής.

Για παράδειγμα, η μεγαλύτερη πτώση τάσης ή η υψηλότερη φόρτιση γραμμών θα παρατηρηθεί τη χρονική περίοδο που το φορτίο παίρνει την υψηλότερη τιμή του και η παραγωγή από ΜΔΠ είναι μηδενική. Αντίστοιχα, η μεγαλύτερη ανύψωση τάσης ή η υψηλότερη φόρτιση γραμμών θα παρατηρηθεί τη χρονική περίοδο που το φορτίο παίρνει την ελάχιστη τιμή και η παραγωγή από ΜΔΠ παίρνει τη μέγιστη τιμή. Επομένως, ένα πλάνο προγραμματισμού ανάπτυξης που εξασφαλίζει την ασφαλή λειτουργία του ΔΔ υπό αυτές τις ακραίες καταστάσεις φόρτισης, θα εξασφαλίζει και την ασφαλή λειτουργία του ΔΔ και για τις υπόλοιπες καταστάσεις φόρτισης του ΔΔ κατά τη διάρκεια της περιόδου μελέτης ανάπτυξης. Αν και αυτές οι καταστάσεις φόρτισης εμφανίζονται σχετικά σπάνια κατά τη διάρκεια της

περιόδου μελέτης ανάπτυξης, η εξυπηρέτηση οποιασδήποτε ζήτησης φορτίου είναι η πρωταρχική προτεραιότητα του προγραμματισμού ανάπτυξης ενός ΔΔ.

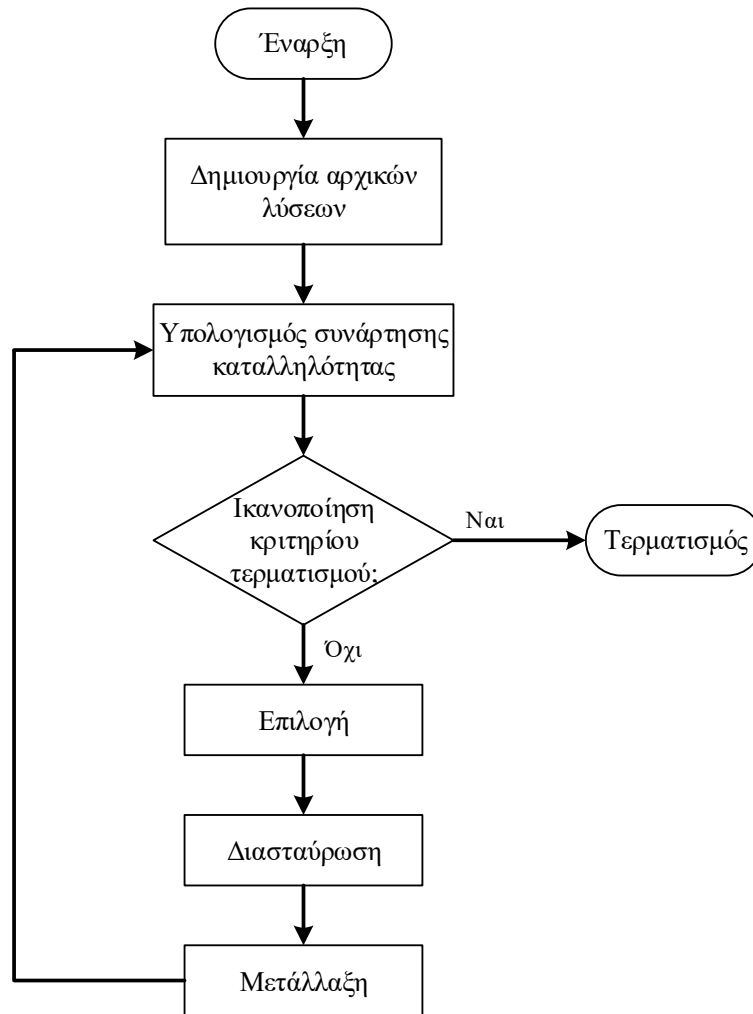
Επομένως, είναι απαραίτητο πριν πραγματοποιηθεί ο προγραμματισμός ανάπτυξης του ΔΔ να αναγνωριστούν όλες οι ακραίες καταστάσεις φόρτισης που θα προκύψουν κατά τη διάρκεια της περιόδου μελέτης ανάπτυξης. Η ακραία κατάσταση φόρτισης μέγιστου φορτίου και μηδενικής διανεμημένης παραγωγής αντιστοιχεί στο μέγιστο φορτίο του τελευταίου έτους της περιόδου μελέτης ανάπτυξης, θεωρώντας ότι το φορτίο θα αυξάνεται κάθε χρόνο. Στην κατάσταση αυτή, η τιμή κάθε φορτίου θα τίθεται ίση με τη μέγιστη προβλεπόμενη τιμή της, ενώ η ενεργός ισχύς των ΜΔΠ θα τίθεται ίση με το μηδέν. Ο αριθμός των ακραίων καταστάσεων φόρτισης ελάχιστου φορτίου και μέγιστης διανεμημένης παραγωγής είναι ίσος με τις χρονικές περιόδους (έτη), στις οποίες προβλέπεται να εγκατασταθούν νέες ΜΔΠ. Στις καταστάσεις αυτές, η τιμή κάθε φορτίου θα τίθεται ίση με την ελάχιστη προβλεπόμενη ζήτηση φορτίου του έτους αυτού, ενώ η ενεργός ισχύς των ΜΔΠ θα τίθεται ίση με την ονομαστική τους ισχύ. Με αυτόν τον τρόπο, καθορίζεται ένα σύνολο καταστάσεων SC , στο οποίο κάθε κατάσταση χαρακτηρίζεται από ένα διαφορετικό επίπεδο φορτίου και διαφορετικό επίπεδο διανεμημένης παραγωγής.

Για παράδειγμα, σε μία περίοδο μελέτης ανάπτυξης T ετών, κατά την οποία προβλέπεται να εγκατασταθούν ΜΠΔ τα έτη t_1 και t_2 , οι συνολικές ακραίες καταστάσεις φόρτισης (SC) θα είναι τρεις. Οι πρώτες δύο ακραίες καταστάσεις φόρτισης αντιστοιχούν στις δύο καταστάσεων φόρτισης ελάχιστου φορτίου και μέγιστης διανεμημένης παραγωγής. Στην πρώτη κατάσταση φόρτισης sc_1 , η τιμή κάθε φορτίου θα τίθεται ίση με την ελάχιστη προβλεπόμενη τιμή κάθε φορτίου το έτος t_1 , ενώ η ενεργός ισχύς κάθε εγκατεστημένης ΜΔΠ θα παίρνει την ονομαστική της τιμή. Όμοια, στη δεύτερη κατάσταση φόρτισης sc_2 , η τιμή κάθε φορτίου θα τίθεται ίση με την ελάχιστη προβλεπόμενη τιμή κάθε φορτίου το έτος t_2 , ενώ η ενεργός ισχύς κάθε εγκατεστημένης ΜΔΠ θα παίρνει την ονομαστική της τιμή. Η τελευταία ακραία κατάσταση φόρτισης sc_3 θα αντιστοιχεί στην ακραία κατάσταση φόρτισης μέγιστου φορτίου και μηδενικής διανεμημένης παραγωγής, στην οποία η τιμή κάθε φορτίου τίθεται ίση με τη μέγιστη προβλεπόμενη τιμή κάθε φορτίου του έτους T και η ενεργός ισχύς κάθε ΜΔΠ θα είναι ίση με το μηδέν.

6.4.2 Υπολογισμός μεγέθους επενδύσεων

Στην πρώτη φάση επίλυσης του προβλήματος του μακροπρόθεσμου προγραμματισμού ανάπτυξης του ΔΔ, υπολογίζεται το μέγεθος των επενδύσεων, δηλαδή ο τύπος, η θέση και η ονομαστική ισχύς των στοιχείων και του εξοπλισμού του δικτύου, τα οποία είναι απαραίτητα να εγκατασταθούν στο ΔΔ, έτσι ώστε να εξασφαλίζεται η ασφαλής λειτουργία του ΔΔ κατά τη διάρκεια ολόκληρης της περιόδου μελέτης ανάπτυξης. Ουσιαστικά, υπολογίζονται οι μεταβλητές απόφασης για την ενίσχυση και επέκταση του δικτύου $(id_{i,a,t}^{SS}, id_{ij,b,t}^L, id_{i,c,t}^{CB}, id_{ij,d,t}^{VR})$ χωρίς να προσδιοριστεί ο χρόνος εγκατάστασής τους. Οι αντίστοιχες μεταβλητές απόφασης για την ενίσχυση και επέκταση του ΔΔ, αποξευγμένες από τον χρόνο εγκατάστασης, συμβολίζονται με $\hat{id}_{i,a}^{SS}$, $\hat{id}_{ij,b}^L$, $\hat{id}_{i,c}^{CB}$ και $\hat{id}_{ij,d}^{VR}$.

Η μέθοδος βελτιστοποίησης που επιλέγεται για τον υπολογισμό του μεγέθους των επενδύσεων είναι ένα υβριδικό σχήμα γενετικού αλγόριθμου (ΓΑ) [120]. Ο ΓΑ είναι ένας μεθευρετικός αλγόριθμος, ο οποίος έχει χρησιμοποιηθεί για την επίλυση ενός μεγάλου εύρους προβλημάτων μεικτού ακέραιου προγραμματισμού. Επιπλέον, ο ΓΑ έχει επιλεγεί



Σχήμα 6.3: Διάγραμμα ροής ΓΑ.

αρκετές φορές για την επίλυση του προβλήματος του βέλτιστου προγραμματισμού ανάπτυξης ενός ΔΔ [63], [64], [121]–[125]. Τα πλεονεκτήματα του ΓΑ είναι ότι συγκλίνει πάντοτε σε μία εφικτή λύση του προβλήματος και επιτρέπει την αναλυτική θεώρηση του προβλήματος του βέλτιστου προγραμματισμού ανάπτυξης χωρίς προσεγγίσεις ή απλοποιήσεις.

Στο Σχήμα 6.3 φαίνεται το διάγραμμα ροής του ΓΑ. Ο ΓΑ ξεκινά με τη δημιουργία ενός αρχικού πληθυσμού λύσεων. Κάθε λύση αναπαρίσταται από μία συμβολοσειρά, στην οποία κωδικοποιούνται οι μεταβλητές απόφασης του προβλήματος και ονομάζονται χρωμοσώματα. Στη συνέχεια κάθε υποψήφια λύση αξιολογείται μέσω μίας συνάρτησης καταλληλότητας (fitness function), η οποία λαμβάνει υπόψη την τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης, καθώς και τις παραβιάσεις των τεχνικών περιορισμών (εάν υπάρχουν). Από τη στιγμή που το πρόβλημα του βέλτιστου προγραμματισμού ανάπτυξης αποτελεί πρόβλημα ελαχιστοποίησης, τότε η λύση με τη χαμηλότερη τιμή της συνάρτησης καταλληλότητας θεωρείται και καλύτερη. Μετά την αξιολόγηση κάθε υποψήφιας λύσης γίνεται έλεγχος του κριτηρίου τερματισμού του ΓΑ, το οποίο μπορεί να είναι είτε η εκτέλεση ενός προκαθορισμένου αριθμού επαναλήψεων, είτε η ικανοποίηση της συνθήκης η τιμή της συνάρτησης καταλληλότητας της καλύτερης λύσης να παραμένει σταθερή για ένα μεγάλο αριθμό επαναλήψεων. Εάν το κριτήριο τερματισμού δεν ικανοποιείται, ο πληθυσμός των λύσεων τροποποιείται μέσω μηχανισμών, όπως η επιλογή, η διασταύρωση και η μετάλλαξη.

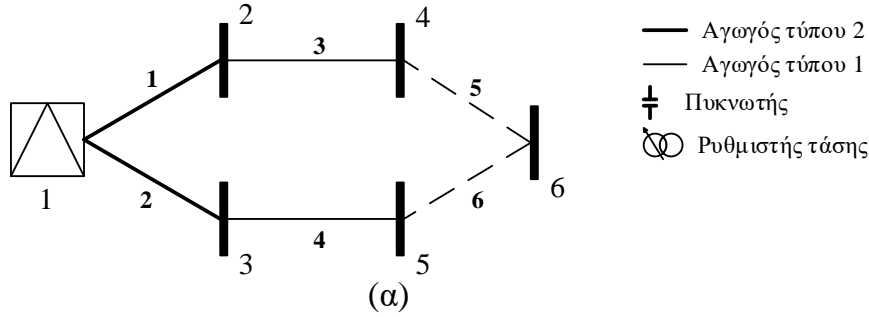
Ο μηχανισμός της επιλογής έχει ως στόχο την επιλογή των καλύτερων λύσεων, δηλαδή των λύσεων με τη μικρότερη τιμή της συνάρτησης καταλληλότητας εάν πρόκειται για πρόβλημα ελαχιστοποίησης, από τον συνολικό πληθυσμό, έτσι ώστε να διατηρηθούν στην επόμενη επανάληψη και να χρησιμοποιηθούν για τη δημιουργία νέων λύσεων μέσω του μηχανισμού της διασταύρωσης. Με τον μηχανισμό της διασταύρωσης, δύο υποψήφιας λύσεις ανταλλάσσουν μέρη των χρωμοσωμάτων τους, έτσι ώστε να δημιουργηθούν νέες υποψήφιας λύσεις. Με τον μηχανισμό της μετάλλαξης επιλέγεται ένας μικρός αριθμός υποψήφιας λύσεων και ένα τυχαίο μέρος του χρωμοσώματός τους διαφοροποιείται από την αρχική του τιμή. Με αυτόν τον τρόπο δημιουργείται ένας καινούριος και πιθανόν καλύτερος πληθυσμός.

➤ **Δομή υποψήφιας λύσης (χρωμοσώματος):**

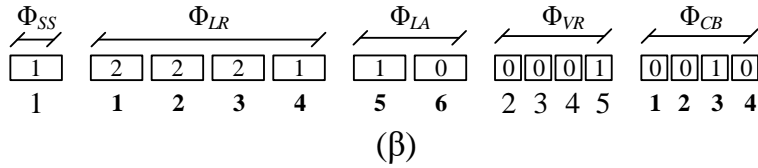
Στον ΓΑ που χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό του μεγέθους των επενδύσεων του προβλήματος του μακροπρόθεσμου προγραμματισμού ανάπτυξης των ενεργών ΔΔ, κάθε υποψήφια λύση (χρωμόσωμα) αναπαρίσταται από μία συμβολοσειρά με πέντε μέρη. Στο πρώτο μέρος αυτής της συμβολοσειράς κωδικοποιείται ο τύπος Υ/Σ, με τον οποίο θα ενισχυθούν οι υποψήφιοι προς ενίσχυση Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ. Στο δεύτερο μέρος της συμβολοσειράς κωδικοποιείται ο τύπος του αγωγού, με τον οποίο θα ενισχυθεί μία υφιστάμενη γραμμή, ενώ στο τρίτο μέρος της συμβολοσειράς κωδικοποιείται ο τύπος του αγωγού των νέων γραμμών που θα εγκατασταθούν για τη σύνδεση νέων φορτίων. Στο τέταρτο και πέμπτο μέρος τη συμβολοσειράς κωδικοποιείται η πιθανή εγκατάσταση ενός πυκνωτή σε ένα κόμβο του ΔΔ και η πιθανή εγκατάσταση ενός ρυθμιστή τάσης σε μία γραμμή του ΔΔ, αντίστοιχα. Ουσιαστικά, κάθε συμβολοσειρά αναπαριστά μία πιθανή διάταξη ενός ΔΔ και καθορίζει τις μεταβλητές απόφασης για την ενίσχυση και επέκταση του ΔΔ, αποζευγμένες από τον χρόνο εγκατάστασης ($\hat{id}_{i,a}^{SS}$, $\hat{id}_{ij,b}^L$, $\hat{id}_{i,c}^{CB}$ και $\hat{id}_{ij,d}^{VR}$). Για παράδειγμα, στο Σχήμα 6.4(α) παρουσιάζεται η αρχική διάταξη ενός δικτύου 5 κόμβων. Οι διακεκομμένες γραμμές του Σχήματος 6.4(α) αναπαριστούν τις πιθανές οδεύσεις για την εγκατάσταση νέων γραμμών με σκοπό τη σύνδεση του μελλοντικού φορτίου του κόμβου 6. Στο δίκτυο 5 κόμβων του Σχήματος 6.4(α), θεωρείται ότι ο Υ/Σ στον κόμβο 1 και όλες οι υφιστάμενες γραμμές είναι υποψήφιας για ενίσχυση, σε κάθε κόμβο εκτός του κόμβου 1 μπορεί να εγκατασταθεί πυκνωτής και σε κάθε υφιστάμενη γραμμή μπορεί να εγκατασταθεί ρυθμιστής τάσης. Στο Σχήμα 6.4(β) απεικονίζεται η συμβολοσειρά μίας υποψήφιας λύσης, στην οποία ο τύπος του Υ/Σ του κόμβου είναι τύπος 1, ο αγωγός των γραμμών 1 έως 3 είναι τύπου 2, ο αγωγός της γραμμής 4 είναι τύπου 1, ο κόμβος 6 συνδέεται με τη γραμμή 5 στο δίκτυο, ο αγωγός της γραμμής 5 είναι τύπου 1, ένας πυκνωτής εγκαθίσταται στον κόμβο 5 και ένας ρυθμιστής τάσης εγκαθίσταται στη γραμμή 3. Στο Σχήμα 6.4(γ) απεικονίζεται η διάταξη του δικτύου της συμβολοσειράς του Σχήματος 6.4(β).

➤ **Συνάρτηση καταλληλότητας:**

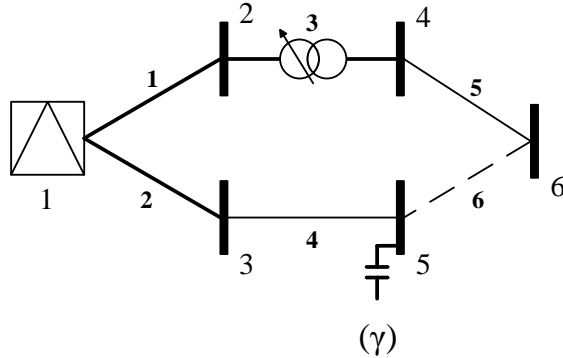
Η συνάρτηση καταλληλότητας για την αξιολόγηση κάθε υποψήφιας λύσης του προβλήματος περιλαμβάνει διαφορετικά κριτήρια, καθώς και μία συνάρτηση ποινής (penalty function), η οποία επιβάλλει ποινή στις μη εφικτές λύσεις του προβλήματος ανάλογη με το μέγεθος της παραβίασης των περιορισμών. Για να προστεθούν οι τιμές των κριτηρίων, κάθε κριτήριο πρέπει να είναι κανονικοποιημένο. Η συνάρτηση καταλληλότητας είναι η ακόλουθη:



Κωδικοποιημένη υποψήφια λύση:



Αποκωδικοποιημένη υποψήφια λύση:



Σχήμα 6.4: (α) Αρχική διάταξη ΔΔ 5 κόμβων, (β) Κωδικοποιημένη υποψήφια λύση, (γ) Αποκωδικοποιημένη υποψήφια λύση.

$$\min ff = w_1 \cdot f_{inv} + w_2 \cdot f_d + M \cdot f_{pen} \tag{6.40}$$

Το πρώτο κριτήριο είναι το κανονικοποιημένο κόστος επένδυσης της υποψήφιας λύσης και υπολογίζεται σύμφωνα με τις μεταβλητών απόφασης για την ενίσχυση και επέκταση του δικτύου, οι οποίες είναι αποζευγμένες από τον χρόνο εγκατάστασης ($\hat{id}_{i,a}^{SS}$, $\hat{id}_{ij,b}^L$, $\hat{id}_{i,c}^{CB}$ και $\hat{id}_{ij,d}^{VR}$), ως ακολούθως:

$$f_{inv} = \frac{IC_{SR} + IC_{LR} + IC_{LA} + IC_{CB} + IC_{VR}}{MaxBudget} \tag{6.41}$$

όπου:

$$IC_{SR} = \sum_{i \in \Phi_{SS}} \sum_{a \in \Psi_{SS}} C_{SS,a} \cdot \hat{id}_{i,a}^{SS} \tag{6.42}$$

$$IC_{LR} = \sum_{ij \in \Phi_{LR}} \sum_{b \in \Psi_{cd}} C_{cd,b} \cdot l_{ij} \cdot \hat{id}_{ij,b}^L \tag{6.43}$$

$$IC_{LA} = \sum_{ij \in \Phi_{LA}} \sum_{b \in \Psi_{cd}} C_{cd,b} \cdot l_{ij} \cdot \hat{id}_{ij,b}^L \tag{6.44}$$

$$IC_{CB} = \sum_{i \in \Phi_{CB}} \sum_{c \in \Psi_{CB}} C_{CB,c} \cdot \hat{id}_{i,c}^{CB} \tag{6.45}$$

$$IC_{VR} = \sum_{ij \in \Phi_{LVR}} \sum_{d \in \Psi_{VR}} C_{VR,d} \cdot \hat{id}_{ij,d}^{VR} \quad (6.46)$$

Η (6.41) παίρνει τιμές μεγαλύτερες της μονάδας όταν το κόστος επένδυσης είναι μεγαλύτερο από τον μέγιστο προϋπολογισμό κόστους για τον προγραμματισμό ανάπτυξης του ΔΔ, ενώ στην αντίθετη περίπτωση παίρνει τιμές μικρότερης της μονάδας.

Το δεύτερο κριτήριο εξασφαλίζει την ισοκατανομή του μέγιστου φορτίου μεταξύ των κύριων γραμμών της τελικής διάταξης του ΔΔ [121]. Με αυτόν τον τρόπο, περιορίζεται η επιμέρους φόρτιση των κύριων γραμμών του ΔΔ και μειώνεται η πτώση τάσης στον πιο απομακρυσμένο κόμβο του ΔΔ. Το κριτήριο αυτό υπολογίζεται ως ακολούθως:

$$f_d = \frac{\sum_{k=1}^{N_f} (P_{D,f_k} - \bar{P}_D)^2}{\bar{P}_D^2} \quad (6.47)$$

όπου:

$$P_{D,f_k} = \sum_{i \in \Omega_{f_k}} P_{d,i,T}^{\max} \quad (6.48)$$

$$\bar{P}_D = \frac{\sum_{i \in \Omega_N} P_{d,i,T}^{\max}}{N_f} \quad (6.49)$$

Όσο μικρότερη είναι η τιμή της (6.47) τόσο πιο ισοκατανεμημένο είναι το φορτίο μεταξύ των κύριων γραμμών του ΔΔ στο τέλος της περιόδου μελέτης ανάπτυξής του. Ιδανικά, η (6.48) παίρνει την τιμή μηδέν όταν στο τέλος της περιόδου μελέτης ανάπτυξης του ΔΔ, οι κύριες γραμμές διανομής εξυπηρετούν το ίδιο ακριβώς συνολικό φορτίο. Η προτεραιότητα του κριτηρίου αυτού είναι χαμηλότερη από την προτεραιότητα του πρώτου κριτηρίου. Το κριτήριο αυτό βοηθά στην καλύτερη αξιολόγηση λύσεων, οι οποίες έχουν ίδιο ή σχεδόν ίδιο επενδυτικό κόστος. Στην περίπτωση αυτή, ως καλύτερη λύση θα θεωρηθεί η λύση, στην οποία το φορτίο είναι ισοκατανεμημένο μεταξύ των κύριων γραμμών του ΔΔ.

Η συνάρτηση καταλληλότητας, πέρα από τα κριτήρια (6.41) και (6.47), περιλαμβάνει και μία συνάρτηση ποινής για την αξιολόγηση μίας λύσης, η οποία επιβάλλει ποινή ανάλογη με τις παραβιάσεις των τεχνικών περιορισμών του ΔΔ στις ακραίες καταστάσεις φόρτισης (SC) κατά τη διάρκεια της περιόδου μελέτης ανάπτυξης, όπως αυτές περιγράφηκαν στην Ενότητα 6.4.1. Η λειτουργία της διάταξης του ΔΔ, η οποία προκύπτει από την αποκωδικοποίηση της συμβολοσειράς μίας υποψήφιας λύσης, στις ακραίες καταστάσεις φόρτισης, δηλαδή για κάθε $sc \in SC$, περιγράφεται από τους παρακάτω περιορισμούς:

$$P_{ij,sc} - I_{ij,sc}^2 \cdot r_b \cdot l_{ij} - \sum_{k \in N_c(j)} P_{jk,sc} = P_{d,j,sc} - P_{dg,j,sc} \cdot CF_{j,sc} - P_{ss,j,sc} \quad \forall j \in \Omega_N \quad (6.50)$$

$$Q_{ij,sc} - I_{ij,sc}^2 \cdot x_b \cdot l_{ij} - \sum_{k \in N_c(j)} Q_{jk,sc} = Q_{d,j,sc} - Q_{dg,j,sc} - Q_{CB,c} \cdot \hat{id}_{j,c}^{CB} - Q_{ss,j,sc} \quad \forall j \in \Omega_N \quad (6.51)$$

$$V_{i,sc}^2 - V_{j,sc}^2 = 2 \cdot (P_{ij,sc} \cdot r_b \cdot l_{ij} + Q_{ij,t} \cdot x_b \cdot l_{ij}) - I_{ij,sc}^2 \cdot (r_b^2 + x_b^2) \cdot l_{ij}^2 \quad \forall (i,j) \in \Omega_L \quad (6.52)$$

$$I_{ij,sc}^2 \cdot V_{i,sc}^2 = P_{ij,sc}^2 + Q_{ij,sc}^2 \quad \forall (i,j) \in \Omega_L \quad (6.53)$$

$$V_{\min} - \delta u_{i,sc}^- \leq V_{i,sc} \leq V_{\max} + \delta u_{i,sc}^+ \quad \forall i \in \Omega_N \quad (6.54)$$

$$I_{ij,sc} \leq I_b^{\max} + \delta s_{ij,sc} \quad \forall (i,j) \in \Omega_L \quad (6.55)$$

$$P_{ss,i,sc}^2 + Q_{ss,i,sc}^2 \leq S_a^{\max} \quad \forall i \in \Omega_{SS} \quad (6.56)$$

$$rd_{ij,sc} + rd_{ji,sc} = 1 \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (6.57)$$

$$\sum_{j \in \Omega_N} rd_{ji,sc} = 1 \quad \forall i \in \Omega_N \setminus \Omega_{SS} \quad (6.58)$$

$$rd_{ji,t} = 0 \quad \forall i \in \Omega_{SS} \quad (6.59)$$

$$a_{R,\min}^2 \cdot V_{m,sc}^2 \leq V_{j,sc}^2 \leq a_{R,\max}^2 \cdot V_{m,sc}^2 \quad \forall (i, j, m) \in \Omega_{VR} \quad (6.60)$$

$$|V_{j,sc}^2 - V_{m,sc}^2| \leq (V_{\max}^2 - V_{\min}^2) \quad \forall (i, j, m) \in \Omega_{VR} \quad (6.61)$$

$$P_{ij,sc}^2 + Q_{ij,sc}^2 \leq (S_d^{\max})^2 \quad \forall (i, j, m) \in \Omega_{VR} \quad (6.62)$$

$$-0.484 \cdot P_{DG,i}^{\text{rated}} \leq Q_{dg,i,sc} \leq 0.484 \cdot P_{DG,i}^{\text{rated}} \quad \forall i \in \Omega_{DG} \quad (6.63)$$

$$CF_i^{\min} \leq CF_{i,sc}^- \leq 1 \quad \forall i \in \Omega_{DG} \quad (6.64)$$

$$0 \leq \delta u_{i,sc}^-, \delta u_{i,sc}^+ \leq \Delta V_{\max} \quad \forall i \in \Omega_N \quad (6.65)$$

$$0 \leq \delta s_{ij,sc} \leq \Delta S_{\max} \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (6.66)$$

Το ισοζύγιο ενεργού και αέργου ισχύος μίας υποψήφιας λύσης δίνεται από τις (6.50) και (6.51), αντίστοιχα. Η (6.52) υπολογίζει τη διαφορά των τετραγώνων των μέτρων των τάσεων των γειτονικών κόμβων i και j . Το μέτρο της φαινόμενης ισχύος που διαρρέει κάθε γραμμή $i-j$ του δικτύου υπολογίζεται από την (6.53). Σύμφωνα με την (6.54), το μέτρο της τάσης κάθε κόμβου του δικτύου πρέπει να κυμαίνεται εντός προκαθορισμένων ορίων. Επιπλέον, το ρεύμα που διαρρέει κάθε γραμμή $i-j$ του δικτύου πρέπει να μην υπερβαίνει την ικανότητα του τύπου του αγωγού, ο οποίος είναι εγκατεστημένος στη γραμμή αυτή, σύμφωνα με την (6.55). Όμοια, σύμφωνα με την (6.56), το μέτρο της φαινόμενης ισχύος που διαρρέει κάθε Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ του δικτύου πρέπει να είναι μικρότερο από τη μέγιστη φαινόμενη ισχύ του τύπου του Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ, ο οποίος είναι εγκατεστημένος στον κόμβο αυτόν. Η ακτινική λειτουργία της υποψήφιας λύσης εξασφαλίζεται με τις (6.57)–(6.59). Η λειτουργία των ρυθμιστών τάσης που είναι εγκατεστημένοι στη διάταξη του ΔΔ περιγράφεται από τις (6.60)–(6.62). Οι περιορισμοί λειτουργίας των ΜΔΠ του ΔΔ περιγράφονται από τις (6.63) και (6.64).

