



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

**Προγραμματισμός σχεδιασμού ανάπτυξης δικτύου
διανομής μέσης τάσης υπό την αβεβαιότητα της
αύξησης της ζήτησης**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

ΒΛΑΣΗΣ ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ

Επίβλεψη: Νικόλαος Χατζηαργυρίου, Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Οκτώβριος 2018



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

**Προγραμματισμός σχεδιασμού ανάπτυξης δικτύου
διανομής μέσης τάσης υπό την αβεβαιότητα της
αύξησης της ζήτησης**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

ΒΛΑΣΗΣ ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ

Επίβλεψη: Νικόλαος Χατζηαργυρίου, Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την 30^η Οκτωβρίου 2018

.....
Χατζηαργυρίου Νικόλαος

Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....
Παπαθανασίου Σταύρος

Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....
Κορρές Γεώργιος

Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Οκτώβριος 2018

.....
Βλάσης Δημήτριος

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

Copyright © Βλάσης Δημήτριος, 2018

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

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

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

Ευχαριστίες

Η παρούσα διπλωματική εργασία εκπονήθηκε κατά το ακαδημαϊκό έτος 2017-2018 υπό την επίβλεψη του κ. Ν. Χατζηαργυρίου, καθηγητή του Ε.Μ.Π., της σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών, στον οποίο οφείλω ιδιαίτερες ευχαριστίες για την ανάθεσή της και την ευκαιρία που μου δόθηκε ώστε να ασχοληθώ με ένα τόσο ενδιαφέρον θέμα.

Θα ήθελα επίσης να ευχαριστήσω θερμά την υποψήφια διδάκτορα Κέλλυ Μαυρογένου, που υπήρξε αρωγός καθ' όλη τη διάρκεια εκπόνησης της εργασίας, δίνοντάς μου πολύτιμες συμβουλές και καθοδήγηση.

Τέλος, οφείλω ένα ιδιαίτερο ευχαριστώ στην οικογένειά μου καθώς και στους ανθρώπους εκείνους, εντός και εκτός σχολής, που με την αμέριστη συμπαράστασή τους και την απαραίτητη θετική σκέψη που μου μετέδωσαν, βοήθησαν τα μέγιστα στην υλοποίηση των στόχων μου.

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Τα ηλεκτρικά δίκτυα διανομής επί δεκαετίες σχεδιάζονταν και λειτουργούσαν υπό ντετερμινιστικές προδιαγραφές, με σαφή διάκριση μεταξύ των σημείων παραγωγής και κατανάλωσης. Ένα βασικό ζήτημα σχετικά με την εξέλιξή τους είναι ο τρόπος προσαρμογής των λειτουργικών και σχεδιαστικών προτύπων ώστε να εξυπηρετείται η ολοένα αυξανόμενη παραγωγή με κατεύθυνση την εκπομπή χαμηλών ρύπων σε συνδυασμό με την ενσωμάτωση «έξυπνων» λύσεων στις υπάρχουσες εγκαταστάσεις. Η εφαρμογή τεχνικά αποδεκτών και οικονομικά αποδοτικών λύσεων αποσκοπεί στη βελτιστοποίηση της λειτουργίας των δικτύων, συμβάλλοντας επίσης στη μετάβαση από παθητικά σε ενεργητικά δίκτυα διανομής με σημαντικές επιδράσεις στη λειτουργία και την προστασία του συστήματος.

Στα πλαίσια αυτής της εργασίας μελετήθηκε ο προγραμματισμός ανάπτυξης των δικτύων διανομής, αξιοποιώντας τη δυνατότητα περικοπής της ζήτησης φορτίου καθώς και της φωτοβολταϊκής παραγωγής. Οι λύσεις αυτές αποτελούν εναλλακτική πρόταση απέναντι στην κλασική ενίσχυση των γραμμών του δικτύου κατά το μακροπρόθεσμο σχεδιασμό, καθώς συμβάλλουν στην αναβολή κοστοβόρων και μη αναστρέψιμων επενδύσεων. Το πρόβλημα βελτιστοποίησης, εξαιτίας της παρουσίας δυαδικών μεταβλητών, μη γραμμικών εξισώσεων ροών φορτίου και της ανάγκης για ικανοποίηση μη γραμμικών περιορισμών είναι ένα μικτού-ακέραιου μη γραμμικό πρόβλημα. Η αυξημένη υπολογιστική επιβάρυνση του ανεπτυχθέντος προβλήματος αντιμετωπίστηκε διαμορφώνοντας τις δυαδικές μεταβλητές απόφασης ώστε να είναι δυνατό να λαμβάνουν συνεχείς τιμές. Η προτεινόμενη μέθοδος εφαρμόστηκε σε ένα αντιπροσωπευτικό δίκτυο διανομής μέσης τάσης. Για την καλύτερη αξιοπιστία των αποτελεσμάτων αναπτύχθηκαν τρία σενάρια ετήσιας αύξησης της ζήτησης, εξετάζοντας παράλληλα διαφορετικά σενάρια για τα κόστη ενίσχυσης των γραμμών και τα κόστη αποπληρωμής των καταναλωτών για την περικοπή του φορτίου. Κατά τη σύγκριση των αποτελεσμάτων πραγματοποιήθηκε ανάλυση ευαισθησίας του κόστους κάθε εναλλακτικής πρότασης, ώστε να τονιστεί η αξία των έξυπνων έναντι στις συμβατικές επενδύσεις και να προσδιοριστούν οι συνθήκες κάτω από τις οποίες η επένδυση σε νέες τεχνολογίες είναι οικονομικά συμφέρουσες.

ΛΕΞΕΙΣ ΚΛΕΙΔΙΑ

Σχεδιασμός ανάπτυξης Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας, Δίκτυα Διανομής Μέσης Τάσης, Διεσπαρμένη παραγωγή, Προβλήματα βελτιστοποίησης, Έξυπνα δίκτυα, Ενεργός περικοπή της ζήτησης, GAMS

ABSTRACT

Power grids have for many decades been designed and operated under deterministic principles, through a centralised energy production model, ensuring secure and reliable supply to customers. A key issue regarding their evolution is the revision of their operation and planning principles in order to make efficient use of the existing network infrastructure while meeting the needs of the decentralized low-carbon generation combined with smart grid technologies. The implementation of technically effective and economically efficient solutions could enhance the utilization of the existing network assets and maximize the value for network operators and customers, contributing also to the transition from passive to active power distribution networks with major impacts on system operation and protection.

Within the context of this thesis the contribution of smart solutions in power network planning, such as demand side response and active power generation curtailment of the photovoltaic units, was studied to determine the optimal long-term investment strategy. These solutions are an alternative to line reinforcement over long-term planning as they contribute to defer costly and irreversible investments. The optimization problem due to the presence of binary variables, nonlinear load flow equations and the need to satisfy nonlinear constraints is a nonlinear mixed-integer number problem. The computational burden of the developed algorithm is managed by employing a relaxation on the binary variables of the original problem. In this way, an initial approximation was achieved that determines the optimal investment strategy. A benchmark medium voltage radial distribution network was used to test and validate the proposed method. Three scenarios of annual growth demand have been considered to improve the reliability of results, while examining different scenarios for costs of the proposed alternatives. Comparing the results, a cost sensitivity analysis of each alternative solution was performed to highlight the value of smart solutions versus conventional investments and to determine the conditions under which investment in new technologies is cost-effective.

KEY WORDS

Planning of Electrical Power Systems, Medium Voltage Distribution Networks, Distributed generation, Optimization problems, Smart grids, Demand side response, GAMS

Περιεχόμενα

Συντομογραφίες-Συντμήσεις	- 15 -
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1: Δίκτυα Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας.....	- 17 -
1.1 Εισαγωγή.....	- 17 -
1.2 Δίκτυα Διανομής.....	- 19 -
1.2.1 Δίκτυα Διανομής Μέσης Τάσης (ΜΤ).....	- 20 -
1.2.2 Δίκτυα Διανομής Χαμηλής Τάσης (ΧΤ).....	- 22 -
1.3 Συστατικά στοιχεία δικτύων διανομής ΜΤ	- 23 -
1.3.1 Υποσταθμοί ΜΤ.....	- 23 -
1.3.2 Γραμμές διανομής ΜΤ.....	- 26 -
1.4 Διεσπαρμένη παραγωγή.....	- 30 -
1.4.1 Περικοπή ενεργού ισχύος (Active Power Generation Curtailment).....	- 35 -
1.5 Έξυπνα Δίκτυα.....	- 37 -
1.5.1 Έξυπνοι Μετρητές	- 40 -
1.5.2 Ενεργός απόκριση της Ζήτησης (Demand Side Response).....	- 44 -
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2: Σχεδιασμός Ανάπτυξης Δικτύων Διανομής.....	- 49 -
2.1 Εισαγωγή.....	- 49 -
2.2 Προβλήματα βελτιστοποίησης.....	- 51 -
2.2.1 Αριθμητικές μέθοδοι βελτιστοποίησης.....	- 55 -
2.2.2 Ευρεστικές μέθοδοι βελτιστοποίησης.....	- 63 -
2.3 Το εργαλείο μοντελοποίησης GAMS	- 70 -
2.3.1 Βασικά χαρακτηριστικά του λογισμικού GAMS και διασύνδεση με άλλα λογισμικά	- 70 -
2.3.2 Οι επιλύτες του λογισμικού GAMS.....	- 74 -
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3: Διατύπωση του προβλήματος.....	- 79 -
3.1 Αντικειμενική συνάρτηση.....	- 81 -
3.2 Επενδεδυμένα κεφάλαια	- 81 -
3.3 Μεταβλητές απόφασης	- 82 -
3.4 Ροές Ισχύος	- 83 -
3.5 Περιορισμοί συστήματος.....	- 84 -
3.6 Ισοζύγιο ισχύος.....	- 85 -
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4: Εφαρμογές	- 87 -

4.1 Περιγραφή του δικτύου.....	- 87 -
4.2 Περιγραφή σεναρίων	- 91 -
4.3 Επιλογές δράσεων ανάπτυξης του δικτύου.....	- 93 -
4.3.1 Ενίσχυση γραμμών διανομής (Reconductoring-R).....	- 94 -
4.3.2 Ενεργός απόκριση της Ζήτησης (DSR)	- 97 -
4.3.3 Ενίσχυση γραμμών διανομής και Ενεργός απόκριση της Ζήτησης (R-DSR).....	- 102 -
4.4 Σύγκριση αποτελεσμάτων.....	- 113 -
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5: Συμπεράσματα - Μελλοντικές Προεκτάσεις.....	- 119 -
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6: Πηγές	- 121 -

Συντομογραφίες-Συντμήσεις

AC-OPF	Alternate current optimal power flow
ACSR	Aluminium-conductor steel-reinforced cable
ADSL	Asymmetric Digital Subscriber Line
AMI	Advanced Metering Infrastructure
APGC	Active Power Generation Curtailment
BARON	Branch-And-Reduce Optimization Navigator
BONMIN	Basic Open-source Nonlinear Mixed Integer programming
COUENNE	Convex Over and Under Envelopes for Nonlinear Estimation
CPU	Central Processor Unit
CVC	Coordinated Voltage Control
DSM	Demand-Side Management
DSO	Distribution System Operator
DSR	Demand-Side Response
EMS	Energy Management System
FACTS	Flexible Alternate Current Transmission Systems
FAN	Field Area Network
GA	Genetic Algorithm
GAMS	General Algebraic Modelling System
GDXMRW	GAMS Data Exchange Matlab Read/Write
GSM/GPRS	Global System for Mobile communications/General Packet Radio Service
GUC	Generation Units Controllers
HAN	Home Area Network
IDE	Integrated Development Environment
IP, MIP	Integer, Mixed Integer programming
IPOPT	Interior Point Optimizer
LP/NLP	Linear/Nonlinear programming
LTE	Long Term Evolution
MILP/MILNP	Mixed Integer linear/nonlinear programming
PLC	Power Line Communication
PMU	Phasor Measurement Unit
PSO	Particle Swarm Optimization
QP	Quadratic Programming
RTU	Remote Terminal Unit
SA	Simulated Annealing
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SOP	Soft Open Point
TS	Tabu search
WAN	Wide Area Network
ΑΠΕ	Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας
ΔΔ	Δίκτυα Διανομής
ΔΕΔΔΗΕ	Διαχειριστής Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΔΠ	Διεσπαρμένη Παραγωγή

ΕΚΕΕ	Εθνικό Κέντρο Ελέγχου Ενέργειας (ΕΚΕΕ)
Η/Υ	Ηλεκτρονικός Υπολογιστής
Μ/Σ	Μετασχηματιστής
ΜΤ	Μέση Τάση
ΣΑΤΥΦ	Σύστημα Αλλαγής Τάσης Υπό Φορτίο
ΣΗΕ	Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας
Υ/Σ	Υποσταθμός
ΥΤ	Υψηλή Τάση
Φ/Β	Φωτοβολταϊκά
ΧΤ	Χαμηλή Τάση

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1

Δίκτυα Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας

1.1 Εισαγωγή

Το ηλεκτρικό σύστημα κοινής ωφέλειας παρέχει την απαραίτητη ενέργεια για ένα ευρύ φάσμα ανθρώπινων δραστηριοτήτων και αναγκών, όπως ο φωτισμός, η οδήγηση κινητήρων, η λειτουργία βιομηχανικών σταθμών και επιχειρήσεων και η τροφοδότηση τηλεπικοινωνιακών και ψηφιακών συστημάτων. Το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας (ΣΗΕ) αποτελεί ένα από τα μεγαλύτερα ανθρωπογενή έργα, λαμβάνοντας υπόψη τα κεφάλαια που έχουν επενδυθεί, το απασχολούμενο εργατικό δυναμικό και την έκταση που αυτό καταλαμβάνει [1].

Βασικές προϋποθέσεις καλής λειτουργίας ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας είναι να παρέχει ηλεκτρική ενέργεια οπουδήποτε υπάρχει ζήτηση με το ελάχιστο δυνατό κόστος και τις ελάχιστες οικολογικές επιπτώσεις. Παράλληλα, πρέπει να εξασφαλίζεται σταθερή συχνότητα και τάση, με ταυτόχρονη απουσία ανεπιθύμητων αρμονικών συνιστωσών. Τέλος, το σύστημα απαιτείται να λειτουργεί με υψηλή αξιοπιστία τροφοδότησης (αδιάλειπτη παροχή) [2].

Κάθε ΣΗΕ αποτελείται από τρία διακριτά επίπεδα – την παραγωγή, τη μεταφορά και τη διανομή. Από κράτος σε κράτος υπάρχει μεγάλη ποικιλία όσον αφορά τη δομή τους, τις δυνατότητες μεταφοράς ισχύος, τα επίπεδα τάσης και τη διασυνδεσιμότητα [1]. Κάθε κατηγορία διακρίνεται για τα δικά της χαρακτηριστικά, τις δικές της ανάγκες και συνήθως τον δικό τους διαχειριστή. Γενικά, η διάκριση μεταξύ μεταφοράς και διανομής διαφέρει από χώρα σε χώρα. Η συνεχής αύξηση της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας και η παράλληλη τεχνολογική εξέλιξη των υλικών οδήγησαν στη χρησιμοποίηση όλο και υψηλότερων τάσεων για τη διανομή, όπως άλλωστε και για τη μεταφορά [3]. Επιγραμματικά, διακρίνουμε τα εξής επίπεδα:

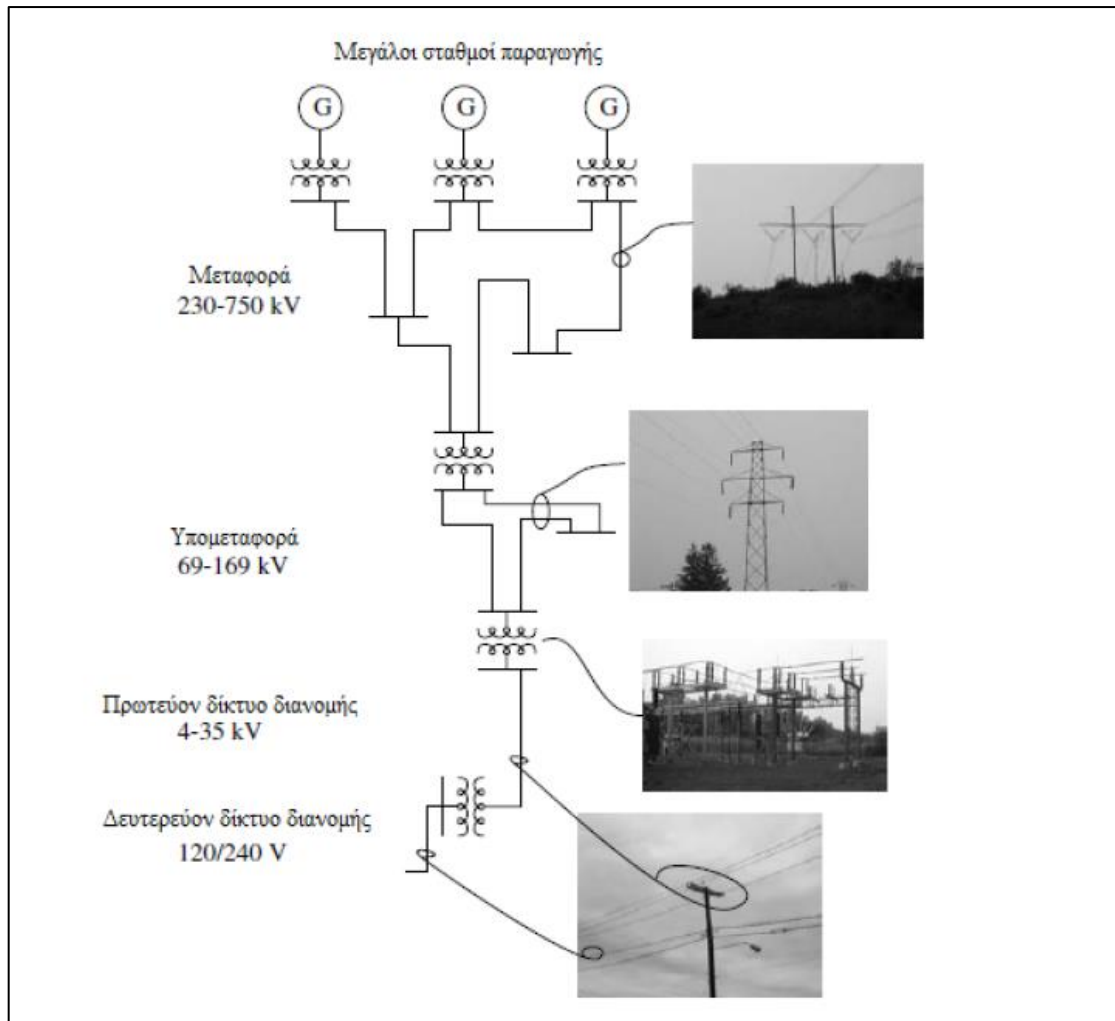
- i. ΥΥΤ: 400 kV
- ii. ΥΤ: 150 kV
- iii. ΜΤ: 20 KV

Τα δίκτυα των 66 kV δε χρησιμοποιούνται πλέον σε ευρεία κλίμακα στην Ελληνική επικράτεια (Συνολικά 54 km γραμμών μεταφοράς, εκ των οποίων τα 15 αφορούν την υποβρύχια διασύνδεση της Κέρκυρας με την Ηγουμενίτσα) [28]. Κάτι αντίστοιχο συμβαίνει και για τις γραμμές των 6,6 kV, για τις οποίες υπάρχει σχέδιο αντικατάστασης.

Στο ελληνικό δίκτυο η μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας από τους σταθμούς παραγωγής προς τους υποσταθμούς πραγματοποιείται με τις γραμμές υπερυψηλής (400 kV) και τις γραμμές υψηλής (150 kV, 66 kV) τάσης. Από τους υποσταθμούς (Υ/Σ) ξεκινά η διανομή ηλεκτρικής ενέργειας ΜΤ (πρωτεύον δίκτυο διανομής) που γίνεται κυρίως με γραμμές των 20 kV, ενώ υπάρχουν και γραμμές των 15 kV και των 6,6 kV. Το δευτερεύον δίκτυο διανομής περιλαμβάνει τις γραμμές ΧΤ (220/380 V) με τις οποίες η ηλεκτρική ενέργεια διανέμεται στους καταναλωτές [3].

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα προέρχεται κυρίως από θερμοηλεκτρικούς σταθμούς, η μεγάλη πλειονότητα των οποίων βρίσκονται στην Περιφέρεια Δυτικής Μακεδονίας. Ο σχεδιασμός τους βασίστηκε στην εγγύτητά τους στις περιοχές που υπάρχουν πλούσια κοιτάσματα λιγνίτη. Σύμφωνα με επίσημα στοιχεία της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας (ΡΑΕ) για για το διασυνδεδεμένο σύστημα (National Report ΡΑΕ 2012), το έτος 2011 το 66,5% της εγκαταστημένης ισχύος των ηλεκτροπαραγωγικών μονάδων ήταν θερμικοί σταθμοί, το 19,6% μεγάλοι υδροηλεκτρικοί σταθμοί και το 13,9% μονάδες ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ) με τα αιολικά πάρκα να επικρατούν στο σύνολο της εγκατεστημένης ισχύος των έργων ΑΠΕ που βρίσκονται σε λειτουργία. Ο λιγνίτης είναι η πιο σημαντική εγχώρια ενεργειακή πηγή συνεισφέροντας στο 53,15% της εγχώριας παραγωγής για το 2011. Το φυσικό αέριο συνεισφέρει στο 28,3% .

Η ανάδειξη της προστασίας του περιβάλλοντος ως στόχου υψηλής προτεραιότητας της ελληνικής πολιτείας, οδηγεί σε προώθηση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, θέτοντας ως στόχο την αύξηση συμμετοχής τους στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας στο 34% μέχρι το 2020. Τέλος, σύμφωνα με την εκτίμηση ότι η χρονική διάρκεια ζωής των ήδη γνωστών εκμεταλλεύσιμων αποθεμάτων λιγνιτη δεν υπερβαίνει τα 35 χρόνια, έχει διατυπωθεί η άποψη ότι θα πρέπει να εισέλθουν στο ελληνικό ισοζύγιο ηλεκτρισμού νέα καύσιμα, όπως ο λιθάνθρακας, ώστε να παραταθεί η διαθεσιμότητα και η χρήση του λιγνίτη σε μεγαλύτερο βάθος χρόνου [4].



Εικόνα 1.1: Η δομή του Ελληνικού συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας [8].

1.2 Δίκτυα Διανομής

Όπως αναφέρθηκε και παραπάνω, τα Δίκτυα Διανομής (ΔΔ) ηλεκτρικής ενέργειας κατηγοριοποιούνται στα δίκτυα μέσης (20 kV) και χαμηλής τάσης (220-380 V). Τα ΔΔ εκκινούν από τις πύλες αναχωρήσεων ΜΤ στους Υ/Σ υποβιβασμού ΥΤ/ΜΤ στο δίκτυο μεταφοράς και φτάνουν μέχρι το μετρητή της παρεχόμενης ενέργειας στον καταναλωτή, είτε αυτός είναι καταναλωτής ΜΤ είτε είναι καταναλωτής ΧΤ. Από δομικής άποψης, τα ΔΔ αποτελούνται από:

1. Γραμμές διανομής ηλεκτρικής ενέργειας (εναέριες, υπόγειες και υποβρύχια καλώδια ΜΤ) τα οποία μεταφέρουν την ενέργεια από τη ΜΤ στη ΧΤ με τελικό προορισμό τους βιομηχανικούς / εμπορικούς / οικιακούς καταναλωτές.

2. Υποσταθμούς υποβιβασμού MT και XT, που λαμβάνουν τάση ενός επιπέδου και την μετασχηματίζουν σε μικρότερα επίπεδα, μέσω μετασχηματιστών ισχύος.
3. Ειδικό εξοπλισμό που αφορά τη λειτουργία, τον έλεγχο και τη ζεύξη του δικτύου (διακόπτες αυτόματης επαναφοράς (ισχύος), διακόπτες φορτίου, ασφαλειοαποζεύκτες, ασφάλειες, Αποζεύκτες ανοιχτοί υπό τάση /κλειστοί, πυκνωτές αντιστάθμισης αέργου ισχύος, ρυθμιστές τάσης κ.λ.π.) [5].

Σημαντικές προϋποθέσεις των ΔΔ αποτελούν η τάση στο επίπεδο των καταναλωτών να παραμένει στο $\pm 5\%$ της ονομαστικής τάσης, να μην υπάρχουν διακοπές ρεύματος (αν υπάρχουν, να περιορίζονται σε ελάχιστο βαθμο) και να μη γίνεται υπερφόρτιση των αγωγών, προβλέποντας τη βέλτιστη αποδοτικότητά τους. Όλα τα παραπάνω οφείλουν να πραγματώνονται, μεριμνώντας παράλληλα για την – όσο το δυνατόν – οικονομικότερη λειτουργία του δικτύου.

Τα ποσοτικά μεγέθη του Ελληνικού ΔΔ, σύμφωνα με επίσημα δημοσιευμένα στοιχεία του διαχειριστή του δικτύου (ΔΕΔΔΗΕ) στο τέλος του έτους 2016, είναι τα εξής:

- 111.559 χλμ. Δίκτυο MT.
- 125.798 χλμ. Δίκτυο XT.
- 161.932 Υ/Σ MT/XT.
- 7.465.528 πελάτες (11.487 MT & 7.454.041 XT) [6].

1.2.1 Δίκτυα Διανομής Μέσης Τάσης (MT)

Τα ΔΔ MT ή αλλιώς πρωτεύοντα δίκτυα διανομής, μεταφέρουν την ηλεκτρική ενέργεια τόσο σε υποσταθμούς καταναλωτών μεγάλων βιομηχανικών φορτίων (καταναλωτές MT) όσο και σε Υ/Σ υποβιβασμού της μέσης σε χαμηλή τάση. Η μεγάλη πλειοψηφία αυτών περιλαμβάνει μετασχηματιστές ισχύος 25 με 50 MVA ή 2x50 MVA [3].

Το Ελληνικό διασυνδεδεμένο σύστημα λειτουργεί στα 20 kV, με μόνη εξαίρεση το νομό Αττικής όπου συνυπάρχουν το σύστημα 22 / 6,6 kV, για το οποίο προβλέπεται η σταδιακή κατάργησή του, μαζί με το σύστημα των 20 kV. Στα μη διασυνδεδεμένα νησιά της επικράτειας η κατάσταση διαφοροποιείται, με την πλειονότητα των νησιών να λειτουργούν στα 15 kV [7].

Τα εν λόγω δίκτυα συναντώνται στις παρακάτω τοπολογίες:

1. *Ακτινικά* (radial distribution networks), όπου υπάρχει μόνο μία διαδρομή μέσω της οποίας γίνεται η ροή ισχύος από τον υποσταθμό. Πρόκειται για τη συνηθέστερη συνδεσμολογία. Με τον τρόπο αυτό εξασφαλίζεται ευκολότερα η προστασία τους, όπως επίσης και η αξιόπιστη ροή ισχύος στα δίκτυα αυτά. Τέτοιας μορφής δίκτυα συναντώνται κυρίως σε απομακρυσμένες περιοχές, μακριά από τον πυκνοκατοικημένο αστικό ιστό και αποτελούνται από μια κεντρική γραμμή.
2. *Βροχοειδή* (ring distribution networks), στα οποία επιτυγχάνεται οικονομία γραμμών για τον ίδιο βαθμό εξυπηρέτησης. Στα δίκτυα αυτά δύο ή περισσότεροι αγωγοί συνδέονται παράλληλα τροφοδοτώντας τους υποσταθμούς διανομής ΧΤ. Σε περίπτωση βλάβης προσφέρουν μεγαλύτερη αξιοπιστία συγκριτικά με τα ακτινικά μέσω της εναλλακτικής τροφοδότησης.
3. *Σύστημα πλέγματος* (Αραχοειδή). Τέτοιου είδους δίκτυα συναντώνται σε μεγάλα αστικά κέντρα με μεγάλα φορτία, όπου το σύστημα πρέπει να είναι πιο αξιόπιστο. Το σύστημα αποτελείται από έναν αριθμό διασυνδεδεμένων πρωτεύοντων αγωγών, που προέρχονται από διαφορετικούς Υ/Σ μέσης τάσης. Με αυτόν τον τρόπο, ακόμα και αν εμφανιστεί σφάλμα, συνεχίζεται κανονικά η τροφοδότηση των φορτίων [1].

Ως προς την κατασκευή τους, τα ΔΔ ΜΤ περιέχουν δύο ειδών αγωγών διανομής, εναέριους και υπόγειους. Τα εναέρια δίκτυα είναι λιγότερο δαπανηρά από τα υπόγεια και είναι ευκολότερα στην εγκατάσταση και στη συντήρησή τους. Μειονεκτούν ωστόσο στο ότι καταλαμβάνουν σημαντικό χώρο, ο οποίος δεν είναι σε κάθε περίπτωση διαθέσιμος. Η κατασκευή εναέριων αγωγών διανομής ηλεκτρικής ενέργειας συναντάται ιδιαίτερα στις αγροτικές περιοχές, που χαρακτηρίζονται από μικρή πυκνότητα φορτίου και μπορούν εύκολα να τηρηθούν οι ελάχιστες απαιτούμενες αποστάσεις μεταξύ των αγωγών. Τα υπόγεια δίκτυα ΜΤ χρησιμοποιούνται στα κέντρα των πόλεων για λόγους αισθητικής, εξαιτίας της έλλειψης χώρου για την τοποθέτηση πυλώνων προς εξυπηρέτηση εναέριων γραμμών και κυρίως λόγω της μεγάλης πυκνότητας φορτίου. Η εγκατάσταση των Υ/Σ ΜΤ/ΧΤ των υπόγειων δικτύων πραγματοποιείται στα υπόγεια πολυκατοικιών ή στην επιφάνεια του εδάφους, σε ειδικά διαμορφωμένους οικίσκους [1], [3].

1.2.2 Δίκτυα Διανομής Χαμηλής Τάσης (XT)

Τα ΔΔ XT (δευτερεύοντα ΔΔ) παρέχουν ισχύ σε μικρούς καταναλωτές (οικιακούς, εμπορικές επιχειρήσεις, βιομηχανίες μικρού μεγέθους κ.λ.π), σε πολύ χαμηλότερη τάση μέσω τριφασικού – 4 καλωδίων συστήματος και αγωγών διανομής των 400V πολικής τάσης αν πρόκειται για τριφασική παροχή ή 230 V αν πρόκειται για μονοφασική. Ο Μ/Σ υποβιβασμού 20/0,4 kV βρίσκεται σε συνδεσμολογία τριγώνου-αστέρα (star-delta system), δηλαδή το πρωτεύον του μετασχηματιστή όπου εισέρχεται η μέση τάση βρίσκεται σε τρίγωνο, ενώ το δευτερεύον του μετασχηματιστή από όπου εξέρχεται η XT είναι σε αστέρα. Οι Υ/Σ ΜΤ/XT, στην πλευρά XT των Μ/Σ τους, περιλαμβάνουν ένα διακόπτη ισχύος (Circuit Breaker-CB) με κατάλληλη διάταξη προστασιών ώστε να ανοίγει σε περίπτωση αντίστροφης ροής ρεύματος, δηλαδή από την πλευρά του δικτύου XT προς την πλευρά ΜΤ του Μ/Σ [1], [10].

Τα κυκλώματα του δευτερεύοντος ΔΔ είναι τα ίδια με αυτά του πρωτεύοντος, με ειδοποιό διαφορά ότι εκτείνονται σε πολύ μικρότερη γεωγραφική κλίμακα. Εκεί όπου τα δευτερεύοντα ΔΔ προμηθεύουν μια ομάδα καταναλωτών από τον ίδιο Μ/Σ, κατηγοριοποιούνται σε (i) ακτινικά, (ii) βροχοειδή ακτινικά ή δακτυλιοειδή. Στην περίπτωση (iii) διασυνδεδεμένου ΔΔ XT, οι καταναλωτές τροφοδοτούνται από το δίκτυο, το οποίο σχηματίζεται από δευτερεύοντα κυκλώματα που προέρχονται από διαφορετικούς Μ/Σ. Σημαντικό πλεονέκτημα είναι η εύκολη επέκτασή τους [1]. Η επιλογή της κατάλληλης διαρρύθμισης αποτελεί συμβιβασμό μεταξύ κόστους – αξιοπιστίας τροφοδότησης. Σε αγροτικές και απομακρυσμένες περιοχές χρησιμοποιούνται ακτινικοί διανομείς. Τα βροχοειδή συστήματα διανομής συναντώνται σε περιοχές με μεγαλύτερη πυκνότητα φορτίου. Τέλος, τα δικτυωτά συστήματα είναι προτιμότερα σε μητροπολιτικές περιοχές, με πυκνότητα φορτίου πολλαπλάσια των βροχοειδών συστημάτων [3].

Οι αγωγοί των δικτύων χαμηλής τάσης, επιλέγονται καθ' ομοίωση αυτών της μέσης τάσης, ως προς το εάν θα είναι εναέριοι ή υπογείοι. Σε κάθε περίπτωση όμως πρέπει να πληρούνται οι προδιαγραφές μέγιστης, βάσει προτύπων, πτώσης τάσης στις εγκαταστάσεις οποιουδήποτε καταναλωτή [1].

1.3 Συστατικά στοιχεία δικτύων διανομής ΜΤ

1.3.1 Υποσταθμοί ΜΤ

Οι Υ/Σ μετασχηματίζουν την τάση από υψηλή σε χαμηλή και το αντίστροφο καθώς και εκτελούν πολλές άλλες λειτουργίες καίριας σημασίας για το ΣΗΕ. Οι Υ/Σ ΜΤ περιλαμβάνουν αποκλειστικά Μ/Σ υποβιβασμού τάσης. Στην Ελληνική επικράτεια συναντάμε Μ/Σ 20/0.4 kV στην ηπειρωτική χώρα και 20/0.4 kV ή 15/0.4 kV στα μη διασυνδεδεμένα νησιά. Τυπικά μεγέθη ονομαστικής ισχύος είναι τα 25, 50 και 100 kVA αλλά συναντάμε επίσης και Μ/Σ διανομής των 160, 250, 400, 630 και 1000 kVA [7].

Μερικές από τις κυριότερες λειτουργίες των Υ/Σ διανομής είναι οι εξής:

- Λειτουργούν ως σημεία διασύνδεσης σε τοπικά δίκτυα.
- Ρυθμίζουν την τάση προς αντιστάθμιση της πτώσης τάσης του συστήματος, εγχέοντας άεργο ισχύ στα κυκλώματα διανομής.
- Λειτουργούν ως σημεία παρακολούθησης, συγκέντρωσης και επεξεργασίας στοιχείων για τα Κέντρα Ελέγχου Ενέργειας (Κ.Ε.Ε.), χρησιμοποιώντας Μ/Σ έντασης ή Μ/Σ τάσης.
- Εξασφαλίζουν τη διακοπτική ικανότητα των κυκλωμάτων διανομής, για την εισαγωγή ή την έξοδό τους από το σύστημα.
- Προστατεύουν τον εξοπλισμό του συστήματος από υπερτάσεις και υπερεντάσεις και τις καταστροφικές συνέπειες αυτών, εξαιτίας κεραυνικών κρούσεων, άνοιγματος διακοπών και λοιπών σφαλμάτων.
- Λειτουργούν ως πομποί ή δέκτες τηλεπικοινωνιακών σημάτων σε άλλους υποσταθμούς ή σταθμούς παραγωγής [1], [11].

Η κατασκευή των Υ/Σ ποικίλλει σε επίγειους (στεγασμένους ή μή), υπόγειους και εναέριους (πακτωμένους σε πυλώνες). Στους επίγειους Υ/Σ εξωτερικού χώρου, παρεμβάλλεται αέρας ως μονωτικό μέσο μεταξύ των συσκευών εξοπλισμού υψηλής τάσης και για αυτό το λόγο χρησιμοποιούνται για τάσεις της τάξης των 20 kV και πάνω. Εντούτοις, συσκευές όπως μετρητικά όργανα, ρελέ και μικροελεγχτές, στεγάζονται σε ασφαλές μέρος εντός του Υ/Σ. Οι επίγειες στεγασμένες καθώς και οι υπόγειες εγκαταστάσεις καθίστανται αναγκαίες όταν υπάρχει έλλειψη ελεύθερου χώρου, κυρίως σε αστικά κέντρα. Στους Υ/Σ αυτούς το κόστος των Μ/Σ και του λοιπού εξοπλισμού

μειώνεται ενώ οι συνθήκες επιθεώρησης και συντήρησης είναι βελτιωμένες. Μειονέκτημα αποτελεί το υψηλό κόστος για την στέγαση του εξοπλισμού και η συνεχής ανάγκη για σωστές συνθήκες ψύξης και στεγανότητας του χώρου. Τέλος, στους εναέριους υποσταθμούς όλος ο εξοπλισμός βρίσκεται υπερυψωμένος πάνω στους πυλώνες διανομής. Γενικά, οι Υ/Σ των ΔΔ ΧΤ είναι αυτού του τύπου και συναντώνται σε πυκνοκατοικημένες περιοχές. Αποτελούνται από ένα Μ/Σ ισχύος το πολύ μέχρι 250 kVA. Ως εκ τούτου, αποτελούν το οικονομικότερο είδος Υ/Σ [1], [15].

Πίνακας 1.1 : Τυποποιημένες παροχές ΜΤ της ΔΕΗ [13].