Σε περίπτωση που μία υποψήφια λύση δεν παραβιάζει κανένα τεχνικό περιορισμό του ΔΔ σε καμία από τις ακραίες καταστάσεις λειτουργίας, τότε οι μεταβλητές $\delta u_{i,sc}^-$, $\delta u_{i,sc}^+$ και $\delta s_{ij,sc}$ παίρνουν την ελάχιστη τιμή τους, δηλαδή την τιμή μηδέν (6.65), (6.66). Σε διαφορετική περίπτωση, δηλαδή σε περίπτωση που μία υποψήφια λύση παραβιάζει κάποιον τεχνικό περιορισμό σε κάποια από τις ακραίες καταστάσεις λειτουργίας, τότε οι μεταβλητές $\delta u_{i,sc}^-$, $\delta u_{i,sc}^+$ και $\delta s_{ij,sc}$ παίρνουν τιμές διάφορες του μηδενός. Για τον υπολογισμό των τιμών των μεταβλητών $\delta u_{i,sc}^-$, $\delta u_{i,sc}^+$ και $\delta s_{ij,sc}$ λύνεται ένα μη γραμμικό πρόβλημα με αντικειμενική συνάρτηση την (6.67) και με περιορισμούς τους (6.50)–(6.66).

$$f_{\text{pen}} = \sum_{sc=1}^{SC} \left(\sum_{i \in \Omega_N} (\delta v_{i,sc}^+ + \delta v_{i,sc}^-) + \sum_{ij \in \Omega_L} \delta s_{ij,sc} \right) \quad (6.67)$$

Η συνάρτηση (6.67) αποτελεί τη συνάρτηση ποινής της συνάρτησης καταλληλότητας του ΓΑ και παίρνει την τιμή μηδέν, όταν μία υποψήφια λύση δεν παραβιάζει κάποιον τεχνικό περιορισμό. Η επίλυση του μη γραμμικού προβλήματος για τον υπολογισμό της συνάρτησης

καταλληλότητας γίνεται με τη βοήθεια του εμπορικού επιλύτη CONOPT3 [81] σε περιβάλλον GAMS.

➤ **Δημιουργία αρχικού πληθυσμού:**

Ακολουθούνται δυο διαδικασίες για τη δημιουργία ποικίλων και εφικτών αρχικών λύσεων. Η πρώτη διαδικασία βασίζεται στον ανάστροφο αλγόριθμο Kruskal [124], ο οποίος αποτελεί έναν αλγόριθμο εύρεσης ελάχιστων γεννητικών δέντρων και χρησιμοποιείται με στόχο τη δημιουργία ακτινικών ΔΔ. Στη συνέχεια, ορίζονται τυχαία ο τύπος του Υ/Σ και των αγωγών του ΔΔ και τοποθετούνται πυκνωτές και ρυθμιστές τάσεις σε τυχαία σημεία του ΔΔ. Η δεύτερη διαδικασία παράγει τυχαία ακτινικά ΔΔ. Συγκεκριμένα, στα δύο πρώτα μέρη της συμβολοσειράς κάθε υποψήφιας λύσης τοποθετείται ένας τύπος Υ/Σ και ένας τύπος αγωγού με μεγαλύτερη ή ίδια ονομαστική ισχύ σε σχέση με τους ήδη υπάρχοντες. Για τη σύνδεση νέων φορτίων, επιλέγεται τυχαία μία όδευση και έπειτα επιλέγεται τυχαία ο τύπος του αγωγού που θα εγκατασταθεί στη γραμμή. Στη συνέχεια της διαδικασίας, τοποθετούνται πυκνωτές και ρυθμιστές τάσεις σε τυχαία σημεία του ΔΔ. Το 20% του αρχικού πληθυσμού λύσεων παράγεται μέσω της πρώτης διαδικασίας, ενώ το υπόλοιπο 80% παράγεται μέσω της δεύτερης διαδικασίας.

➤ **Τερματισμός ΓΑ:**

Μετά την αξιολόγηση του αρχικού πληθυσμού, οι λύσεις με τη μικρότερη τιμή της συνάρτησης καταλληλότητας επιλέγονται ως πρόγονοι στις επόμενες επαναλήψεις. Με τους μηχανισμούς της επιλογής, διασταύρωσης και μετάλλαξης δημιουργείται ένας νέος πληθυσμός καλύτερος από αυτόν της προηγούμενης επανάληψης. Ο ΓΑ τερματίζεται όταν εκτελεστεί ένας προκαθορισμένος αριθμός επαναλήψεων.

Η λύση που προκύπτει μετά τον τερματισμό του ΓΑ είναι οι τιμές των μεταβλητών απόφασης για την ενίσχυση και επέκταση του δικτύου αποξενωμένες από τον χρόνο εγκατάστασης ($\hat{id}_{i,a}^{SS}$, $\hat{id}_{ij,b}^L$, $\hat{id}_{i,c}^{CB}$, $\hat{id}_{ij,d}^{VR}$) και οι τιμές των μεταβλητών αυτών αποθηκεύονται σε ένα σύνολο $\{H\}$. Ουσιαστικά, η λύση του ΓΑ είναι η διάταξη που πρέπει να έχει ένα ΔΔ μέχρι το τέλος της περιόδου μελέτης ανάπτυξης, έτσι ώστε να εξασφαλίζεται η ασφαλής λειτουργία του ΔΔ κατά τη διάρκεια ολόκληρης της περιόδου μελέτης ανάπτυξης. Το μοναδικό ζητούμενο, πλέον, είναι ο καθορισμός του χρόνου εγκατάστασης των υπολογισμένων μεταβλητών απόφασης του συνόλου $\{H\}$.

6.4.3 Υπολογισμός χρόνου εγκατάστασης επενδύσεων

Σε αυτή τη φάση της προτεινόμενης μεθοδολογίας για τον προγραμματισμό ανάπτυξης των ενεργών ΔΔ γίνεται ο υπολογισμός του χρόνου εγκατάστασης των μεταβλητών απόφασης του συνόλου $\{H\}$, οι οποίες υπολογίστηκαν στην προηγούμενη φάση της μεθοδολογίας, όπως περιγράφεται στην Ενότητα 6.4.2. Η διαδικασία που ακολουθείται για τον υπολογισμό του χρόνου εγκατάστασης των μεταβλητών απόφασης του συνόλου $\{H\}$ αποτελείται από τα παρακάτω βήματα:

- **Βήμα 1:** Στη διάταξη του ΔΔ είναι εγκατεστημένες όλες οι επενδύσεις του συνόλου $\{H\}$. Στη συνέχεια, τίθεται $t = |T| - 1$, όπου $|T|$ τα συνολικά έτη της περιόδου μελέτης ανάπτυξης του ΔΔ.

- **Βήμα 2:** Επιλέγεται μία μεταβλητή απόφασης από το σύνολο $\{H\}$ και αφαιρείται από τη διάταξη του ΔΔ. Εξετάζεται εάν στην προκύπτουσα διάταξη του ΔΔ παραβιάζεται κάποιος τεχνικός περιορισμός στις ακραίες καταστάσεις του τρέχοντος έτους t . Στην περίπτωση που δεν παραβιάζεται κανένας τεχνικός περιορισμός, ο χρόνος εγκατάστασης της επιλεγθείσας μεταβλητής απόφασης του συνόλου $\{H\}$ ορίζεται το έτος $t+1$ και η μεταβλητή αυτή αφαιρείται από το σύνολο $\{H\}$. Στην αντίθετη περίπτωση, δηλαδή στην περίπτωση που υπάρχει παραβίαση κάποιου περιορισμού, ακολουθείται το Βήμα 3.
- **Βήμα 3:** Επανάληψη του Βήματος 2 μέχρι να εξεταστούν όλες οι μεταβλητές απόφασης του συνόλου $\{H\}$ για το τρέχον έτος t .
- **Βήμα 4:** Η διαδικασία τερματίζεται όταν το σύνολο $\{H\}$ είναι κενό, δηλαδή όταν έχει καθοριστεί ο χρόνος εγκατάστασης όλων των μεταβλητών απόφασης για την ενίσχυση και επέκταση του ΔΔ. Σε διαφορετική περίπτωση, τίθεται $t=t-1$ και επαναλαμβάνεται το Βήμα 2.

Μετά το τέλος της διαδικασίας, καθορίζονται οι μεταβλητές απόφασης για την ενίσχυση και επέκταση του δικτύου $(id_{i,a,t}^{SS}, id_{ij,b,t}^L, id_{i,c,t}^{CB}, id_{ij,d,t}^{VR})$ και υπολογίζεται η καθαρή παρούσα αξία του πλάνου για τον προγραμματισμό ανάπτυξης του ΔΔ, όπως αυτό ορίζεται στην αντικειμενική συνάρτηση (6.1).

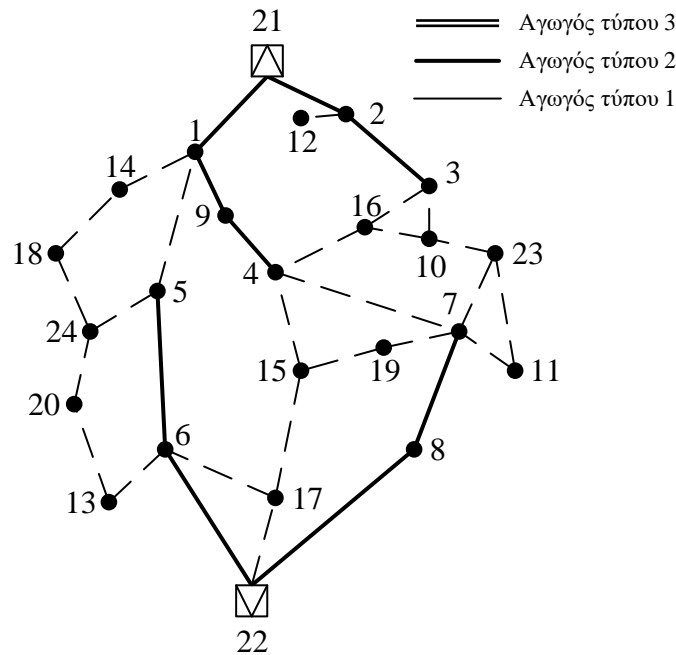
6.5 ΕΦΑΡΜΟΓΕΣ

Η προτεινόμενη μεθοδολογία για τον βέλτιστο μακροπρόθεσμο προγραμματισμό ανάπτυξης των ενεργών ΔΔ εφαρμόζεται σε ένα δίκτυο 24 κόμβων για να αναδειχθούν τα πλεονεκτήματα της προτεινόμενης μεθοδολογίας έναντι προηγούμενων μεθόδων για τον προγραμματισμό ανάπτυξης ΔΔ. Επιπλέον, η προτεινόμενη μεθοδολογία εφαρμόζεται και σε ένα πραγματικό ΔΔ 267 κόμβων, έτσι ώστε να αξιολογηθεί η αποδοτικότητα της προτεινόμενης μεθοδολογίας σε πολύπλοκα προβλήματα με μεγάλο αριθμό μεταβλητών. Όλες οι προσομοιώσεις εκτελέστηκαν σε υπολογιστή με επεξεργαστή Intel Core i7 στα 3,40 GHz και 4 GB RAM.

6.5.1 Δίκτυο διανομής 24 κόμβων

Το ΔΔ 24 κόμβων είναι ένα δίκτυο με ονομαστική τάση 20 kV και με δύο Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ. Στο Σχήμα 6.5 παρουσιάζεται η αρχική διάταξη του δικτύου, στο οποίο οι διακεκομμένες γραμμές συμβολίζουν τις πιθανές οδεύσεις για τη σύνδεση μελλοντικών φορτίων και ΜΔΠ στο ΔΔ. Τα δεδομένα των γραμμών και των φορτίων παρουσιάζονται στο Παράρτημα Δ. Ο Πίνακας 6.1 παρουσιάζει τα κόστη και τα τεχνικά χαρακτηριστικά των διαθέσιμων εναλλακτικών για την ενίσχυση και επέκταση του ΔΔ. Ο τύπος αγωγού των υφιστάμενων γραμμών του δικτύου είναι τύπος 2, τα όρια της τάσης στους κόμβους είναι ίσα με $\pm 5\%$ της ονομαστικής τιμής της τάσης, η ονομαστική ισχύς των Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ είναι 15 MVA, ο ετήσιος πληθωρισμός και το ετήσιο επιτόκιο αναγωγής είναι 3% και 8%, αντίστοιχα.

Η διάρκεια της περιόδου μελέτης ανάπτυξης είναι τα 20 έτη. Ο ετήσιος ρυθμός αύξησης του φορτίου θεωρείται ίσος με 3%, η μέγιστη φαινόμενη ισχύς και ο χρόνος εγκατάστασης των μελλοντικών φορτίων παρουσιάζονται στον Πίνακα 6.2. Ο συντελεστής ισχύος των μελλοντικών φορτίων είναι 0.90 επαγωγικός. Στο πρώτο έτος της περιόδου



Σχήμα 6.5: Αρχική διάταξη ΔΔ 24 κόμβων.

μελέτης ανάπτυξης προβλέπεται να εγκατασταθούν αιολικά πάρκα (Α/Π) με εγκατεστημένη ισχύ 5 MW, 6 MW και 7 MW στους κόμβους 7, 23 και 24. Επιπλέον, σε κάθε νέο κόμβο που θα συνδέεται στο ΔΔ, εγκαθίστανται και φωτοβολταϊκά (ΦΒ) με εγκατεστημένη ισχύ 100kW. Όλοι οι κόμβοι θεωρούνται υποψήφιοι για εγκατάσταση πυκνωτών και όλες οι γραμμές της αρχικής διάταξης του ΔΔ θεωρούνται υποψήφιες για εγκατάσταση ρυθμιστών τάσης.

Οι περιπτώσεις που αναλύονται είναι οι ακόλουθες:

- **Περίπτωση Α:** Οι επιλογές για την ενίσχυση και επέκταση του ΔΔ είναι η ενίσχυση Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ, η ενίσχυση γραμμών διανομής και η εγκατάσταση νέων γραμμών για τη σύνδεση νέων φορτίων στο ΔΔ. Οι ΜΔΠ που αναμένεται να εγκατασταθούν στο ΔΔ λειτουργούν υπό μοναδιαίο συντελεστή ισχύος. Στην περίπτωση αυτή, ο μακροπρόθεσμος προγραμματισμός ανάπτυξης του ΔΔ πραγματοποιείται σύμφωνα με τις θεωρήσεις και υποθέσεις των εργασιών [58] και [59].
- **Περίπτωση Β:** Αντίστοιχα με την Περίπτωση Α, με τη διαφορά ότι, στην Περίπτωση Β στις επιλογές για την ενίσχυση και επέκταση του ΔΔ προστίθεται η δυνατότητα εγκατάστασης πυκνωτών και ρυθμιστών τάσης. Στην Περίπτωση Β, ο μακροπρόθεσμος προγραμματισμός ανάπτυξης του ΔΔ πραγματοποιείται σύμφωνα με τις θεωρήσεις και υποθέσεις της [60].
- **Περίπτωση Γ:** Αντίστοιχα με την Περίπτωση Β, με τη διαφορά ότι, στην Περίπτωση Γ οι ΜΔΠ που αναμένεται να εγκατασταθούν στο ΔΔ θεωρείται ότι μπορούν να απορροφούν ή να παράγουν άεργο ισχύ βάσει των επιτρεπτών ορίων.
- **Περίπτωση Δ:** Αντίστοιχα με την Περίπτωση Β, με τη διαφορά ότι, στην Περίπτωση Δ, οι ΜΔΠ που αναμένεται να εγκατασταθούν στο ΔΔ θεωρείται ότι μπορούν να απορροφούν ή να παράγουν άεργο ισχύ βάσει των επιτρεπτών ορίων, καθώς και να περικλύεται η ενεργός ισχύς τους. Η περίπτωση αυτή αποτελεί και την προτεινόμενη μεθοδολογία για τον μακροπρόθεσμο προγραμματισμό ανάπτυξης των ενεργών ΔΔ.

Πίνακας 6.1: Τεχνικά χαρακτηριστικά και κόσθη των στοιχείων και του εξοπλισμού για την ενίσχυση και επέκταση του ΔΔ.

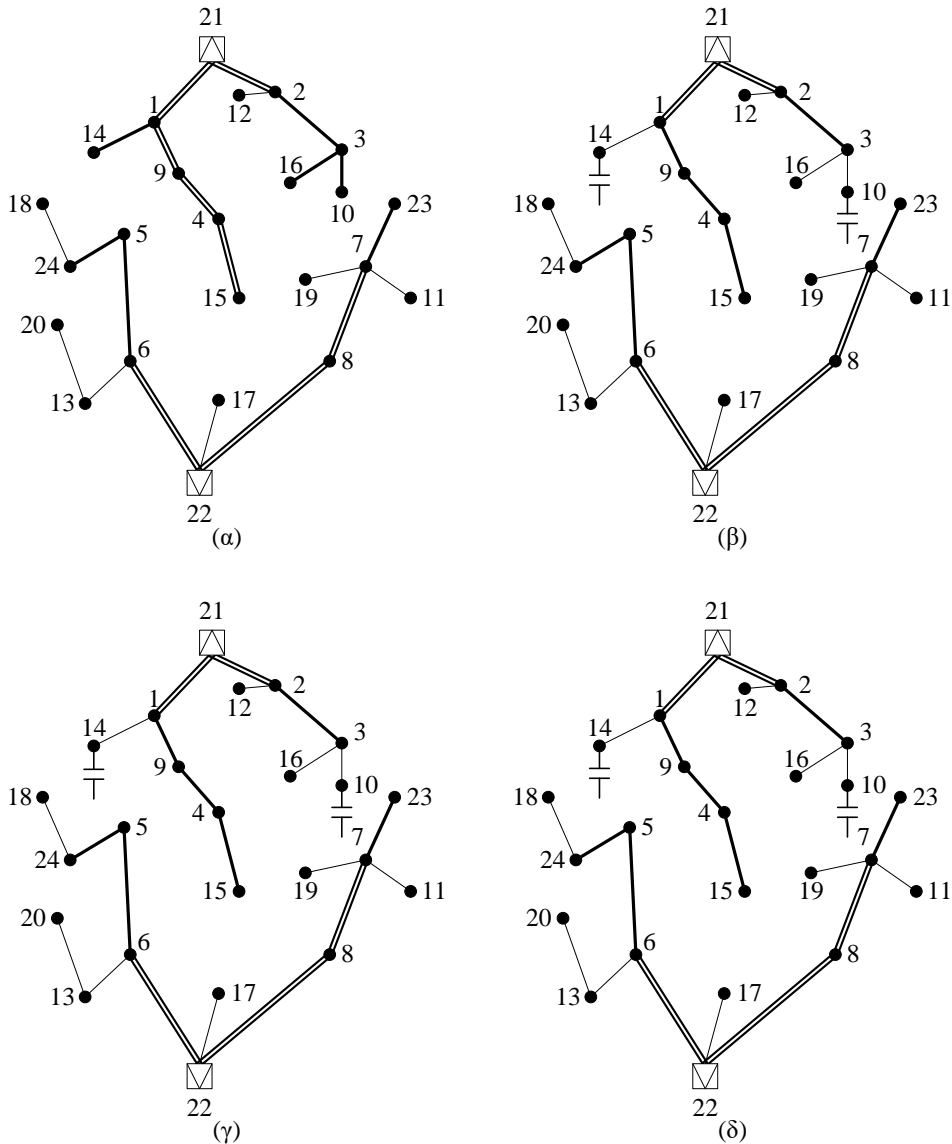
Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ				
Τύπος	Ονομαστική Ισχύς (MVA)		Κόστος (\$)	
1	25		100 000	
Αγωγοί				
Τύπος	R (Ω/km)	X (Ω/km)	Ικανότητα (A)	Κόστος (\$)
1	1,268	0,422	136	10 000
2	0,576	0,393	261	15 000
3	0,215	0,334	445	23 000
Πυκνωτές				
Τύπος	Ονομαστική Ισχύς (kvar)		Κόστος (\$)	
1	1200		12 000	
Ρυθμιστές Τάσης				
Τύπος	Ονομαστική Ισχύς (MVA)		Κόστος (\$)	
1	5		66 000	
2	10		85 000	

Πίνακας 6.2: Μέγιστη ισχύς και έτος εγκατάστασης των μελλοντικών φορτίων του δικτύου διανομής 24 κόμβων.

Κόμβος	Φαινόμενη Ισχύς (MVA)	Έτος εγκατάστασης
10	1,25	1
11	1,53	2
12	0,74	
13	0,92	
14	2,44	
15	1,30	
16	0,70	3
17	1,73	2
18	1,20	3
19	1,03	
20	2,17	

Οι διατάξεις των ΔΔ στο τέλος της περιόδου μελέτης ανάπτυξης πού προκύπτουν στις Περιπτώσεις Α–Δ απεικονίζονται στο Σχήμα 6.6. Το συνολικό κόστος (TC), καθώς και τα επιμέρους κόσθη ενίσχυσης των Υ/Σ (ICSR), ενίσχυσης των γραμμών διανομής (ICLR), εγκατάστασης νέων γραμμών (ICLA), εγκατάστασης πυκνωτών (ICCB) και εγκατάστασης ρυθμιστών τάσης (ICVR) των πλάνων προγραμματισμού ανάπτυξης στις Περιπτώσεις Α–Δ παρουσιάζονται στο Σχήμα 6.7 και αναλύονται στη συνέχεια.

Περίπτωση Α: Η καθαρή παρούσα αξία του πλάνου προγραμματισμού ανάπτυξης της περίπτωσης αυτής είναι 559,72 k\$ και η διάταξη του ΔΔ στο τέλος της περιόδου προγραμματισμού ανάπτυξης παρουσιάζεται στο Σχήμα 6.6(α). Το πλάνο του προγραμματισμού ανάπτυξης περιλαμβάνει την ενίσχυση των δύο Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ του ΔΔ, την ενίσχυση των 7 από τις 9 γραμμές του ΔΔ και την εγκατάσταση 13 νέων γραμμών για τη σύνδεση των μελλοντικών φορτίων και των ΜΔΠ για να εξασφαλιστεί η ασφαλής λειτουργία



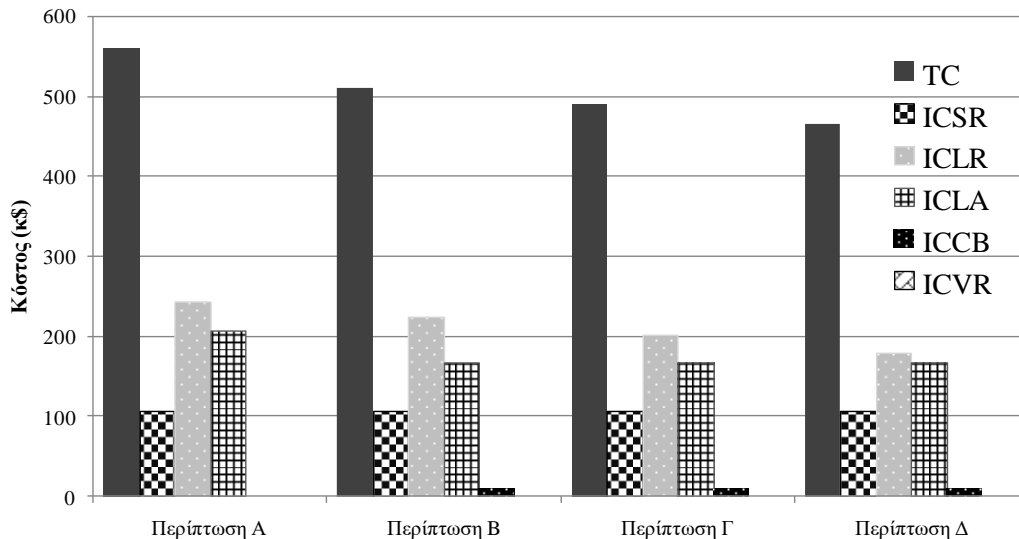
Σχήμα 6.6: Διάταξη ΔΔ 24 κόμβων στο τέλος της περιόδου μελέτης ανάπτυξης: (α) Περίπτωση Α, (β) Περίπτωση Β, (γ) Περίπτωση Γ και (δ) Περίπτωση Δ.

του ΔΔ κατά τη διάρκεια της περιόδου μελέτης ανάπτυξης. Κάθε νέα γραμμή εγκαθίσταται για τη σύνδεση ενός νέου φορτίου ή ΜΔΠ και το έτος εγκατάστασής της είναι το έτος που προβλέπεται να συνδεθεί το νέο φορτίο ή ΜΔΠ στο ΔΔ. Η ενίσχυση των στοιχείων της αρχικής διάταξης του ΔΔ πραγματοποιείται σε πέντε διαφορετικές χρονικές περιόδους. Συγκεκριμένα, στο πρώτο έτος της περιόδου μελέτης ανάπτυξης του ΔΔ, οι γραμμές 22–6, 22–8 και 8–7 ενισχύονται με αγωγό τύπου 3. Η επένδυση αυτή πραγματοποιείται εξαιτίας της απότομης αύξησης της διανεμημένης παραγωγής στο ΔΔ που παρατηρείται στο πρώτο έτος της μελέτης ανάπτυξης εξαιτίας της εγκατάστασης των Α/Π το έτος αυτό. Οι γραμμές 21–1 και 21–2 ενισχύονται με αγωγό τύπου 3 στο τρίτο και ενδέκατο έτος της περιόδου μελέτης ανάπτυξης, αντίστοιχα. Η επένδυση αυτή πραγματοποιείται εξαιτίας της αύξησης του φορτίου. Εξαιτίας της αύξησης του φορτίου, οι Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ στους κόμβους 21 και 22 ενισχύονται το έτος 13 και η ονομαστική τους ισχύς αυξάνεται σε 25 MVA. Το έτος 19 της περιόδου μελέτης ανάπτυξης ο αγωγός τύπου 2 των γραμμών 1–9 και 9–4 αντικαθίστανται με αγωγό τύπου 3 για να εξασφαλιστεί η λειτουργία του ΔΔ εντός των τεχνικών του ορίων.

Περίπτωση Β: Η καθαρή παρούσα αξία του πλάνου του προγραμματισμού ανάπτυξης της περίπτωσης αυτής είναι 510,38 k\$ και η διάταξη του ΔΔ στο τέλος της περιόδου προγραμματισμού ανάπτυξης παρουσιάζεται στο Σχήμα 6.6(β). Η μείωση του κόστους οφείλεται στο γεγονός ότι στο πλάνο προγραμματισμού ανάπτυξης του ΔΔ στην Περίπτωση Β, σε σχέση με αυτό της Περίπτωσης Α, δεν απαιτείται η ενίσχυση της γραμμής 1–9 και της γραμμής 9–4, ο αγωγός των γραμμών 3–10, 3–16 και 1–14 είναι τύπου 1 (αντί τύπου 2 που είναι στην Περίπτωση Α) και ο αγωγός της γραμμής 4–15 είναι τύπου 2 (αντί τύπου 3 που είναι στην Περίπτωση Α). Επιπλέον, στην Περίπτωση Β, το έτος 18 εγκαθίστανται ένας πυκνωτής στον κόμβο 10, το έτος 19 εγκαθίστανται ένας πυκνωτής στον κόμβο 14, ενώ η γραμμή 21–2 ενισχύεται στο ένατο έτος της περιόδου μελέτης ανάπτυξης αντί για το ενδέκατο, όπως συνέβη στην Περίπτωση Α.