Τύπος	Μέγιστη Ισχύς Μ/Σ	Εγκατάσταση Μέτρησης
A1	630 kVA	Υπαίθρια
A2	Περιορισμένη από το δίκτυο ΜΤ	Υπαίθρια
B1	1250 kVA	Στεγασμένη
B2	Περιορισμένη από το δίκτυο ΜΤ	Στεγασμένη



Εικόνα 1.2: Ένας τυπικός επίγειος Υ/Σ εξωτερικού χώρου μετατροπής ΥΤ/ΜΤ.

Πίνακας 1.2: Βασικός εξοπλισμός που συναντάται στους Υ/Σ ΜΤ.

Είδος εξοπλισμού	Περιγραφή λειτουργίας
Ροηφόροι Αγωγοί (Ζυγοί/Busbar)	<p>Πρόκειται για το σημείο διασύνδεσης των γραμμών μεταφοράς και διανομής. Τα υλικά που χρησιμοποιούνται για την κατασκευή τους συνήθως είναι χαλκός και αλουμίνιο. Κάθε τέτοιος ζυγός διατηρείται μονωμένος και σε σταθερή τάση. Οι διαφορετικοί τύποι διάταξης των ζυγών ενός υποσταθμού ονομαστικά είναι :</p> <ul style="list-style-type: none"> i. Ένας ζυγός ii. Ένας ζυγός με τμηματοποιημένους διακόπτες iii. Διπλοί ζυγοί iv. Διπλοί ζυγοί με τμηματοποιημένους διακόπτες v. Δακτυλιοειδείς ζυγοί vi. Διάταξη 1.5 διακόπτη (συναντάται ως επί το πλείστον στη Βόρειο Αμερική) <p>Οι διπλοί ζυγοί είναι πιο αξιόπιστοι από τους μονούς, αφού σε περίπτωση σφάλματος δεν αποσυνδέονται. Επίσης, σε περίπτωση προγραμματισμένης συντήρησης του κύριου ζυγού, ο εφεδρικός μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την κανονική λειτουργία του συστήματος [10].</p>
Μετασχηματιστές	<p>Οι Μ/Σ υποβιβασμού μπορεί να είναι τρεις μονοφασικοί συνδεδεμένοι μεταξύ τους σε κοινό τριφασικό ζύγωμα (bank) ή ένας τριφασικός. Η δεύτερη επιλογή, με δυνατότητα αλλαγής της ονομαστικής τάσης υπό φορτίο (ΣΑΤΥΦ), συναντάται περισσότερο στις μέρες μας λόγω του μικρότερου βάρους και όγκου που εξασφαλίζουν και της οικονομικότερης και αποδοτικότερης λειτουργίας [14]. Η χρησιμοποιούμενες συνδεσμολογίες είναι αστέρας-τρίγωνο και τρίγωνο- αστέρας. Η ύπαρξη εφεδρείας είναι αναγκαία για καλύτερη αξιοπιστία. Η συνολική ονομαστική ισχύς τους ισοδυναμεί με τα ονομαστικά MVA λειτουργίας του Υ/Σ [1].</p>
Μετασχηματιστές Μετρήσεων	<p>Διακρίνονται σε Μ/Σ έντασης και τάσης και απαιτούνται για την διεκπεραίωση μετρήσεων -απομονώνουν το κύκλωμα που γίνεται η μέτρηση από το πρωτεύον κύκλωμα ΥΤ - και για λόγους προστασίας, καθώς διασφαλίζουν την ενεργοποίηση των ρελέ. Το ονομαστικό ρεύμα στο δευτερεύον ενός Μ/Σ έντασης είναι 1/2/5 A και η ονομαστική τάση στο δευτερεύον ενός Μ/Σ τάσης είναι 100/110/120 V. Τα ρελέ τροφοδοτούνται από τις εξόδους των Μ/Σ μετρήσεων [1].</p>
Διακόπτες Ισχύος (ΔΙ)	<p>Διακόπτουν την τροφοδοσία του κυκλώματος ή τμήματος αυτού σε συνθήκες σφάλματος. Ένας τριφασικός ΔΙ αποτελείται από τρία ζευγάρια επαφών, σταθερού και κινητού μέρους. Στην περίπτωση ανεπιθύμητης κατάστασης οι διακόπτες ανοίγουν με τη βοήθεια κυκλώματος αποτελούμενου από ένα ή περισσότερα ρελέ. Διατηρούνται σε συνθήκες καλής μόνωσης και ανάλογα με το μονωτικό μέσο έχουμε ΔΙ ελαίου, αέροδιασπόμενους, κενού ή SF6. Η επιλογή ενός ΔΙ γίνεται κατά κύρια βάση την κρουστική τάση που αναπτύσσεται κατά το άνοιγμα των επαφών [1].</p>
Ασφάλειες	<p>Είναι μη ρυθμιζόμενες, μονοφασικές συσκευές που ανταποκρίνονται και στο μέγεθος και στη διάρκεια του εισερχόμενου ρεύματος από αυτές. Χρησιμοποιούνται σε γραμμές ΥΤ & ΧΤ, μόνο για προστασία σε βραχυκυκλώματα και όχι σε υπερφορτίσεις. Έχουν μεγάλη διαφορά κόστους συγκριτικά με τους ΔΙ. Διακρίνονται σε ασφάλειες εκτόνωσης και ασφάλειες σκόνης κατά IEC 282-2, 282-1 αντίστοιχα [1], [13].</p>

Αποζεύκτες	Λειτουργούν χειροκίνητα ή με τη βοήθεια μηχανήματος. Χρησιμεύουν στην απομόνωση των ΔΙ και λοιπού εξοπλισμού (Μ/Σ, γραμμών κ.α.) για λόγους συντήρησης και επισκευής. Σε καμία περίπτωση δεν πρέπει να ανοίγονται υπό φορτίο και για αυτό το λόγο είναι συνδεδεμένοι με ΔΙ [1].
Αλεξικεύρανα (ΑΚ)	Χρησιμοποιούνται για την προστασία του εξοπλισμού ενάντια σε πιθανές υπερτάσεις (κεραυνοί, άνοιγμα ΔΙ). Παρέχουν μια διαδρομή χαμηλής αντίστασης προς τη γή, κρατώντας την τιμή της τάσης στα άκρα της προστατευόμενης μόνωσης σε ασφαλή επίπεδα. Στους Μ/Σ ΜΤ συναντάμε ΑΚ τύπου ακίδας για την κύρια μόνωση, και ΑΚ με διάκενο (Rod Gap arrester) για τους μονωτήρες ΥΤ και ΜΤ τύπου πυκνωτή. Στους αποζεύκτες τοποθετούνται ΑΚ τοξοειδούς μορφής (Arcing Horn) [10].
Γείωση Υ/Σ	Το σύστημα γείωσης επιτρέπει στα ρεύματα βραχυκυκλώσης να διέλθουν μέσω αυτού στη γή, προστατεύοντας τον ηλεκτρομηχανικό εξοπλισμό και το υπεύθυνο προσωπικό. Η γείωση ΜΤ/ΧΤ επιλέγεται κοινή, συνολικής αντίστασης <0,7 Ω. Εξασφαλίζεται επίσης η ισοδυναμική σύνδεση του συστήματος, έτσι ώστε να μην αναπτύσσονται επικίνδυνα ηλεκτρικά πεδία εντός του Υ/Σ [1], [13].
Συστοιχίες Εγκάρσιων Πυκνωτών αντιστάθμισης ΜΤ	Τροφοδοτούν το δίκτυο με άεργο ισχύ, βελτιώνοντας με αυτό τον τρόπο το συντελεστή ισχύος. Ως αποτέλεσμα μειώνεται το ρεύμα που ρέει στους αγωγούς του συστήματος και αυξάνεται η ικανότητα απόκρισής του σε αυξημένα φορτία. Επίσης, μειώνονται κατά πολύ οι απώλειες στο ΔΔ. Οι πυκνωτές διακρίνονται σε αποζεύξιμους ή μή και στρεφόμενους [10]. Στους Υ/Σ υπαίθριου τύπου είναι εγκατεστημένοι πυκνωτές των 12 ΜVAr (στα 20 kV), οι οποίοι είναι συνήθως τριβάθμιοι (3x4 ΜVAr) και εντάσσονται σταδιακά στο δίκτυο [7].

1.3.2 Γραμμές διανομής ΜΤ

Οι γραμμές του ΔΔ ΜΤ εκκινούν από τα σημεία που βρίσκονται οι Υ/Σ μεταφοράς (ΥΤ/ΜΤ) και καταλήγουν σε :

- i. Υ/Σ διανομής (ΜΤ/ΧΤ).
- ii. Καταναλωτές των οποίων οι απαιτήσεις ισχύος τους ξεπερνούν τα 135 kVA, που είναι η μεγαλύτερη παροχή ΧΤ που προσφέρει η ΔΕΗ.
- iii. Μονάδες παραγωγής Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας.

Οι γραμμές διανομής της τάξης των 20kV είναι τριφασικές χωρίς εξαίρεση. Συνήθως εκτείνονται από μερικές εκατοντάδες μέτρα μέχρι το πολύ 5 km, ανάλογα με την επιθυμητή τάση και τη μέγιστη μηχανική καταπόνηση στους πυλώνες. Οι αγωγοί, συνήθως αλουμινίου και σπανιότερα χαλκού, περιβάλλονται από μόνωση για την προστασία τους από τυχόν διαρροές τάσης και ανεπιθύμητες γειώσεις. Επίσης, στο πρωτεύον ΔΔ μπορεί να χρησιμοποιηθούν δύο τριφασικές γραμμές (έξι αγωγοί στο

σύνολο), για λόγους καλύτερης αξιοπιστίας στην περίπτωση εμφάνισης τριφασικών σφαλμάτων.

Για την ποσοτικοποίηση των συντελεστών που μοντελοποιούν τη λειτουργική κατάσταση των γραμμών στη μόνιμη κατάσταση λειτουργίας του συστήματος, απαιτούνται τα εξής μεγέθη :

- i. Η ανά φάση επαγωγή L της γραμμής, ανά μέτρο.
- ii. Η ανά φάση χωρητικότητα C της γραμμής, ανά μέτρο.
- iii. Η ανά φάση αντίσταση R της γραμμής, ανά μέτρο.
- iv. Η ανά φάση εγκάρσια αγωγιμότητα G της γραμμής, ανά μέτρο (Μόνο για εναέριες γραμμές διανομής).

Τα πρώτα τρία μεγέθη εξαρτώνται από το υλικό, το μέγεθος και τη διάταξη των αγωγών και μπορούν να υπολογιστούν αναλυτικά. Για την εγκάρσια αγωγιμότητα, δεν υπάρχει αξιόπιστη μαθηματική έκφραση που να την εκφράζει. Είναι κυρίως υπεύθυνη για τα ρεύματα διαρροής κατά μήκος της μόνωσης, τα οποία είναι αμελητέας ποσότητας στη μόνιμη κατάσταση και ως αποτέλεσμα η παράμετρος G αγνοείται [1].

Συνολικά, κάθε αγωγός χαρακτηρίζεται από τη σύνθετη αντίστασή του, που είναι της μορφής $R + jX$ και προκαλεί πτώση τάσης κατά μήκος της γραμμής, και από τις ηλεκτρικές απώλειες στη μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας, ανάλογες του τετραγώνου του διερχόμενου ρεύματος. Στην ανάλυση κυκλωμάτων με γραμμές διανομής MT, η χωρητικότητά τους δεν μπορεί να αγνοηθεί παρά μόνο για δίκτυα με μικρό μήκος γραμμών [8].

Ανάλογα με τα επιθυμητά επίπεδα τάσης και κυρίως τη δομή και τη διασυνδεσιμότητα του ΔΔ, στη MT χρησιμοποιούνται εναέριες, υπόγειες και υποβρύχιες γραμμές διανομής. Οι περισσότερο χρησιμοποιούμενοι αγωγοί στις εναέριες γραμμές διανομής MT είναι τύπου ACSR (Σύνθετοι αγωγοί αλουμινίου με χαλύβδινη ενίσχυση), όπου το αλουμίνιο χρησιμοποιείται για την καλή σχέση ηλεκτρικής αγωγιμότητας-κόστους και ο χάλυβας για μηχανική αντοχή. Η χρήση τους οδηγεί επίσης στην κατασκευή πυλώνων μικρότερου βάρους. Στις γραμμές των 20 kV, η διατομή των αγωγών στους κορμούς συνήθως ανέρχεται στα 95 mm^2 , και στις διακλαδώσεις στα 35 mm^2 , ενώ οι αγωγοί διατομής 16 mm^2 τίθενται υπό κατάργηση [16].



Εικόνα 1.3: Τυπικός αγωγός τύπου ACSR χωρίς εξωτερική μόνωση.

Τα υπόγεια καλώδια υπερτερούν των εναερίων βάσει των τεχνικών χαρακτηριστικών τους. Οι αγωγοί τους περιβάλλονται από στρώσεις μονωτικού υλικού για την αποτελεσματική απαγωγή της θερμότητας που παράγεται και ως συνέπεια μειώνεται η επαγωγή, άρα και η πτώση τάσης κατά μήκος του αγωγού. Επίσης, δεν υποβάλλονται σε ατμοσφαιρικούς ή άλλους κινδύνους, όπως καταιγίδες, κεραυνοπληξίες και καταστροφές από πτηνά εξασφαλίζοντας την αδιάκοπη παροχή ισχύος στους καταναλωτές. Στα μειονεκτήματα των καλωδίων αυτών συγκαταλέγονται το υψηλότερο κόστος σε σχέση με τα αντίστοιχα εναέρια, η μικρότερη διάρκεια ζωής τους (εώς και 2 φορές), η δυσκολότερη εύρεση και επισκευή τους που μπορεί να διαρκέσει ημέρες ή βδομάδες και το γεγονός ότι η ψύξη των αγωγών δεν γίνεται τόσο εύκολα όπως στις εναέριες γραμμές. Στα υπόγεια δίκτυα MT εγκαθίστανται καλώδια τύπου NA2XSY $3 \times 240 \text{ mm}^2$ & 25 mm^2 Al, μόνωσης XLPE και ηλεκτροτεχνικό αλουμίνιο σαν αγωγό. Τα καλώδια αυτού του τύπου ονομάζονται επίσης και XLPE [1].



Εικόνα 1.4: Υπόγειο καλώδιο τύπου NA2XSY.

Τα υποβρύχια καλώδια MT είναι εγκατεστημένα σε διάφορα σημεία της Ελληνικής επικράτειας. Το σύνολο του δικτύου των υποβρυχίων καλωδίων MT αποτελείται από 161 υποβρύχια καλώδια σε 68 σημεία διασύνδεσης, συνολικού μήκους 1082,68 km. Η εγκατάστασή τους είναι αναγκαία στις ακόλουθες περιπτώσεις:

- i. για τη διασύνδεση νησιών με την ηπειρωτική χώρα.
- ii. για τη διασύνδεση νησιών με άλλα νησιά που είναι διασυνδεδεμένα με την ηπειρωτική χώρα.
- iii. μεταξύ μη διασυνδεδεμένων νησιών σε νησιωτικά συμπλέγματα .
- iv. σε σημεία όπου μεσολαβούν κόλποι ή λιμνοθάλασσες, τόσο στην ηπειρωτική χώρα όσο και σε νησιά.

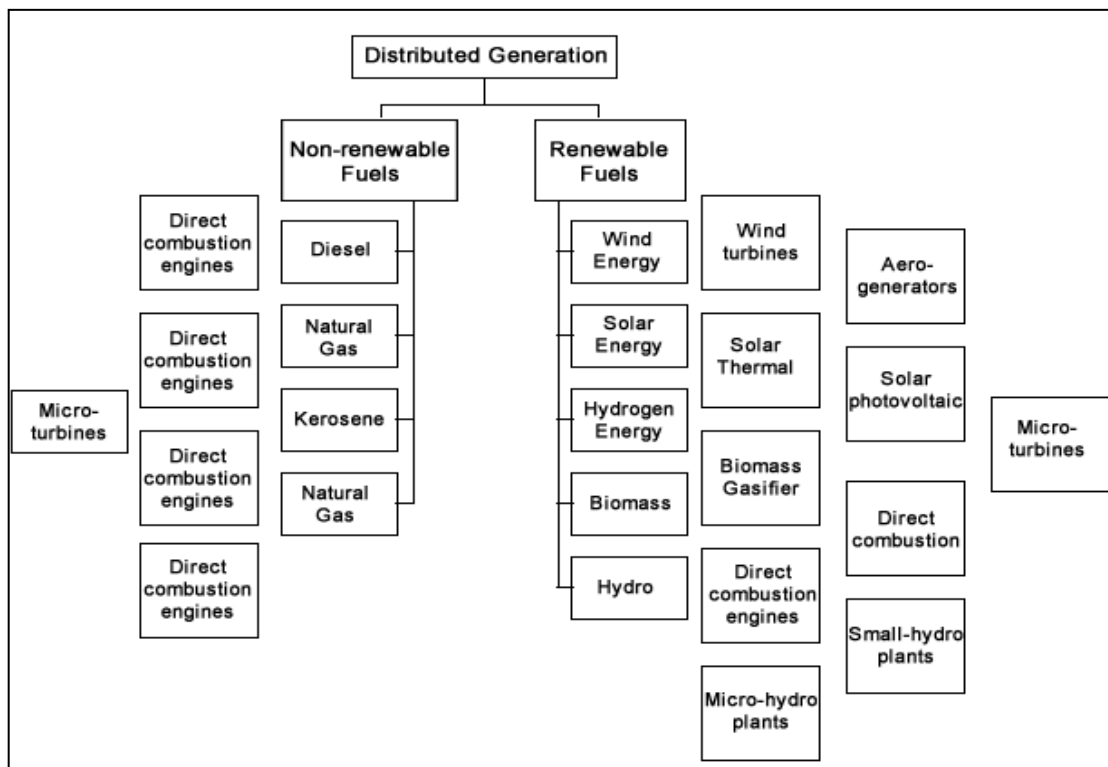
Το συνολικό μήκος των γραμμών διανομής MT (εναέριων, υπόγειων, υποβρυχίων) είναι 112.000 km. Σύμφωνα με επίσημα στοιχεία της ΔΕΔΔΗΕ, για την πενταετία 2018-2022 στο δίκτυο διανομής MT προβλέπεται να προστεθούν ετησίως (κατά μέσο όρο) 290 km νέου εναέριου δικτύου, 90 km αντικατάστασης του υφιστάμενου καθώς και 12 km νέου υπόγειου δικτύου [7].

Πίνακας 1.3: Ηλεκτρικά χαρακτηριστικά αγωγών MT 20 kV [17].

Είδος Γραμμής διανομής MT	Διατομή [mm^2]	Ωμική αντίσταση R [Ω/km]	Επαγωγική αντίδραση X [Ω/km]	Επιτρεπόμενη Ένταση(Rating) I [A]	Χωρητικότητα (MVA)
ACSR	3x16	1,268	0,422	136	4,71
	3x35	0,576	0,397	224	7,76
	3x95	0,215	0,334	448	15,42
NAHEKBA	3x240	0,167	0,108	305	10,57
NA2XSY	3x240+25	0,162	0,115	410	14,20

1.4 Διεσπαρμένη παραγωγή

Η τελευταία δεκαετία χαρακτηρίζεται από την ολοένα αυξανόμενη παραγωγή ενέργειας και τη σύνδεση μικρής κλίμακας μονάδων παραγωγής που κατά κανόνα κυμαίνονται από 1 kW μέχρι 10 MW, απευθείας στο σύστημα διανομής κοντά στο σημείο κατανάλωσης. Η ενέργεια αυτή έχει ονομαστεί Διεσπαρμένη Παραγωγή (ΔΠ) – Distributed Generation (DG) – και λαμβάνει ολοένα αυξανόμενη προσοχή από τους παίχτες της αγοράς ενέργειας (εταιρείες & απλοί ιδιώτες) ανά τον κόσμο [18]. Οι τεχνολογίες των μονάδων ΔΠ φαίνονται στην Εικόνα 1.5. Μια από τις πιο σημαντικές προκλήσεις των Συστημάτων Μεταφοράς και Διανομής είναι η ανάγκη για ενσωμάτωση περισσότερων ΑΠΕ, ως απάντηση στις απαιτήσεις των εθνικών, κοινοτικών και διεθνών ενεργειακών πολιτικών. Η πλειονότητα αυτής της ανανεώσιμης παραγωγής βασίζεται είτε σε ηλιακή είτε σε αιολική ισχύ και η παραγόμενη ενέργεια είναι μεταβαλλόμενη στη διάρκεια του χρόνου και δύσκολα προβλέψιμη. Ως αποτέλεσμα, οι χρονοσειρές παραγωγής εμπεριέχουν μεγάλο βαθμό στοχαστικότητας, δυσκολεύοντας τους λειτουργούς του συστήματος να ταιριάζουν κάθε χρονική στιγμή την παραγωγή με το φορτίο [8].



Εικόνα 1.5: Συγκεντρωτικό πλαίσιο με τις τεχνολογίες μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής.

Η παρουσία αποκεντρωμένης παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στο ΔΔ επηρεάζει το υπάρχον δίκτυο. Πιο συγκεκριμένα, οι ροές ισχύος του δικτύου μεταβάλλονται όταν η παραγωγή υπερβαίνει την κατανάλωση, με αποτέλεσμα την εμφάνιση ανάστροφων ροών ισχύος. Όμως, ο σχεδιασμός των ΔΔ είχε πραγματοποιηθεί υποθέτοντας πως η ροή ισχύος θα είναι μονόδρομη από την παραγωγή προς την κατανάλωση. Συνεπώς, η παρουσία ΔΠ έχει μεγάλο αντίκτυπο στη διαχείριση και τον έλεγχο του συστήματος διανομής ηλεκτρικής ενέργειας. Καθίσταται αναγκαία η επαναξιολόγηση του σχεδιασμού του ΔΔ ώστε να είναι δυνατή η περαιτέρω διείσδυση μονάδων ΔΠ, χωρίς να τίθεται σε κίνδυνο η συνολική λειτουργία του. Μερικές από τις προκλήσεις που συνεπάγεται η παρουσία ΔΠ για τους λειτουργούς του δικτύου είναι η διατήρηση της τάσης στα επιτρεπτά όρια, η αποφυγή υπερφόρτισης των γραμμών διανομής MT και XT και ο έλεγχος της ευστάθειας του συστήματος. Αντίστοιχα προβλήματα υπάρχουν και με συσκευές προστασίας στα συμβατικά ΔΔ, οι οποίες δε μπορούν να ανιχνεύσουν την ανάστροφη ροή ισχύος, αφού λειτουργούν βασισμένες στο ότι η τάση μειώνεται καθώς απομακρυνόμαστε από τους Υ/Σ στους καταναλωτές, γεγονός που λόγω της παρουσίας ΔΠ, δεν είναι πλέον αποδεκτό [18].

Οι τεχνολογίες ΔΠ μπορούν να κατηγοριοποιηθούν σε ανανεώσιμες ή μη, ανάλογα με το καύσιμο που χρησιμοποιείται και σε αυτές που δεν είναι πηγές ηλεκτρικής ενέργειας, αλλά διευκολύνουν την αποδοτική χρησιμοποίηση της παραγόμενης.

- Η πιο διάσημη τεχνολογία ΔΠ που βασίζεται σε μη ανανεώσιμες πηγές είναι η γεννήτρια ντίζελ, που ανήκει στην κατηγορία των παλινδρομικών μηχανών εσωτερικής καύσης. Είναι διαθέσιμη από μικρά μεγέθη (5kW) μέχρι μεγάλες γεννήτριες (7MW). Η μικρή της αδράνεια την καθιστά ευέλικτη και αξιόπιστη επιλογή και χρησιμοποιείται σαν εφεδρεία σε πολλές περιπτώσεις. Οι τεχνολογικές εξελίξεις των τελευταίων ετών ανέδειξαν επίσης τις μικροτουρμπίνες (Ισχύος 25-500 kW) και τις κυψέλες καυσίμου. Οι μικροτουρμπίνες χρησιμοποιούν φυσικό αέριο ως κύριο ορυκτό καύσιμο και η αποδοτικότητά τους συνεχώς βελτιώνεται με ταυτόχρονη μείωση τους κόστους. Τα συστήματα παραγωγής ενέργειας με κυψέλες καυσίμου σε αντίθεση με τις μικροτουρμπίνες, είναι φιλικά προς το περιβάλλον και αθόρυβα. Δε χρησιμοποιούν τη διεργασία της καύσης για τη μετατροπή της ενέργειας σε ηλεκτρισμό, αλλά υδρογόνο ως καύσιμο.

Σύμφωνα με πρόσφατα δημοσιευμένες έρευνες έχει αποδειχθεί ότι οι κυψέλες καυσίμου παρέχουν τη δυνατότητα μείωσης του κόστους ηλεκτροδότησης 20-40% [12], [19].

- Οι ΑΠΕ είναι ανεξάντλητες και καθαρές μορφές ενέργειας, με τον κύριο λόγο της επικράτησής τους να αποτελεί η διαθεσιμότητά τους σε παγκόσμια κλίμακα, σε αντίθεση με τα ορυκτά καύσιμα που βρίσκονται συγκεντρωμένα μόνο σε συγκεκριμένες περιοχές του πλανήτη. Στις τεχνολογίες αυτές συγκαταλέγονται φωτοβολταϊκά (Φ/Β) και αιολικά συστήματα, υδροηλεκτρικοί σταθμοί παραγωγής, γεωθερμία, κυματική ενέργεια και πάσης μορφής βιοκαύσιμα. Τα κόστη που σχετίζονται με την παραγωγή και την αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας παραγόμενης από ΑΠΕ παρουσιάζουν φθίνουσα τάση χρόνο με το χρόνο, ανοίγοντας το δρόμο για μεγαλοσκελείς εγκαταστάσεις στο δίκτυο. Προς αυτή την κατεύθυνση, η παραδοσιακή μορφή του δικτύου τείνει να αλλάξει, με την αποδυνάμωση της κεντρικής παραγωγής και την προώθηση της αρχιτεκτονικής των διασυνδεδεμένων μικροδικτύων με ΔΠ [12]. Προβλέπεται ότι η συνολική εγκατεστημένη ισχύς ανά τον κόσμο των Φ/Β συστημάτων θα αυξηθεί κατά 27,9% στη διάρκεια του έτους 2018, ενώ η αντίστοιχη αιολική κατά 11,3% [20].
- Η αποθήκευση της ηλεκτρικής ενέργειας αποτελεί εξίσου σημαντική τεχνολογία ΔΠ, δεδομένου ότι η παραγωγή από αιολικά ή ηλιακά πάρκα εξαρτάται από τις επικρατούσες μετεωρολογικές συνθήκες και ως εκ τούτου δεν είναι πάντα αξιοποιήσιμη τη στιγμή που παράγεται. Η χρονική διαφορά που μεσολαβεί μεταξύ των αιχμών ζήτησης και παραγωγής μπορεί να γεφυρωθεί μέσω μιας μεγάλης ποικιλίας συσκευών αποθήκευσης, όπως οι υπερπυκνωτές, τα SMES (Superconducting Magnetic Energy storage) και οι σφλονδυλοι (flywheels). Ένα από τα βασικότερα προβλήματα της αποθήκευσης αποτελεί το υψηλό κόστος των τεχνολογιών που συνδέονται με αυτή, που καθιστά προς το παρόν την εφαρμογή τους σε μεγαλοσκελείς εφαρμογές οικονομικά ασύμφορη [12].

Το έτος 2009, λήφθηκε κοινοτική απόφαση στα πλαίσια της ΕΕ του περιορισμού της μέσης αύξησης της θερμοκρασίας, στους 2°C πάνω από τα επίπεδα της προβιομηχανικής εποχής. Αυτή η δέσμευση ισχυροποιήθηκε το 2015 με τη Συμφωνία του

Παρισιού (κυρώθηκε από την ΕΕ στις 5 Οκτωβρίου 2016), που αποτελεί την πρώτη οικουμενική και νομικά δεσμευτική παγκόσμια συμφωνία για το κλίμα. Η στρατηγική *Ευρώπη 2020* θέτει τρεις στόχους προς υλοποίηση μέχρι το έτος 2020, αποσκοπώντας στη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου, στην αύξηση της διείσδυσης ΑΠΕ στο συνολικό ενεργειακό ισοζύγιο και στην αύξηση της ενεργειακής αποδοτικότητας (γνωστή και ως 20 / 20 / 20 ενεργειακή πολιτική) [21]. Προς αυτή την κατεύθυνση ενισχύθηκε η διείσδυση μονάδων ΔΠ που εμπεριέχουν το στοιχείο της βιώσιμης ανάπτυξης, μετατρέποντας το ΔΔ από παθητικό σε ενεργητικό. Η τροφοδότηση των φορτίων από αποκεντρωμένες μονάδες μικρής ισχύος συνεπάγεται θετικές αλλά και αρνητικές συνέπειες για την ομαλή λειτουργία του ΔΔ.

Τα πλεονεκτήματα της εγκατάστασης μονάδων ΔΠ συνοψίζονται ως ακολούθως:

- i. Η εγκατάστασή τους σε στρατηγικά επιλεγμένες περιοχές, συνήθως τις περισσότερο απομακρυσμένες από τους Υ/Σ ΜΤ/ΧΤ, οδηγεί σε μειωμένες απώλειες κατά μήκος των γραμμών. Κατα αυτό τον τρόπο βελτιώνεται και η ποιότητα της παρεχόμενης ισχύος.
- ii. Δρούν βελτιωτικά στο προφίλ τάσης του δικτύου.
- iii. Ενίσχυση της αξιοπιστίας και ασφάλειας του συστήματος.
- iv. Τροφοδότηση απομακρυσμένων περιοχών, γρήγορη μετάβαση σε κατάσταση λειτουργίας και αποτελεσματική εφεδρική ικανότητα.
- v. Η λειτουργία αιολικών και Φ/Β πάρκων συνεπάγεται μειωμένα κόστη λειτουργίας και συντήρησης, συγκριτικά με διάφορες συμβατικές μονάδες παραγωγής. Μειώνονται επίσης και τα λειτουργικά έξοδα αυτών καθώς οι απαιτήσεις τους σε καύσιμα ελαττώνονται.
- vi. Η διείσδυση μονάδων ΔΠ συμβάλλει στην αποσυμφόριση του ΔΔ και συνεπώς στην αύξηση της διάρκειας ζωής του εξοπλισμού του.
- vii. Μειώνονται δραστικά οι εκπομπες των αερίων θερμοκηπίου. Ανταπόκριση στη στρατηγική Ευρώπη 2020 και αποφυγή επιβολής κυρώσεων σε περίπτωση μη υλοποίησης των οριοθετημένων στόχων.

Οι μονάδες ΔΠ προσφέρουν αναντίρρητα σημαντικά λειτουργικά, οικονομικά και περιβαλλοντικά οφέλη. Εντούτοις, η ενσωμάτωσή τους πρέπει να εξεταστεί προσεκτικά προς τη διασφάλιση της βέλτιστης λειτουργίας του συστήματος. Τα προβλήματα που καλούνται να αντιμετωπίσουν οι λειτουργοί του ΔΔ είναι :

- i. Η εμφάνιση υπερτάσεων σε σημεία όπου υπάρχει μεγάλη διείσδυση μονάδων ΔΠ καθώς η και αρμονική παραμόρφωση του δικτύου, εξαιτίας των αντιστροφέων που μετατρέπουν τη συνεχή τάση σε εναλλασσόμενη (DC/AC inverter). Παρουσιάζεται έτσι η ανάγκη για μεταβολή των καθιερωμένων πρακτικών ρύθμισης τάσης.
- ii. Η υπερφόρτιση των γραμμών σε ώρες υψηλής παραγωγής και μικρής ζήτησης. (π.χ αργίες) Για να μη τεθεί σε κίνδυνο το σύστημα πρέπει να γίνει περικοπή ενεργού ισχύος (APGC), με αρνητικές οικονομικές συνέπειες για το λειτουργό του συστήματος.
- iii. Σε περίπτωση που υπερκαλύπτεται το φορτίο ενός ζυγού, αντιστρέφεται η ροή ισχύος του συστήματος.
- iv. Σε περίπτωση εμφάνισης σφάλματος παρουσία μονάδων ΔΠ, το ρεύμα βραχυκύκλωσης αυξάνεται σε επικίνδυνα επίπεδα, που μπορούν να ξεπεράσουν τα επιτρεπτά όρια ανοχής των γραμμών διανομής. Μεγάλα ρεύματα εμφανίζονται επίσης κατά τη ζεύξη/απόζευξη των μονάδων ΔΠ με το δίκτυο.
- v. Η διακοπτόμενη φύση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μέσω ΑΠΕ, με συνέπεια η πρόβλεψη και η ανάθεση της παραγωγής των μονάδων να δυσχεραίνεται και το σύστημα να καθίσταται λιγότερο αξιόπιστο για μεγάλη διείσδυση. Γι' αυτό το λόγο, σε κάθε περίπτωση δε μπορεί να αποφευχθεί η λειτουργία των συμβατικών μονάδων παραγωγής, ακόμα και σε περιπτώσεις υπερκάλυψης της ζήτησης ενός ζυγού από ανανεώσιμες πηγές.

Για την αντιμετώπιση των παραπάνω προκλήσεων, έχουν θεσπιστεί κανόνες που αφορούν τη μέγιστη επιτρεπτή εξυπηρέτηση της ζήτησης από ΑΠΕ, την ολική Αρμονική Παραμόρφωση (Total Harmonic Distortion-THD) του ρεύματος των αντιστροφέων που δεν θα πρέπει να υπερβαίνει το 5% και τα όρια της τάσης και της συχνότητας ώστε να δίνεται η δυνατότητα σύνδεσης στο δίκτυο. Επίσης, εφαρμόζονται τεχνικές έλεγχου της τάσης μέσω της ρύθμισης των λήψεων αυτομετασηματιστή σύμφωνα με την εκτίμηση της πτώσης τάσης από μετρήσεις ρεύματος [12], [19], [22].

Σε ότι αφορά το Ελληνικό Δίκτυο Διανομής ΜΤ, στις 31.12.2016 η ισχύς των λειτουργούντων ΑΠΕ στο Διασυνδεδεμένο σύστημα ανέρχεται σε 2081,3 MW με τη δέσμευση ισχύος, (δηλαδή με δεσμευτική προσφορά, με σύμβαση σύνδεσης και σε λειτουργία) να ανέρχεται σε 2495 MW. Στις μη διασυνδεδεμένες νήσους η ισχύς

ανέρχεται σε 465 MW. Βασική προϋπόθεση για την εγκατάσταση νέων μονάδων ΔΠ και τη σύνδεσή τους με το δίκτυο είναι η επάρκεια των στοιχείων του (Υ/Σ, Μ/Σ, γραμμές διανομής) και η συμμόρφωση των μονάδων με τα ονομαστικά επίπεδα τάσης, με απόκλιση $\pm 5\%$. Το δίκτυο ΜΤ έχει συνδεδεμένους μετρητές παραγωγής σε όλα τα συνδεδεμένα ΑΠΕ, που εγκαθίστανται για τη μέτρηση της έγχυσης ενέργειας από κάθε μονάδα [7].

Στάδια Διαδικασίας		Με Οριστική Προσφορά		Με Σύμβαση Σύνδεσης		Σε Λειτουργία		Σύνολο με δέσμευση ισχύος	
Τάση Σύνδεσης	Τεχνολογία	Πλήθος	Ισχύς (MW)	Πλήθος	Ισχύς (MW)	Πλήθος	Ισχύς (MW)	Συνολικό Πλήθος	Συνολική ισχύς (MW)
ΜΤ	ΑΠ	16	58,3	18	139,8	75	542,2	109	740,3
	ΒΙΟΑ	11	13,0	21	34,5	28	55,5	60	103,0
	ΒΙΟΜ	9	11,2	20	21,5	3	1,7	32	34,5
	ΣΗΘΥΑ	1	1,4	2	1,5	21	74,0	24	76,9
	ΥΗΣ	22	41,8	23	33,3	104	190,1	149	265,3
	ΦΒ	20	28,9	8	26,8	1.607	1.217,6	1.635	1.273,3
	ΦΒ Net Metering	3	0,6	6	0,5	3	0,2	12	1,3
Σύνολο ΜΤ		82	155,3	98	258,0	1.841	2.081,3	2.021	2.494,6
ΧΤ	ΑΠ					1	0,1	1	0,1
	ΒΙΟΑ	1	0,1	1	0,1	1	0,1	3	0,2
	ΒΙΟΜ	5	0,4	1	0,1	4	0,4	10	0,9
	ΣΗΘΥΑ					3	0,1	3	0,1
	ΥΗΣ					2	0,2	2	0,2
	ΦΒ	15	1,0	6	0,5	11.116	808,8	11.137	810,3
	ΦΒ Net Metering	36	0,4	98	1,8	481	6,4	615	8,6
	ΦΒ Ειδικού Προγράμματος	6	0,1	771	7,0	38.270	351,0	39.047	358,1
Σύνολο ΧΤ		63	2,0	877	9,5	49.878	1.167,0	50.818	1.178,5
Γενικό Σύνολο		145	157,3	975	267,5	51.719	3.248,3	52.839	3.673,1

Εικόνα 1.6: Στοιχεία ΑΠΕ στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα ΜΤ & ΧΤ κατά τεχνολογία, επίπεδο τάσης και στάδιο διαδικασίας (έως 31.12.2016) [7].