Από τη σύγκριση των αποτελεσμάτων των Περιπτώσεων Α και Β προκύπτει το συμπέρασμα ότι το να θεωρούνται πολλαπλές εναλλακτικές επιλογές για την ενίσχυση και την επέκταση του ΔΔ οδηγεί σε αρτιότερη επίλυση του προβλήματος του μακροπρόθεσμου προγραμματισμού ανάπτυξης του ΔΔ, δηλαδή σε ένα πλάνο προγραμματισμού ανάπτυξης με μικρότερο επενδυτικό κόστος. Αυτό συμβαίνει διότι στην Περίπτωση Α, είτε προκύψουν προβλήματα που σχετίζονται με την παραβίαση των ορίων της τάσης στους κόμβους του ΔΔ, είτε προβλήματα που σχετίζονται με την παραβίαση της ικανότητας των γραμμών διανομής, η λύση του προβλήματος θα περιέχει μόνο ενίσχυση των γραμμών, δηλαδή αντικατάσταση του αγωγού των γραμμών με αγωγό μεγαλύτερης διατομής, δηλαδή με αγωγό μικρότερης σύνθετης αντίστασης και μεγαλύτερης ικανότητας. Αντίθετα, στην Περίπτωση Β, εάν προκύψει πρόβλημα που σχετίζεται με την παραβίαση ορίων της τάσης, η λύση του προβλήματος θα περιλαμβάνει είτε ενίσχυση των γραμμών είτε εγκατάσταση πυκνωτών ή ρυθμιστών τάσης. Από τα δεδομένα του Πίνακα 6.1, προκύπτει ότι η εγκατάσταση ενός πυκνωτή ή ενός ρυθμιστή τάσης είναι, ορισμένες φορές, οικονομικά πιο συμφέρουσα λύση, σε σχέση με την ενίσχυση μίας γραμμής.

Περίπτωση Γ: Η καθαρή παρούσα αξία του πλάνου προγραμματισμού ανάπτυξης της περίπτωσης αυτής είναι 488,82 k\$ και η διάταξη του ΔΔ στο τέλος της περιόδου του προγραμματισμού ανάπτυξης παρουσιάζεται στο Σχήμα 6.6(γ). Στην περίπτωση αυτή, οι ΜΔΠ μπορούν να παράγουν ή να απορροφούν άεργο ισχύ. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα κάποιες επενδύσεις που έγιναν, προκειμένου να είναι εφικτή η σύνδεση των ΜΔΠ στο ΔΔ, είτε να μην χρειαστούν να πραγματοποιηθούν είτε να αναβληθούν για επόμενο έτος της περιόδου της μελέτης ανάπτυξης. Υπενθυμίζεται ότι οι επενδύσεις που έγιναν για να είναι εφικτή η σύνδεση των ΜΔΠ στο ΔΔ είναι η ενίσχυση των γραμμών 22–6, 22–8 και 8–7. Επομένως, με τη δυνατότητα των ΜΔΠ να παράγουν ή να απορροφούν άεργο ισχύ στο ΔΔ, η ενίσχυση της γραμμής 22–6 αναβάλλεται για το δέκατο έτος της περιόδου της μελέτης ανάπτυξης, σε αντίθεση με τις Περιπτώσεις Α και Β, στις οποίες η ενίσχυση της γραμμής 22–6 γίνεται το πρώτο έτος της περιόδου της μελέτης ανάπτυξης.



Σχήμα 6.7: Κόστος πλάνου προγραμματισμού ανάπτυξης του ΔΔ 24 κόμβων στις Περιπτώσεις Α–Δ.

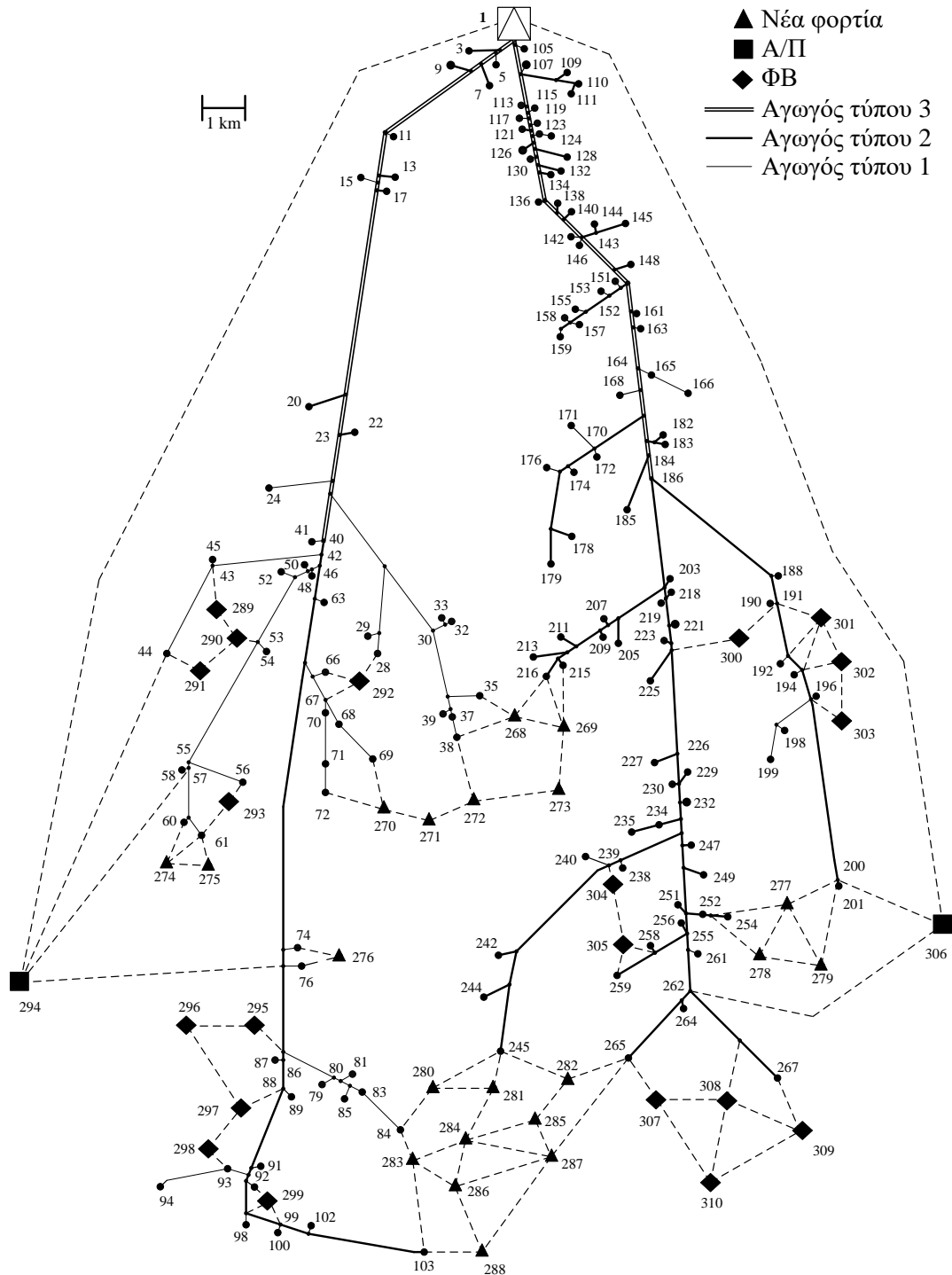
Περίπτωση Δ: Η καθαρή παρούσα αξία του πλάνου προγραμματισμού ανάπτυξης της περίπτωσης αυτής είναι 464,66 k\$ και η διάταξη του ΔΔ στο τέλος της περιόδου του προγραμματισμού ανάπτυξης παρουσιάζεται στο Σχήμα 6.6(δ). Στην περίπτωση αυτή, δίνεται η δυνατότητα τόσο της περικοπής ενεργού ισχύος των ΜΔΠ, όσο και η δυνατότητα οι ΜΔΠ να παράγουν ή να απορροφούν άεργο ισχύ. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα οι επενδύσεις που έγιναν, προκειμένου να είναι εφικτή η σύνδεση των ΜΔΠ στο ΔΔ, να αναβληθούν για επόμενο έτος της περιόδου της μελέτης ανάπτυξης σε σχέση με το πλάνο προγραμματισμού ανάπτυξης του ΔΔ της Περίπτωση Β. Συγκεκριμένα, η ενίσχυση των γραμμών 22–8, 22–6 και 8–7 αναβάλλονται για το τέταρτο, έκτο και ενδέκατο έτος της περιόδου της μελέτης ανάπτυξης.

Συγκρίνοντας τα αποτελέσματα των Περιπτώσεων Α–Δ, το πλάνο προγραμματισμού ανάπτυξης ΔΔ, που προκύπτει από την προτεινόμενη μεθοδολογία (Περίπτωση Δ), έχει κόστος 21% μικρότερο από το πλάνο προγραμματισμού ανάπτυξης του ΔΔ, το οποίο προκύπτει βάσει των θεωρήσεων που υιοθετούνται από πολλές μεθόδους προγραμματισμού ανάπτυξης ΔΔ της βιβλιογραφίας (Περίπτωση Α). Επομένως, για να υπολογιστεί το βέλτιστο πλάνο προγραμματισμού ανάπτυξης ενός ΔΔ είναι απαραίτητο να θεωρούνται πολλαπλές εναλλακτικές επιλογές για την ενίσχυση και επέκταση του ΔΔ, καθώς και να διερευνούνται τα οφέλη της ενεργούς διαχείρισης του ΔΔ.

6.5.2 Δίκτυο διανομής 267 κόμβων

Η προτεινόμενη μέθοδος εφαρμόζεται σε ένα πραγματικό ΔΔ με ονομαστική τάση 20kV, με έναν Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ 25 MVA, με δύο κύριες γραμμές διανομής και 267 κόμβους. Στο Σχήμα 6.8 παρουσιάζεται η αρχική διάταξη του δικτύου, στο οποίο οι διακεκομμένες γραμμές συμβολίζουν τις πιθανές οδεύσεις για τη σύνδεση μελλοντικών φορτίων και ΜΔΠ στο ΔΔ. Τα δεδομένα των γραμμών και των φορτίων παρουσιάζονται στο Παράρτημα Δ. Ο Πίνακας 6.1 παρουσιάζει τα κόστη και τα τεχνικά χαρακτηριστικά των διαθέσιμων εναλλακτικών για την ενίσχυση και επέκταση του ΔΔ. Το μέγιστο φορτίο το έτος αναφοράς είναι 10.65 MVA, τα όρια της τάσης στους κόμβους είναι ίσα με $\pm 5\%$ της ονομαστικής τιμής

της τάσης, η ονομαστική ισχύς των Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ είναι 15 ΜVA, ο ετήσιος πληθωρισμός και το ετήσιο επιτόκιο αναγωγής είναι 3% και 8%, αντίστοιχα.



Σχήμα 6.8: Αρχική διάταξη ΔΔ 267 κόμβων.

Η διάρκεια της περιόδου μελέτης ανάπτυξης είναι τα 20 έτη. Η μέγιστη φαινόμενη ισχύς και ο χρόνος εγκατάστασης των μελλοντικών φορτίων παρουσιάζονται στον Πίνακα 6.3. Ο συντελεστής ισχύος των μελλοντικών φορτίων είναι 0,95 επαγωγικός. Στον Πίνακα 6.4 παρουσιάζεται η ονομαστική ισχύς και ο χρόνος εγκατάστασης των ΜΔΠ, οι οποίες προβλέπεται να εγκατασταθούν στο ΔΔ. Οι γραμμές διανομής που είναι υποψήφιες για ενίσχυση είναι οι γραμμές που συνδέουν τους κόμβους 40 με 88, 42 με 44, 46 με 57, 184 με 262 και 186 με 200. Οι κόμβοι που θεωρούνται υποψήφιοι για εγκατάσταση πυκνωτών είναι οι κόμβοι 23, 30, 43, 53, 55, 67, 80, 86, 92, 99, 143, 152, 164, 170, 191, 208, 226, 239, 255

Πίνακας 6.3: Μέγιστη ισχύς και έτος εγκατάστασης των μελλοντικών φορτίων του δικτύου διανομής 267 κόμβων.

Κόμβος	Φαινόμενη Ισχύς (MVA)	Έτος εγκατάστασης
269, 280	80	2
268, 270, 275, 278, 281, 282, 283	40	
286	80	4
271, 276, 279, 284	40	
274	80	5
285	130	6
272	80	
273, 287, 288	40	

Πίνακας 6.4: Εγκατεστημένη ισχύς και έτος εγκατάστασης των μελλοντικών ΜΔΠ του δικτύου διανομής 267 κόμβων.

Κόμβος	Ονομαστική Ισχύς (MW)	Έτος εγκατάστασης
289, 290, 291, 307, 308, 309, 310	0,1	1
292, 293, 298, 300, 301, 302, 303, 304, 305	0,1	2
294	5,0	
297, 299	0,1	3
295, 296	0,1	4
306	5,0	

και 262, ενώ ρυθμιστές τάσης επιτρέπεται να εγκατασταθούν κατά μήκος των κύριων γραμμών διανομής του ΔΔ.

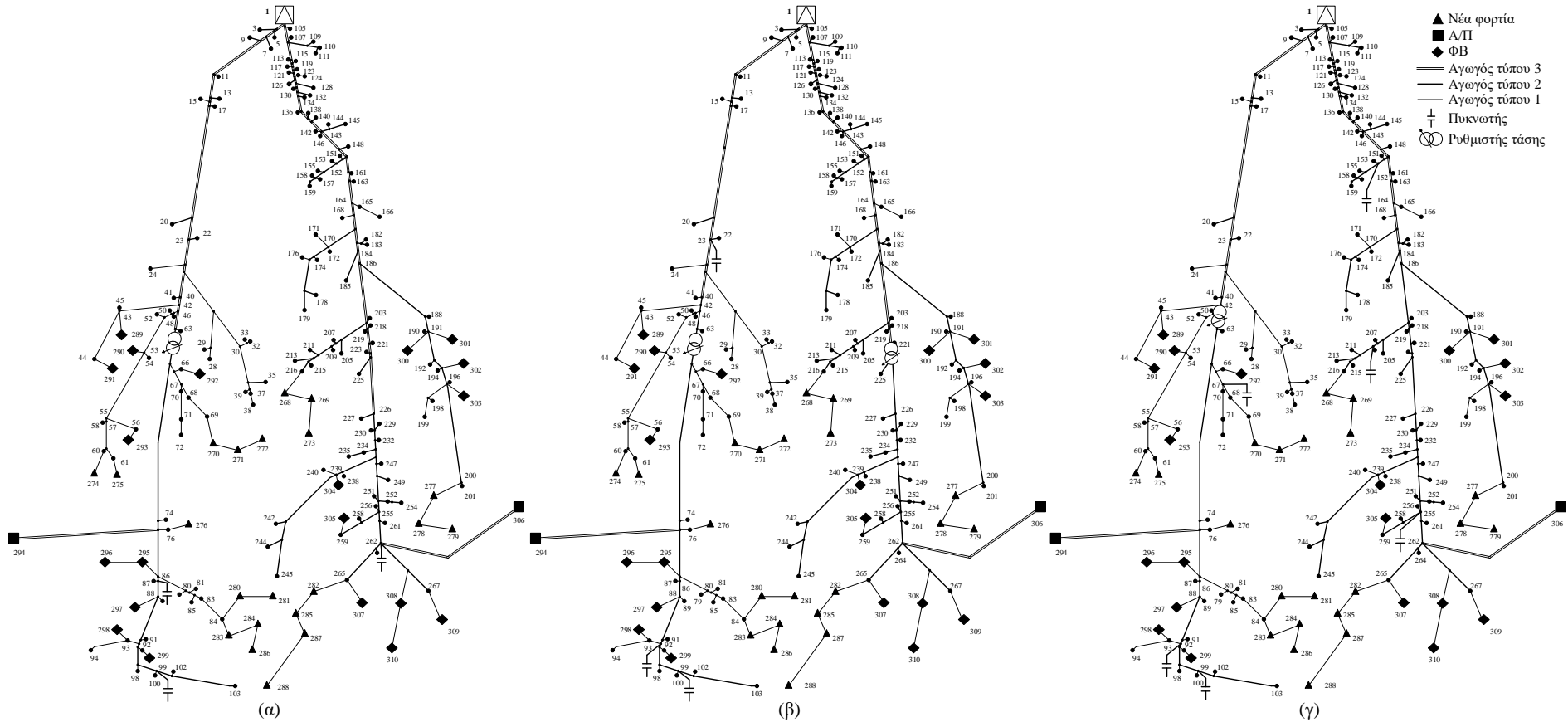
Στην ενότητα αυτή, διερευνώνται τα οφέλη της ενεργούς διαχείρισης του ΔΔ στον προγραμματισμό ανάπτυξης του ΔΔ. Για τον λόγο αυτό αναλύονται οι Περιπτώσεις Β-Δ της Ενότητας 6.5.2 θεωρώντας διαφορετικά σενάρια αύξησης του φορτίου. Τα σενάρια αυτά είναι τα ακόλουθα:

- **Σενάριο 1:** Ο ετήσιος ρυθμός αύξησης του φορτίου είναι 3% και εγκαθίστανται 21 νέα φορτία στους κόμβους 268–288.
- **Σενάριο 2:** Ο ετήσιος ρυθμός αύξησης του φορτίου είναι 2% και εγκαθίστανται 12 νέα φορτία στους κόμβους 268–279.
- **Σενάριο 3:** Ο ετήσιος ρυθμός αύξησης του φορτίου είναι 1% και εγκαθίστανται 6 νέα φορτία στους κόμβους 268–273.
- **Σενάριο 4:** Η ετήσια αύξηση του φορτίου της αριστερής κύριας γραμμής είναι 3% και της δεξιάς κύριας γραμμής είναι 1%. Νέα φορτία εγκαθίστανται στους κόμβους 268–288 και ο ετήσιος ρυθμός αύξησης του φορτίου τους είναι 3%.

Στο Σχήμα 6.9 παρουσιάζονται οι διατάξεις του ΔΔ στο τέλος της περιόδου της μελέτης ανάπτυξης για το Σενάριο 1, θεωρώντας α) λειτουργία των ΜΔΠ με μοναδιαίο συντελεστή ισχύος (ΣΙ), β) έλεγχο της αέργου ισχύος των ΜΔΠ και γ) έλεγχο της ενεργού και αέργου ισχύος των ΜΔΠ.

Το Σχήμα 6.9 (α) παρουσιάζει τη διάταξη του ΔΔ στο τέλος της περιόδου της μελέτης ανάπτυξης στην περίπτωση που οι ΜΔΠ λειτουργούν υπό μοναδιαίο συντελεστή ισχύος. Τα τμήματα της κύριας γραμμής που συνδέουν τον κόμβο 40 με τον κόμβο 62 και τον

κόμβο 186 με τον κόμβο 224 ενισχύονται με αγωγό τύπου 3 στο δεύτερο και τέταρτο έτος της περιόδου της μελέτης ανάπτυξης, αντίστοιχα, εξαιτίας της σύνδεσης ΜΔΠ τα έτη αυτά. Για



Σχήμα 6.9: Διάταξη ΔΔ 267 κόμβων στο τέλος της περιόδου μελέτης ανάπτυξης στο Σενάριο 1 θεωρώντας: (α) λειτουργία των ΜΔΠ με μοναδιαίο συντελεστή ισχύος, (β) έλεγχο της αέργου ισχύος των ΜΔΠ και (γ) έλεγχο της ενεργού και αέργου ισχύος των ΜΔΠ.

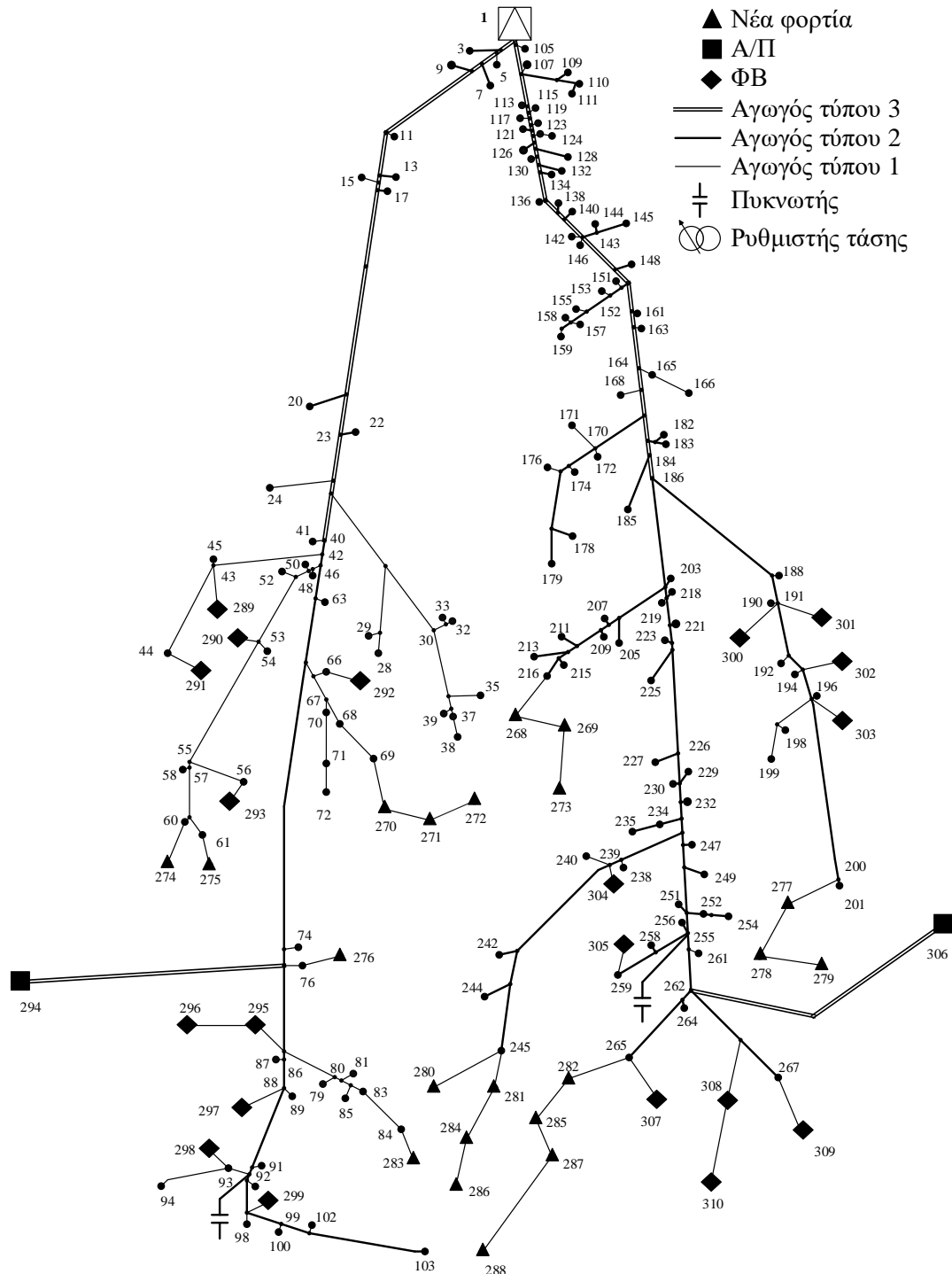
την αντιμετώπιση των προβλημάτων πτώσης τάσης, εγκαθίσταται ένας πυκνωτής στον κόμβο 262 το έτος 11 και δύο πυκνωτές εγκαθίστανται στους κόμβους 86 και 99 το έτος 15. Επιπλέον, εγκαθίσταται ένας ρυθμιστής τάσης στη γραμμή που συνδέει τον κόμβο 62 με τον κόμβο 64 στο δεύτερο έτος της περιόδου της μελέτης ανάπτυξης. Η καθαρή παρούσα αξία του κόστους επένδυσης του πλάνου προγραμματισμού ανάπτυξης του ΔΔ είναι 888,71 k\$.

Το Σχήμα 6.9(β) απεικονίζει τη διάταξη του ΔΔ στο τέλος της περιόδου της μελέτης ανάπτυξης στην περίπτωση που επιτρέπεται ο έλεγχος της αέργου ισχύος των ΜΔΠ. Στην περίπτωση αυτή, τα τμήματα κύριων γραμμών διανομής που ενισχύονται με αγωγό τύπου 3 είναι εκείνα που συνδέουν τον κόμβο 186 με τον κόμβο 220. Για να εξασφαλιστεί η ασφαλής λειτουργία του δικτύου σε ολόκληρη τη διάρκεια της περιόδου της μελέτης ανάπτυξης εγκαθίστανται δύο πυκνωτές στους κόμβους 92 και 99 το έτος 15 και ένας πυκνωτής εγκαθίσταται στον κόμβο 23 το έτος 16. Δύο ρυθμιστές τάσης εγκαθίστανται στη γραμμή 62–64 και στη γραμμή 220–222 το δεύτερο και ενδέκατο έτος της περιόδου της μελέτης ανάπτυξης. Η καθαρή παρούσα αξία του συνολικού επενδυτικού κόστους είναι 847,69 k \$, η οποία είναι 4,62% χαμηλότερη σε σχέση με το πλάνο προγραμματισμού ανάπτυξης στην περίπτωση που οι ΜΔΠ λειτουργούν υπό σταθερό συντελεστή ισχύος.

Στο Σχήμα 6.9(γ) φαίνεται η διάταξη του ΔΔ στο τέλος της περιόδου της μελέτης ανάπτυξης στην περίπτωση που επιτρέπεται ο έλεγχος της ενεργού και αέργου ισχύος των ΜΔΠ. Σε αυτή την περίπτωση, δεν υπάρχει ενίσχυση σε κανένα από τα τμήματα της κύριας γραμμής διανομής. Για να διατηρηθεί η τάση σε όλους τους κόμβους εντός ορίων κατά τη διάρκεια της περιόδου της μελέτης ανάπτυξης, εγκαθίσταται ένας πυκνωτής στον κόμβο 255 το έτος 11, τέσσερις πυκνωτές εγκαθίστανται στους κόμβους 67, 92, 99 και 208 το έτος 15 και ένας πυκνωτής τοποθετείται στον κόμβο 152 το έτος 17. Επιπλέον, ένας ρυθμιστής τάσης εγκαθίστανται στη γραμμή 46–62 κατά το δεύτερο έτος της περιόδου της μελέτης ανάπτυξης. Η καθαρή παρούσα αξία του επενδυτικού κόστους αυτού του πλάνου προγραμματισμού ανάπτυξης είναι 782,25 k \$.

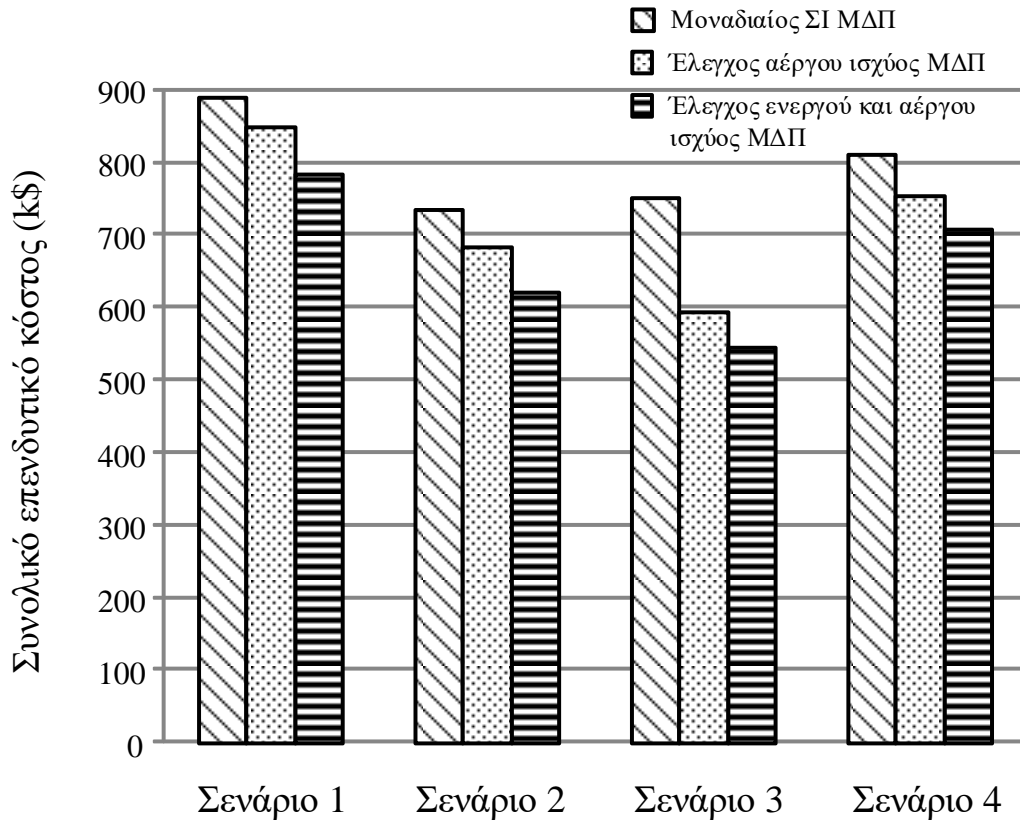
Συγκρίνοντας όλες τις λύσεις για τον προγραμματισμό ανάπτυξης του ΔΔ στο Σενάριο 1, προκύπτει ότι το πλάνο προγραμματισμού ανάπτυξης, στο οποίο θεωρείται ο έλεγχος της ενεργού και αέργου ισχύος, έχει το χαμηλότερο επενδυτικό κόστος. Στην περίπτωση αυτή, το επενδυτικό κόστος είναι χαμηλότερο κατά 12% από το αντίστοιχο κόστος του πλάνου προγραμματισμού ανάπτυξης, στο οποίο θεωρείται ότι οι ΜΔΠ λειτουργούν υπό μοναδιαίο συντελεστή ισχύος και είναι, επίσης, χαμηλότερο κατά 7,72% από το επενδυτικό κόστος από το πλάνο προγραμματισμού ανάπτυξης, στο οποίο θεωρείται μόνο ο έλεγχος της αέργου ισχύος. Συνοπτικά, στο σενάριο αυτό, οι βέλτιστες λύσεις περιλαμβάνουν: i) ενίσχυση γραμμών για την αντιμετώπιση των προβλημάτων ανύψωσης τάσης που προκαλούνται από την απότομη αύξησης της διανεμημένης παραγωγής στο ΔΔ και β) τοποθέτηση πυκνωτών και ρυθμιστών τάσης για την αντιμετώπιση προβλημάτων πτώσης τάσης. Πρέπει να σημειωθεί ότι η μέγιστη επιτρεπόμενη περικοπή ισχύος των ΜΔΠ θεωρείται ίση με το 5% της ονομαστικής ισχύος των ΜΔΠ για όλα τα υπό εξέταση σενάρια.

Στο Σχήμα 6.10 απεικονίζεται η διάταξη του ΔΔ στο τέλος της περιόδου της μελέτης ανάπτυξης στην περίπτωση που επιτρέπεται ο έλεγχος της ενεργού και αέργου ισχύος των ΜΔΠ στο Σενάριο 4. Το συνολικό επενδυτικό κόστος στο σενάριο αυτό είναι 707,04 k \$. Η κύρια διαφορά μεταξύ των διατάξεων του ΔΔ των Σχημάτων 6.10 και 6.9(γ) είναι ότι τα νέα φορτία στους κόμβους 280, 281, 284 και 286 συνδέονται στη δεξιά κύρια γραμμή της διάταξης του ΔΔ του Σχήματος 6.10, ενώ στο Σχήμα 6.9(γ) συνδέονται στην αριστερά κύρια γραμμή.



Σχήμα 6.10: Διάταξη ΔΔ 267 κόμβων στο τέλος της περιόδου μελέτης ανάπτυξης στο Σενάριο 4 θεωρώντας έλεγχο της ενεργού και αέργου ισχύος των ΜΔΠ.

Στο Σχήμα 6.11 παρουσιάζεται το συνολικό επενδυτικό κόστος κάθε πλάνου του προγραμματισμού ανάπτυξης, για κάθε ένα από τα τέσσερα σενάρια αύξησης φορτίου, θεωρώντας α) λειτουργία των ΜΔΠ με μοναδιαίο συντελεστή ισχύος, β) έλεγχο της αέργου ισχύος των ΜΔΠ και γ) έλεγχο της ενεργού και αέργου ισχύος των ΜΔΠ. Όπως φαίνεται στο Σχήμα 6.11, και στα τέσσερα σενάρια αύξησης φορτίου το χαμηλότερο επενδυτικό κόστος του προγραμματισμού ανάπτυξης του ΔΔ επιτυγχάνεται όταν θεωρείται ο έλεγχος της ενεργού και αέργου ισχύος. Στην περίπτωση αυτή, η μείωση του επενδυτικού κόστους



Σχήμα 6.11: Κόστος πλάνου προγραμματισμού ανάπτυξης του ΔΔ 267 κόμβων στα Σενάρια 1–4.

κυμαίνεται από 12% έως 27,41% σε σχέση με το κόστος του πλάνου του προγραμματισμού ανάπτυξης, στο οποίο θεωρείται ότι οι ΜΔΠ λειτουργούν υπό μοναδιαίο συντελεστή ισχύος. Επιπλέον, επιτυγχάνεται αξιοσημείωτη μείωση στο επενδυτικό κόστος του προγραμματισμού ανάπτυξης ακόμα και όταν θεωρείται έλεγχος μόνο της αέργου ισχύος των ΜΔΠ, η οποία κυμαίνεται από 4,62% έως 21% σε σχέση με το κόστος του πλάνου προγραμματισμού ανάπτυξης, στο οποίο θεωρείται ότι οι ΜΔΠ λειτουργούν υπό μοναδιαίο συντελεστή ισχύος. Όπως αναμενόταν, το χαμηλότερο επενδυτικό κόστος επιτυγχάνεται όταν στην επίλυση του προβλήματος του μακροπρόθεσμου προγραμματισμού ανάπτυξης του ΔΔ θεωρείται ο έλεγχος της ενεργού και αέργου ισχύος των ΜΔΠ. Ωστόσο, για να είναι εφικτός ο έλεγχος της ενεργού και αέργου ισχύος των ΜΔΠ, πρέπει να υπάρχει ένα κατάλληλο ρυθμιστικό πλαίσιο.

6.6 ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Στο κεφάλαιο αυτό αναπτύχθηκε μία πρωτότυπη μεθοδολογία για τον προγραμματισμό της ανάπτυξης των ενεργών ΔΔ σε πολλαπλά στάδια. Η προτεινόμενη μεθοδολογία λαμβάνει υπόψη της ταυτόχρονα την ενίσχυση των υφιστάμενων Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ, την ενίσχυση των γραμμών διανομής, την εγκατάσταση νέων γραμμών διανομής για τη σύνδεση νέων φορτίων στο ΔΔ, την εγκατάσταση πυκνωτών και ρυθμιστών τάσης, έτσι ώστε να αντιμετωπιστούν όλα τα τεχνικά προβλήματα που παρουσιάζονται στο δίκτυο κατά διάρκεια της περιόδου της μελέτης ανάπτυξης εξαιτίας της αύξησης του φορτίου και της υψηλής διεύθυνσης διανεμημένης παραγωγής. Επιπλέον, η προτεινόμενη μεθοδολογία

λαμβάνει υπόψη της και την ενεργό διαχείριση του ΔΔ για την επίλυση του προβλήματος του μακροπρόθεσμου προγραμματισμού ανάπτυξης. Η ενεργός διαχείριση του ΔΔ περιλαμβάνει τον έλεγχο της ενεργού και αέργου ισχύος των ΜΔΠ.

Το πρόβλημα του μακροπρόθεσμου προγραμματισμού ανάπτυξης χωρίζεται σε δύο υποπροβλήματα και αναπτύσσονται δύο διαδοχικές μέθοδοι βελτιστοποίησης για την επίλυσή τους. Αρχικά, προσδιορίζονται οι ακραίες συνθήκες φόρτισης της περιόδου της μελέτης ανάπτυξης και στη συνέχεια επιλύεται το πρώτο υποπρόβλημα χρησιμοποιώντας τον ΓΑ. Το αποτέλεσμα της επίλυσης του πρώτου υποπροβλήματος είναι ένα σύνολο $\{H\}$, το οποίο περιέχει τον τύπο, τη θέση και την ονομαστική ισχύ των στοιχείων και του εξοπλισμού του ΔΔ, έτσι ώστε να εξασφαλιστεί η ασφαλής λειτουργία του δικτύου κατά τη διάρκεια της περιόδου της μελέτης ανάπτυξης. Στη συνέχεια, χρησιμοποιείται μια ευρετική μέθοδος για τον καθορισμό του χρόνου εγκατάστασης των επενδύσεων του ΔΔ, οι οποίες περιέχονται στο σύνολο $\{H\}$. Η προτεινόμενη μεθοδολογία μακροπρόθεσμου προγραμματισμού ανάπτυξης εφαρμόζεται σε ένα δίκτυο 24 κόμβων και σε ένα πραγματικό ΔΔ 267 κόμβων, στο οποίο εξετάζονται διαφορετικά σενάρια αύξησης του φορτίου. Τα κύρια συμπεράσματα που προκύπτουν από την εφαρμογή της προτεινόμενης μεθοδολογίας είναι τα ακόλουθα:

- Λαμβάνοντας υπόψη πολλαπλές επιλογές για τον μακροπρόθεσμο προγραμματισμό ανάπτυξης του ΔΔ, όπως ενίσχυση Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ και γραμμών, εγκατάσταση νέων γραμμών, πυκνωτών και ρυθμιστών τάσης, το πλάνο προγραμματισμού που προκύπτει έχει μικρότερο επενδυτικό κόστος από το πλάνο προγραμματισμού ανάπτυξης, στο οποίο θεωρούνται ως εναλλακτικές επιλογές για την ενίσχυση και επέκταση του ΔΔ μόνο η ενίσχυση των Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ και των γραμμών. Αυτό συμβαίνει διότι στην τελευταία περίπτωση είτε προκύψουν προβλήματα που σχετίζονται με την παραβίαση των ορίων της τάσης στους κόμβους του ΔΔ, είτε προβλήματα που σχετίζονται με την παραβίαση της ικανότητας των γραμμών διανομής, η λύση του προβλήματος θα περιέχει μόνο ενίσχυση των γραμμών. Αντίθετα, στην πρώτη περίπτωση, εάν προκύψει πρόβλημα που σχετίζεται με την παραβίαση ορίων της τάσης, το πρόβλημα αυτό μπορεί να επιλυθεί με την εγκατάσταση πυκνωτών ή ρυθμιστών τάσης, το οποίο αποτελεί συνήθως φθηνότερη λύση από την ενίσχυση των γραμμών.
- Λαμβάνοντας υπόψη την ενεργό διαχείριση του ΔΔ για την επίλυση του προβλήματος του μακροπρόθεσμου προγραμματισμού ανάπτυξης του ΔΔ, οι επενδύσεις, οι οποίες πρέπει να γίνουν για να είναι εφικτή η εγκατάσταση νέων ΜΔΠ στο ΔΔ, ενδέχεται είτε να αναβληθούν είτε να μην πραγματοποιηθούν, συμβάλλοντας στην περαιτέρω μείωση του συνολικού κόστους.
- Χωρίζοντας το πρόβλημα του μακροπρόθεσμου προγραμματισμού ανάπτυξης ΔΔ σε δύο υποπροβλήματα, μειώνεται σημαντικά η πολυπλοκότητα επίλυσης του προβλήματος και με αυτόν τον τρόπο είναι δυνατή η εφαρμογή της προτεινόμενης μεθόδου σε πραγματικά δίκτυα διανομής.
- Η επίλυση του προβλήματος του μακροπρόθεσμου προγραμματισμού ανάπτυξης των ενεργών ΔΔ με μία μέθοδο πολλαπλών σταδίων βοηθά στην καλύτερη διαχείριση του προϋπολογισμού της επιχείρησης διανομής ηλεκτρικής ενέργειας, επειδή καθορίζεται ο χρόνος εγκατάστασης της κάθε επένδυσης. Με αυτό τον τρόπο, ο Διαχειριστής του ΔΔ μπορεί να προσδιορίσει ποιες επενδύσεις χρειάζονται να πραγματοποιηθούν

άμεσα και ποιες επενδύσεις πρέπει να πραγματοποιηθούν σε μεταγενέστερο έτος της περιόδου της μελέτης ανάπτυξης.

ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

7.1 ΑΝΑΚΕΦΑΛΑΙΩΣΗ

Αντικείμενο της παρούσας διδακτορικής διατριβής είναι η συμβολή στην ανάπτυξη μεθόδων 1) για τη βελτιστοποίηση της λειτουργίας ενεργών δικτύων διανομής (ΔΔ) σε κανονική κατάσταση, δηλαδή όταν όλα τα στοιχεία τους είναι διαθέσιμα, 2) για τη βελτιστοποίηση της λειτουργίας ενεργών ΔΔ σε έκτακτη κατάσταση, δηλαδή ότι εμφανιστεί ένα μόνιμο σφάλμα στο δίκτυο, και 3) για τον μακροπρόθεσμο προγραμματισμό ανάπτυξης ενεργών ΔΔ.

Η ολοένα και αυξανόμενη εγκατάσταση μονάδων διανεμημένης παραγωγής (ΜΔΠ), των οποίων η τεχνολογία βασίζεται κυρίως σε ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ), έχει δημιουργήσει σημαντικές προκλήσεις στη λειτουργία και στον προγραμματισμό ανάπτυξης των ΔΔ. Στο πλαίσιο αυτό, ο “παθητικός” ρόλος των ΔΔ στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας αναμένεται να αλλάξει και να εξελιχθεί. Στο πρώτο στάδιο της εξέλιξης αυτής, επιδιώκεται η μετατροπή των παθητικών δικτύων σε ενεργά δίκτυα διανομής, η λειτουργία των οποίων θα είναι παρόμοια με αυτή των συστημάτων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Στα ενεργά δίκτυα διανομής δίνεται η δυνατότητα συντονισμένου ελέγχου του εξοπλισμού του δικτύου και της παραγωγής των ΜΔΠ με στόχο τη βέλτιστη τεχνικά και οικονομικά λειτουργία του δικτύου και τη μεγαλύτερη διείσδυση διανεμημένης παραγωγής από ΑΠΕ.

Στο πλαίσιο της παρούσας διδακτορικής διατριβής γίνεται βιβλιογραφική μελέτη μεθόδων και τεχνικών για τη βελτιστοποίηση της λειτουργίας τόσο των παθητικών ΔΔ όσο και των ενεργών ΔΔ σε κανονική και έκτακτη κατάσταση, καθώς και για τον προγραμματισμό ανάπτυξής τους. Από την ανάλυση τη βιβλιογραφίας διαπιστώνεται ότι οι μέχρι τώρα μέθοδοι για τη βέλτιστη λειτουργία των ενεργών ΔΔ σε κανονική κατάσταση βασίζονται στον έλεγχο της ενεργού και αέργου ισχύος των διανεμημένων ενεργειακών πόρων του ΔΔ σε συνδυασμό με τον υπόλοιπο εξοπλισμό του ΔΔ, όπως πυκνωτές και ρυθμιστές τάσης, χωρίς να λαμβάνουν υπόψη τους τις δυνατότητες επαναδιαμόρφωσης του ΔΔ. Οι μέθοδοι για τη λειτουργία του ΔΔ σε έκτακτη κατάσταση εστιάζουν κυρίως στην επίλυση του προβλήματος της μερικής αποκατάστασης λειτουργίας του ΔΔ, το οποίο αποτελεί ουσιαστικά ένα πρόβλημα επαναδιαμόρφωσης του ΔΔ. Ωστόσο, όταν το πρόβλημα της μερικής αποκατάστασης λειτουργίας διατυπώνεται με αυστηρούς περιορισμούς, η λύση του προβλήματος είναι πιθανό να μην εξασφαλίζει την ανατροφοδότηση όλων των δυνατών φορτίων ή/και να οδηγήσει σε περιττούς χειρισμούς διακοπών. Αξίζει να σημειωθεί, επίσης, ότι στις υπάρχουσες μεθόδους για τη μερική αποκατάσταση λειτουργίας του ΔΔ αγνοούνται πλήρως η διαθέσιμη διανεμημένη παραγωγή του ΔΔ, καθώς και οι δυνατότητες ελέγχου της αέργου ισχύος εξόδου των ΜΔΠ των ενεργών ΔΔ. Επιπλέον, η επίδραση της ενεργού διαχείρισης του ΔΔ στον μακροπρόθεσμο προγραμματισμό ανάπτυξης των ΔΔ δεν έχει εξεταστεί από τις μεθόδους της βιβλιογραφίας. Στις μεθόδους αυτές, οι συνηθέστερες

εναλλακτικές επιλογές για την ενίσχυση και επέκταση του ΔΔ είναι η ενίσχυση και εγκατάσταση νέων γραμμών διανομής και υποσταθμών (Υ/Σ) υψηλής τάσης (ΥΤ)/μέσης τάσης (ΜΤ).

Από τη βιβλιογραφική μελέτη διαπιστώνεται, επίσης, ότι τα προβλήματα της βέλτιστης λειτουργίας του ΔΔ σε κανονική κατάσταση, της μερικής αποκατάστασης λειτουργίας του ΔΔ και του προγραμματισμού ανάπτυξης του ΔΔ διατυπώνονται ως προβλήματα βελτιστοποίησης μεικτού ακέрайου προγραμματισμού με γραμμικούς ή με κωνικούς ή με μη γραμμικούς περιορισμούς. Οι βασικοί περιορισμοί των προβλημάτων αυτών είναι οι εξισώσεις που περιγράφουν το ισοζύγιο ισχύος στους κόμβους του δικτύου, δηλαδή οι εξισώσεις ροών ισχύος, τα όρια διακύμανσης της τάσης στους κόμβους του δικτύου και η ικανότητα των γραμμών διανομής. Οι περιορισμοί των προβλημάτων βελτιστοποίησης που περιγράφουν το ισοζύγιο ισχύος είναι μη γραμμικές εξισώσεις και η συνήθης πρακτική στη βιβλιογραφία είναι η μετατροπή των περιορισμών αυτών σε προσεγγιστικούς γραμμικούς περιορισμούς ή σε κωνικούς περιορισμούς δεύτερης τάξης. Για τον λόγο αυτό, επιλύεται το πρόβλημα της βέλτιστης ροής ισχύος χρησιμοποιώντας διάφορα προσεγγιστικά μοντέλα των εξισώσεων ροών ισχύος, τα οποία χρησιμοποιούνται στη βιβλιογραφία για τη διατύπωση των προβλημάτων της λειτουργίας και του προγραμματισμού ανάπτυξης του ΔΔ. Από την ανάλυση αυτή, προκύπτει ότι το μοντέλο που διατυπώνει τις εξισώσεις ροών ισχύος ως κωνικούς περιορισμούς δίνει σχεδόν ίδια αποτελέσματα σε μικρότερο υπολογιστικό χρόνο με το μοντέλο που χρησιμοποιεί τις αναλυτικές μη γραμμικές εξισώσεις ροών ισχύος. Το μοντέλο που χρησιμοποιεί τις γραμμικές προσεγγίσεις των εξισώσεων ροών ισχύος έχει τον μικρότερο υπολογιστικό χρόνο, αλλά και τη μικρότερη ακρίβεια, σε σχέση με όλα τα μοντέλα που αναλύθηκαν.

Για τη βελτιστοποίηση της λειτουργίας των ενεργών ΔΔ σε κανονική κατάσταση αναπτύσσεται μια πρωτότυπη μέθοδος, η οποία βασίζεται στην επαναδιαμόρφωση του ΔΔ. Η προτεινόμενη μέθοδος θεωρεί τον έλεγχο των διακοπών του δικτύου και της ενεργού και της αέργου ισχύος εξόδου των ΜΔΠ με στόχο τη μεγιστοποίηση της παραγωγής από ΜΔΠ, τη μείωση της συμφόρησης των γραμμών και τη μείωση της διακύμανσης της τάσης στους κόμβους του δικτύου. Για την αποτελεσματική επίλυση, η μέθοδος βασίζεται σε μοντέλο βελτιστοποίησης μεικτού ακέрайου προγραμματισμού με κωνικούς περιορισμούς δεύτερης τάξης, και περιλαμβάνει δύο στάδια. Στο πρώτο στάδιο καθορίζονται οι διατάξεις του ΔΔ, οι οποίες εξασφαλίζουν τη μέγιστη παραγωγή από ΜΔΠ, την ελάχιστη συμφόρηση των γραμμών και τη μείωση της διακύμανσης της τάσης σε διάφορες πιθανές συνθήκες φόρτισης του ΔΔ. Στο δεύτερο στάδιο, σε περίπτωση που η επαναδιαμόρφωση του ΔΔ έχει οφέλη στη λειτουργία του ΔΔ, η προτεινόμενη μέθοδος εφαρμόζεται ως εργαλείο για τον ημερήσιο προγραμματισμό λειτουργίας του ΔΔ καθορίζοντας τη βέλτιστη διάταξη του ΔΔ, βάσει του προβλεπόμενου φορτίου και της προβλεπόμενης παραγωγής από ΜΔΠ. Από την εφαρμογή της μεθόδου σε ενεργά ΔΔ που παρουσιάζουν υψηλή διείσδυση ΑΠΕ, όπου οι ΑΠΕ δεν είναι κατανεμημένες ισόποσα στις κύριες γραμμές του δικτύου, συμπεραίνεται ότι με την επαναδιαμόρφωση του ΔΔ μπορεί να επιτευχθεί εξάλειψη της περικοπής ενεργού ισχύος των ΜΔΠ και μείωση των απωλειών ενέργειας του ΔΔ.

Για τη βελτιστοποίηση της λειτουργίας του ΔΔ σε έκτακτη κατάσταση, δηλαδή σε περίπτωση που εμφανιστεί ένα μόνιμο σφάλμα στο ΔΔ, αναπτύσσεται μία πρωτότυπη μέθοδος για τη βέλτιστη μερική αποκατάσταση λειτουργίας ενεργών ΔΔ. Η μέθοδος βασίζεται σε μοντέλο βελτιστοποίησης μεικτού ακέрайου προγραμματισμού με κωνικούς περιορισμούς δεύτερης τάξης και έχει ως στόχο την ελαχιστοποίηση των μη

τροφοδοτούμενων φορτίων και των χειρισμών των διακοπών, λαμβάνοντας υπόψη όλους τους τεχνικούς περιορισμούς του ΔΔ, καθώς και την ενεργό διαχείριση του ΔΔ. Για την επίλυση του προβλήματος αξιοποιείται η δυνατότητα ελέγχου της αέργου ισχύος εξόδου των ΜΔΠ στα ενεργά ΔΔ και λαμβάνεται υπόψη η δυνατότητα ρύθμισης τάσης του ζυγού ΜΤ του Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ με τη βοήθεια του συστήματος αλλαγής τάσης υπό φορτίο (ΣΑΤΥΦ), έτσι ώστε οι τάσεις των κόμβων του ΔΔ να κυμαίνονται εντός των επιτρεπτών ορίων τους. Από την εφαρμογή της προτεινόμενης μεθόδου για διάφορες περιπτώσεις σφάλματος προκύπτει ότι τα σχέδια μερικής αποκατάστασης λειτουργίας που υπολογίζονται από την προτεινόμενη μέθοδο για ενεργά ΔΔ οδηγούν στην ανατροφοδότηση όλων των δυνατών φορτίων και απαιτούν λιγότερους χειρισμούς διακοπών σε σύγκριση με άλλες μεθόδους της βιβλιογραφίας. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι στην προτεινόμενη μέθοδο δίνεται η δυνατότητα ελέγχου της αέργου ισχύος εξόδου των ΜΔΠ, μοντελοποιείται η λειτουργία των κύριων μέσων ρύθμισης τάσης του ΔΔ, όπως το ΣΑΤΥΦ, και βελτιώνεται η διατύπωση των τεχνικών περιορισμών λειτουργίας του ΔΔ.

Για τη βελτιστοποίηση του μακροπρόθεσμου προγραμματισμού ανάπτυξης ενεργών ΔΔ αναπτύσσεται μία πρωτότυπη μεθοδολογία, η οποία λαμβάνει υπόψη της ταυτόχρονα την ενίσχυση των υφιστάμενων Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ, την ενίσχυση των γραμμών διανομής, την εγκατάσταση νέων γραμμών διανομής για τη σύνδεση νέων φορτίων στο ΔΔ, την εγκατάσταση πυκνωτών και ρυθμιστών τάσης, έτσι ώστε να αντιμετωπιστούν όλα τα τεχνικά προβλήματα που παρουσιάζονται στο δίκτυο κατά τη διάρκεια της περιόδου της μελέτης ανάπτυξης εξαιτίας της αύξησης του φορτίου και της υψηλής διείδυσης διανεμημένης παραγωγής. Επιπλέον, η προτεινόμενη μεθοδολογία λαμβάνει υπόψη της και την ενεργό διαχείριση του ΔΔ για την επίλυση του προβλήματος του μακροπρόθεσμου προγραμματισμού ανάπτυξης. Η ενεργός διαχείριση του ΔΔ περιλαμβάνει τον έλεγχο της ενεργού και αέργου ισχύος των ΜΔΠ. Για την αποτελεσματική επίλυση του προβλήματος, το πρόβλημα του μακροπρόθεσμου προγραμματισμού ανάπτυξης χωρίζεται σε δύο υποπροβλήματα και αναπτύσσονται δύο διαδοχικές μέθοδοι βελτιστοποίησης για την επίλυσή τους. Από την επίλυση του πρώτου υποπροβλήματος καθορίζεται ο τύπος, η θέση και η ονομαστική ισχύς των στοιχείων και του εξοπλισμού του ΔΔ, έτσι ώστε να εξασφαλιστεί η ασφαλής λειτουργία του δικτύου κατά τη διάρκεια της περιόδου της μελέτης ανάπτυξης. Από την επίλυση του δεύτερου υποπροβλήματος υπολογίζεται ο χρόνος εγκατάστασης των στοιχείων και του εξοπλισμού του ΔΔ, τα οποία καθορίστηκαν από την επίλυση του πρώτου υποπροβλήματος. Από την εφαρμογή της μεθόδου προκύπτει ότι λαμβάνοντας υπόψη πολλαπλές επιλογές για τον μακροπρόθεσμο προγραμματισμό ανάπτυξης του ΔΔ, όπως ενίσχυση Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ και γραμμών, εγκατάσταση νέων γραμμών, πυκνωτών και ρυθμιστών τάσης, και σε συνδυασμό με την ενεργό διαχείριση του ΔΔ υπολογίζεται το πλάνο προγραμματισμού με το μικρότερο δυνατό επενδυτικό κόστος σε σχέση με τα πλάνα προγραμματισμού ανάπτυξης άλλων μεθόδων της βιβλιογραφίας. Ειδικότερα, λαμβάνοντας υπόψη την ενεργό διαχείριση του ΔΔ για την επίλυση του προβλήματος του μακροπρόθεσμου προγραμματισμού ανάπτυξης του ΔΔ, οι επενδύσεις, οι οποίες πρέπει να γίνουν για να είναι εφικτή η εγκατάσταση νέων ΜΔΠ στο ΔΔ, ενδέχεται είτε να αναβληθούν είτε να μην πραγματοποιηθούν, συμβάλλοντας στην περαιτέρω μείωση του συνολικού κόστους.