1.4.1 Περικοπή ενεργού ισχύος (Active Power Generation Curtailment)

Ως μη ελεγχόμενες πηγές ενέργειας, τα φωτοβολταϊκά και οι ανεμογεννήτριες μπορούν να δημιουργήσουν υπερτάσεις στις γραμμές διανομής χαμηλής και μέσης τάσης κατά τη διάρκεια περιόδων υψηλής παραγωγής και χαμηλού φορτίου. Αυτό μπορεί να αποφευχθεί, περιορίζοντας το επίπεδο διείσδυσης των ΑΠΕ ώστε να μη θέτουν σε κίνδυνο τη λειτουργία του συστήματος. Εναλλακτικά, μπορούν να χρησιμοποιηθούν τεχνικές περικοπής της ενεργού ισχύος (Active Power Generation Curtailment - APGC), μειώνοντας την ποσότητα ενεργού ισχύος που εγχέεται τις ΑΠΕ σε περιπτώσεις όπου η τάση στους ζυγούς τους αυξάνεται πάνω από τα επιτρεπτά όρια.

Με αυτόν τον τρόπο, είναι δυνατό να αυξηθεί η εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων αυτών και η ενεργειακή απόδοσή τους, αποτρέποντας παράλληλα την εμφάνιση υπερτάσεων στο σύστημα [42].

Η τεχνική APGC επιτρέπει στους αντιστοφείς των ΑΠΕ να εγγέουν τη μέγιστη διαθέσιμη ισχύ από μία DC πηγή εντός ορίων τάσης των ζυγών. Σε περίπτωση υπέρβασης αυτών των ορίων η εγγεόμενη ισχύς περιορίζεται γραμμικά με την αύξηση της AC τάσης στους ζυγούς του συστήματος καθώς και με τη μέθοδο των στατικών χαρακτηριστικών (droop control) ισχύος συχνότητας $P - f$ των ΑΠΕ κατά τρόπο όμοιο με αυτόν που εφαρμόζεται στις σύγχρονες γεννήτριες [42],[43]. Παράδειγμα μιας τέτοιας συνθήκης ελέγχου είναι η εξής:

$$Droop = \frac{\Delta P / P_{rated}}{\Delta f / 50Hz} \quad (1.1)$$

όπου P_{rated} η μέγιστη επιθυμητή ενεργός ισχύς λειτουργίας [44].

Συγκριτικά με άλλες τεχνικές διαχείρισης προβλημάτων υπερτάσεων από Φ/Β, όπως η μείωση της τάσης δευτερεύοντος Μ/Σ ΜΤ/ΧΤ μέσω ΣΑΤΥΦ, η εγκατάσταση ρυθμιστών τάσης και η αποθήκευση της ηλεκτρικής ενέργειας (energy storage), η επιλογή της APGC επειδή απαιτεί μικρές τροποποιήσεις στη λογική ελέγχου του αντιστροφέα κερδίζει ολοένα και περισσότερο έδαφος. Εκτός αυτού, ενεργοποιείται μόνο όταν είναι απαραίτητο, ελαχιστοποιώντας την ποσότητα της περικοπής (PV curtailment) ενεργού ισχύος.

Προκειμένου να αποφευχθεί η άνοδος της τάσης σε μη αποδεκτά επίπεδα λόγω της διείσδυσης Φ/Β μονάδων, προτείνεται για την ελαχιστοποίηση των απωλειών περικοπής ισχύος ο περιορισμός της ροής ενεργού ισχύος κατά μήκος της γραμμής, ελέγχοντας την ισχύ εξόδου του αντιστροφέα σε συνάρτηση με την άνοδο της τάσης στο συνδεδεμένο ζυγό, σύμφωνα με:

$$P_{inv} = \begin{cases} P_{MPPT} - m(V - V_{cri}) & \forall V \geq V_{cri} \\ P_{MPPT} & \forall V < V_{cri} \end{cases} \quad (1.2)$$

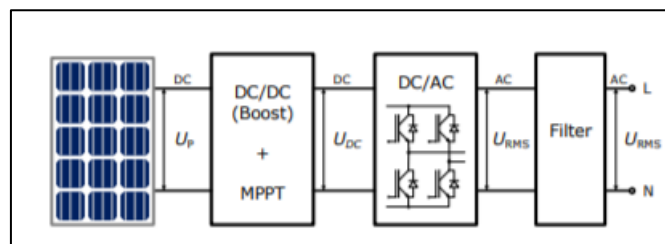
όπου

P_{MPPT} : η μέγιστη διαθέσιμη ισχύς στη φωτοβολταϊκή γεννήτρια για δεδομένη ηλιακή ακτινοβολία (kW).

m : Παράγοντας κλίσης (kW/V).

V_{cri} : Η τάση πάνω από την οποία η ισχύς που εγχέεται από τον αντιστροφέα μειώνεται κατά ένα παράγοντα βάσει της στατικής χαρακτηριστικής $V - P$.

Σε νησιδοποιημένη κατάσταση λειτουργίας (island operation), είναι εφικτό να ελέγχεται η συχνότητα μέσω της ρύθμισης της άεργης αντί της ενεργού ισχύος. Το κύριο πλεονέκτημα του ελέγχου της στατικής χαρακτηριστικής $Q - f$ είναι ότι το ίδιο Φ/B σύστημα μπορεί να χρησιμοποιηθεί σε εφαρμογές που συνδέονται με το δίκτυο καθώς και σε αυτόνομες εφαρμογές χωρίς να αλλάζει τις παραμέτρους ή τον τρόπο λειτουργίας του [42], [58].



Εικόνα 1.7: Σχηματική παρουσίαση φωτοβολταϊκής μονάδας με μικροαντιστροφέα.

1.5 Έξυπνα Δίκτυα

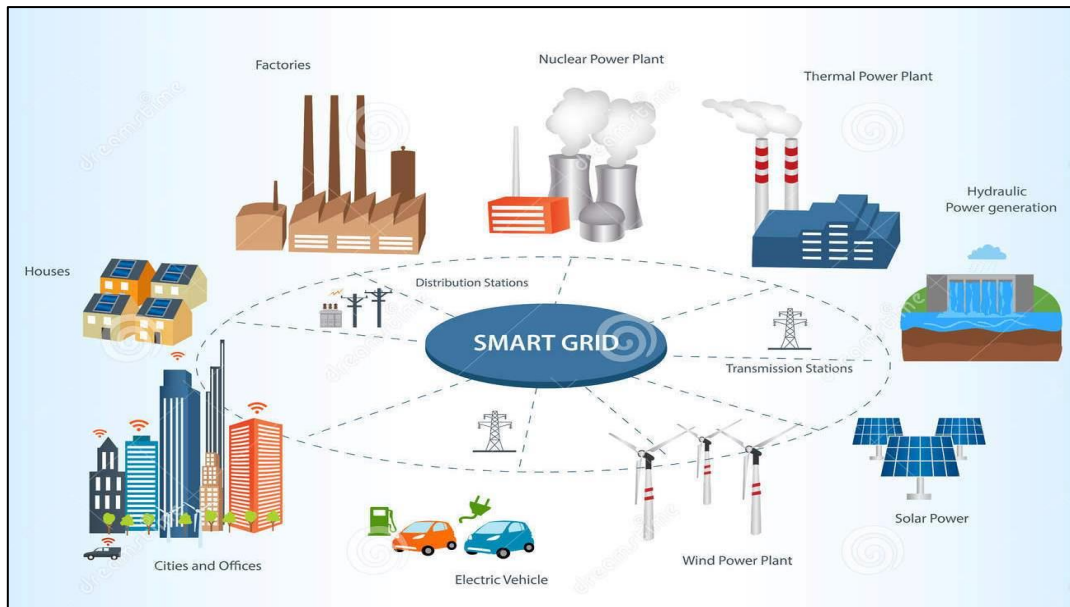
Με τον όρο έξυπνο δίκτυο (Smart Grid) εννοούμε το ΣΗΕ εκείνο στο οποίο πραγματοποιείται παρακολούθηση πραγματικού χρόνου, προστασία και βελτιστοποίηση της λειτουργίας των διασυνδεδεμένων σε αυτό στοιχείων. Καθώς το προφίλ των παραδοσιακών δικτύων μεταβάλλεται από παθητικό σε ενεργό, με την εγκατάσταση μονάδων ΔΠ σε όλο το μήκος του συστήματος, γίνεται ολοένα και πιο επιτακτική η ανάγκη για εισαγωγή μοντέρνων τεχνολογιών που θα αποσκοπούν στην ενίσχυση της αποδοτικότητας και της αξιοπιστίας του δικτύου. Μερικές από αυτές είναι η εισαγωγή σύγχρονων μετρητών για την παρακολούθηση της παραγωγής και της καταναλωτικής συμπεριφοράς, η εγκατάσταση μετατροπέων ισχύος για την ομαλή ένταξη/αποκοπή των ΑΠΕ και την αντιμετώπιση πιθανών αρμονικών παραμορφώσεων, η βελτιστοποίηση της καμπύλης κατανάλωσης προς αποφυγή ανεπιθύμητων για το σύστημα αιχμών και ο έλεγχος της ενεργού τάσης των ζυγών.

Σε αυτό το νέο είδος δικτύου παρατηρούμε ότι η δόμηση πλέον γίνεται από κάτω προς τα πάνω (bottom-up), για την αξιοποίηση του ψηφιακού εξοπλισμού και της τεχνολογίας που βασίζεται σε αυτόν, δηλαδή η έμφαση δίνεται στη χαμηλή και μέση

τάση, όπου ανήκει η πλειονότητα των καταναλωτών. Χωρίς αυτή την προσέγγιση θα είναι αδύνατη η αντιμετώπιση της συνεχούς αυξανόμενης πολυπλοκότητας των ΣΗΕ των νέων δεκαετιών. Τα πλεονεκτήματα των έξυπνων δικτύων περιλαμβάνουν :

- i. Αποδοτικότερη μεταφορά της ενέργειας.
- ii. Ταχύτερη αποκατάσταση του δικτύου μετά από διαταραχές.
- iii. Μειωμένες επενδυτικές και λειτουργικές εκροές από τη μεριά των λειτουργών και συνεπώς πιο συμφέρουσες τιμές για τους καταναλωτές. Σε αυτό θα συμβάλει και η εξομάλυνση των αιχμών της καμπύλης ζήτησης.
- iv. Αυξημένη δυνατότητα υποστήριξης μεγάλων υποδομών ΑΠΕ.
- v. Καλύτερη ενσωμάτωση μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής που χρησιμοποιούνται για ιδιοκατανάλωση. Αποτέλεσμα αυτού θα είναι η περαιτέρω απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και η δυνατότητα άμεσου εφοδιασμού του καταναλωτή από τον παραγωγό, χωρίς τη χρησιμοποίηση δικτύου μεταφοράς.
- vi. Αυξημένη προστασία του δικτύου.
- vii. Ενσωμάτωση και χρήση ψηφιακών διατάξεων (π.χ. μετρητές ασύρματης τεχνολογίας), ώστε να επωφελούνται τα συνδεδεμένα μέλη από το προηγμένο δίκτυο τηλεπικοινωνιών.
- viii. Την ορθή λειτουργία και διαχείριση των ηλεκτρικών συστημάτων των μη διασυνδεδεμένων νήσων [23], [24], [25], [26].

Η λειτουργία ενός έξυπνου δικτύου δημιουργεί την εικόνα ενός πλήρως αυτοματοποιημένου συστήματος διανομής, ικανού να παρακολουθεί τη χρήση και τα επίπεδα τάσης, πραγματοποιώντας συνεχώς ρυθμίσεις για τη διατήρηση της βέλτιστης λειτουργίας του συστήματος υπό οποιεσδήποτε συνθήκες. Στον πυρήνα της λήψης αποφάσεων στα πλαίσια ενός έξυπνου δικτύου βρίσκεται το σύστημα Εποπτικού Ελέγχου και Συλλογής Δεδομένων (SCADA - Supervision control and Data Acquisition).



Εικόνα 1.8: Το πλήρες φάσμα ενός Έξυπνου Δικτύου.

Στο Ελληνικό σύστημα SCADA, οι τερματικές μονάδες (RTU-Remote Thermal Unit) μαζί με το συνδεδεμένο εξοπλισμό παρέχουν μια συνεχή ροή δεδομένων σε έναν κεντρικό χώρο ελέγχου (EKEE-Ελληνικό Κέντρο Ελέγχου Ενέργειας) όπου αναλύονται οι πληροφορίες, με περιοδικές σαρώσεις ανά 2 sec. Η ύπαρξη ειδικού λογισμικού διαχείρισης δεδομένων ενημερώνει τις βάσεις δεδομένων του EKEE για την τρέχουσα κατάσταση. Τα δεδομένα που λαμβάνει ένα σύστημα SCADA είναι είτε ψηφιακά και αφορούν καταστάσεις διακοπών, αποζευκτών κλπ, είτε αναλογικά και αφορούν μετρήσεις ηλεκτρικών μεγεθών όπως τάσης, έντασης, ενεργού και άεργου ισχύος. Το σύστημα SCADA υλοποιεί τις εντολές τηλεχειρισμού (διακοπών και αποζευκτών) χρησιμοποιώντας πρωτόκολλα επικοινωνίας υψηλής ασφάλειας. Η επιθυμητή τιμή ισχύος εξόδου των μονάδων παραγωγής φθάνει κάθε 4 sec στα εκεί εγκατεστημένα RTU και διαβιβάζεται στους ελεγκτές γεννητριών σταθμών παραγωγής (Generation unit controllers-GUCs). Η λειτουργία του συστήματος SCADA πραγματοποιείται σε περιβάλλοντες Η/Υ διασυνδεδεμένων μέσω δικτύου Ethernet.

Η επόμενη γενιά SCADA θα στηριχθεί σε μεγάλο βαθμό στη δυνατότητα επικοινωνίας μέσω διαδικτύου, βασισμένου στο cloud computing, ώστε να έχει την απαιτούμενη υπολογιστική ισχύ για να αναλύει συνεχείς ροές δεδομένων από χιλιάδες πηγές ταυτόχρονα σε μεγαλύτερα δίκτυα. Όσο περισσότερες πηγές πληροφοριών είναι ικανό να αναλύσει το σύστημα SCADA, τρέχοντας αλγορίθμους με βάση τα δεδομένα που λαμβάνει, τόσο πιο αποτελεσματική θα είναι η λήψη βέλτιστων αποφάσεων [11], [27].

1.5.1 Έξυπνοι Μετρητές

Η Έξυπνη Μέτρηση (Smart Metering) περιγράφει τη διαδικασία της ηλεκτρονικής μετάδοσης δεδομένων από έξυπνους μετρητές (Smart Meters), τις συναφείς διαδικασίες ελέγχου και το άθροισμα των συστημάτων πληροφορικής που απαιτούνται για αυτές τις διαδικασίες. Εκτός από τις απλές λειτουργίες ενός κλασικού ηλεκτρομηχανικού μετρητή, οι συσκευές έξυπνων μετρητών συλλέγουν και μεταδίδουν λεπτομερή στατιστικά στοιχεία και δεδομένα κατανάλωσης στο κέντρο διαχείρισης, καταμετρούν την κατανάλωση σε πραγματικό χρόνο και μπορούν να διακόψουν την παροχή ισχύος σε έναν πελάτη με βάση ένα λαμβανόμενο σήμα ελέγχου. Με τους έξυπνους μετρητές, οι καταναλωτές μπορούν να προσαρμόζουν - σε χρόνο και σε όγκο - την κατανάλωση ενέργειας στις διαφορετικές τιμές ενέργειας καθ' όλη τη διάρκεια της ημέρας, εξοικονομώντας χρήματα, με την κατανάλωση περισσότερης ενέργειας σε χαμηλότερες τιμές [29].

Η σύνδεση των έξυπνων μετρητών πραγματοποιείται είτε απευθείας στο δίκτυο, είτε μέσω M/Σ έντασης. Πέρα από την υπολογιστική δυνατότητα και τον αυτοματισμό που διαθέτει ένας έξυπνος μετρητής, ίσως το πιο χαρακτηριστικό στοιχείο της λειτουργίας του σχετίζεται με τη δυνατότητα ασφαλούς ανταλλαγής δεδομένων μεταξύ των καταναλωτών και των εταιρειών παροχής ηλεκτρικής ενέργειας. Οι έξυπνοι μετρητές περιλαμβάνουν θύρα οπτικής και ηλεκτρικής επικοινωνίας για τοπική και απομακρυσμένη μετάδοση δεδομένων αντίστοιχα καθώς και αισθητήρες (συνήθως έως 90 A/φάση) , οι οποίοι μέσω ασύρματου πομπού ράγας που βρίσκεται στο εξωτερικό του ηλεκτρολογικού πίνακα, συλλέγουν και μεταδίδουν τα δεδομένα κατανάλωσης [30].

Οι κατηγορίες επικοινωνιών που εκτελούν είναι οι ακόλουθες :

1. Αμφίδρομη επικοινωνία με το απομακρυσμένο κέντρο διαχείρισης, όπου το είδος επικοινωνίας είναι είτε ενσύρματο είτε ασύρματο είτε παρέχονται και τα δύο είδη ως επιλογή.
2. Αμφίδρομη επικοινωνία με καταναλωτή στον οποίο είναι εγκαταστημένοι, όπου η επικοινωνία πραγματοποιείται αποκλειστικά ασύρματα.



Εικόνα 1.9: Έξυπνος Μετρητής, εγκατεστημένος και σε λειτουργία.