7.2 ΣΥΜΒΟΛΗ

Τα σημαντικότερα σημεία, στα οποία συμβάλλει η παρούσα διδακτορική διατριβή στην περιοχή του αντικειμένου της, περιγράφονται συνοπτικά ως εξής:

- **Στον τομέα της βελτιστοποίησης της λειτουργίας των ΔΔ σε κανονική κατάσταση**
 - Αναπτύσσεται μία πρωτότυπη μέθοδος για τη βελτιστοποίηση της λειτουργίας ενεργών ΔΔ σε κανονική κατάσταση, στα οποία οι ΑΠΕ είναι άνισα κατανομημένες μεταξύ των κύριων γραμμών ενός δικτύου. Με την προτεινόμενη μέθοδο επιτυγχάνεται η αντιμετώπιση των κύριων τεχνικών προβλημάτων που εμφανίζονται στα ΔΔ εξαιτίας της υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ, όπως η ανύψωση τάσης και η συμφόρηση των γραμμών διανομής, χωρίς να απαιτείται η περικοπή ενεργού ισχύος των εγκατεστημένων ΜΔΠ στο ΔΔ.
 - Αναπτύσσεται ένα πρωτότυπο μοντέλο βελτιστοποίησης μεικτού ακέραιου προγραμματισμού με κωνικούς περιορισμούς δεύτερης τάξης για την επαναδιαμόρφωση ενεργών ΔΔ. Το προτεινόμενο μοντέλο αποδεικνύεται ιδιαίτερα αποτελεσματικό και ακριβές και ο χρόνος επίλυσής του σημαντικά μικρότερος σε σχέση με αντίστοιχα μοντέλα της βιβλιογραφίας.
 - Επιτυγχάνεται μείωση της πολυπλοκότητας του προβλήματος της επαναδιαμόρφωσης ενεργών ΔΔ. Διερευνώντας τα οφέλη της επαναδιαμόρφωσης ενός ενεργού ΔΔ, λαμβάνοντας υπόψη ιστορικά δεδομένα φορτίου και παραγωγής από ΑΠΕ, μπορεί να καθοριστεί ποιοι διακόπτες μετέβαλλαν ή όχι την κατάστασή τους κατά την επίλυση του προβλήματος. Θεωρώντας ως μεταβλητές απόφασης μόνο τους διακόπτες που μετέβαλλαν την κατάστασή τους, επιτυγχάνεται η επίλυση του προβλήματος της επαναδιαμόρφωσης των ενεργών ΔΔ σε μικρότερο υπολογιστικά χρόνο.
- **Στον τομέα της βελτιστοποίησης της λειτουργίας των ΔΔ σε έκτακτη κατάσταση**
 - Αναπτύσσεται μία πρωτότυπη μέθοδος για την επίλυση του προβλήματος της μερικής αποκατάστασης ενεργών ΔΔ με στόχο την ανατροφοδότηση όσο το δυνατόν περισσότερων φορτίων με τους ελάχιστους χειρισμούς διακοπών, αξιοποιώντας παράλληλα και τις δυνατότητες ενεργού διαχείρισης του ΔΔ.
 - Το πρόβλημα της μερικής αποκατάστασης λειτουργίας διατυπώνεται ως πρόβλημα βελτιστοποίησης μεικτού ακέραιου προγραμματισμού με κωνικούς περιορισμούς δεύτερης τάξης και οι περιορισμοί του προβλήματος διατυπώνονται λαμβάνοντας υπόψη ότι οι περιορισμοί λειτουργίας του ΔΔ σε μία έκτακτη κατάσταση δεν είναι τόσο αυστηροί όσο είναι στην κανονική κατάσταση λειτουργίας του ΔΔ. Με αυτό τον τρόπο επιτυγχάνεται αποτελεσματικότερη επίλυση του προβλήματος.
 - Για την επίλυση του προβλήματος της μερικής αποκατάστασης αξιοποιείται η δυνατότητα ελέγχου της αέργου ισχύος των ΜΔΠ και μοντελοποιείται η λειτουργία των μέσων ρύθμισης τάσης, όπως το ΣΑΤΥΦ, τα οποία έχουν σημαντική επίδραση στο αποτέλεσμα επίλυσης του προβλήματος.
- **Στον τομέα της βελτιστοποίησης του μακροπρόθεσμου προγραμματισμού ανάπτυξης των ΔΔ**
 - Αναπτύσσεται μία πρωτότυπη μεθοδολογία για τον προγραμματισμό ανάπτυξης ενεργών ΔΔ σε πολλαπλά στάδια, η οποία λαμβάνει υπόψη της ταυτόχρονα την ενίσχυση των υφιστάμενων Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ, την ενίσχυση των γραμμών διανομής, την

εγκατάσταση νέων γραμμών διανομής για τη σύνδεση νέων φορτίων στο ΔΔ, την εγκατάσταση πυκνωτών και ρυθμιστών τάσης, με στόχο την ελαχιστοποίηση του επενδυτικού κόστους.

- Ενσωματώνεται η ενεργός διαχείριση των ΜΔΠ στην επίλυση του προβλήματος του μακροπρόθεσμου προγραμματισμού ανάπτυξης των ΔΔ και διερευνάται η επίδρασή της στην επίλυση του προβλήματος. Από τη διερεύνηση αυτή προκύπτει ότι λαμβάνοντας υπόψη την ενεργό διαχείριση του ΔΔ για την επίλυση του προβλήματος του μακροπρόθεσμου προγραμματισμού ανάπτυξης του ΔΔ, οι επενδύσεις, οι οποίες πρέπει να γίνουν για να είναι εφικτή η εγκατάσταση νέων ΜΔΠ στο ΔΔ, ενδέχεται είτε να αναβληθούν είτε να μην πραγματοποιηθούν, συμβάλλοντας στην περαιτέρω μείωση του συνολικού κόστους.
- Επιτυγχάνεται η μείωση της πολυπλοκότητας του προβλήματος του μακροπρόθεσμου προγραμματισμού ανάπτυξης του ΔΔ, χωρίζοντας το πρόβλημα σε δύο επιμέρους υποπροβλήματα. Με τον τρόπο αυτό, μειώνεται δραστικά ο υπολογιστικός χρόνος για την επίλυση του προβλήματος και δίνεται η δυνατότητα εφαρμογής της μεθόδου σε πραγματικά ΔΔ.

7.3 ΕΠΕΚΤΑΣΕΙΣ

Η παρούσα διδακτορική διατριβή μπορεί να αποτελέσει μία σταθερή βάση περαιτέρω έρευνας επί των θεμάτων της βέλτιστης λειτουργίας και ανάπτυξης των ενεργών ΔΔ. Ενδεικτικά, αναφέρονται οι ακόλουθες, ιδιαίτερα ενδιαφέρουσες, κατευθύνσεις επέκτασης της παρούσας διδακτορικής διατριβής:

- Κατάλληλη μοντελοποίηση νέων τεχνολογιών στα ΔΔ, όπως αποκρινόμενα φορτία, συστήματα αποθήκευσης ενέργειας, ηλεκτρικά αυτοκίνητα, έτσι ώστε να μπορούν να ενσωματωθούν στις μεθόδους για τη βελτιστοποίηση της λειτουργίας και τον προγραμματισμό ανάπτυξης του ΔΔ, χωρίς να αυξάνουν σημαντικά την πολυπλοκότητα του προβλήματος.
- Η χρήση πιθανοτικών μοντέλων της συμπεριφοράς των φορτίων και της παραγωγής από ΑΠΕ, αντί των ντετερμινιστικών που χρησιμοποιούνται στην παρούσα εργασία, παρουσιάζει ιδιαίτερο ενδιαφέρον για τη λειτουργία και τον προγραμματισμό ανάπτυξης του ΔΔ.
- Ανάπτυξη μίας μεθόδου για τη βελτιστοποίηση της λειτουργίας ενεργών ΔΔ, στην οποία να λαμβάνονται υπόψη τα πιθανά σφάλματα πρόβλεψης του φορτίου και της παραγωγής ΑΠΕ, καθώς και η επίδραση της δυναμικής τιμολόγησης της ηλεκτρικής ενέργειας στη συμπεριφορά των καταναλωτών.
- Ανάπτυξη μίας μεθόδου για τον απομακρυσμένο εντοπισμό της θέσης σφάλματος με τη βοήθεια δεδομένων από ενδείκτες σφάλματος (fault passage indicators) ή με τη λήψη δεδομένων πραγματικού χρόνου από έξυπνους μετρητές.
- Η προτεινόμενη μέθοδος για τη μερική αποκατάσταση λειτουργίας του ΔΔ θα μπορούσε να αποτελέσει ένα σημαντικό κομμάτι μίας μεθόδου για την αυτόματη αποκατάσταση λειτουργίας (self-healing) του ΔΔ, η οποία θα υλοποιεί αυτόματα, δηλαδή χωρίς την παρέμβαση ανθρώπινου παράγοντα, τον εντοπισμό και την

απομόνωση της θέσης σφάλματος, καθώς και τη μερική αποκατάσταση λειτουργίας.

- Επέκταση της προτεινόμενης μεθόδου για τη μερική αποκατάσταση λειτουργίας του ΔΔ, έτσι ώστε να επιτρέπεται η νησιδοποιημένη λειτουργία τμημάτων του ΔΔ, εφόσον στο ΔΔ είναι εγκατεστημένοι οι κατάλληλοι διανεμημένοι ενεργειακοί πόροι.
- Ανάπτυξη ενός ενιαίου μοντέλου βελτιστοποίησης μεικτού αέριου προγραμματισμού για την επίλυση του προβλήματος του μακροπρόθεσμου προγραμματισμού ανάπτυξης με τη βοήθεια εμπορικών επιλυτών. Η προτεινόμενη μεθοδολογία για τον προγραμματισμό ανάπτυξης ενεργών ΔΔ χωρίζει το πρόβλημα σε δύο επιμέρους υποπροβλήματα για να διευκολυνθεί η επίλυσή του.
- Η προτεινόμενη μέθοδος για τον προγραμματισμό ανάπτυξης ενεργών ΔΔ θα μπορούσε να αποτελέσει βάση για την ανάπτυξη μίας μεθόδου με πιθανοτικούς περιορισμούς (chance-constrained programming), έτσι ώστε να διαχειρίζεται καλύτερα την αβεβαιότητα των δεδομένων εισόδου, όπως της κατανάλωσης και της ετήσιας αύξησης του φορτίου, της παραγωγής από ΑΠΕ, κ.ά.
- Ανάπτυξη ενός μοντέλου βελτιστοποίησης για τον μακροπρόθεσμο προγραμματισμό ανάπτυξης, στο οποίο θα λαμβάνονται υπόψη οι επενδύσεις για τη βελτίωση της αξιοπιστίας του ΔΔ και το κόστος της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας διάφορων κατηγοριών καταναλωτών (π.χ., οικιακοί, εμπορικοί, βιομηχανικοί κτλ.).

ΦΑΚΕΛΟΙ MCCORMICK

Οι φάκελοι McCormick είναι μία μέθοδος κυρτής χαλάρωσης προβλημάτων μη γραμμικού προγραμματισμού, τα οποία περιέχουν διγραμμικούς όρους, δηλαδή γινόμενα δύο μεταβλητών [67]. Η μέθοδος αυτή χρησιμοποιείται πολύ συχνά για τη γραμμικοποίηση μη γραμμικών, μη κυρτών περιορισμών σε προβλήματα μη γραμμικού προγραμματισμού ή μεικτού ακέραιου προγραμματισμού με μη γραμμικούς περιορισμούς.

Έστω ο μη γραμμικός όρος $w = x \cdot y$ με τις μεταβλητές x και y να έχουν τους εξής περιορισμούς:

$$x^L \leq x \leq x^U \quad (\text{A.1})$$

$$y^L \leq y \leq y^U \quad (\text{A.2})$$

όπου, x^L , x^U , y^L και y^U είναι τα κάτω και άνω όρια των μεταβλητών x και y , αντίστοιχα.

Ο κυρτός φάκελος McCormick του όρου w ορίζεται ως εξής:

$$w \geq x^L \cdot y + x \cdot y^L - x^L \cdot y^L \quad (\text{A.3})$$

$$w \geq x^U \cdot y + x \cdot y^U - x^U \cdot y^U \quad (\text{A.4})$$

$$w \leq x^L \cdot y + x \cdot y^U - x^L \cdot y^U \quad (\text{A.5})$$

$$w \leq x^U \cdot y + x \cdot y^L - x^U \cdot y^L \quad (\text{A.6})$$

Για την κατανόηση των φακέλων McCormick δίνεται ένα απλό αριθμητικό παράδειγμα. Έστω το πρόβλημα μη γραμμικού προγραμματισμού:

$$\min Z = -x \cdot y - 2 \cdot x \quad (\text{A.7})$$

με τους εξής περιορισμούς:

$$x \cdot y \leq 12 \quad (\text{A.8})$$

$$0 \leq x \leq 6 \quad (\text{A.9})$$

$$0 \leq y \leq 3 \quad (\text{A.10})$$

Έστω η βοηθητική μεταβλητή w , όπου:

$$w = x \cdot y \quad (\text{A.11})$$

Ο μη γραμμικός όρος $w = x \cdot y$ υπάρχει στην αντικειμενική συνάρτηση (A.7) στην αντικειμενική συνάρτηση (A.7) και στον περιορισμό (A.8). Στον μη γραμμικό όρο $w = x \cdot y$, το πεδίο τιμών των μεταβλητών x και y δίνεται από τις (A.9) και (A.10), αντίστοιχα. Βάσει των (A.3)–(A.6), ο κυρτός φάκελος McCormick της μεταβλητής w ορίζεται ως εξής:

$$w \geq 0 \cdot y + x \cdot 0 - 0 \cdot 0 \Rightarrow w \geq 0 \quad (\text{A.12})$$

$$w \geq 6 \cdot y + x \cdot 3 - 6 \cdot 3 \Rightarrow w \geq 6 \cdot y + 3 \cdot x - 18 \quad (\text{A.13})$$

$$w \leq 0 \cdot y + x \cdot 3 - 0 \cdot 3 \Rightarrow w \leq 3 \cdot x \quad (\text{A.14})$$

$$w \leq 6 \cdot y + x \cdot 0 - 6 \cdot 0 \Rightarrow w \leq 6 \cdot y \quad (\text{A.15})$$

Με τη βοήθεια των (A.11)–(A.15), το πρόβλημα μη γραμμικού προγραμματισμού (A.7)–(A.10) μετατρέπεται στο πρόβλημα γραμμικού προγραμματισμού:

$$\min Z = -w - 2 \cdot x \quad (\text{A.16})$$

με τους εξής περιορισμούς:

$$w \leq 12 \quad (\text{A.17})$$

$$0 \leq x \leq 6 \quad (\text{A.18})$$

$$w \geq 0 \quad (\text{A.19})$$

$$w \geq 6y + 3x - 18 \quad (\text{A.20})$$

$$w \leq 6y \quad (\text{A.21})$$

$$w \leq 3x \quad (\text{A.22})$$

$$0 \leq x \leq 6 \quad (\text{A.23})$$

$$0 \leq y \leq 3 \quad (\text{A.24})$$

Με τη χρήση του λογισμικού GAMS, η λύση του προβλήματος γραμμικού προγραμματισμού (A.16)–(A.24) είναι: $x = 6$, $y = 2$, $Z = -24$, η οποία αποτελεί και λύση του προβλήματος μη γραμμικού προγραμματισμού (A.7)–(A.10).

**ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΑ ΚΩΝΙΚΟΥ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΟΥ
ΔΕΥΤΕΡΗΣ ΤΑΞΗΣ**

Τα προβλήματα κωνικού προγραμματισμού δεύτερης τάξης (second-order cone program–SOCP) έχουν την εξής μορφή [77]:

$$\min_x c^T x \tag{B.1}$$

με περιορισμούς

$$Ax = b \tag{B.2}$$

$$\|C_i x + d_i\|_2 \leq E_i^T x + f_i, \quad i = 1, 2, \dots, m \tag{B.3}$$

Οι παράμετροι του προβλήματος είναι: $c^T \in \mathbb{R}^n$, $A \in \mathbb{R}^{p \times n}$, $b \in \mathbb{R}^p$, $C_i \in \mathbb{R}^{n_i \times n}$, $d_i \in \mathbb{R}^{n_i}$, $E_i^T \in \mathbb{R}^n$ και $f_i \in \mathbb{R}$. Η μεταβλητή του προβλήματος βελτιστοποίησης είναι $x \in \mathbb{R}^n$ και με $\|\cdot\|_2$ συμβολίζεται η Ευκλείδεια νόρμα ή μήκος. Η Ευκλείδεια νόρμα ενός διανύσματος

$$\mathbf{x} = (x_1, x_2, x_3) \text{ είναι } \|\mathbf{x}\|_2 = \sqrt{x_1^2 + x_2^2 + x_3^2}.$$

Στην περίπτωση που $C_i = 0$ για $i = 1, 2, \dots, m$ τότε το πρόβλημα (B.1)–(B.3) μετατρέπεται σε πρόβλημα γραμμικού προγραμματισμού, ενώ στην περίπτωση που $E_i^T = 0$ για $i = 1, 2, \dots, m$ το πρόβλημα (B.1)–(B.3) ισοδυναμεί με πρόβλημα προγραμματισμού με τετραγωνικούς περιορισμούς.

Τα προβλήματα κωνικού προγραμματισμού δεύτερης τάξης είναι κυρτά προβλήματα βελτιστοποίησης που μπορούν να επιλυθούν σε πολυωνυμικό χρόνο [77], [126]. Αυτό σημαίνει ότι ο υπολογιστικός χρόνος που απαιτείται για την επίλυση ενός τέτοιου προβλήματος είναι στη χειρότερη περίπτωση ανάλογος ενός πολυώνυμου του αριθμού των μεταβλητών και των περιορισμών του. Ο δεύτερης τάξης κωνικός προγραμματισμός έχει ένα αρκετά μεγάλο πεδίο εφαρμογής και πρόσφατα έχει χρησιμοποιηθεί για τη διατύπωση πολλών προβλημάτων που αφορούν τη λειτουργία και τον σχεδιασμό των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας.

ΔΙΑΖΕΥΚΤΙΚΕΣ ΑΝΙΣΟΤΗΤΕΣ

Οι διαζευκτικές ανισότητες (disjunctive inequalities) είναι ένα είδος περιορισμών στα προβλήματα βελτιστοποίησης μεικτού ακέραιου προγραμματισμού, οι οποίες χρησιμοποιούνται για τη γραμμικοποίηση γινομένων δύο μεταβλητών, εκ των οποίων τουλάχιστον η μία είναι δυαδική μεταβλητή [92], [93].

Έστω ότι το γινόμενο των μεταβλητών x και y εμφανίζεται σε ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης. Έστω ότι το x είναι μια συνεχής μεταβλητή που κυμαίνεται εντός συγκεκριμένων ορίων (Γ.1) και το y είναι μία δυαδική μεταβλητή (Γ.2).

$$L \leq x \leq U \tag{Γ.1}$$

$$y \in \{0, 1\} \tag{Γ.2}$$

όπου L και U είναι συνεχείς αριθμοί με $U > L$.

Για τη γραμμικοποίηση του γινομένου $x \cdot y$ θεωρείται μια νέα μεταβλητή z , η οποία αναπαριστά το γινόμενο αυτό, δηλαδή $z = x \cdot y$. Η μεταβλητή z θα πρέπει να παίρνει την τιμή μηδέν όταν $y = 0$, ενώ θα πρέπει να είναι ίση με τη μεταβλητή x και ταυτόχρονα να ισχύει και ο περιορισμός (Γ.1) όταν $y = 1$. Αυτό επιτυγχάνεται με τις παρακάτω ανισότητες:

$$z \leq U \cdot y \tag{Γ.3}$$

$$z \geq L \cdot y \tag{Γ.4}$$

$$z \leq x - L \cdot (1 - y) \tag{Γ.5}$$

$$z \geq x - U \cdot (1 - y) \tag{Γ.6}$$

Στην περίπτωση που $y = 0$, τότε οι (Γ.3) και (Γ.4) εξαναγκάζουν το z να πάρει την τιμή μηδέν, ικανοποιώντας ταυτόχρονα τις (Γ.5) και (Γ.6). Στην περίπτωση που $y = 1$, τότε θα ισχύει ότι $z = x$ λόγω των (Γ.5) και (Γ.6), ενώ οι (Γ.3) και (Γ.4) οδηγούν στην (Γ.1).

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ

Δ

ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΔΙΚΤΥΩΝ ΔΙΑΝΟΜΗΣ

Στον Πίνακα Δ.1 παρατίθενται τα δεδομένα του δικτύου διανομής 33 κόμβων, το οποίο χρησιμοποιήθηκε στην Ενότητα 3.8.

Πίνακας Δ.1: Δεδομένα δικτύου διανομής 33 κόμβων.

Κόμβος i	Κόμβος j	r_{ij} (α.μ.)	x_{ij} (α.μ.)	$P_{d,j}$ (MW)	$Q_{d,j}$ (M var)
Βασική τάση (kV)		12,66			
Βάση ισχύος (MVA)		1,00			
1	2	0,0006	0,0003	0,100	0,060
2	3	0,0031	0,0016	0,090	0,040
3	4	0,0023	0,0012	0,120	0,080
4	5	0,0024	0,0012	0,060	0,030
5	6	0,0051	0,0044	0,060	0,020
6	7	0,0012	0,0039	0,200	0,100
7	8	0,0044	0,0015	0,200	0,100
8	9	0,0064	0,0046	0,060	0,020
9	10	0,0065	0,0046	0,060	0,020
10	11	0,0012	0,0004	0,045	0,030
11	12	0,0023	0,0008	0,060	0,035
12	13	0,0092	0,0072	0,060	0,035
13	14	0,0034	0,0044	0,120	0,080
14	15	0,0037	0,0033	0,060	0,010
15	16	0,0047	0,0034	0,060	0,020
16	17	0,0080	0,0107	0,060	0,020
17	18	0,0046	0,0036	0,090	0,040
2	19	0,0010	0,0010	0,090	0,040
19	20	0,0094	0,0085	0,090	0,040
20	21	0,0026	0,0030	0,090	0,040
21	22	0,0044	0,0058	0,090	0,040
3	23	0,0028	0,0019	0,090	0,050
23	24	0,0056	0,0044	0,420	0,200
24	25	0,0056	0,0044	0,420	0,200
6	26	0,0013	0,0006	0,060	0,025
26	27	0,0018	0,0009	0,060	0,025
27	28	0,0066	0,0058	0,060	0,020
28	29	0,0050	0,0044	0,120	0,070
29	30	0,0032	0,0016	0,200	0,600
30	31	0,0061	0,0060	0,150	0,070

Πίνακας Δ.1: (Συνέχεια)

Κόμβος i	Κόμβος j	r_{ij} (α.μ.)	x_{ij} (α.μ.)	$P_{d,j}$ (MW)	$Q_{d,j}$ (M var)
31	32	0,0019	0,0023	0,210	0,100
32	33	0,0021	0,0033	0,060	0,040

Στον Πίνακα Δ.2 παρατίθενται τα δεδομένα του δικτύου διανομής 70 κόμβων, το οποίο χρησιμοποιήθηκε στην Ενότητα 3.8 και στην Ενότητα 4.5.3.

Πίνακας Δ.2: Δεδομένα δικτύου διανομής 70 κόμβων.

Βασική τάση (kV)		11,00			
Βάση ισχύος (MVA)		1,00			
Κόμβος i	Κόμβος j	r_{ij} (α.μ.)	x_{ij} (α.μ.)	$P_{d,j}$ (MW)	$Q_{d,j}$ (M var)
201	2	0,0091	0,0089	0,100	0,090
2	3	0,0121	0,0118	0,060	0,040
3	4	0,0060	0,0059	0,150	0,130
4	5	0,0030	0,0030	0,075	0,050
5	6	0,0151	0,0148	0,015	0,009
6	7	0,0091	0,0089	0,018	0,014
7	8	0,0060	0,0059	0,013	0,010
8	9	0,0060	0,0059	0,016	0,011
4	10	0,0089	0,0061	0,020	0,010
10	11	0,0134	0,0091	0,016	0,009
11	12	0,0089	0,0061	0,050	0,040
12	13	0,0112	0,0076	0,105	0,090
13	14	0,0067	0,0045	0,025	0,015
14	15	0,0161	0,0109	0,040	0,025
201	16	0,0091	0,0089	0,060	0,030
16	17	0,0030	0,0030	0,040	0,025
17	18	0,0121	0,0118	0,015	0,009
18	19	0,0076	0,0074	0,013	0,007
19	20	0,0066	0,0065	0,030	0,020
20	21	0,0094	0,0092	0,090	0,050
21	22	0,0039	0,0038	0,050	0,030
17	23	0,0183	0,0124	0,060	0,040
23	24	0,0134	0,0092	0,100	0,080
24	25	0,0089	0,0061	0,080	0,065
25	26	0,0045	0,0030	0,100	0,060
26	27	0,0045	0,0030	0,100	0,055
27	28	0,0089	0,0061	0,120	0,070
28	29	0,0089	0,0061	0,105	0,070
202	30	0,0030	0,0030	0,080	0,050
30	31	0,0060	0,0059	0,060	0,040
31	32	0,0060	0,0059	0,013	0,008
32	33	0,0066	0,0065	0,016	0,009
33	34	0,0097	0,0095	0,050	0,030

Πίνακας Δ.2: (Συνέχεια)

Κόμβος i	Κόμβος j	r_{ij} (α.μ.)	x_{ij} (α.μ.)	$P_{d,j}$ (MW)	$Q_{d,j}$ (M var)
34	35	0,0063	0,0062	0,040	0,028
35	36	0,0060	0,0059	0,060	0,040
36	37	0,0091	0,0089	0,040	0,030
37	38	0,0121	0,0118	0,030	0,025
32	39	0,0089	0,0061	0,150	0,100
39	40	0,0045	0,0030	0,060	0,035
40	41	0,0089	0,0061	0,120	0,070
41	42	0,0152	0,0103	0,090	0,060
42	43	0,0107	0,0073	0,018	0,010
40	44	0,0098	0,0067	0,016	0,010
44	45	0,0045	0,0030	0,100	0,050
42	46	0,0089	0,0061	0,060	0,040
35	47	0,0045	0,0030	0,090	0,070
47	48	0,0089	0,0061	0,085	0,055
48	49	0,0089	0,0061	0,100	0,070
49	50	0,0089	0,0061	0,140	0,090
202	51	0,0030	0,0030	0,060	0,040
51	52	0,0121	0,0118	0,020	0,011
52	53	0,0121	0,0118	0,040	0,030
53	54	0,0076	0,0074	0,036	0,024
54	55	0,0091	0,0089	0,030	0,020
55	56	0,0091	0,0089	0,043	0,030
52	57	0,0022	0,0015	0,080	0,050
57	58	0,0022	0,0015	0,240	0,120
58	59	0,0067	0,0045	0,125	0,110
59	60	0,0107	0,0073	0,025	0,010
55	61	0,0098	0,0067	0,010	0,005
61	62	0,0098	0,0067	0,150	0,130
62	63	0,0067	0,0045	0,050	0,030
63	64	0,0134	0,0091	0,030	0,020
62	65	0,0089	0,0061	0,130	0,120
65	66	0,0045	0,0030	0,150	0,130
66	67	0,0089	0,0061	0,025	0,015
7	68	0,0089	0,0061	0,100	0,060
68	69	0,0134	0,0091	0,040	0,030
9	15	0,0056	0,0045		
21	27	0,0038	0,0030		
9	38	0,0031	0,0020		
38	43	0,0038	0,0030		
15	46	0,0056	0,0045		
9	50	0,0075	0,0060		
39	59	0,0038	0,0030		
45	60	0,0021	0,0017		
29	64	0,0021	0,0017		

Πίνακας Δ.2: (Συνέχεια)

Κόμβος i	Κόμβος j	r_{ij} (α.μ.)	x_{ij} (α.μ.)	$P_{d,j}$ (MW)	$Q_{d,j}$ (M var)
22	67	0,0021	0,0017		
15	67	0,0038	0,0030		

Στον Πίνακα Δ.3 παρατίθενται τα δεδομένα του δικτύου διανομής 135 κόμβων, το οποίο χρησιμοποιήθηκε στην Ενότητα 3.8.

Πίνακας Δ.3: Δεδομένα δικτύου διανομής 135 κόμβων.

Βασική τάση (kV)	13,80				
Βάση ισχύος (MVA)	1,00				
Κόμβος i	Κόμβος j	r_{ij} (α.μ.)	x_{ij} (α.μ.)	$P_{d,j}$ (MW)	$Q_{d,j}$ (M var)
136	1	0,0017	0,0040	0,000	0,000
1	2	0,0000	0,0000	0,048	0,019
2	3	0,0012	0,0027	0,043	0,017
3	4	0,0005	0,0012	0,087	0,035
4	5	0,0008	0,0019	0,311	0,124
5	6	0,0009	0,0020	0,149	0,059
6	7	0,0006	0,0014	0,239	0,095
6	8	0,0003	0,0003	0,062	0,025
8	9	0,0027	0,0014	0,125	0,050
8	10	0,0006	0,0006	0,140	0,056
10	11	0,0021	0,0011	0,117	0,046
10	12	0,0048	0,0017	0,249	0,099
10	13	0,0006	0,0006	0,291	0,116
13	14	0,0026	0,0014	0,304	0,121
13	15	0,0003	0,0003	0,215	0,086
15	16	0,0015	0,0008	0,199	0,079
136	17	0,0017	0,0040	0,000	0,000
17	18	0,0000	0,0000	0,000	0,000
18	19	0,0012	0,0027	0,000	0,000
19	20	0,0006	0,0013	0,030	0,015
20	21	0,0037	0,0020	0,231	0,113
20	22	0,0010	0,0022	0,060	0,029
22	23	0,0016	0,0008	0,231	0,113
22	24	0,0001	0,0003	0,121	0,059
24	25	0,0002	0,0005	0,000	0,000
25	26	0,0001	0,0002	0,057	0,028
26	27	0,0006	0,0006	0,365	0,178
27	28	0,0001	0,0001	0,000	0,000
28	29	0,0010	0,0005	0,125	0,061
29	30	0,0021	0,0011	0,057	0,028
28	31	0,0003	0,0003	0,000	0,000
31	32	0,0005	0,0003	0,085	0,042
32	33	0,0022	0,0012	0,000	0,000

Πίνακας Δ.3: (Συνέχεια)

Κόμβος i	Κόμβος j	r_{ij} (α.μ.)	x_{ij} (α.μ.)	$P_{d,j}$ (MW)	$Q_{d,j}$ (M var)
33	34	0,0006	0,0003	0,397	0,194
31	35	0,0004	0,0004	0,000	0,000
35	36	0,0019	0,0010	0,181	0,089
36	37	0,0014	0,0007	0,242	0,118
35	38	0,0003	0,0003	0,075	0,037
136	39	0,0017	0,0040	0,000	0,000
39	40	0,0006	0,0014	0,001	0,001
40	41	0,0156	0,0053	0,006	0,003
40	42	0,0000	0,0000	0,000	0,000
42	43	0,0004	0,0008	0,118	0,050
43	44	0,0043	0,0023	0,063	0,027
43	45	0,0003	0,0008	0,172	0,073
45	46	0,0007	0,0016	0,459	0,194
46	47	0,0003	0,0008	0,263	0,111
47	48	0,0006	0,0014	0,236	0,100
48	49	0,0015	0,0015	0,000	0,000
49	50	0,0015	0,0015	0,109	0,046
48	51	0,0002	0,0005	0,000	0,000
51	52	0,0001	0,0003	0,073	0,031
52	53	0,0003	0,0007	0,258	0,110
53	54	0,0002	0,0004	0,069	0,029
54	55	0,0001	0,0003	0,022	0,009
52	56	0,0006	0,0013	0,000	0,000
56	57	0,0013	0,0007	0,021	0,009
57	58	0,0022	0,0012	0,151	0,064
58	59	0,0026	0,0014	0,221	0,094
59	60	0,0017	0,0009	0,092	0,039
60	61	0,0011	0,0006	0,000	0,000
47	62	0,0007	0,0017	0,227	0,096
137	63	0,0000	0,0001	0,000	0,000
63	64	0,0014	0,0033	0,294	0,117
64	65	0,0020	0,0046	0,083	0,033
65	66	0,0017	0,0040	0,083	0,033
66	67	0,0017	0,0040	0,104	0,041
67	68	0,0009	0,0021	0,176	0,070
68	69	0,0029	0,0015	0,083	0,033
68	70	0,0003	0,0007	0,218	0,087
70	71	0,0037	0,0019	0,023	0,009
71	72	0,0054	0,0028	0,005	0,002
70	73	0,0004	0,0008	0,073	0,029
73	74	0,0069	0,0024	0,406	0,162
137	75	0,0001	0,0001	0,000	0,000
75	76	0,0038	0,0088	0,100	0,042
76	77	0,0012	0,0027	0,143	0,060

Πίνακας Δ.3: (Συνέχεια)

Κόμβος i	Κόμβος j	r_{ij} (α.μ.)	x_{ij} (α.μ.)	$P_{d,j}$ (MW)	$Q_{d,j}$ (M var)
77	78	0,0011	0,0025	0,096	0,041
78	79	0,0002	0,0006	0,300	0,127
79	80	0,0033	0,0032	0,141	0,060
80	81	0,0018	0,0018	0,280	0,119
81	82	0,0030	0,0016	0,087	0,037
81	83	0,0006	0,0006	0,244	0,103
83	84	0,0030	0,0016	0,248	0,105
137	85	0,0001	0,0001	0,000	0,000
85	86	0,0022	0,0051	0,090	0,038
86	87	0,0006	0,0007	1,137	0,482
86	88	0,0023	0,0053	0,458	0,194
88	89	0,0004	0,0001	0,385	0,163
89	90	0,0004	0,0009	0,000	0,000
90	91	0,0017	0,0040	0,080	0,034
91	92	0,0004	0,0010	0,087	0,037
92	93	0,0007	0,0016	0,000	0,000
93	94	0,0015	0,0015	0,074	0,031
94	95	0,0011	0,0011	0,232	0,098
95	96	0,0014	0,0014	0,142	0,060
93	97	0,0005	0,0013	0,000	0,000
97	98	0,0007	0,0016	0,076	0,032
137	99	0,0000	0,0001	0,000	0,000
99	100	0,0009	0,0020	0,051	0,022
100	101	0,0006	0,0014	0,060	0,025
101	102	0,0120	0,0041	0,009	0,004
101	103	0,0024	0,0055	0,002	0,001
103	104	0,0037	0,0084	0,017	0,007
104	105	0,0024	0,0055	1,507	0,639
105	106	0,0011	0,0014	0,313	0,133
106	107	0,0011	0,0015	0,080	0,034
107	108	0,0029	0,0015	0,051	0,022
108	109	0,0028	0,0015	0,000	0,000
107	110	0,0002	0,0003	0,202	0,086
110	111	0,0025	0,0013	0,061	0,026
111	112	0,0045	0,0024	0,046	0,019
112	113	0,0030	0,0016	0,000	0,000
108	114	0,0041	0,0021	0,157	0,067
114	115	0,0057	0,0030	0,000	0,000
109	116	0,0058	0,0030	0,250	0,106
116	117	0,0025	0,0013	0,000	0,000
104	118	0,0017	0,0039	0,070	0,030
118	119	0,0008	0,0018	0,032	0,014
119	120	0,0007	0,0015	0,061	0,026
137	121	0,0001	0,0001	0,000	0,000

121	122	0,0034	0,0079	0,095	0,046
122	123	0,0002	0,0005	0,050	0,024
123	124	0,0028	0,0009	0,123	0,060
123	125	0,0001	0,0003	0,078	0,038
125	126	0,0028	0,0015	0,145	0,071
125	127	0,0005	0,0012	0,021	0,010
127	128	0,0006	0,0014	0,075	0,037
127	129	0,0007	0,0017	0,228	0,111
129	130	0,0002	0,0005	0,036	0,017
130	131	0,0005	0,0011	0,249	0,122
131	132	0,0008	0,0020	0,317	0,155
132	133	0,0020	0,0020	0,334	0,163
133	134	0,0021	0,0021	0,249	0,122
134	135	0,0015	0,0015	0,000	0,000
7	73	0,0007	0,0016		
9	24	0,0014	0,0007		
15	83	0,0007	0,0007		
38	135	0,0004	0,0004		
25	51	0,0002	0,0005		
50	96	0,0007	0,0007		
55	98	0,0007	0,0007		
62	120	0,0002	0,0005		
66	79	0,0007	0,0016		
79	131	0,0001	0,0002		
84	135	0,0017	0,0009		
91	104	0,0007	0,0007		
90	129	0,0004	0,0009		
90	103	0,0004	0,0009		
92	104	0,0004	0,0009		
92	132	0,0004	0,0009		
96	120	0,0014	0,0014		
47	110	0,0026	0,0034		
76	126	0,0009	0,0005		
77	128	0,0003	0,0006		
98	135	0,0015	0,0015		

Στον Πίνακα Δ.4 παρατίθενται τα δεδομένα του δικτύου διανομής 244 κόμβων, το οποίο χρησιμοποιήθηκε στην Ενότητα 4.5.4.

Πίνακας Δ.4: Δεδομένα δικτύου διανομής 244 κόμβων.

Βασική τάση (kV)		13,80			
Βάση ισχύος (MVA)		1,00			
Κόμβος i	Κόμβος j	r_{ij} (α.μ.)	x_{ij} (α.μ.)	$P_{d,j}$ (MW)	$Q_{d,j}$ (M var)
601	1	0,0048	0,0040	0,000	0,000
1	2	0,0000	0,0000	0,048	0,019
2	3	0,0032	0,0027	0,043	0,017
3	4	0,0014	0,0012	0,087	0,035
4	5	0,0023	0,0019	0,311	0,124
5	6	0,0024	0,0020	0,149	0,059
6	7	0,0017	0,0014	0,239	0,095
6	8	0,0004	0,0003	0,062	0,025
8	9	0,0027	0,0014	0,125	0,050
8	10	0,0007	0,0006	0,140	0,056
10	11	0,0021	0,0011	0,117	0,046
10	12	0,0048	0,0017	0,249	0,099
10	13	0,0007	0,0006	0,291	0,116
13	14	0,0026	0,0014	0,304	0,121
13	15	0,0004	0,0003	0,215	0,086
15	16	0,0015	0,0008	0,199	0,079
601	17	0,0048	0,0040	0,000	0,000
17	18	0,0000	0,0000	0,000	0,000
18	19	0,0032	0,0027	0,000	0,000
19	20	0,0016	0,0013	0,030	0,015
20	21	0,0037	0,0020	0,231	0,113
20	22	0,0026	0,0022	0,060	0,029
22	23	0,0016	0,0008	0,231	0,113
22	24	0,0004	0,0003	0,121	0,059
24	25	0,0007	0,0005	0,000	0,000
25	26	0,0003	0,0002	0,057	0,028
26	27	0,0007	0,0006	0,365	0,178
27	28	0,0001	0,0001	0,000	0,000
28	29	0,0010	0,0005	0,125	0,061
29	30	0,0021	0,0011	0,057	0,028
28	31	0,0004	0,0003	0,000	0,000
31	32	0,0005	0,0003	0,085	0,042
32	33	0,0022	0,0012	0,000	0,000
33	34	0,0006	0,0003	0,397	0,194
31	35	0,0005	0,0004	0,000	0,000
35	36	0,0019	0,0010	0,181	0,089
36	37	0,0014	0,0007	0,242	0,118
35	38	0,0004	0,0003	0,075	0,037
601	39	0,0048	0,0040	0,000	0,000

Πίνακας Δ.4: (Συνέχεια)

Κόμβος i	Κόμβος j	r_{ij} (α.μ.)	x_{ij} (α.μ.)	$P_{d,j}$ (MW)	$Q_{d,j}$ (M var)
39	40	0,0017	0,0014	0,001	0,001
40	41	0,0156	0,0053	0,006	0,003
40	42	0,0000	0,0000	0,000	0,000
42	43	0,0010	0,0008	0,118	0,050
43	44	0,0043	0,0023	0,063	0,027
43	45	0,0009	0,0008	0,172	0,073
45	46	0,0019	0,0016	0,459	0,194
46	47	0,0009	0,0008	0,263	0,111
47	48	0,0017	0,0014	0,236	0,100
48	49	0,0018	0,0015	0,000	0,000
49	50	0,0018	0,0015	0,109	0,046
48	51	0,0007	0,0005	0,000	0,000
51	52	0,0004	0,0003	0,073	0,031
52	53	0,0009	0,0007	0,258	0,110
53	54	0,0004	0,0004	0,069	0,029
54	55	0,0003	0,0003	0,022	0,009
52	56	0,0016	0,0013	0,000	0,000
56	57	0,0013	0,0007	0,021	0,009
57	58	0,0022	0,0012	0,151	0,064
58	59	0,0026	0,0014	0,221	0,094
59	60	0,0017	0,0009	0,092	0,039
60	61	0,0011	0,0006	0,000	0,000
47	62	0,0020	0,0017	0,227	0,096
601	63	0,0001	0,0001	0,000	0,000
63	64	0,0039	0,0033	0,294	0,117
64	65	0,0056	0,0046	0,083	0,033
65	66	0,0048	0,0040	0,083	0,033
66	67	0,0048	0,0040	0,104	0,041
67	68	0,0025	0,0021	0,176	0,070
68	69	0,0029	0,0015	0,083	0,033
68	70	0,0008	0,0007	0,218	0,087
70	71	0,0037	0,0019	0,023	0,009
71	72	0,0054	0,0028	0,005	0,002
70	73	0,0010	0,0008	0,073	0,029
73	74	0,0069	0,0024	0,406	0,162
602	75	0,0002	0,0001	0,000	0,000
75	76	0,0106	0,0088	0,100	0,042
76	77	0,0033	0,0027	0,143	0,060
77	78	0,0030	0,0025	0,096	0,041
78	79	0,0007	0,0006	0,300	0,127
79	80	0,0039	0,0032	0,141	0,060
80	81	0,0021	0,0018	0,280	0,119
81	82	0,0030	0,0016	0,087	0,037
81	83	0,0007	0,0006	0,244	0,103

Πίνακας Δ.4: (Συνέχεια)

Κόμβος i	Κόμβος j	r_{ij} (α.μ.)	x_{ij} (α.μ.)	$P_{d,j}$ (MW)	$Q_{d,j}$ (M var)
83	84	0,0030	0,0016	0,248	0,105
602	85	0,0002	0,0001	0,000	0,000
85	86	0,0061	0,0051	0,090	0,038
86	87	0,0009	0,0007	1,137	0,482
86	88	0,0064	0,0053	0,458	0,194
88	89	0,0004	0,0001	0,385	0,163
89	90	0,0011	0,0009	0,000	0,000
90	91	0,0048	0,0040	0,080	0,034
91	92	0,0012	0,0010	0,087	0,037
92	93	0,0019	0,0016	0,000	0,000
93	94	0,0018	0,0015	0,074	0,031
94	95	0,0014	0,0011	0,232	0,098
95	96	0,0017	0,0014	0,142	0,060
93	97	0,0015	0,0013	0,000	0,000
97	98	0,0020	0,0016	0,076	0,032
602	99	0,0001	0,0001	0,000	0,000
99	100	0,0025	0,0020	0,051	0,022
100	101	0,0017	0,0014	0,060	0,025
101	102	0,0120	0,0041	0,202	0,086
101	103	0,0066	0,0055	0,051	0,022
103	104	0,0101	0,0084	0,202	0,086
104	105	0,0047	0,0039	0,080	0,034
107	106	0,0021	0,0018	0,250	0,106
106	107	0,0018	0,0015	0,157	0,067
602	108	0,0002	0,0001	0,000	0,000
108	109	0,0094	0,0079	0,095	0,046
109	110	0,0007	0,0005	0,050	0,024
110	111	0,0028	0,0009	0,123	0,060
110	112	0,0003	0,0003	0,078	0,038
112	113	0,0028	0,0015	0,145	0,071
112	114	0,0014	0,0012	0,021	0,010
114	115	0,0017	0,0014	0,075	0,037
114	116	0,0020	0,0017	0,228	0,111
116	117	0,0006	0,0005	0,036	0,017
117	118	0,0013	0,0011	0,249	0,122
118	119	0,0023	0,0020	0,317	0,155
119	120	0,0024	0,0020	0,334	0,163
120	121	0,0025	0,0021	0,249	0,122
121	122	0,0018	0,0015	0,000	0,000
603	201	0,0048	0,0040	0,0000	0,0000
201	202	0,0000	0,0000	0,0478	0,0190
202	203	0,0032	0,0027	0,0426	0,0169
203	204	0,0014	0,0012	0,0870	0,0346
204	205	0,0023	0,0019	0,3113	0,1239

Πίνακας Δ.4: (Συνέχεια)

Κόμβος i	Κόμβος j	r_{ij} (α.μ.)	x_{ij} (α.μ.)	$P_{d,j}$ (MW)	$Q_{d,j}$ (M var)
205	206	0,0024	0,0020	0,1489	0,0592
206	207	0,0017	0,0014	0,2387	0,0950
206	208	0,0004	0,0003	0,0623	0,0248
208	209	0,0027	0,0014	0,1246	0,0496
208	210	0,0007	0,0006	0,1402	0,0558
210	211	0,0021	0,0011	0,1168	0,0465
210	212	0,0048	0,0017	0,2492	0,0991
210	213	0,0007	0,0006	0,2914	0,1160
213	214	0,0026	0,0014	0,3037	0,1208
213	215	0,0004	0,0003	0,2154	0,0857
215	216	0,0015	0,0008	0,1986	0,0790
603	217	0,0048	0,0040	0,0000	0,0000
217	218	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
218	219	0,0032	0,0027	0,0000	0,0000
219	220	0,0016	0,0013	0,0301	0,0147
220	221	0,0037	0,0020	0,2310	0,1129
220	222	0,0026	0,0022	0,0603	0,0295
222	223	0,0016	0,0008	0,2310	0,1129
222	224	0,0004	0,0003	0,1205	0,0589
224	225	0,0007	0,0005	0,0000	0,0000
225	226	0,0003	0,0002	0,0570	0,0279
226	227	0,0007	0,0006	0,3647	0,1783
227	228	0,0001	0,0001	0,0000	0,0000
228	229	0,0010	0,0005	0,1246	0,0609
229	230	0,0021	0,0011	0,0570	0,0279
228	231	0,0004	0,0003	0,0000	0,0000
231	232	0,0005	0,0003	0,0855	0,0418
232	233	0,0022	0,0012	0,0000	0,0000
233	234	0,0006	0,0003	0,3967	0,1940
231	235	0,0005	0,0004	0,0000	0,0000
235	236	0,0019	0,0010	0,1812	0,0886
236	237	0,0014	0,0007	0,2422	0,1184
235	238	0,0004	0,0003	0,0753	0,0368
603	239	0,0048	0,0040	0,0000	0,0000
239	240	0,0017	0,0014	0,0013	0,0005
240	241	0,0156	0,0053	0,0063	0,0027
240	242	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
242	243	0,0010	0,0008	0,1179	0,0500
243	244	0,0043	0,0023	0,0627	0,0266
243	245	0,0009	0,0008	0,1723	0,0730
245	246	0,0019	0,0016	0,4586	0,1944
246	247	0,0009	0,0008	0,2630	0,1115
247	248	0,0017	0,0014	0,2358	0,0999
248	249	0,0018	0,0015	0,0000	0,0000

Πίνακας Δ.4: (Συνέχεια)

Κόμβος i	Κόμβος j	r_{ij} (α.μ.)	x_{ij} (α.μ.)	$P_{d,j}$ (MW)	$Q_{d,j}$ (M var)
249	250	0,0018	0,0015	0,1092	0,0463
248	251	0,0007	0,0005	0,0000	0,0000
251	252	0,0004	0,0003	0,0728	0,0309
252	253	0,0009	0,0007	0,2585	0,1096
253	254	0,0004	0,0004	0,0692	0,0293
254	255	0,0003	0,0003	0,0218	0,0093
252	256	0,0016	0,0013	0,0000	0,0000
256	257	0,0013	0,0007	0,0205	0,0087
257	258	0,0022	0,0012	0,1505	0,0638
258	259	0,0026	0,0014	0,2207	0,0936
259	260	0,0017	0,0009	0,0924	0,0392
260	261	0,0011	0,0006	0,0000	0,0000
247	262	0,0020	0,0017	0,2267	0,0961
603	263	0,0001	0,0001	0,0000	0,0000
263	264	0,0039	0,0033	0,2940	0,1170
264	265	0,0056	0,0046	0,0830	0,0330
265	266	0,0048	0,0040	0,0830	0,0330
266	267	0,0048	0,0040	0,1038	0,0413
267	268	0,0025	0,0021	0,1764	0,0702
268	269	0,0029	0,0015	0,0830	0,0330
268	270	0,0008	0,0007	0,2179	0,0867
270	271	0,0037	0,0019	0,0233	0,0093
271	272	0,0054	0,0028	0,0051	0,0020
270	273	0,0010	0,0008	0,0726	0,0289
273	274	0,0069	0,0024	0,4060	0,1615
604	275	0,0002	0,0001	0,0000	0,0000
275	276	0,0106	0,0088	0,1002	0,0425
276	277	0,0033	0,0027	0,1425	0,0604
277	278	0,0030	0,0025	0,0960	0,0407
278	279	0,0007	0,0006	0,3005	0,1274
279	280	0,0039	0,0032	0,1412	0,0599
280	281	0,0021	0,0018	0,2798	0,1186
281	282	0,0030	0,0016	0,0873	0,0370
281	283	0,0007	0,0006	0,2438	0,1034
283	284	0,0030	0,0016	0,2478	0,1050
604	285	0,0002	0,0001	0,0000	0,0000
285	286	0,0061	0,0051	0,0899	0,0381
286	287	0,0009	0,0007	1,1373	0,4821
286	288	0,0064	0,0053	0,4583	0,1943
288	289	0,0004	0,0001	0,3852	0,1633
289	290	0,0011	0,0009	0,0000	0,0000
290	291	0,0048	0,0040	0,0796	0,0337
291	292	0,0012	0,0010	0,0873	0,0370
292	293	0,0019	0,0016	0,0000	0,0000

Πίνακας Δ.4: (Συνέχεια)

Κόμβος i	Κόμβος j	r_{ij} (α.μ.)	x_{ij} (α.μ.)	$P_{d,j}$ (MW)	$Q_{d,j}$ (M var)
293	294	0,0018	0,0015	0,0740	0,0314
294	295	0,0014	0,0011	0,2321	0,0984
295	296	0,0017	0,0014	0,1418	0,0601
293	297	0,0015	0,0013	0,0000	0,0000
297	298	0,0020	0,0016	0,0764	0,0324
604	299	0,0001	0,0001	0,0000	0,0000
299	300	0,0025	0,0020	0,0513	0,0218
300	301	0,0017	0,0014	0,0599	0,0254
301	302	0,0120	0,0041	0,2024	0,0858
301	303	0,0066	0,0055	0,0513	0,0218
303	304	0,0101	0,0084	0,2024	0,0858
304	305	0,0047	0,0039	0,0798	0,0338
307	306	0,0021	0,0018	0,2501	0,1060
306	307	0,0018	0,0015	0,1571	0,0666
604	308	0,0002	0,0001	0,0000	0,0000
308	309	0,0094	0,0079	0,0946	0,0463
309	310	0,0007	0,0005	0,0499	0,0244
310	311	0,0028	0,0009	0,1232	0,0602
310	312	0,0003	0,0003	0,0784	0,0383
312	313	0,0028	0,0015	0,1455	0,0711
312	314	0,0014	0,0012	0,0214	0,0104
314	315	0,0017	0,0014	0,0748	0,0366
314	316	0,0020	0,0017	0,2279	0,1114
316	317	0,0006	0,0005	0,0356	0,0174
317	318	0,0013	0,0011	0,2493	0,1219
318	319	0,0023	0,0020	0,3167	0,1548
319	320	0,0024	0,0020	0,3338	0,1632
320	321	0,0025	0,0021	0,2493	0,1219
321	322	0,0018	0,0015	0,0000	0,0000
73	107	0,0019	0,0016		
9	24	0,0014	0,0007		
15	83	0,0009	0,0007		
38	122	0,0005	0,0004		
25	51	0,0007	0,0005		
50	96	0,0009	0,0007		
55	98	0,0009	0,0007		
62	107	0,0006	0,0005		
47	66	0,0019	0,0016		
79	118	0,0002	0,0002		
91	104	0,0009	0,0007		
92	119	0,0011	0,0009		
77	115	0,0008	0,0006		
273	307	0,0019	0,0016		
209	224	0,0014	0,0007		

Πίνακας Δ.4: (Συνέχεια)

Κόμβος i	Κόμβος j	r_{ij} (α.μ.)	x_{ij} (α.μ.)
215	283	0,0009	0,0007
238	322	0,0005	0,0004
225	251	0,0007	0,0005
250	296	0,0009	0,0007
255	298	0,0009	0,0007
262	307	0,0006	0,0005
247	266	0,0019	0,0016
279	318	0,0002	0,0002
291	304	0,0009	0,0007

Στον Πίνακα Δ.5 παρατίθενται τα δεδομένα του δικτύου διανομής 135 κόμβων, το οποίο χρησιμοποιήθηκε στην Ενότητα 5.6.

Πίνακας Δ.5: Δεδομένα δικτύου διανομής 135 κόμβων.