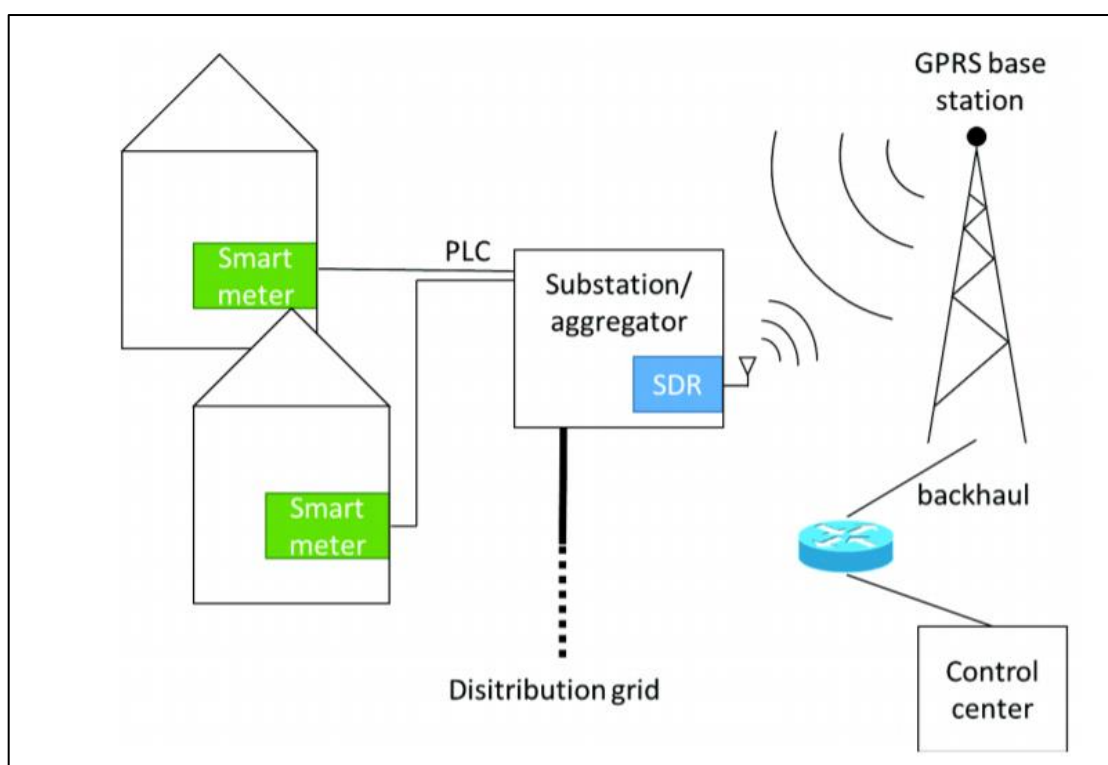
Σε ότι αφορά την τεχνολογία της επικοινωνίας του έξυπνου μετρητή, υπάρχουν τριών ειδών κατηγορίες δικτύων, ανάλογα με την τοποθεσία μετάδοσης της πληροφορίας:

i. WAN (Wide-Area Network):

Το δίκτυο ευρείας περιοχής ή το δίκτυο WAN είναι το όνομα που δίνεται στο δίκτυο επικοινωνιών μεταξύ των μετρητών και της εταιρείας που είναι υπεύθυνη για τη συλλογή των δεδομένων. Η μετάδοση των πληροφοριών γίνεται από τους Υ/Σ ΜΤ, με τη βοήθεια μιας τεχνολογίας όπως η ADSL τηλεφωνίας ή με οπτική ίνα καθώς και με ασύρματο WAN, όπως οι τεχνολογίες κινητής τηλεφωνίας GSM/GPRS και LTE ή με τεχνολογία WiMax. Οι τεχνολογίες αυτές, με εξαίρεση αυτής της κινητής τηλεφωνίας, οφείλουν να έχουν την διευθυνσιοδότηση προτύπου Ipv6 έτσι ώστε να μην έχουμε διένεξη με τις υπόλοιπες διευθύνσεις του παγκόσμιου ιστού [31]. Οι απαιτήσεις τόσο σε εμβέλεια όσο και σε εύρος ζώνης μετάδοσης είναι υψηλές. Κάθε εφαρμογή που εκτελείται στο WAN έχει το δικό της σύνολο απαιτήσεων. Τα συστήματα SCADA και η αυτόματη αποκατάσταση και προστασία απαιτούν προτεραιότητα για απόκριση σε πραγματικό χρόνο ή σχεδόν σε πραγματικό χρόνο και ικανοποιητική ποιότητα υπηρεσιών (Quality of Service-QoS). Η διαχείριση φορτίου ενός Υ/Σ και οι επικοινωνίες μεταξύ του προσωπικού απαιτούν τόσο υψηλό εύρος ζώνης όσο και γρήγορους χρόνους απόκρισης [32].

ii. FAN (Field-Area Network):

Η διασύνδεση του έξυπνου μετρητή του καταναλωτή MT και XT με τον Υ/Σ MT και κατ' επέκταση με την κεντρική υπηρεσία επιτυγχάνεται μέσω μετάδοσης PLC (Power Line Communication) πάνω στο δίκτυο XT. Πρόκειται για μία ευπαθή στο θόρυβο επικοινωνία και γι' αυτό το λόγο έχουν αναπτυχθεί ευφυείς κόμβοι αναμετάδοσης (repeaters) κατά μήκος των γραμμών μέχρι τον κοντινότερο σταθμό συσσώρευσης δεδομένων. Γεωγραφικά, καλύπτει αστικές, προαστιακές και αγροτικές περιοχές. Η παρακολούθηση της διανομής επιτυγχάνεται από προηγμένες υποδομές μέτρησης (AMI-Advanced Metering Infrastructure), όπου ο πάροχος ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί να εκτελέσει σε πραγματικό χρόνο αμφίδρομες επικοινωνίες μεταξύ των καταναλωτών και της κεντρικής τοποθεσίας διαχείρισης. Επιπλέον, το δίκτυο FAN επιτρέπει μια σειρά από εφαρμογές όπως η αυτοματοποίηση της διανομής, η διαχείριση των μονάδων ΔΠ, η ενεργός απόκριση της ζήτησης, η διαχείριση διακοπής ρεύματος και αποκατάσταση της καθώς και η τιμολόγηση των πελατών [33].



Εικόνα 1.10: Παρακολούθηση της διανομής μέσω υποδομών AMI.

Η Διεθνής Ηλεκτροτεχνική Επιτροπή (International Electrotechnical Commission - IEC), προκειμένου να επωφεληθεί από τη σύγχρονη τεχνολογία για την παροχή πρόσθετων πλεονεκτημάτων στους χρήστες αυτοματισμού Υ/Σ, έχει αναπτύξει και κυκλοφορήσει ένα νέο παγκόσμιο πρότυπο για τον αυτοματισμό των υποσταθμών και τη διασύνδεσή τους με μια σειρά έξυπνων συσκευών κατά μήκος του δικτύου. Πρόκειται για το *IEC 61850* (Πρωτόκολλο επικοινωνίας για ευφυείς ηλεκτρονικές συσκευές σε ηλεκτρικούς Υ/Σ), που πρακτικά αντιπροσωπεύει μια προδιαγραφή για την αρχιτεκτονική αυτοματισμού, καλύπτοντας την απόκτηση δεδομένων σε πραγματικό χρόνο και τον αυτοματοποιημένο απομακρυσμένο έλεγχο με ενιαίο τρόπο [34].

iii. LAN/HAN (Local/Home-Area Network).

Αυτή η κατηγορία επικοινωνιών περιλαμβάνει την απευθείας διασύνδεση μεταξύ των πελατών και του κεντρικού σημείου διαχείρισης. Αποτελεί εναλλακτική λύση της ενσύρματης μετάδοσης PLC, όπου χρησιμοποιείται ασύρματη τεχνολογία χαμηλής ισχύος σε δίκτυο HAN εφόσον ο μετρητής είναι εγκατεστημένος σε οικία ή LAN για μεγάλες εγκαταστάσεις. Η πληροφορία φθάνει στον προορισμό της μέσω αναμετάδοσης ραδιοσυχνοτήτων από γειτονικούς μετρητές, αποφεύγοντας την ανάγκη ύπαρξης κεντρικού σταθμού συσσώρευσης δεδομένων. Σε αυτή την περίπτωση χρησιμοποιείται το πρότυπο *IEC 62746* (Σειρά προτύπων διεπαφής συστημάτων μεταξύ του συστήματος διαχείρισης ενέργειας του πελάτη και του συστήματος διαχείρισης ισχύος – Series on Systems and Interfaces between customer EMS and Power Management Systems) που προδιαγράφει διεπαφές συστήματος και πρωτόκολλα επικοινωνίας, καλύπτοντας ολόκληρη την αλυσίδα μεταξύ ενός έξυπνου δικτύου και μιας έξυπνης οικίας / κτιρίου / εργοστασίου. Επιπλέον, το πρότυπο περιγράφει ένα σύνολο περιπτώσεων χρήσης που σχετίζονται με την ενεργειακή ευελιξία και το DSR. Παράδειγμα LAN/HAN υλοποίησης αποτελεί η χαμηλής ισχύος τεχνολογία ZigBee (π.χ. IEEE 802.15) συχνότητας 900 Mhz, όπου δεν υπάρχει η ανάγκη να υποστηρίζεται το πρότυπο Ipv6, όπως στα WAN δίκτυα [31], [34].

Πρωτοβουλία της ΕΕ μέχρι το 2020 αποτελεί η αντικατάσταση τουλάχιστον του 80% των υπαρχόντων μετρητών ηλεκτρικής ενέργειας με έξυπνους μετρητές, όπου αυτό κρίνεται οικονομικά αποδοτικό. Σύμφωνα με υπολογισμούς, η ανάπτυξη έξυπνων δικτύων θα συμβάλλει στην ετήσια μείωση των εκπομπών άνθρακα καθώς και της κατανάλωσης ενέργειας των νοικοκυριών έως και 9%.

Στην Ελλάδα μέχρι σήμερα έχουν εγκατασταθεί συστήματα τηλεμέτρησης σε πελάτες της ΥΤ, της ΜΤ και σε μεγάλους πελάτες της ΧΤ. Επίσης, στα πλαίσια του πιλοτικού προγράμματος «Πιλοτικό Σύστημα Τηλεμέτρησης και Διαχείρισης της ζήτησης Παροχών Ηλεκτρικής Ενέργειας Οικιακών και Μικρών Εμπορικών Καταναλωτών και Εφαρμογής Έξυπνων Δικτύων», ο ΔΕΔΔΗΕ θα πραγματοποιήσει την εγκατάσταση 170.000 έξυπνων μετρητών σε οικιακούς και μικρούς καταναλωτές καθώς και μικρούς παραγωγούς του ΔΔ ΧΤ, με ημερομηνία έναρξης της πράξης την 16η Απριλίου 2018. Η τεχνολογία PLC θα εφαρμοστεί στο 80% του συνολικού πλήθους των μετρητών του πιλοτικού έργου, ενώ η ασύρματη τεχνολογία GPRS/GSM (συμπεριλαμβανομένων των τεχνολογιών κινητής 2G/3G) στο 20% των μετρητών. Σύμφωνα με επίσημη διευκρίνιση, ο μέσος ημερήσιος χρόνος επικοινωνίας ενός έξυπνου μετρητή με τα κέντρα τηλεμέτρησης, δε θα ξεπερνά το ένα λεπτό για την αποστολή όλων των μετρητικών δεδομένων που θα έχουν συλλεχθεί κατά την διάρκεια της προηγούμενης ημέρας. Συνεπώς, ο ημερήσιος χρόνος εκπομπής ηλεκτρομαγνητικής ακτινοβολίας θα είναι εκθετικά μικρότερος, σε σύγκριση με τον μέσο χρόνο ομιλίας με ένα κινητό τηλέφωνο, καθιστώντας την νέα τεχνολογία ασφαλή για τη δημόσια υγεία [29], [35], [36].

1.5.2 Ενεργός απόκριση της Ζήτησης (Demand Side Response)

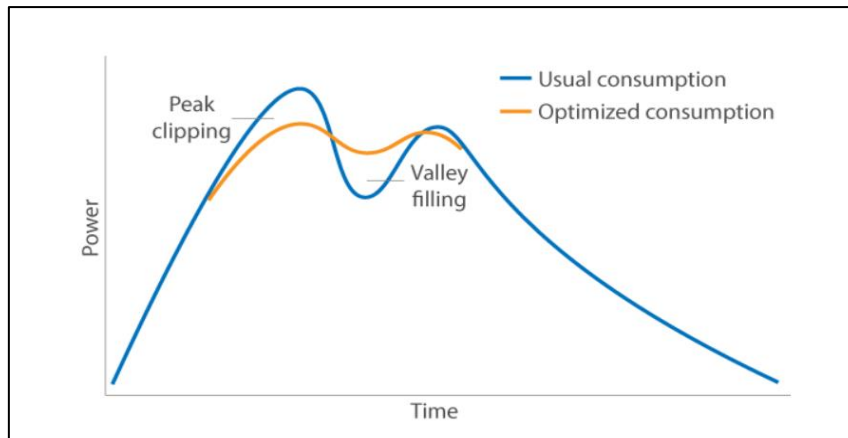
Μία εναλλακτική αναδυόμενη λύση στο πλαίσιο της ανάπτυξης των έξυπνων δικτύων είναι η προσωρινή αλλαγή (από λίγα λεπτά μέχρι και μερικές ώρες) του προφίλ κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας από τους καταναλωτές, σε περιπτώσεις συμφόρισης του συστήματος. Η αλλαγή της χρήσης αφορά συνήθως τη μείωση της κατανάλωσης, παρόλα αυτά θα μπορούσαν να υπάρξουν καταστάσεις στις οποίες η αύξηση της χρήσης θα μείωνε την καταπόνηση του συστήματος και για το λόγο αυτό θα μπορούσε να χαρακτηριστεί επίσης ως DSR. Η εφαρμογή της υπηρεσίας καθοδηγείται συνήθως από τιμολογιακές πολιτικές (ενδεχομένως αποζημίωση ανά kWh περικοπής) ή από συμφωνηθέν συμβόλαιο μεταξύ του καταναλωτή και του

διαχειριστή που περιλαμβάνει σταθερές αποζημιώσεις ανά έτος και κυρώσεις σε περίπτωση μη συμμόρφωσης [38], [39].

Το DSR παρουσιάζει πολλές ομοιότητες με τη διαχείριση ηλεκτρικής ενέργειας από μεριάς καταναλωτών, καθώς συμβάλλει στην αποφυγή ανώφελης κατανάλωσης. Εντούτοις, ενώ η διαχείριση αφορά την αύξηση της απόδοσης με την ικανότητα εξυπηρέτησης των καταναλωτών αμετάβλητη, το DSR είναι μια χρονική αλλαγή στη χρήση του ηλεκτρισμού σε συγκεκριμένες ώρες, που στοχεύει στην καλύτερη αξιοποίηση του συνόλου της παρεχόμενης ενέργειας. Τα συνεπαγόμενα οφέλη για τους καταναλωτές περιλαμβάνουν τη μείωση του κόστους κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας από τη χρήση λιγότερης ενέργειας σε περιόδους υψηλού κόστους (άμεσο όφελος) και την συμβολή τους στην καλύτερη αξιοπιστία του συστήματος (έμμεσο όφελος) [38], [40].

Πίνακας 1.4: Επιλογές εφαρμογής DSR [40].

Τιμολογιακές	Προγράμματα παροχής κινήτρων
<p>i. <u>Χρόνος χρήσης (Time of use)</u>: Μια τιμολόγηση με διαφορετικές τιμές ανά μονάδα χρήσης μεταξύ των χρονικών περιόδων κατά τη διάρκεια μιας ημέρας. Οι τιμές αυτές αντικατοπτρίζουν το μέσο κόστος παραγωγής και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας κατά τη διάρκεια αυτών των χρονικών περιόδων.</p> <p>ii. <u>Τιμολόγηση σε πραγματικό χρόνο (Real Time Pricing)</u>: Μια τιμολόγηση όπου έχουμε ωριαία μεταβολή στο κόστος της παροχής, αντανακλώντας τις αλλαγές στη τιμή χονδρικής πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας.</p> <p>iii. <u>Τιμολόγηση κρίσιμων αιχμών (Critical peak pricing)</u>: Σε αυτή την περίπτωση, αυξάνεται κατά πολύ η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας κατά τη διάρκεια παρουσίας αιχμών στο σύστημα που θέτουν σε κίνδυνο την αξιοπιστία του.</p>	<p>i. <u>Άμεσος έλεγχος φορτίου</u>: Ο υπεύθυνος του προγράμματος απενεργοποιεί απομακρυσμένα συσκευές μεγάλης ισχύος ενός πελάτη (π.χ. κλιματιστικό, θερμοσίφωνα) σε σύντομο χρονικό διάστημα. Προγράμματα ελέγχου άμεσου φορτίου προσφέρονται κατά κύριο λόγο σε οικιακούς ή μικρούς εμπορικούς καταναλωτές.</p> <p>ii. <u>Προγράμματα υποβολής προσφορών / αγοράς</u>: Οι πελάτες υποβάλλουν προσφορές για μείωση φορτίου με βάση τις τιμές χονδρικής πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας. Προσφέρεται κυρίως σε μεγάλους πελάτες.</p> <p>iii. <u>Προγράμματα εξαγοράς χωρητικότητας</u>: Σε αυτά τα προγράμματα οι πελάτες δεσμεύονται εκ των προτέρων για προκαθορισμένες περιεκτικές φορτίου, σε περιόδους καταπόνησης του συστήματος. Συνεπάγονται σημαντικές κυρώσεις σε περίπτωση αθέτησης της συμφωνίας.</p> <p>iv. <u>Προγράμματα αντιμετώπισης έκτακτης ανάγκης</u>: Παρέχουν κίνητρα αποζημιώσεων στους πελάτες για μειώσεις του φορτίου κατά περιόδους στις οποίες ανακύπτουν ελλείψεις εφεδρείας.</p>



Εικόνα 1.11: Η επίδραση της υπηρεσίας DSR στην καμπύλη φορτίου του συστήματος.

Οι τεχνολογίες που προσφέρουν οι έξυπνοι μετρητές επιτρέπουν την ευκολότερη διεξαγωγή των παραπάνω προγραμμάτων. Για την επιτυχή εφαρμογή τιμολογιακών πολιτικών, ο πελάτης θα πρέπει να έχει την πλήρη εποπτεία των τιμολογίων που συνδέουν το ποσό που πληρώνει σε πραγματικό χρόνο με τις τιμές χονδρικής πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας. Οι έξυπνοι μετρητές παρέχουν στους παρόχους ηλεκτρικής ενέργειας τη δυνατότητα να συλλέγουν ωριαία δεδομένα κατανάλωσης (ή και συχνότερα), τα οποία είναι απαραίτητα για την υποστήριξη προγραμμάτων χρόνου χρήσης και τιμολόγησης κρίσιμων αιχμών. Το πρότυπο *IEC 62746-10*, το οποίο βρίσκεται σε στάδιο ανάπτυξης, καθορίζει ένα ελάχιστο μοντέλο δεδομένων και πληροφοριών για την τιμολόγηση σε περιπτώσεις DSR (μοντέλα πληροφόρησης για τιμολογιακές πολιτικές) [34], [40].

Με την εφαρμογή προγραμμάτων DSR επιτυγχάνεται ένας αποδοτικός και ευέλικτος μηχανισμός περικοπής φορτίου, τα οποία σε μακροπρόθεσμο ορίζοντα οδηγούν στην αναβολή της ανάγκης για αναβάθμιση του συστήματος (ενίσχυση γραμμών διανομής, αντικατάσταση Μ/Σ, αύξηση εγκατεστημένης ισχύος) και την πτώση των οριακών τιμών (χοντρικής) πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας. Στα πλεονεκτήματά τους συμπεριλαμβάνονται επίσης περιβαλλοντικά οφέλη, εφόσον τα συστήματα εφεδρείας σε περίπτωση αιχμών συνεπάγονται αυξημένη εκπομπή ρύπων καθώς και κοινωνικά με την ενεργό συμμετοχή των πελατών στην εύρυθμη και ασφαλή λειτουργία του ΣΗΕ. Τέλος, θα λειτουργήσουν ως εξισορροπητικός παράγοντας μεταξύ της ζήτησης και της παραγωγής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές [41].