Βασική τάση (kV)	13,80				
Βάση ισχύος (MVA)	1,00				
Κόμβος i	Κόμβος j	r_{ij} (α.μ.)	x_{ij} (α.μ.)	$P_{d,j}$ (MW)	$Q_{d,j}$ (M var)
136	1	0,0017	0,0040	0,0000	0,0000
1	2	0,0000	0,0000	0,1195	0,0475
2	3	0,0012	0,0027	0,1064	0,0423
3	4	0,0005	0,0012	0,2176	0,0866
4	5	0,0008	0,0019	0,7783	0,3096
5	6	0,0009	0,0020	0,3722	0,1481
6	7	0,0006	0,0014	0,5967	0,2374
6	8	0,0003	0,0003	0,1557	0,0620
8	9	0,0027	0,0014	0,3115	0,1239
8	10	0,0006	0,0006	0,3504	0,1394
10	11	0,0021	0,0011	0,2920	0,1162
10	12	0,0048	0,0017	0,6230	0,2479
10	13	0,0006	0,0006	0,7286	0,2899
13	14	0,0026	0,0014	0,7593	0,3021
13	15	0,0003	0,0003	0,5385	0,2142
15	16	0,0015	0,0008	0,4965	0,1975
136	17	0,0017	0,0040	0,0000	0,0000
17	18	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
18	19	0,0012	0,0027	0,0000	0,0000
19	20	0,0006	0,0013	0,0753	0,0368
20	21	0,0037	0,0020	0,5774	0,2823
20	22	0,0010	0,0022	0,1506	0,0736
22	23	0,0016	0,0008	0,5774	0,2823
22	24	0,0001	0,0003	0,3013	0,1473
24	25	0,0002	0,0005	0,0000	0,0000
25	26	0,0001	0,0002	0,1425	0,0696

Πίνακας Δ.5: (Συνέχεια)

Κόμβος i	Κόμβος j	r_{ij} (α.μ.)	x_{ij} (α.μ.)	$P_{d,j}$ (MW)	$Q_{d,j}$ (M var)
26	27	0,0006	0,0006	0,9117	0,4457
27	28	0,0001	0,0001	0,0000	0,0000
28	29	0,0010	0,0005	0,3116	0,1523
29	30	0,0021	0,0011	0,1425	0,0696
28	31	0,0003	0,0003	0,0000	0,0000
31	32	0,0005	0,0003	0,2137	0,1045
32	33	0,0022	0,0012	0,0000	0,0000
33	34	0,0006	0,0003	0,9918	0,4849
31	35	0,0004	0,0004	0,0000	0,0000
35	36	0,0019	0,0010	0,4529	0,2214
36	37	0,0014	0,0007	0,6054	0,2960
35	38	0,0003	0,0003	0,1883	0,0921
136	39	0,0017	0,0040	0,0000	0,0000
39	40	0,0006	0,0014	0,0000	0,0000
40	41	0,0156	0,0053	0,0157	0,0067
40	42	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
42	43	0,0004	0,0008	0,2947	0,1249
43	44	0,0043	0,0023	0,1567	0,0664
43	45	0,0003	0,0008	0,8614	0,3652
45	46	0,0007	0,0016	1,1464	0,4860
46	47	0,0003	0,0008	0,6574	0,2787
47	48	0,0006	0,0014	0,5894	0,2499
48	49	0,0015	0,0015	0,0000	0,0000
49	50	0,0015	0,0015	0,2730	0,1157
48	51	0,0002	0,0005	0,0000	0,0000
51	52	0,0001	0,0003	0,1820	0,0772
52	53	0,0003	0,0007	0,6462	0,2739
53	54	0,0002	0,0004	0,1729	0,0733
54	55	0,0001	0,0003	0,0546	0,0232
52	56	0,0006	0,0013	0,0000	0,0000
56	57	0,0013	0,0007	0,0513	0,0218
57	58	0,0022	0,0012	0,3764	0,1595
58	59	0,0026	0,0014	0,5517	0,2339
59	60	0,0017	0,0009	0,2310	0,0979
60	61	0,0011	0,0006	0,0000	0,0000
47	62	0,0007	0,0017	0,5667	0,2402
137	63	0,0000	0,0001	0,0000	0,0000
63	64	0,0014	0,0033	0,8820	0,3509
64	65	0,0020	0,0046	0,2490	0,0991
65	66	0,0017	0,0040	0,2490	0,0991
66	67	0,0017	0,0040	0,3113	0,1239
67	68	0,0009	0,0021	0,5292	0,2106
68	69	0,0029	0,0015	0,2490	0,0991
68	70	0,0003	0,0007	0,6538	0,2601

Πίνακας Δ.5: (Συνέχεια)

Κόμβος i	Κόμβος j	r_{ij} (α.μ.)	x_{ij} (α.μ.)	$P_{d,j}$ (MW)	$Q_{d,j}$ (M var)
70	71	0,0037	0,0019	0,0699	0,0278
71	72	0,0054	0,0028	0,0152	0,0061
70	73	0,0004	0,0008	0,2179	0,0867
73	74	0,0069	0,0024	1,2180	0,4846
137	75	0,0001	0,0001	0,0000	0,0000
75	76	0,0038	0,0088	0,2505	0,1062
76	77	0,0012	0,0027	0,3563	0,1510
77	78	0,0011	0,0025	0,2401	0,1018
78	79	0,0002	0,0006	0,7511	0,3184
79	80	0,0033	0,0032	0,3531	0,1497
80	81	0,0018	0,0018	0,6996	0,2966
81	82	0,0030	0,0016	0,2183	0,0925
81	83	0,0006	0,0006	0,6096	0,2584
83	84	0,0030	0,0016	0,6194	0,2626
137	85	0,0001	0,0001	0,0000	0,0000
85	86	0,0022	0,0051	0,1348	0,0572
86	87	0,0006	0,0007	1,7059	0,7232
86	88	0,0023	0,0053	0,6875	0,2914
88	89	0,0004	0,0001	0,5778	0,2449
89	90	0,0004	0,0009	0,0000	0,0000
90	91	0,0017	0,0040	0,1194	0,0506
91	92	0,0004	0,0010	0,1310	0,0555
92	93	0,0007	0,0016	0,0000	0,0000
93	94	0,0015	0,0015	0,1110	0,0471
94	95	0,0011	0,0011	0,3481	0,1476
95	96	0,0014	0,0014	0,2127	0,0902
93	97	0,0005	0,0013	0,0000	0,0000
97	98	0,0007	0,0016	0,1147	0,0486
137	99	0,0000	0,0001	0,0000	0,0000
99	100	0,0009	0,0020	0,0616	0,0261
100	101	0,0006	0,0014	0,0718	0,0305
101	102	0,0120	0,0041	0,0109	0,0046
101	103	0,0024	0,0055	0,0000	0,0000
103	104	0,0037	0,0084	0,3012	0,1277
104	105	0,0024	0,0055	1,8078	0,7664
105	106	0,0011	0,0014	0,3756	0,1592
106	107	0,0011	0,0015	0,0958	0,0406
107	108	0,0029	0,0015	0,0616	0,0261
108	109	0,0028	0,0015	0,0000	0,0000
107	110	0,0002	0,0003	0,2429	0,1030
110	111	0,0025	0,0013	0,0730	0,0309
111	112	0,0045	0,0024	0,0547	0,0232
112	113	0,0030	0,0016	0,0000	0,0000
108	114	0,0041	0,0021	0,1885	0,0799

Πίνακας Δ.5: (Συνέχεια)

Κόμβος i	Κόμβος j	r_{ij} (α.μ.)	x_{ij} (α.μ.)	$P_{d,j}$ (MW)	$Q_{d,j}$ (M var)
114	115	0,0057	0,0030	0,0000	0,0000
109	116	0,0058	0,0030	0,3002	0,1272
116	117	0,0025	0,0013	0,0000	0,0000
104	118	0,0017	0,0039	0,0838	0,0355
118	119	0,0008	0,0018	0,0385	0,0163
119	120	0,0007	0,0015	0,0733	0,0311
137	121	0,0001	0,0001	0,0000	0,0000
121	122	0,0034	0,0079	0,2366	0,1157
122	123	0,0002	0,0005	0,1246	0,0609
123	124	0,0028	0,0009	0,3079	0,1505
123	125	0,0001	0,0003	0,1959	0,0958
125	126	0,0028	0,0015	0,3637	0,1778
125	127	0,0005	0,0012	0,0534	0,0261
127	128	0,0006	0,0014	0,1870	0,0914
127	129	0,0007	0,0017	0,5698	0,2786
129	130	0,0002	0,0005	0,0890	0,0435
130	131	0,0005	0,0011	0,6232	0,3047
131	132	0,0008	0,0020	0,7918	0,3871
132	133	0,0020	0,0020	0,8345	0,4080
133	134	0,0021	0,0021	0,6232	0,3047
134	135	0,0015	0,0015	0,0000	0,0000
7	73	0,0007	0,0016		
9	24	0,0014	0,0007		
15	83	0,0007	0,0007		
38	135	0,0004	0,0004		
25	51	0,0002	0,0005		
50	96	0,0007	0,0007		
55	98	0,0007	0,0007		
62	120	0,0002	0,0005		
66	79	0,0007	0,0016		
79	131	0,0001	0,0002		
84	135	0,0017	0,0009		
91	104	0,0007	0,0007		
90	129	0,0004	0,0009		
90	103	0,0004	0,0009		
92	104	0,0004	0,0009		
92	132	0,0004	0,0009		
96	120	0,0014	0,0014		
47	110	0,0026	0,0034		
76	126	0,0009	0,0005		
77	128	0,0003	0,0006		
98	135	0,0015	0,0015		

Στον Πίνακα Δ.6 παρατίθενται τα δεδομένα δικτύου διανομής 24 κόμβων, το οποίο χρησιμοποιήθηκε στην Ενότητα 6.5.1.

Πίνακας Δ.6: Δεδομένα δικτύου διανομής 24 κόμβων.

Βασική τάση (kV)	20,00					
Βάση ισχύος (MVA)	1,00					
Κόμβος i	Κόμβος j	Μήκος (km)	r_{ij} (α.μ.)	x_{ij} (α.μ.)	$P_{d,j}$ (MW)	$Q_{d,j}$ (M var)
21	1	2,20	0,0032	0,0022	3,334	1,615
21	2	1,70	0,0024	0,0017	0,518	0,251
2	3	2,00	0,0029	0,0020	2,426	1,175
9	4	1,20	0,0017	0,0012	0,295	0,143
6	5	2,40	0,0035	0,0024	0,187	0,091
22	6	2,70	0,0039	0,0027	0,770	0,373
8	7	2,00	0,0029	0,0020	2,952	1,430
22	8	1,90	0,0027	0,0019	0,468	0,227
1	9	1,20	0,0017	0,0012	0,821	0,398
3	10	1,10				
7	11	1,10				
2	12	1,10				
6	13	1,20				
1	14	1,20				
4	15	1,60				
3	16	1,20				
10	16	1,60				
4	16	1,30				
15	17	1,20				
6	17	2,20				
22	17	1,50				
14	18	1,00				
24	18	1,50				
7	19	1,20				
15	19	0,80				
13	20	0,90				
24	20	0,90				
3	23	1,20				
7	23	0,90				
10	23	1,30				
11	23	1,60				
5	24	0,70				

Στον Πίνακα Δ.7 παρατίθενται τα δεδομένα του δικτύου διανομής 267 κόμβων, το οποίο χρησιμοποιήθηκε στην Ενότητα 6.5.2.

Πίνακας Δ.7: Δεδομένα δικτύου διανομής 267 κόμβων.

Βασική τάση (kV)		20,00				
Βάση ισχύος (MVA)		10,00				
Κόμβος i	Κόμβος j	Μήκος (km)	r_{ij} (α.μ.)	x_{ij} (α.μ.)	$P_{d,j}$ (MW)	$Q_{d,j}$ (M var)
1	2	0,40	0,0022	0,0034	0,000	0,000
2	3	0,38	0,0055	0,0038	0,190	0,062
2	4	0,13	0,0007	0,0011	0,000	0,000
4	5	0,02	0,0002	0,0001	0,038	0,012
4	6	0,47	0,0025	0,0039	0,000	0,000
6	7	0,11	0,0016	0,0011	0,456	0,150
6	8	0,30	0,0016	0,0025	0,000	0,000
8	9	0,28	0,0040	0,0028	0,038	0,012
8	10	2,54	0,0137	0,0212	0,000	0,000
10	11	0,08	0,0026	0,0009	0,038	0,012
10	12	1,05	0,0056	0,0087	0,000	0,000
12	13	0,09	0,0013	0,0009	0,122	0,040
12	14	0,10	0,0005	0,0008	0,000	0,000
14	15	0,18	0,0055	0,0018	0,122	0,040
14	16	0,12	0,0006	0,0010	0,000	0,000
16	17	0,04	0,0006	0,0004	0,076	0,025
16	18	1,89	0,0101	0,0158	0,000	0,000
18	19	3,17	0,0170	0,0265	0,000	0,000
19	20	0,96	0,0138	0,0094	0,038	0,012
19	21	0,91	0,0049	0,0076	0,000	0,000
21	22	0,15	0,0022	0,0015	0,076	0,025
21	23	1,08	0,0058	0,0090	0,000	0,000
23	24	1,51	0,0480	0,0160	0,076	0,025
23	25	0,10	0,0005	0,0008	0,000	0,000
25	26	3,19	0,1012	0,0337	0,000	0,000
26	27	1,61	0,0511	0,0170	0,000	0,000
27	28	0,51	0,0161	0,0053	0,038	0,012
27	29	0,10	0,0031	0,0010	0,122	0,040
26	30	1,97	0,0623	0,0207	0,000	0,000
30	31	0,51	0,0074	0,0050	0,000	0,000
31	32	0,03	0,0008	0,0003	0,076	0,025
31	33	0,11	0,0034	0,0011	0,122	0,040
30	34	1,68	0,0532	0,0177	0,000	0,000
34	35	0,76	0,0240	0,0080	0,076	0,025
34	36	0,31	0,0098	0,0032	0,000	0,000
36	37	0,20	0,0062	0,0021	0,038	0,012
37	38	0,52	0,0164	0,0054	0,076	0,025
36	39	0,22	0,0069	0,0023	0,038	0,012
25	40	1,17	0,0063	0,0097	0,000	0,000

Πίνακας Δ.7: (Συνέχεια)

Κόμβος i	Κόμβος j	Μήκος (km)	r_{ij} (α.μ.)	x_{ij} (α.μ.)	$P_{d,j}$ (MW)	$Q_{d,j}$ (M var)
40	41	0,26	0,0081	0,0027	0,076	0,025
40	42	0,39	0,0021	0,0032	0,000	0,000
42	43	2,69	0,0852	0,0283	0,000	0,000
43	44	2,44	0,0774	0,0258	0,038	0,012
43	45	0,12	0,0017	0,0011	0,608	0,200
42	46	0,20	0,0029	0,0020	0,000	0,000
46	47	0,22	0,0069	0,0023	0,000	0,000
47	48	0,09	0,0029	0,0010	0,076	0,025
47	49	0,10	0,0032	0,0011	0,000	0,000
49	50	0,23	0,0072	0,0024	0,114	0,037
49	51	0,34	0,0108	0,0036	0,000	0,000
51	52	0,34	0,0109	0,0036	0,076	0,025
51	53	1,87	0,0592	0,0197	0,000	0,000
53	54	0,12	0,0038	0,0013	0,190	0,062
53	55	3,37	0,1069	0,0356	0,000	0,000
55	56	1,47	0,0466	0,0155	0,038	0,012
55	57	0,14	0,0044	0,0015	0,000	0,000
57	58	0,05	0,0015	0,0005	0,038	0,012
57	59	1,24	0,0392	0,0130	0,000	0,000
59	60	0,01	0,0003	0,0001	0,038	0,012
59	61	0,54	0,0172	0,0057	0,038	0,012
46	62	0,91	0,0131	0,0090	0,000	0,000
62	63	0,09	0,0029	0,0010	0,122	0,040
62	64	1,58	0,0227	0,0155	0,000	0,000
64	65	0,37	0,0054	0,0037	0,000	0,000
65	66	0,37	0,0117	0,0039	0,038	0,012
65	67	0,69	0,0217	0,0072	0,000	0,000
67	68	0,66	0,0210	0,0070	0,038	0,012
68	69	1,19	0,0378	0,0126	0,038	0,012
67	70	0,30	0,0096	0,0032	0,114	0,037
70	71	1,26	0,0399	0,0133	0,114	0,037
71	72	0,70	0,0222	0,0074	0,114	0,037
64	73	7,11	0,1024	0,0699	0,000	0,000
73	74	0,26	0,0083	0,0028	0,076	0,025
73	75	0,40	0,0058	0,0040	0,000	0,000
75	76	0,12	0,0036	0,0012	0,076	0,025
75	77	2,26	0,0325	0,0222	0,000	0,000
77	78	1,40	0,0443	0,0147	0,000	0,000
78	79	0,31	0,0100	0,0033	0,076	0,025
78	80	0,10	0,0032	0,0011	0,000	0,000
80	81	0,06	0,0019	0,0006	0,190	0,062
80	82	0,24	0,0075	0,0025	0,000	0,000
82	83	0,33	0,0105	0,0035	0,076	0,025
83	84	1,31	0,0416	0,0139	0,038	0,012

Πίνακας Δ.7: (Συνέχεια)

Κόμβος i	Κόμβος j	Μήκος (km)	r_{ij} (α.μ.)	x_{ij} (α.μ.)	$P_{d,j}$ (MW)	$Q_{d,j}$ (M var)
82	85	0,03	0,0010	0,0003	0,076	0,025
77	86	0,14	0,0019	0,0013	0,000	0,000
86	87	0,17	0,0054	0,0018	0,038	0,012
86	88	0,61	0,0087	0,0060	0,000	0,000
88	89	0,13	0,0042	0,0014	0,038	0,012
88	90	2,10	0,0302	0,0206	0,000	0,000
90	91	0,18	0,0058	0,0019	0,038	0,012
90	92	0,21	0,0030	0,0021	0,000	0,000
92	93	0,51	0,0161	0,0054	0,076	0,025
93	94	1,64	0,0520	0,0173	0,122	0,040
92	95	0,15	0,0022	0,0015	0,000	0,000
95	96	0,12	0,0039	0,0013	0,076	0,025
95	97	0,90	0,0130	0,0089	0,000	0,000
97	98	0,07	0,0011	0,0007	0,000	0,000
97	99	0,88	0,0126	0,0086	0,000	0,000
99	100	0,02	0,0007	0,0002	0,038	0,012
99	101	0,73	0,0105	0,0072	0,000	0,000
101	102	0,06	0,0018	0,0006	0,038	0,012
101	103	2,76	0,0397	0,0271	0,190	0,062
1	104	0,06	0,0003	0,0005	0,000	0,000
104	105	0,01	0,0001	0,0001	0,122	0,040
104	106	0,55	0,0029	0,0046	0,000	0,000
106	107	0,01	0,0001	0,0001	0,038	0,012
106	108	0,87	0,0125	0,0085	0,000	0,000
108	109	0,36	0,0052	0,0035	0,038	0,012
108	110	0,50	0,0072	0,0049	0,076	0,025
110	111	0,26	0,0038	0,0026	0,076	0,025
112	113	0,24	0,0035	0,0024	0,038	0,012
112	114	0,15	0,0008	0,0013	0,000	0,000
114	115	0,01	0,0001	0,0001	0,076	0,025
114	116	0,09	0,0005	0,0007	0,000	0,000
116	117	0,07	0,0010	0,0007	0,122	0,040
116	118	0,15	0,0008	0,0013	0,000	0,000
118	119	0,17	0,0052	0,0017	0,122	0,040
118	120	0,11	0,0006	0,0009	0,000	0,000
120	121	0,28	0,0090	0,0030	0,076	0,025
120	122	0,08	0,0004	0,0006	0,000	0,000
122	123	0,01	0,0003	0,0001	0,076	0,025
123	124	0,28	0,0089	0,0030	0,038	0,012
122	125	0,15	0,0008	0,0013	0,000	0,000
125	126	0,30	0,0095	0,0032	0,076	0,025
125	127	0,15	0,0008	0,0013	0,000	0,000
127	128	0,81	0,0044	0,0068	0,038	0,012
127	129	0,14	0,0007	0,0012	0,000	0,000

Πίνακας Δ.7: (Συνέχεια)

Κόμβος i	Κόμβος j	Μήκος (km)	r_{ij} (α.μ.)	x_{ij} (α.μ.)	$P_{d,j}$ (MW)	$Q_{d,j}$ (M var)
129	130	0,07	0,0021	0,0007	0,076	0,025
129	131	0,15	0,0008	0,0013	0,000	0,000
131	132	0,59	0,0031	0,0049	0,038	0,012
131	133	0,11	0,0006	0,0009	0,000	0,000
133	134	0,12	0,0006	0,0010	0,076	0,025
133	135	0,70	0,0038	0,0059	0,000	0,000
135	136	0,04	0,0002	0,0003	0,076	0,025
135	137	0,41	0,0022	0,0034	0,000	0,000
137	138	0,14	0,0008	0,0012	0,076	0,025
137	139	0,20	0,0011	0,0017	0,000	0,000
139	140	0,21	0,0011	0,0017	0,038	0,012
139	141	0,49	0,0027	0,0041	0,000	0,000
141	142	0,08	0,0004	0,0007	0,038	0,012
141	143	0,34	0,0018	0,0028	0,000	0,000
143	144	0,75	0,0107	0,0073	0,076	0,025
143	145	0,01	0,0000	0,0001	0,038	0,012
141	146	0,06	0,0008	0,0005	0,038	0,012
147	148	0,42	0,0060	0,0041	0,038	0,012
147	149	0,47	0,0025	0,0039	0,000	0,000
149	150	0,10	0,0014	0,0010	0,000	0,000
150	151	0,09	0,0014	0,0009	0,076	0,025
150	152	0,32	0,0046	0,0031	0,000	0,000
152	153	0,01	0,0001	0,0001	0,076	0,025
152	154	0,70	0,0100	0,0068	0,000	0,000
154	155	0,22	0,0031	0,0021	0,076	0,025
154	156	0,38	0,0054	0,0037	0,000	0,000
156	157	0,02	0,0002	0,0002	0,076	0,025
156	158	0,01	0,0002	0,0001	0,038	0,012
156	159	0,49	0,0070	0,0048	0,076	0,025
149	160	0,66	0,0035	0,0055	0,000	0,000
160	161	0,03	0,0004	0,0003	0,038	0,012
160	162	0,38	0,0021	0,0032	0,000	0,000
162	163	0,04	0,0006	0,0004	0,038	0,012
162	164	1,01	0,0054	0,0084	0,000	0,000
164	165	0,37	0,0116	0,0039	0,038	0,012
165	166	1,01	0,0320	0,0106	0,076	0,025
164	167	0,52	0,0028	0,0044	0,000	0,000
167	168	0,53	0,0167	0,0056	0,038	0,012
167	169	0,63	0,0034	0,0052	0,000	0,000
169	170	1,42	0,0449	0,0149	0,000	0,000
170	171	0,87	0,0276	0,0092	0,038	0,012
170	172	0,06	0,0020	0,0007	0,038	0,012
170	173	0,66	0,0094	0,0064	0,000	0,000
173	174	0,08	0,0026	0,0009	0,076	0,025

Πίνακας Δ.7: (Συνέχεια)

Κόμβος i	Κόμβος j	Μήκος (km)	r_{ij} (α.μ.)	x_{ij} (α.μ.)	$P_{d,j}$ (MW)	$Q_{d,j}$ (M var)
173	175	0,24	0,0075	0,0025	0,000	0,000
175	176	0,08	0,0025	0,0008	0,038	0,012
175	177	1,37	0,0197	0,0135	0,000	0,000
177	178	0,54	0,0078	0,0053	0,076	0,025
177	179	0,78	0,0113	0,0077	0,038	0,012
169	180	0,63	0,0034	0,0052	0,000	0,000
180	181	0,20	0,0028	0,0019	0,000	0,000
181	182	0,12	0,0017	0,0012	0,076	0,025
181	183	0,16	0,0050	0,0017	0,076	0,025
180	184	0,32	0,0017	0,0027	0,000	0,000
184	185	1,44	0,0455	0,0151	0,038	0,012
184	186	0,56	0,0030	0,0047	0,000	0,000
186	187	3,87	0,0558	0,0380	0,000	0,000
187	188	0,05	0,0007	0,0005	0,019	0,006
187	189	0,70	0,0221	0,0074	0,000	0,000
189	190	0,03	0,0008	0,0003	0,038	0,012
189	191	1,32	0,0418	0,0139	0,000	0,000
191	192	0,38	0,0054	0,0037	0,038	0,012
191	193	0,50	0,0157	0,0052	0,000	0,000
193	194	0,22	0,0069	0,0023	0,076	0,025
193	195	0,75	0,0239	0,0079	0,000	0,000
195	196	0,11	0,0035	0,0012	0,019	0,006
197	199	0,87	0,0274	0,0091	0,038	0,012
200	201	0,11	0,0016	0,0011	0,000	0,000
186	202	2,59	0,0373	0,0254	0,000	0,000
202	203	0,03	0,0004	0,0002	0,000	0,000
202	204	1,32	0,0190	0,0129	0,000	0,000
204	205	0,61	0,0087	0,0059	0,038	0,012
204	206	0,30	0,0042	0,0029	0,000	0,000
206	207	0,02	0,0003	0,0002	0,190	0,062
206	208	0,20	0,0029	0,0020	0,000	0,000
208	209	0,05	0,0007	0,0005	0,038	0,012
208	210	0,70	0,0101	0,0069	0,000	0,000
210	211	0,46	0,0066	0,0045	0,038	0,012
210	212	0,26	0,0037	0,0026	0,000	0,000
212	213	0,85	0,0122	0,0083	0,038	0,012
212	214	0,18	0,0026	0,0017	0,000	0,000
214	215	0,15	0,0021	0,0014	0,558	0,183
214	216	0,52	0,0075	0,0051	0,038	0,012
202	217	0,10	0,0015	0,0010	0,000	0,000
217	218	0,05	0,0007	0,0005	0,000	0,000
217	219	0,15	0,0048	0,0016	0,000	0,000
217	220	0,65	0,0094	0,0064	0,000	0,000
220	221	0,11	0,0036	0,0012	0,076	0,025

Πίνακας Δ.7: (Συνέχεια)

Κόμβος i	Κόμβος j	Μήκος (km)	r_{ij} (α.μ.)	x_{ij} (α.μ.)	$P_{d,j}$ (MW)	$Q_{d,j}$ (M var)
220	222	0,45	0,0064	0,0044	0,000	0,000
222	223	0,11	0,0016	0,0011	0,038	0,012
224	225	0,92	0,0132	0,0090	0,000	0,000
224	226	2,55	0,0367	0,0250	0,000	0,000
226	227	0,59	0,0086	0,0058	0,000	0,000
226	228	0,61	0,0088	0,0060	0,000	0,000
228	230	0,09	0,0013	0,0009	0,038	0,012
228	231	0,51	0,0073	0,0050	0,000	0,000
231	232	0,06	0,0008	0,0006	0,038	0,012
231	233	0,40	0,0057	0,0039	0,000	0,000
233	234	0,55	0,0079	0,0054	0,076	0,025
234	235	0,70	0,0101	0,0069	0,038	0,012
233	236	0,38	0,0055	0,0037	0,000	0,000
236	237	1,64	0,0236	0,0161	0,000	0,000
237	238	0,09	0,0013	0,0009	0,000	0,000
237	239	0,30	0,0043	0,0029	0,000	0,000
239	240	0,60	0,0086	0,0059	0,038	0,012
239	241	3,10	0,0447	0,0305	0,000	0,000
241	242	0,46	0,0066	0,0045	0,122	0,040
241	243	0,82	0,0119	0,0081	0,000	0,000
243	244	0,69	0,0100	0,0068	0,038	0,012
243	245	1,65	0,0237	0,0162	0,076	0,025
236	246	0,29	0,0041	0,0028	0,000	0,000
246	247	0,10	0,0014	0,0010	0,038	0,012
246	248	0,50	0,0072	0,0049	0,000	0,000
248	249	0,42	0,0060	0,0041	0,038	0,012
248	250	0,96	0,0138	0,0094	0,000	0,000
250	251	0,06	0,0008	0,0006	0,038	0,012
250	252	0,42	0,0060	0,0041	0,038	0,012
252	253	0,09	0,0013	0,0009	0,000	0,000
253	254	0,41	0,0058	0,0040	0,122	0,040
250	255	0,39	0,0057	0,0039	0,000	0,000
255	256	0,24	0,0035	0,0024	0,076	0,025
255	257	0,91	0,0131	0,0090	0,000	0,000
257	258	0,09	0,0013	0,0009	0,000	0,000
257	259	1,07	0,0153	0,0105	0,000	0,000
255	260	0,38	0,0055	0,0037	0,000	0,000
260	261	0,12	0,0038	0,0013	0,038	0,012
260	262	1,02	0,0147	0,0100	0,000	0,000
262	263	0,19	0,0028	0,0019	0,000	0,000
263	264	0,17	0,0024	0,0016	0,038	0,012
263	265	1,91	0,0275	0,0188	0,076	0,025
262	266	1,56	0,0225	0,0153	0,000	0,000
266	267	1,30	0,0187	0,0128	0,038	0,012

Πίνακας Δ.7: (Συνέχεια)

Κόμβος i	Κόμβος j	Μήκος (km)
35	268	1,000
38	268	1,500
216	268	1,260
268	269	1,230
216	269	1,330
215	269	1,530
69	270	1,265
71	270	1,487
270	271	1,145
271	272	1,200
38	272	1,620
272	273	2,106
269	273	1,530
60	274	1,095
61	274	1,098
274	275	1,025
61	275	0,762
74	276	1,045
76	276	0,952
253	277	2,096
200	277	1,365
253	278	1,527
277	278	1,455
278	279	1,541
277	279	1,712
201	279	2,138
84	280	1,281
245	280	1,903
280	281	1,419
245	281	0,846
245	282	1,788
265	282	1,566
84	283	0,818
103	283	2,249
283	284	1,380
281	284	1,449
284	285	1,780
282	285	1,281
283	286	1,212
284	286	1,161
286	287	2,465
284	287	2,138
285	287	0,980
265	287	3,068

Πίνακας Δ.7: (Συνέχεια)

Κόμβος <i>i</i>	Κόμβος <i>j</i>	Μήκος (km)
103	288	0,142
43	289	1,030
289	290	0,874
53	290	0,522
290	291	1,197
44	291	0,900
66	292	0,864
67	292	0,901
56	293	0,597
59	293	0,990
75	294	6,487
44	294	8,812
57	294	6,580
1	294	27,520
77	295	0,872
295	296	1,712
296	297	2,458
88	297	1,097
297	298	1,288
93	298	0,677
96	299	0,465
97	299	0,647
99	299	0,616
224	300	1,621
189	300	1,309
191	301	1,253
189	301	1,141
193	301	1,226
301	302	1,090
193	302	1,012
302	303	1,450
195	303	0,916
239	304	0,473
304	305	1,519
259	305	0,757
257	305	0,784
262	306	6,950
1	306	25,050
265	307	1,234
307	308	1,712
266	308	1,471
308	309	1,949
267	309	1,413
307	310	2,413

Πίνακας Δ.7: (Συνέχεια)

Κόμβος i	Κόμβος j	Μήκος (km)
308	310	2,064
309	310	2,520

ΔΗΜΟΣΙΕΥΣΕΙΣ ΤΟΥ ΣΥΓΓΡΑΦΕΑ

➤ Δημοσιεύσεις σε διεθνή επιστημονικά περιοδικά:

- [Π.1] **N.C. Koutsoukis**, P.S. Georgilakis, and N.D. Hatziargyriou, “Multistage coordinated planning of active distribution networks,” **IEEE Transactions on Power Systems**, vol. 33, no. 1, pp. 32–44, Jan. 2018.
- [Π.2] **N.C. Koutsoukis**, D.O. Siagkas, P.S. Georgilakis, and N.D. Hatziargyriou, “Online reconfiguration of active distribution networks for maximum integration of distributed generation,” **IEEE Transactions on Automation Science and Engineering**, vol. 14, no. 2, pp. 437–448, Apr. 2017.
- [Π.3] **N.C. Koutsoukis**, P.S. Georgilakis, and N.D. Hatziargyriou, “Service restoration of active distribution systems with increasing penetration of renewable distributed generation,” **IET Generation, Transmission, and Distribution**, accepted for publication.
(doi: 10.1049/iet-gtd.2018.6153)
- [Π.4] **N.C. Koutsoukis**, P.S. Georgilakis, and N.D. Hatziargyriou, “Active distribution network planning based on a hybrid genetic algorithm-nonlinear programming method,” **CIREN Open Access Proceedings Journal**, vol. 1, pp. 2065–2068, 2017.
- [Π.5] **N.C. Koutsoukis**, N.M. Manousakis, P.S. Georgilakis, and G.N. Korres, “Numerical observability method for optimal phasor measurement units placement using recursive tabu search method,” **IET Generation, Transmission, and Distribution**, vol. 7, no. 4, pp. 347–356, Apr. 2013.