Ο σχεδιασμός του συστήματος από την πλευρά των καταναλωτών αποτελεί βασική προτεραιότητα για τους λειτουργούς του συστήματος και θέτει την πρόκληση της ανάπτυξης και συντήρησης ενός αποτελεσματικού και βιώσιμου οικονομικού περιβάλλοντος προς διευκόλυνση του ανταγωνισμού στην παραγωγή και παροχή ηλεκτρικής ενέργειας. Προς επίτευξη της βιωσιμότητας των επενδύσεων προς αυτή την κατεύθυνση, θα πρέπει το DSR να αποτελεί συμφέρουσα επιλογή όχι μόνο για τους καταναλωτές αλλά και για τους παρόχους ηλεκτρικής ενέργειας. Ωστόσο, για να αναγνωρίζονται η αξία και τα οφέλη του DSR, απαιτούνται αλλαγές στο ρυθμιστικό πλαίσιο ώστε να συνεκτιμώνται όλες οι –στοχαστικές ως επί το πλείστον– παράμετροι (π.χ. αύξηση της ζήτησης, διεύθυνση μονάδων ΔΠ κ.λ.π.) που διέπουν τα ανερχόμενα έξυπνα δίκτυα [39].

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2

Σχεδιασμός Ανάπτυξης Δικτύων Διανομής

2.1 Εισαγωγή

Τα δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας εξελίχθηκαν εδώ και πολλές δεκαετίες, από μικρά τοπικά δίκτυα εξυπηρετώντας μια περιορισμένη περιοχή, σε πολύπλοκα διασυνδεδεμένα συστήματα τροφοδοτώντας το σύνολο των καταναλωτών σε συγκεκριμένες χώρες. Σήμερα, εκτός από την αξιόπιστη λειτουργία του δικτύου, πρέπει να διεξάγεται και ορθός προγραμματισμός για ανταπόκριση στα, κατά κύρια βάση, αβέβαια δεδομένα του μέλλοντος. Αναφερόμενοι στο μέλλον, οι ειδικοί των συστημάτων ενέργειας χρησιμοποιούν τον όρο «planning» για να δηλώσουν τις ενέργειες που απαιτούνται για τον σχεδιασμό του δικτύου. Οι εμπειρίες του παρελθόντος αποτελούν πυξίδα για την αποτελεσματική λειτουργία και το σχεδιασμό ανάπτυξης του συστήματος [37].

Μία από τις ενέργειες της ΕΕ κατά της κλιματικής αλλαγής είναι να καλύψει το 20% της συνολικής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές. Δεδομένου ότι οι επενδύσεις στις ΑΠΕ γίνονται ολοένα και πιο οικονομικά πρόσφορες σε συνδυασμό με άλλα λειτουργικά πλεονεκτήματά τους, παρατηρείται το φαινόμενο της βαθμιαίας αύξησης της διείσδυσης μονάδων αποκεντρωμένης παραγωγής, συνδεδεμένων με τη διανομή ενέργειας. Το αυξανόμενο μερίδιο των μονάδων ΔΠ στα δίκτυα ηλεκτρισμού συνεπάγεται οφέλη καθώς και αυξημένο κόστος για τους λειτουργούς του συστήματος, τους πελάτες και τους ιδιοκτήτες τέτοιων μονάδων. Εντούτοις, εξακολουθούν να υπάρχουν ορισμένα τεχνικής φύσεως, ρυθμιστικά και άλλα εμπόδια (π.χ. αντιδράσεις τοπικής κοινωνίας) στην ενσωμάτωση της ΔΠ στα ΣΗΕ.

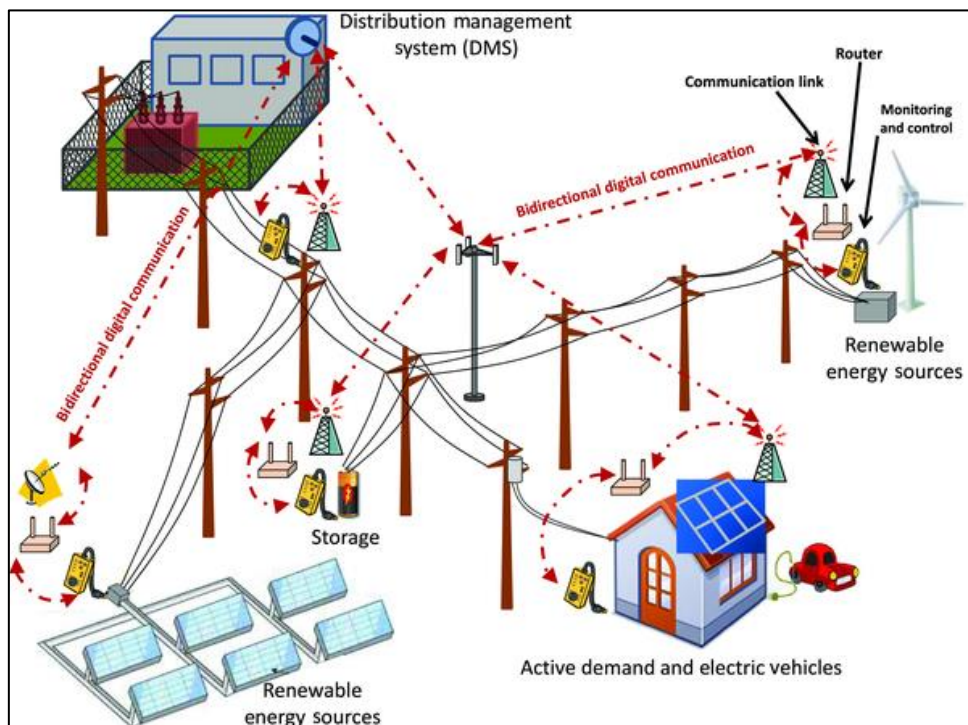
Τα ΔΔ δεν είναι παραδοσιακά σχεδιασμένα για να φιλοξενούν παραγωγή ενέργειας. Ως εκ τούτου, η αυξανόμενη διείσδυση ΔΠ προκαλεί βαθιές αλλαγές για τους Διαχειριστές Συστημάτων Διανομής (Distribution System Operators-DSOs) στο σχεδιασμό, τη λειτουργία και τη συντήρηση των δικτύων, με τη μετατροπή τους σε δυναμικά δίκτυα (active distribution networks). Ο σχεδιασμός του ΔΔ στοχεύει στον καθορισμό της επέκτασης και των ενισχύσεων που είναι απαραίτητες για την αντιμετώπιση της

αύξησης της ζήτησης ενέργειας, της σύνδεσης νέων πελατών και της εγκατάστασης μονάδων ΔΠ στο επίπεδο των καταναλωτών. Εξαρτάται από δύο βασικές παραμέτρους:

1. Τεχνικοί περιορισμοί: Χωρητικότητα εξοπλισμού, πτώση τάσης, ακτινική δομή του δικτύου, δείκτες αξιοπιστίας κ.λ.π.
2. Βελτιστοποίηση οικονομικών στόχων: Ελαχιστοποίηση επενδυτικών και λειτουργικών εκροών, ελαχιστοποίηση της εισαγόμενης ενέργειας από το δίκτυο μεταφοράς, απώλειες ενέργειας, κόστη αξιοπιστίας [51].

Οι λειτουργοί του συστήματος υποχρεώνονται να επιτρέπουν τη σύνδεση των ΑΠΕ, που έχουν προτεραιότητα έναντι των συμβατικών μονάδων, ταυτόχρονα με την εκπλήρωση των απαιτήσεων σχετικά με την ποιότητα της παρεχόμενης ηλεκτρικής ενέργειας και την επαρκή αξιοπιστία. Επιπλέον, νομοθεσίες και κανονισμοί μπορούν να καταστήσουν την εγκατάσταση νέων μονάδων ΔΠ λιγότερο ελκυστική. Επομένως τα ρυθμιστικά πλαίσια θα πρέπει να είναι σε θέση να παρέχουν κίνητρα στους διαχειριστές των συστημάτων ώστε να σχεδιάζουν αποτελεσματικά το δίκτυο για να ανταποκρίνεται στα αυξανόμενα επίπεδα της αποκεντρωμένης παραγωγής. Για να αναλυθούν οι επιδράσεις των ρυθμιστικών πολιτικών στις επενδύσεις του δικτύου, πρέπει να ερευνηθούν μέθοδοι διαχείρισης ρίσκου (risk analysis methods) που αφορούν την ενσωμάτωση της ΔΠ στο ΔΔ, συσχετισμένες με την αβεβαιότητα που αυτή συνεπάγεται [39].

Η υλοποίηση της ενεργούς διαχείρισης των δικτύων (Active Distribution Management) που περιλαμβάνει την αυτοματοποίηση του, την απόκριση του φορτίου και την κατανομή της ενεργού και της αέργου ισχύος που παράγουν οι μονάδες ΔΠ, απαιτεί τη διενέργεια μελέτης των σχεδιασμών ανάπτυξης και των εναλλακτικών επενδύσεων. Βασικός στόχος του σχεδιασμού του ΔΔ θα πρέπει να είναι η ελαχιστοποίηση των επενδυτικών και λειτουργικών κεφαλαίων σε μια δεδομένη χρονική περίοδο μελέτης [48].



Εικόνα 2.1: Η εισαγωγή νέων συστημάτων αμφίδρομης ψηφιακής επικοινωνίας ανοίγει νέες προοπτικές στο σχεδιασμό και την ανάπτυξη της διανομής.

2.2 Προβλήματα βελτιστοποίησης

Στην καθημερινή του ζωή ο άνθρωπος έρχεται αντιμέτωπος με επιλογές που απαιτούν τη λήψη αποφάσεων. Υπό κανονικές συνθήκες, προσπαθεί να διαλέξει την –κατά αντικειμενικά κριτήρια- βέλτιστη απόφαση. Αυτών των ειδών οι καταστάσεις, όχι πάντα προφανείς, κατατάσσονται στα γνωστά και ως προβλήματα βελτιστοποίησης (optimization problems), για τα οποία ως βέλτιστο ορίζεται η ελαχιστοποίηση/μεγιστοποίηση μίας ή πολλών παραμέτρων (π.χ. κόστος, απώλεια ενέργειας, σφάλματα), υπαγόμενων σε ένα σύνολο περιορισμών [37].

Το μαθηματικό μοντέλο των προβλημάτων αυτών που παρουσιάζεται παρακάτω, αναπαριστά τις επιλογές των προβλημάτων ως μεταβλητές απόφασης και αναζητά τις τιμές εκείνες οι οποίες μεγιστοποιούν ή ελαχιστοποιούν τις αντικειμενικές συναρτήσεις των μεταβλητών απόφασης, που υπόκεινται σε περιορισμούς των μεταβλητών τιμών που εισάγουν σαφώς καθορισμένα όρια σε πιθανές επιλεχθείσες αποφάσεις.

$$\begin{aligned}
 (\min \text{ ή } \max)_x f(x) &\leftarrow \text{Αντικειμενική συνάρτηση} \\
 &\text{υ. π. (υπό περιορισμούς)} \\
 h(x) = 0 &\leftarrow \text{Ισοτικοί περιορισμοί} \\
 g(x) \leq 0 &\leftarrow \text{Ανισοτικοί περιορισμοί} \\
 x_{\min} \leq x \leq x_{\max} &\leftarrow \text{Όρια μεταβλητών} \quad (2.1)
 \end{aligned}$$

Τα προβλήματα βελτιστοποίησης στα πλαίσια των ΣΗΕ (Πίνακας 2.1) είναι πολύ δύσκολο να επιλυθούν επειδή τα συστήματα αυτά είναι πολύ μεγάλα, πολύπλοκα, καλύπτουν μεγάλο γεωγραφικό εύρος και επηρεάζονται από πολλούς απροσδόκητους παράγοντες. Για το λόγο αυτό, επιστρατεύεται μια σειρά από μεθόδους βελτιστοποίησης για την απλούστευση της διατύπωσης και της εφαρμογής του προβλήματος.

Υπάρχουν πολλοί αλγόριθμοι βελτιστοποίησης, όμως μερικές μέθοδοι είναι κατάλληλες μόνο για ορισμένα είδη προβλημάτων. Έτσι, είναι σημαντικό να αναγνωρίζονται τα χαρακτηριστικά ενός προβλήματος προκειμένου να εντοπιστεί μια κατάλληλη τεχνική επίλυσης. Σε κάθε κατηγορία προβλημάτων υπάρχουν διαφορετικές μέθοδοι ελαχιστοποίησης, που ποικίλλουν ανάλογα με τις υπολογιστικές απαιτήσεις, τις ιδιότητες σύγκλισης κ.ο.κ. Τα προβλήματα βελτιστοποίησης ταξινομούνται σύμφωνα με τις μαθηματικές ιδιότητες της αντικειμενικής συνάρτησης των περιορισμοί και των μεταβλητών ελέγχου. Υπάρχουν δύο βασικές κατηγορίες μεθόδων βελτιστοποίησης ανάλογα με τον τύπο της λύσης.

Πίνακας 2.1: Προβλήματα βελτιστοποίησης που συναντώνται στα ΣΗΕ [57].

Λειτουργικά	Σχεδιασμού
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Επαναπροσαρμογή συνδέσεων γραμμών διανομής. ➤ Οικονομική ανάθεση μονάδων παραγωγής. ➤ Προγραμματισμός συντήρησης. ➤ Βέλτιστη ροή ισχύος (AC-OPF). ➤ Ελαχιστοποίηση απωλειών ενεργού ισχύος. ➤ Βελτίωση προφίλ τάσης ζυγών συστήματος. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Σχεδιασμός δικτύου μεταφοράς. ➤ Σχεδιασμός δικτύου διανομής. ➤ Επέκταση μονάδων παραγωγής. ➤ Αναβάθμιση γραμμών μεταφοράς και διανομής. ➤ Κατανομή μονάδων μέτρησης φασιθετών (Phasor Measurement Unit-PMU). ➤ Κατανομή πυκνωτών. ➤ Κατανομή συστημάτων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας.

<ul style="list-style-type: none"> ➤ Λειτουργία συστημάτων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας. ➤ Προγραμματισμός μονάδων εφεδρείας. ➤ Φόρτιση ηλεκτρικών οχημάτων. ➤ Διαχείριση συστήματος σε περίπτωση συμφόρησης. ➤ Διαχείριση της ζήτησης (Demand Side Management-DSM). ➤ Μοντελοποίηση ρίσκου και αβεβαιότητας σε λειτουργικό επίπεδο (π.χ. εκτίμηση παραγωγής μονάδων ΑΠΕ). 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Κατανομή ευέλικτων συστημάτων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας (Flexible AC Transmission Systems-FACTS). ➤ Κατανομή διακοπτικών συστημάτων. ➤ Μοντελοποίηση ρίσκου και αβεβαιότητας σε επίπεδο σχεδιασμού (π.χ. μακροπρόθεσμη πορεία της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας).
--	---

1. Αριθμητικές μέθοδοι: Επιλέγεται μια αρχική δοκιμαστική λύση, είτε χρησιμοποιώντας την κοινή λογική είτε εμπειρικά και η αντικειμενική συνάρτηση αξιολογείται. Έπειτα, χρησιμοποιείται ως αρχική λύση σε ένα νέο σημείο (δεύτερη δοκιμαστική λύση) και η αντικειμενική συνάρτηση επαναξιολογείται. Σε περιπτώσεις ελαχιστοποίησης της αντικειμενικής, εάν είναι μικρότερη από την τιμή της πρώτης δοκιμαστικής λύσης, διατηρείται και γίνεται εκκίνηση εκ νέου. Η διαδικασία επαναλαμβάνεται έως ότου βρεθεί η ελάχιστη τιμή. Αυτές οι τεχνικές βασίζονται σε καλά εδραιωμένες θεωρίες και είναι πολύ αποδοτικές για περιπτώσεις όπου είναι εφαρμόσιμες. Αλλά υπάρχουν ορισμένοι περιορισμοί στις προαναφερθείσες μεθόδους καθώς είναι πολύ πιθανό οι λύσεις τους να παγιδευτούν σε τοπικά βέλτιστα.

2. Ευρεστικές μέθοδοι: Χρησιμοποιούνται όταν ο αριθμός των μεταβλητών και των περιορισμών είναι εξαιρετικά μεγάλος και οι συναρτήσεις του προβλήματος (αντικειμενική και περιορισμοί) είναι μη γραμμικές. Επίσης, συνίστανται σε περιπτώσεις όπου οι συναρτήσεις του προβλήματος είναι ασαφείς από την άποψη των μεταβλητών απόφασης / ελέγχου, καθιστώντας δύσκολη την αξιολόγηση των παράγωγων πληροφοριών. Σε πολλές περιπτώσεις (π.χ. βελτιστοποίηση λειτουργίας ΣΗΕ) είναι επιθυμητή η επίλυση των προβλημάτων να είναι ολικά βέλτιστη, αλλά η λύση που αναζητείται μέσω των αριθμητικών μεθόδων είναι συνήθως βέλτιστη τοπικά. Αυτό το γεγονός καθιστά δύσκολη την αποτελεσματική αντιμετώπιση πολλών προβλημάτων μέσω αυστηρής μαθηματικής διαμόρφωσης και μόνο. Επίσης, σε αντίθεση με τις αριθμητικές μεθόδους που εφαρμόζουν ανάλυση ευαισθησίας

γραμμικοποιώντας την αντικειμενική συνάρτηση και τους περιορισμούς του συστήματος γύρω από ένα σημείο λειτουργίας, οι ευρεστικές μέθοδοι εφαρμόζουν τεχνικές για την επίλυση προβλημάτων μη γραμμικού χώρου, εξετάζοντας μια ενιαία αντικειμενική συνάρτηση. Για την εύρεση του ολικού βέλτιστου, χρησιμοποιούν εξελικτικούς αλγορίθμους για την παραγωγή βέλτιστων λύσεων σε ένα δεδομένο πρόβλημα. Τέτοιες μέθοδοι δεν απαιτούν γνώση ή πληροφορία για την κλίση και πιθανές ασυνέχειες έχουν μικρή επίδραση στη συνολική βελτιστοποίηση της επιφάνειας ελέγχου [11], [45], [46], [47].

Οι πιο συνηθισμένοι περιορισμοί στο σχεδιασμό ΔΔ είναι :

- i. Περιορισμοί ροών ισχύος.
- ii. Όρια πτώσης τάσης ζυγών.
- iii. Όρια γωνίας τάσης ζυγών.
- iv. Μέγιστη χωρητικότητα Y/Σ και γραμμών διανομής.
- v. Προδιαγραφές μετασχηματιστών και αγωγών.
- vi. Ακτινική λειτουργία του δικτύου και τροφοδότηση όλων των ζυγών.
- vii. Περιορισμός προϋπολογισμού.
- viii. Η διάταξη των καλωδίων σε αστικές περιοχές σύμφωνα με τη χαρτογράφηση των δρόμων.
- ix. Όρια λήψεων των M/Σ .

Επίσης, στην περίπτωση διασύνδεσης μονάδων ΔΠ, λαμβάνονται επιπλέον οι ακόλουθοι περιορισμοί:

- x. Μέγιστη χωρητικότητα των μονάδων ΔΠ.
- xi. Συνολικό όριο διείσδυσης μονάδων ΔΠ.
- xii. Εφεδρική χωρητικότητα.
- xiii. Όριο ρεύματος βραχυκυκλώματος [50].