Η εργασία [Π.5] έγινε πριν την έναρξη της διδακτορικής διατριβής, συνεπώς δεν συνυπολογίζεται στις δημοσιεύσεις που έγιναν στα πλαίσια της διδακτορικής διατριβής.

➤ Δημοσιεύσεις σε διεθνή επιστημονικά συνέδρια:

- [Σ.1] **N.C. Koutsoukis**, P.A. Karafotis, P.S. Georgilakis, and N. D. Hatziargyriou, “Optimal service restoration of power distribution networks considering voltage regulation,” in *Proc. IEEE Manchester PowerTech 2017*, Manchester, June 2017.
- [Σ.2] **N.C. Koutsoukis**, P.S. Georgilakis, and N.D. Hatziargyriou, “Multi-stage power distribution planning to accommodate high wind generation capacity,” in *Proc. IEEE Eindhoven PowerTech 2015*, Eindhoven, Netherlands, June 2015.

- [Σ.3] **N.C. Koutsoukis**, P.S. Georgilakis, and N.D. Hatziargyriou, “A tabu search method for distribution network planning considering distributed generation and uncertainties,” in *Proc. 13th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS 2014)*, Durham, UK, July 2014.
- [Σ.4] K.E. Antoniadou-Plytaria, **N.C. Koutsoukis**, E.S. Sergaki, and P.S. Georgilakis, “Multiyear power distribution planning considering voltage regulator placement,” in *Proc. 10th Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MEDPOWER 2016)*, Belgrade, Serbia, November 2016.
- [Σ.5] A.D. Petropoulos, **N.C. Koutsoukis**, E.S. Karapidakis, and P.S. Georgilakis, “Optimal mix of wind generation and energy storage systems in power distribution networks,” in *Proc. 9th Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MEDPOWER 2014)*, Athens, Greece, November 2014.

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- [1] J. A. P. Lopes, N. Hatziargyriou, J. Mutale, P. Djapic, and N. Jenkins, “Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities,” *Elect. Power Syst. Res.*, vol. 77, no. 9, pp. 1189–1203, Jul. 2007.
- [2] CIGRE Working Group C6.19, “Planning and optimization methods for active distribution systems,” Technical Brochure 591, CIGRE, Paris, Dec. 2013.
- [3] G. T. Heydt, “The next generation of power distribution systems,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 1, no. 3, pp. 225–235, Nov. 2010.
- [4] V. A. Evangelopoulos, P. S. Georgilakis, and N. D. Hatziargyriou, “Optimal operation of smart distribution networks: a review of models, methods and future research,” *Elect. Power Syst. Res.*, vol. 140, pp. 95–106, Nov. 2016.
- [5] M. E. Baran and F. F. Wu, “Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing,” *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 4, no. 2, pp. 1401–1497, Apr. 1989.
- [6] T. Gönen, *Electric power distribution system engineering*. McGraw-Hill, New York, USA, 1986.
- [7] P.S. Georgilakis and N.D. Hatziargyriou, “A review of power distribution planning in the modern power systems era: Models, methods and future research,” *Elect. Power Syst. Res.*, vol. 121, pp. 89–100, Apr. 2015.
- [8] Μ. Π. Παπαδόπουλος, *Δίκτυα διανομής ηλεκτρικής ενέργειας*. ΕΜΠ, Αθήνα, 1994.
- [9] Π. Σ. Γεωργιλιάκης, *Σύγχρονα Συστήματα Μεταφοράς και Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας*. Σύνδεσμος Ελληνικών Ακαδημαϊκών Βιβλιοθηκών (ΣΕΑΒ), Αθήνα, 2015.
- [10] T. Ackermann, G. Andersson, L. Söder, “Distributed generation: a definition,” *Elect. Power Syst. Res.*, vol. 57, no. 3, pp. 195–204, Apr. 2001.
- [11] P. S. Georgilakis and N. D. Hatziargyriou, “Optimal distributed generation placement in power distribution networks: Models, methods, and future research,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 3, pp. 3420–3428, Aug. 2013.
- [12] *Voltage characteristics of electricity supplied by public electricity networks*, EN 50160, Aug. 2010.
- [13] R. Baldick and F. F. Wu, “Efficient integer optimization algorithms for optimal coordination of capacitors and regulators,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 5, no. 3, pp. 805–812, Aug. 1990.
- [14] M. B. Liu, C. A. Canizares, and W. Huang, “Reactive power and voltage control in distribution systems with limited switching operations,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 2, pp. 889–899, May 2009.
- [15] R.H. Liang and C.K. Cheng, “Dispatch of main transformer ultc and capacitors in a distribution system:,” *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 16, no.4, pp. 252–630, Oct. 2001.
- [16] A. Borghetti, “A mixed-integer linear programming approach for the computation of the minimum-losses radial configuration of electrical distribution networks,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 3, pp. 1264–1273, Aug. 2012.

- [17] D. Shirmohammadi and H. W. Hong, "Reconfiguration of electric distribution networks for resistive line losses reduction," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 4, no. 2, pp. 1492–1498, Apr. 1989.
- [18] F. V. Gomes, S. Carneiro, Jr., J. L. R. Pereira, M. P. Vinagre, P. A. N. Garcia, and L. R. de Araujo, "A new distribution system reconfiguration approach using optimum power flow and sensitivity analysis for loss reduction," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 4, pp. 1616–1623, Nov. 2006.
- [19] H. Khodr, J. Martinez-Crespo, M. Matos, and J. Pereira, "Distribution systems reconfiguration based on OPF using Benders decomposition," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 24, no. 4, pp. 2166–2176, Oct. 2009.
- [20] R. Jabr, R. Singh, and B. C. Pal, "Minimum loss network reconfiguration using mixed-integer convex programming," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 2, pp. 1106–1115, May 2012.
- [21] J. A. Taylor and F. S. Hover, "Convex models of distribution system reconfiguration," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 3, pp. 1407–1413, Aug. 2012.
- [22] F. Pilo, G. Pisano, and G. Soma, "Optimal coordination of energy resources with a two-stage online active management," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 58, no. 10, pp. 4526–4537, Oct. 2011.
- [23] K. E. Antoniadou-Plytaria, I. N. Kouveliotis-Lysikatos, P. S. Georgilakis, and N. D. Hatziargyriou, "Distributed and decentralized voltage control of smart distribution networks: models, methods, and future research," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 8, no. 6, pp. 2999–3008, Nov. 2017.
- [24] Q. Zhou and J. Bialek, "Generation curtailment to manage voltage constraints in distribution networks," *IET Gen., Transm., Distrib.*, vol. 1, pp. 492–498, 2007.
- [25] G. Valverde and T. Van Cutsem, "Model predictive control of voltages in active distribution networks," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 4, no. 4, pp. 2152–2161, Dec. 2013.
- [26] F. Capitanescu, I. Bilibin, and E. Romero Ramos, "A comprehensive centralized approach for voltage constraints management in active distribution grid," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, no. 2, pp. 933–942, Mar. 2014.
- [27] P. M. S. Carvalho, P. F. Correia, and L. A. F. M. Ferreira, "Distributed reactive power generation control for voltage rise mitigation in distribution networks," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 2, pp. 766–772, May 2008.
- [28] T. Sansawatt, L. F. Ochoa, and G. P. Harrison, "Smart decentralized control of DG for voltage and thermal constraint management," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 3, pp. 1637–1645, Aug., 2012.
- [29] M. Chamana, B. H. Chowdhury, and F. Jahanbakhsh, "Distributed control of voltage regulating devices in the presence of high pv penetration to mitigate ramp-rate issues," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 9, no. 2, pp. 1086–1095, Mar. 2018.
- [30] R. A. F. Currie, G. W. Ault, C. E. T. Foote, and J. R. McDonald, "Active power-flow management utilising operating margins for the increased connection of distributed generation," *IET Gen., Transm., Distrib.*, vol. 1, no. 1, pp. 197–202, Jan. 2007.

- [31] M. J. Dolan, E. M. Davidson, I. Kockar, G. W. Ault, and S. D. J. McArthur, "Distribution power flow management utilizing an online optimal power flow technique," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 2, pp. 790–799, May 2012.
- [32] I. Bilibin and F. Capitanescu, "Contributions to thermal constraints management in radial active distribution systems," *Elect. Power Syst. Res.*, vol. 111, pp. 169–176, Jun. 2014.
- [33] F. Capitanescu, L. F. Ochoa, H. Margossian, and N. D. Hatziargyriou, "Assessing the potential of network reconfiguration to improve distributed generation hosting capacity in active distribution systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 30, no. 1, pp. 346–356, Jan. 2015.
- [34] J. Northcote-Green and R. G. Wilson, *Control and Automation of Electrical Power Distribution Systems*. CRC Press, Boca Raton, 2007.
- [35] A. Zidan *et al.*, "Fault detection, isolation, and service restoration in distribution systems: state-of-the-art and future trends," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 8, no. 5, pp. 2170–2185, Sept. 2017.
- [36] J. Vasco, R. Ramlachan, J. Wong, and L. Wang, "An automated fault location system as a decision support tool for system operators," in *Proc. 61st Annu. Conf. Protective Relay Eng.*, College Station, TX, USA, Apr. 2008, pp. 556–572.
- [37] M. Kezunovic, "Smart fault location for smart grids," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 2, no. 1, pp. 11–22, Mar. 2011.
- [38] G. D. Ferreira *et al.*, "Impedance-based fault location for overhead and underground distribution systems," in *Proc. North Amer. Power Symp.*, Champaign, IL, USA, Sep. 2012, pp. 1–6.
- [39] M. Pourahmadi-Nakhli and A. A. Safavi, "Path characteristic frequency-based fault locating in radial distribution systems using wavelets and neural networks," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 26, no. 2, pp. 772–781, Apr. 2011.
- [40] A. Borghetti, M. Bosetti, M. Di Silvestro, C. A. Nucci and M. Paolone, "Continuous-Wavelet Transform for Fault Location in Distribution Power Networks: Definition of Mother Wavelets Inferred From Fault Originated Transients," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 2, pp. 380–388, May 2008.
- [41] J.-H. Teng, W.-H. Huang, and S.-W. Luan, "Automatic and fast faulted line-section location method for distribution systems based on fault indicators," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, no. 4, pp. 1653–1662, Jul. 2014.
- [42] D. S. Sanches, J. B. A. London Jr, and A. C. B. Delbem, "Multiobjective evolutionary algorithm for single and multiple fault service restoration in large-scale distribution systems," *Elect. Power Syst. Res.*, vol. 110, pp. 144–153, May 2014.
- [43] R. Pérez, G. Heydt, N. Jack, and A. Castelhana, "Optimal restoration of distribution systems using dynamic programming," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 23, no. 3, pp. 1589–1596, Jul. 2008.
- [44] M. R. Kleinberg *et al.*, "Improving service restoration of power distribution systems through load curtailment of in-service customers," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 3, pp. 1110–1117, Aug. 2011.

- [45] R. Romero *et al.*, “A new mathematical model for the restoration problem in balanced radial distribution systems,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 2, pp. 1259–1268, Mar. 2016.
- [46] N. C. Koutsoukis, P. A. Karafotis, P. S. Georgilakis, and N. D. Hatziargyriou, “Optimal service restoration of power distribution networks considering voltage regulation,” in Proc. 2017 IEEE Manchester PowerTech, Manchester, UK, Jul. 2017, pp. 1–6.
- [47] P. L. Cavalcante *et al.*, “Centralized self-healing scheme for electrical distribution systems,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 7, no. 1, pp. 145–155, Jan. 2016.
- [48] A. Zidan and E. F. El-Saadany, “A cooperative multiagent framework for self-healing mechanisms in distribution systems,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3, no. 3, pp. 1525–1539, Sep. 2012.
- [49] A. Zidan and E. F. El-Saadany, “Incorporating load variation and variable wind generation in service restoration plans for distribution systems,” *Energy*, vol. 57, pp. 682–691, Aug. 2013.
- [50] T. T. H. Pham, Y. Besanger, and N. Hadjsaid, “New challenges in power system restoration with large scale of dispersed generation insertion,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 1, pp. 398–406, Feb. 2009.
- [51] C. Chen, J. Wang, F. Qiu, and D. Zhao, “Resilient distribution system by microgrids formation after natural disasters,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 7, no. 2, pp. 958–966, Mar. 2016.
- [52] J. Li, X. Y. Ma, C. C. Liu, and K. P. Schneider, “Distribution system restoration with microgrids using spanning tree search,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, no. 6, pp. 3021–3029, Nov. 2014.
- [53] E. G. Carrano, F. G. Guimarães, R. H. C. Takahashi, O. M. Neto, and F. Campelo, “Electric distribution network expansion under load-evolution uncertainty using an immune system inspired algorithm,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 2, pp. 851–861, May 2007.
- [54] J. Franco, M. Rider, and R. Romero, “Robust multi-stage substation expansion planning considering stochastic demand,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 3, pp. 2125–2134, May 2016.
- [55] R. R. Gonçalves, J. F. Franco, and M. J. Rider, “Short-term expansion planning of radial electrical distribution systems using mixed-integer linear programming,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 9, no. 3, pp. 256–266, Feb. 2015.
- [56] A. S. Bin Humayd and K. Bhattacharya, “Comprehensive multi-year distribution system planning using back-propagation approach,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 7, no. 12, pp. 1415–1425, Dec. 2013.
- [57] I. Ziari, G. Ledwich, A. Ghosh, and G. Platt, “Optimal distribution network reinforcement considering load growth, line loss, and reliability,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 2, pp. 587–597, May 2013.
- [58] S. Haffner, L. F. A. Pereira, L. A. Pereira, and L. S. Barreto, “Multistage model for distribution expansion planning with distributed generation — Part I: problem formulation,” *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 23, no. 2, pp. 915–923, Apr. 2008.

- [59] G. Munoz-Delgado, J. Contreras, and J. M. Arroyo, "Joint expansion planning of distributed generation and distribution networks," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 30, no. 5, pp. 2579–2590, Sept. 2015.
- [60] A. Tabares, J. F. Franco, M. Lavorato, and M. J. Rider, "Multistage long-term expansion planning of electrical distribution systems considering multiple alternatives," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 3, pp. 1900–1914, May 2016.
- [61] E. Haesen, A. D. Alarcon-Rodriguez, J. Driesen, R. Belmans, and G. Ault, "Opportunities for active DER management in deferral of distribution system reinforcements," in *Proc. PSCE*, Mar. 2009, pp. 1–8.
- [62] F. Pilo, G. Celli, S. Mocci, and G. G. Soma, "Multi-objective programming for optimal DG integration in active distribution systems," in *Proc. Power Energy Soc. General Meeting*, July 2010, pp. 1–7.
- [63] V. F. Martins and C. L. T. Borges, "Active distribution network integrated planning incorporating distributed generation and load response uncertainties," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 4, pp. 2164–2172, Nov. 2011.
- [64] B. Zeng, J. Zhang, X. Yang, J. Wang, J. Dong, and Y. Zhang, "Integrated planning for transition to low-carbon distribution system with renewable energy," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, no. 3, pp. 1153–1165, May 2014.
- [65] H. Saadat, *Power system analysis, 3rd ed.* McGraw-Hill, New York, 2010.
- [66] A. J. Wood and B. F. Wollenberg, *Power Generation, Operation, and Control, 2nd ed.* Wiley, New York, 1996.
- [67] G. McCormick, "Computability of global solutions to factorable non convex programs: Part I—convex underestimating problems," *Math. Program.*, vol. 10, pp. 146–175, Dec. 1976.
- [68] H. Hijazi, C. Coffrin, and P. Van Hentenryck. (2013, Sep.). Convex quadratic relaxations of mixed-integer nonlinear programs in power systems. NICTA, Australia. [Online]. Available: http://www.optimizationonline.org/DB_HTML/2013/09/4057.html
- [69] H. Hijazi, C. Coffrin, and P. Van Hentenryck, "Convex quadratic relaxations for mixed-integer nonlinear programs in power systems," *Math. Program.*, vol. 9, no. 3, pp. 321–367, 2017.
- [70] C. Coffrin, H. L. Hijazi, and P. Van Hentenryck, "Strengthening the SDP relaxation of AC power flows with convex envelopes, bound tightening, and valid inequalities," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, no. 5, pp. 3549–3558, Sep. 2017.
- [71] R. A. Jabr, "Radial distribution load flow using conic programming," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 3, pp. 1458–1459, Aug. 2006.
- [72] R. A. Jabr, "A conic quadratic format for the load flow equations of meshed networks," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 4, pp. 2285–2286, Nov. 2007.
- [73] M. E. Baran and F. F. Wu, "Optimal sizing of capacitors placed on a radial distribution system," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 4, no. 1, pp. 735–742, Jan. 1989.
- [74] M. Farivar and S. H. Low, "Branch flow model: Relaxations and convexification—Part I," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 3, pp. 2554–2564, Aug. 2013.

- [75] M. Farivar and S. H. Low, “Branch flow model: Relaxations and convexification—Part II,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 3, pp. 2565–2572, Aug. 2013.
- [76] H.-D. Chiang and M. Baran, “On the existence and uniqueness of load flow solution for radial distribution power networks,” *IEEE Trans. Circuits Syst.*, vol. 37, no. 3, pp. 410–416, Mar. 1990.
- [77] M. S. Lobo, L. Vandenberghe, S. Boyd, and H. Lebet, “Applications of second-order cone programming,” *Linear Algebra Appl.*, vol. 284, pp. 193–228, 1998.
- [78] J. Carpentier, “Contribution a.l’etude du dispatching economique,” *Bull. Soc. Francaise Elect.*, vol. 3, pp. 431–447, Aug. 1962.
- [79] H. W. Dommel and W. F. Tinney, “Optimal power flow solutions,” *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-87, pp. 1866–1876, Oct. 1968.
- [80] R. Kavasseri and C. Ababei, *REDS: REpository of Distribution Systems*. [Online]. Available: <http://www.dejazzer.com/reds.html>. [Accessed: 03-Mar-2019].
- [81] A. Drud, “CONOPT: A GRG code for large sparse dynamic nonlinear optimization problems,” *Math. Progr.*, vol. 31, no. 2, pp. 153–191, 1985.
- [82] *GAMS - Cutting Edge Modeling*. [Online]. Available: <https://www.gams.com/>. [Accessed: 03-Mar-2019].
- [83] *ILOG CPLEX Optimization Studio - Overview*. [Online]. Available: <https://www.ibm.com/products/ilog-cplex-optimization-studio>. [Accessed: 03-Mar-2019].
- [84] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sánchez, and R. J. Thomas, “MATPOWER: Steady-State Operations, Planning and Analysis Tools for Power Systems Research and Education,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 1, pp. 12–19, Feb. 2011.
- [85] W. H. Kersting, *Distribution system modeling and analysis*. CRC Press, Boca Raton, 2002.
- [86] R. Zimmerman, *Comprehensive Distribution Power Flow: Modeling, Formulation, Solution Algorithms and Analysis*, Ph.D. Dissertation, Cornell University, Jan. 1995, pp. 21–41.
- [87] M. H. J. Bollen and A. Sannino, “Voltage control with inverter-based distributed generation,” *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 20, no. 1, pp. 519–520, Jan. 2005.
- [88] S. Deshmukh, B. Natarajan, and A. Pahwa, “Voltage/VAR control in distribution networks via reactive power injection through distributed generators,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol.3, no.3, pp.1226–1234, Sep. 2012.
- [89] M. Z. Degefa, M. Lehtonen, R. J. Millar, A. Alahäivälä, and E. Saarijärvi, “Optimal voltage control strategies for day-ahead active distribution network operation,” *Elect. Power Syst. Res.*, vol. 127, pp. 41–52, Oct. 2015.
- [90] N. C. Koutsoukis, D. O. Siagkas, P. S. Georgilakis, and N. D. Hatziaargyriou, “Online reconfiguration of active distribution networks for maximum integration of distributed generation,” *IEEE Trans. Autom. Sci. Eng.*, vol. 14, no. 2, pp. 437–448, Apr. 2017.
- [91] M. Lavorato, J. F. Franco, M. J. Rider, and R. Romero, “Imposing radiality constraints in distribution system optimization problems,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 1, pp. 172–180, Feb. 2012.

- [92] I. Grossmann and S. Lee, "Generalized convex disjunctive programming: Nonlinear convex hull relaxation," *Comput. Optim. Appl.*, vol. 26, no. 1, pp. 83–100, Oct. 2003.
- [93] E. Balas, "Disjunctive programming," *Ann. Discrete Math.*, vol. 5, pp. 3–5, 1979.
- [94] *IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces*, IEEE Standard 1547-2018, Apr. 2018.
- [95] A. K. Jain, "Data clustering: 50 years beyond K-means," *Pattern Recognit. Lett.*, vol. 31, no. 8, pp. 651–666, Jan. 2010.
- [96] S. P. Lloyd, "Least squares quantization in PCM," *IEEE Trans. Inf. Theory*, vol. IT-28, no. 2, pp. 192–137, Mar. 1982.
- [97] Y. Katsigiannis, P. Georgilakis, and E. Karapidakis, "Hybrid simulated annealing - tabu search method for optimal sizing of autonomous power systems with renewables," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 3, no. 3, pp. 330–338, 2012.
- [98] D. Das, "A fuzzy multi-objective approach for network reconfiguration of distribution systems," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 21, no. 1, pp. 202–209, Jan. 2006.
- [99] M. Guimaraes and C. Castro, "Reconfiguration of distribution systems for loss reduction using tabu search," in *Proc. 15th Power Syst. Computation Conf.*, Aug. 2005, pp. 1–6.
- [100] S. S. Čurčić, C. S. Ozveren, L. Crowe, and P. K. L. Lo, "Electric power distribution network restoration: A survey of papers and a review of the restoration problem," *Elect. Power Syst. Res.*, vol. 35, pp. 73–86, 1996.
- [101] A. Augugliaro, L. Dusonchet, and E. R. Sanseverino, "Multiobjective service restoration in distribution networks using an evolutionary approach and fuzzy sets," *Int. J. Elect. Power Energy Syst.*, vol. 22, pp. 103–110, Feb. 2000.
- [102] W. P. Luan, M. R. Irving, and J. S. Daniel, "Genetic algorithm for supply restoration and optimal load shedding in power system distribution networks," *IEEE Proc. Gener. Transm. Distrib.*, vol. 149, no. 2, pp. 145–151, Mar. 2002.
- [103] A. Zidan and E. F. El-Saadany, "Service restoration in balanced and unbalanced distribution systems with high DG penetration," in *Proc. IEEE Power Energy Soc. Gen. Meeting*, Detroit, MI, July 2011, pp. 1–8.
- [104] A. Abel Hafez, W. A. Omran, and Y. G. Higazi, "A decentralized technique for autonomous service restoration in active radial distribution networks," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 9, no. 3, pp. 1911–1919, May 2018.
- [105] A. Zidan and E. F. El-Saadany, "Incorporating load variation and variable wind generation in service restoration plans for distribution systems," *Energy*, vol. 57, pp. 682–691, Aug. 2013.
- [106] A. Zidan and E. F. El-Saadany, "A cooperative multiagent framework for self-healing mechanisms in distribution systems," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3, no. 3, pp. 1525–1539, Sep. 2012.
- [107] N. C. Koutsoukis, P. S. Georgilakis, and N. D. Hatziargyriou, "Service restoration of active distribution systems with increasing penetration of renewable distributed generation," *IET Gener. Transm. Distrib.*, to be published.

- [108] H. Farhangi, "The path of the smart grid," *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 8, no. 1, pp. 18–28, Jan./Feb. 2010.
- [109] T. Van Cutsem, C. Vournas, *Voltage stability of electric power systems*. Kluwer, Norwell, 1998.
- [110] H. Hijazi and S. Thiébaux, "Optimal distribution systems reconfiguration for radial and meshed grids," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 72, pp. 136–143, Nov. 2015.
- [111] A. Sard, *Linear Approximation*. AMS, Providence, USA, 1963.
- [112] C.-T. Su, C.-F. Chang and J.-P. Chiou, "Distribution network reconfiguration for loss reduction by ant colony search algorithm," *Elect. Power Syst. Res.*, vol. 75, no. 23, pp. 190–199, Aug. 2005.
- [113] T. A. Short, *Electric Power Distribution Handbook*. CRC Press, Boca Raton, 2003.
- [114] S. K. Khator and L. C. Leung, "Power distribution planning: a review of models and issues," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 12, no. 3, pp. 1151–1159, Aug. 1997
- [115] S. Haffner, L. F. A. Pereira, L. A. Pereira, and L. S. Barreto, "Multistage model for distribution expansion planning with distributed generation — Part II: Numerical results," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 23, no. 2, pp. 924–929, Apr. 2008.
- [116] M. E. Samper and A. Vargas, "Investment decisions in distribution networks under uncertainty with distributed generation — Part I: Model formulation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 3, pp. 2331–2340, Aug. 2013.
- [117] N. C. Koutsoukis, P. S. Georgilakis, and N. D. Hatziargyriou, "Multistage coordinated planning of active distribution networks," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 1, pp. 32–44, Jan. 2018.
- [118] R. Tonkoski, L. A. C. Lopes, and T. H. M. El-Fouly, "Coordinated active power curtailment of grid connected PV inverters for overvoltage prevention," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 2, no. 2, pp. 139–147, Apr. 2011.
- [119] R. O' Gorman and M. A. Redfern, "Voltage control problems on modern distribution systems," in *Proc. Power Energy Soc. General Meeting*, pp. 662–667, June 2004.
- [120] D. E. Goldberg, *Genetic algorithms in search, optimization and machine learning*. Addison-Wesley Longman, Boston, USA, 1989.
- [121] G. A. Jiménez-Estévez, L. S. Vargas, and V. Marianov, "Determination of feeder areas for the design of large distribution networks," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 25, no. 3, pp. 1912–1922, Jul. 2010.
- [122] V. Miranda, J. V. Ranito, and L. M. Proenca, "Genetic algorithms in optimal multistage distribution network planning," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 9, no. 4, pp. 1927–1933, Nov. 1994.
- [123] I. J. Ramirez-Rosado and J. L. Bernal-Agustin, "Genetic algorithms applied to the design of large power distribution systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 13, no. 2, pp. 696–703, May 1998.
- [124] E. G. Carrano, L. A. E. Soares, R. H. C. Takahashi, R. R. Saldanha, and O. M. Neto, "Electric distribution network multiobjective design using a problem-specific genetic algorithm," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 21, no. 2, pp. 995–1005, Apr. 2006.

-
- [125] V. Camargo, M. Lavorato, and R. Romero, "Specialized genetic algorithm to solve the electrical distribution system expansion planning," in *Proc. Power Energy Soc. General Meeting*, Jul. 2013, pp. 1–5.
- [126] F. Alizadeh and D. Goldfarb, "Second-order cone programming," *Math. Program.*, vol. 95, no. 1, pp. 3–51, Jan. 2003.