2.2.1 Αριθμητικές μέθοδοι βελτιστοποίησης

➤ Γραμμικός και τετραγωνικός προγραμματισμός (linear and quadratic programming –LP and QP)

Ο γραμμικός προγραμματισμός αναγνωρίζεται ως μια αξιόπιστη και αποτελεσματική μέθοδος προσέγγισης προβλημάτων για την επίλυση ενός ευρέος φάσματος εξειδικευμένων προβλημάτων βελτιστοποίησης που χαρακτηρίζονται από γραμμικώς εκφρασμένες αντικειμενικές συναρτήσεις και περιορισμούς. Στην κανονική τους μορφή μετασχηματίζονται ως εξής:

$$\begin{aligned} \min: z &= C^T x \\ & \text{υ.π.} \\ AX &\leq B \\ X &\geq 0 \end{aligned} \quad (2.2)$$

όπου x_1, x_2, \dots, x_m οι μεταβλητές του γραμμικού προβλήματος, $c \in R^n$, $b \in R^m$ πρόκειται για διανύσματα γνωστών συντελεστών και $A = m \times n$, μήτρα γνωστών συντελεστών.

Οι πιο διαδεδομένες μέθοδοι επίλυσης γραμμικών προβλημάτων χωρίζονται σε δύο βασικές κατηγορίες, τη μέθοδο *Simplex* και τον αλγόριθμο εσωτερικού σημείου. Αυτές οι μέθοδοι μπορούν να διαχειριστούν προβλήματα με χιλιάδες μεταβλητές και περιορισμούς ακόμα και με τη χρήση οικονομικών υπολογιστών. Η μέθοδος *Simplex* παράγει τις κορυφές του πολυτόπου της εφικτής περιοχής του προβλήματος, αναζητώντας σε κάθε στάδιο την κορυφή εκείνη στην οποία υλοποιείται το βέλτιστο κόστος. Το κύριο πλεονέκτημα της μεθόδου *Simplex* είναι η υψηλή υπολογιστική απόδοση, με τρωτό σημείο της να αποτελεί το γεγονός ότι ο αριθμός των εκτελούμενων επαναλήψεων αυξάνεται εκθετικά με το μέγεθος του προβλήματος. Αυτό το μειονέκτημα μπορεί να ξεπεραστεί χάρη στους αλγορίθμους εσωτερικού σημείου, που βρίσκουν εφαρμογή σε ποικίλλα προβλήματα των ΣΗΕ (οικονομική κατανομή φορτίου, βελτιστοποίηση αέργου ισχύος κ.λ.π).

Στη μέθοδο εσωτερικού σημείου δεν γίνεται πρόβαση από ένα σημείο στο επόμενο με τον τρόπο που εκτελείται στον αλγόριθμο *Simplex*, αλλά η μεταβλητή παραμένει μέσα στο εσωτερικό της περιορισμένης περιοχής και προοδευτικά να μεταβαίνει στο βέλτιστο σημείο. Ο αλγόριθμος *Karmarkar*, όπως ονομάζεται αλλιώς είναι ένας

αλγόριθμος πολυωνυμικού χρόνου και επιλύει αποδοτικά προβλήματα γραμμικού προγραμματισμού πολύ μεγάλου μεγέθους. Χαρακτηριστικό τους επίσης αποτελεί η εισαγωγή μη αρνητικών μεταβλητών για τη μετατροπή των ανισοτικών περιορισμών σε ισοτικούς. Η επαναληπτική διαδικασία μετατροπής ενός προβλήματος γραμμικού προγραμματισμού στην ειδική μορφή εσωτερικού σημείου είναι:

1. Μετατροπή γραμμικού προβλήματος (2.2) σε δυϊκό ισοδύναμο

$$\begin{aligned} \max: z &= B^T W \\ \text{v.π.} \\ A^T W &\leq C \\ W &\geq 0 \end{aligned} \quad (2.3)$$

όπου w_1, w_2, \dots, w_m οι δυϊκές ισοδύναμες μεταβλητές και m το σύνολο των περιορισμών στο αρχικό πρόβλημα.

2. Μετατροπή ανισοτικών περιορισμών σε ισοτικούς, τόσο στο αρχικό όσο και στο δυϊκό πρόβλημα (εισαγωγή μη αρνητικών μεταβλητών). Συνδυασμός των δύο προβλημάτων.

3. (α) Εισαγωγή οριακού περιορισμού

$$\sum x_i + \sum w_i \leq K \quad (2.4)$$

με K επαρκώς μεγάλο για να συμπεριλαμβάνει όλες τις εφικτές λύσεις του αρχικού προβλήματος.

(β) Εισαγωγή μη αρνητικής μεταβλητής s στον οριακό περιορισμό έτσι ώστε

$$\sum x_i + \sum w_i + s = K \quad (2.5)$$

4. (α) Εισαγωγή εικονικής (dummy) μεταβλητής υπό τον περιορισμό $d=1$.

(β) Ο οριακός περιορισμός μετασχηματίζεται ως εξής

$$\sum x_i + \sum w_i + s + d = (K + 1) \quad (2.6)$$

5. Εισαγωγή των ακόλουθων μετασχηματισμών ώστε το δεξί μέλος της τελευταίας εξίσωσης να είναι ίσο με τη μονάδα.

$$x_j = (K + 1)y_j \quad (2.7)$$

$$w_j = (K + 1)y_{m+n+j} \quad (2.8)$$

$$s = (K + 1)y_{2m+2n+1} \quad (2.9)$$

$$d = (K + 1)y_{2m+2n+2} \quad (2.10)$$

$$\text{όπου } j = 1, 2, \dots, m + n$$

6. Εισαγωγή μιας τεχνητής μεταβλητής $y_{2m+2n+3}$ (προς ελαχιστοποίηση) σε όλες τις εξισώσεις του συστήματος, έτσι ώστε το άθροισμα των συντελεστών y σε κάθε εξίσωση να είναι ίσο με μηδέν και επίσης

$$\sum_{i=1}^{2m+2n+3} y_i = 1 \quad (2.11)$$

Οι δύο αυτές μέθοδοι (Simplex, Interior point) είναι δυνατό να επεκταθούν και σε τετραγωνικές αντικειμενικές συναρτήσεις, με την προϋπόθεση ότι οι περιορισμοί προσδιορίζονται από γραμμικές και ανισοτικές εξισώσεις [47].

➤ **Μη γραμμικός προγραμματισμός (Non-linear programming-NLP)**

Τα μη γραμμικά προβλήματα βελτιστοποίησης εμφανίζονται όταν η αντικειμενική συνάρτηση ή οι περιορισμοί αυτής (ή και τα δύο) περιέχουν μη γραμμικά μέρη. Εφαρμόζονται συνηθέστερα σε περιπτώσεις γενικευμένου προγραμματισμού σχεδιασμού ηλεκτρικού συστήματος, χρονικού ορίζοντα ανάπτυξης 20+ ετών [45]. Στην πλειοψηφία τους, η επίλυση εκκινεί από μια αρχική εικασία ώστε να προσδιοριστεί μια «καθοδική κατεύθυνση», στην οποία η αντικειμενική συνάρτηση θα ελαττώνεται σε περίπτωση προβλήματος ελαχιστοποίησης. Η μαθηματική διατύπωση των μη γραμμικών προβλημάτων βελτιστοποίησης πολλαπλών μεταβλητών υπό περιορισμούς ακολουθεί την εξής μορφή:

$$\max_x f(X)$$

$$\text{όπου } X \equiv [x_1, x_2, \dots, x_n]^T$$

υ.π. (μόνο ισοτικοί περιορισμοί)

$$g_1(X) = 0$$

$$g_2(X) = 0$$

...

$$g_m(X) = 0$$

$$\text{και } m < n$$

(λιγότεροι περιορισμοί από μεταβλητές)

Ή

υ.π. (μόνο ανισοτικοί περιορισμοί)

$$g_1(X) \leq 0$$

$$g_2(X) \leq 0$$

...

$$g_m(X) \leq 0$$

$$\text{και } X \geq 0 \quad (2.12)$$

Ένας μεγάλος αριθμός μη γραμμικών μεθόδων είναι διαθέσιμος, που διακρίνονται από τον ορισμό και το μήκος βήματος (step length) κάθε μεθόδου. Η Quasi-Newton, στην οποία πραγματοποιείται η απόπειρα δημιουργίας Εσσιανού (Hessian) πίνακα, παρουσιάζει ισχυρή σύγκλιση. Μειονέκτημα αυτής της μεθόδου είναι ότι απαιτείται επεξεργασία μήτρας. Εάν οι συντελεστές της Εσσιανής μήτρας είναι διαθέσιμες αναλυτικά, μπορεί να εφαρμοστεί η μέθοδος Newton. Μερικές από τις πιο επιτυχημένες μαθηματικές μεθόδους που χρησιμοποιούνται σήμερα βασίζονται στην εφαρμογή QP για την επίλυση μιας τοπικής προσέγγισης σε ένα μη γραμμικό πρόβλημα. Επίσης, μέθοδοι εσωτερικού σημείου που αρχικά αναπτύχθηκαν για LP, μπορούν να εφαρμοστούν σε προβλήματα NLP. Άλλες τεχνικές βελτιστοποίησης περιλαμβάνουν:

- i. Διαδοχικό τετραγωνικό προγραμματισμός (Sequential QP-SQP).
- ii. Επαυξημένη μέθοδο Lagrange.
- iii. Γενικευμένη μέθοδος μειούμενης παραγώγου.
- iv. Διαδοχικό γραμμικό προγραμματισμός (Sequential LP-SLP) [46].

➤ Ακέραιος Προγραμματισμός

Ένα πρόβλημα ακέραιου προγραμματισμού είναι ένα μαθηματικό πρόβλημα βελτιστοποίησης, στο οποίο ορισμένες ή και όλες οι μεταβλητές περιορίζονται σε ακέραιους αριθμούς. Σε πολλές περιπτώσεις επίλυσης προβλημάτων σχεδιασμού δικτύων διανομής υπάρχει η ανάγκη εισαγωγής δυαδικών μεταβλητών (π.χ. ON status =1 και OFF status =0) στους υπάρχοντες γραμμικούς και μη γραμμικούς περιορισμούς.

Τα προβλήματα αυτά είναι γνωστά στην επιστημονική βιβλιογραφία ως μεικτά-ακέραια (Mixed-Integerlinear/nonlinearprogramming – MILP/MINLP).

Η τυποποιημένη διατύπωση του μικτού-ακέραιου (MILP) γραμμικού προγραμματισμού έχει ως ακολούθως:

$$\min_{x,y} z \triangleq c^T x + d^T y$$

Με $c \in R^n$, $d \in R^m$ διανύσματα γνωστών συντελεστών

υ.π

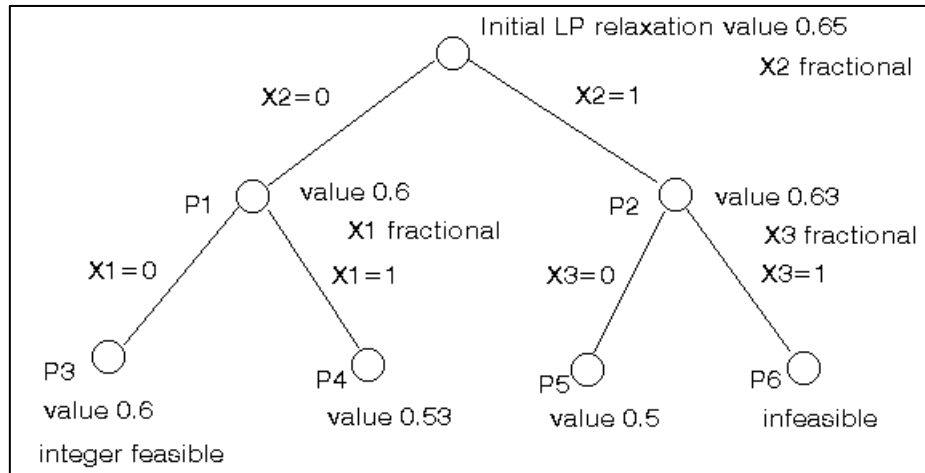
$$Ax + Ey \begin{cases} \leq \\ = \\ \geq \end{cases} b$$

$$\text{όπου } x_{\min} \leq x \leq x_{\max}, y \in \{0,1\}^{n_y} \quad (2.13)$$

Κυρίως δύο προσεγγίσεις, η *Branch and Bound* και η *Cutting Plane*, έχουν χρησιμοποιηθεί για την επίλυση των ακέραιων προβλημάτων εκατοντάδων μεταβλητών χρησιμοποιώντας τεχνικές μαθηματικού προγραμματισμού. Το μέγεθος και η πολυπλοκότητα αυτών που μπορούν να επιλυθούν στην πράξη εξαρτάται από τη δομή του προβλήματος. Ο μεικτός-ακέραιος προγραμματισμός βρίσκει εφαρμογές σε πολλές πτυχές βελτιστοποίησης του προγραμματισμού και της λειτουργίας των ΣΗΕ, όπως για παράδειγμα τη μοντελοποίηση της εκκίνησης και του τερματισμού λειτουργίας των θερμικών σταθμών, τη βέλτιστη ροή ισχύος πολλαπλών περιόδων και την αναβάθμιση της χωρητικότητας των γραμμών του συστήματος μεταφοράς [45].

Στην τεχνική Branch and Bound, το αρχικό πρόβλημα υφίσταται χαλάρωση (relaxation), έτσι ώστε οι ακέραιες μεταβλητές να μπορούν να λαμβάνουν συνεχείς τιμές. Στην περίπτωση που η λύση περιλαμβάνει δεκαδικές τιμές y_j^* , τότε επιλέγονται δύο συνεχόμενοι, μη αρνητικοί ακέραιοι i_1, i_2 έτσι ώστε $i_1 < y_j^* < i_2$, δημιουργώντας δύο ακέραια υποπροβλήματα. Έτσι, προστίθενται επιπλέον περιορισμοί στο πρόβλημα και ο χώρος των εφικτών λύσεων χωρίζεται σε υποπεριοχές. Για τα δύο προβλήματα παράγονται εκτιμήσεις, αγνοώντας εκ νέου την απαίτηση για ακέραια λύση και με αυτό τον τρόπο κατασκευάζεται ένα δέντρο προγραμματισμού, στο οποίο το κάτω όριο μειώνεται και το πάνω αυξάνεται. Η ανάπτυξη ενός κλάδου (επέκταση ορίου) σταματάει σε περίπτωση εύρεσης ακέραιας λύσης ή εισαγωγής σε ανέφικτο χώρο λύσεων. Αν κατά την εκτέλεση της διαδικασίας βρεθεί μια νέα ακέραια λύση που

βελτιστοποιεί την αντικειμενική συνάρτηση, αντικαθιστά την τρέχουσα και η τεχνική συνεχίζεται μέχρις ότου οι κλάδοι του δέντρου να καταλήγουν σε ανέφικτες λύσεις [47].



Εικόνα 2.3: Κατασκευή δέντρου προγραμματισμού με την τεχνική *Branch and Bound*.

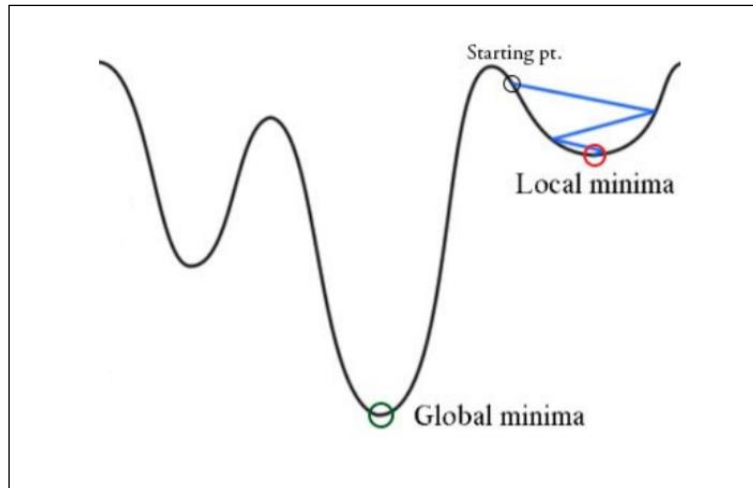
Για την προσέγγιση προβλημάτων σχεδιασμού $\Delta\Delta$ που βασίζονται στην επίλυση ενός μικτού-ακεραίου μη γραμμικού προβλήματος (MINLP), χρησιμοποιείται η αποσύνθεση *Benders* (Benders Decomposition). Πρόκειται για μια επαναληπτική μέθοδο που αποσυνθέτει το αρχικό πρόβλημα σε ένα κύριο πρόβλημα (π.χ. επενδύσεις συστήματος μεταφοράς) και σε πολλά δευτερεύοντα προβλήματα (π.χ. λειτουργία συστήματος μεταφοράς). Σε μια τέτοια περίπτωση, η αντικειμενική συνάρτηση του κύριου προβλήματος προέρχεται από την αντικατάσταση του λειτουργικού κόστους του αρχικού προβλήματος με μια εκτίμηση. Σε κάθε επανάληψη, το κύριο πρόβλημα καθορίζει όλες τις αποφάσεις επενδύσεων. Με τη σειρά τους, τα λειτουργικά υποπροβλήματα που επιλύονται υπόκεινται σε αυτές τις αποφάσεις. Οι πολλαπλασιαστές Lagrange των περιορισμών των υποπροβλημάτων, στη συνέχεια χρησιμοποιούνται για την κατασκευή των προσεγγίσεων (Benders cuts), οι οποίες και προσαρτώνται στο κύριο πρόβλημα [49], [50].

➤ **Κυρτά και Μη-Κυρτά προβλήματα βελτιστοποίησης (Convex/Non-Convex Optimization Problems)**

Τα κυρτά προβλήματα βελτιστοποίησης είναι πολύ πιο γενικά, αλλά μοιράζονται τις κοινές ιδιότητες των προβλημάτων γραμμικού και (κυρτού) τετραγωνικού προγραμματισμού. Σε ένα τέτοιο πρόβλημα όλοι οι περιορισμοί είναι κυρτές συναρτήσεις και η αντικειμενική συνάρτηση είναι κυρτή αν πρόκειται για πρόβλημα ελαχιστοποίησης ή κοίλη σε αντίθετη περίπτωση. Με μια κυρτή αντικειμενική συνάρτηση και μια κυρτή περιοχή εφικτών λύσεων, μπορεί να υπάρξει μόνο μία βέλτιστη λύση, η οποία είναι ολικά βέλτιστη. Αρκετές μέθοδοι, όπως για παράδειγμα οι μέθοδοι εσωτερικού σημείου, είτε θα βρουν τη ολικά βέλτιστη λύση είτε θα αποδείξουν ότι δεν υπάρχει εφικτή λύση στο πρόβλημα, επιλύοντας αποτελεσματικά γραμμικά, τετραγωνικά και κωνικά (ιδίως δευτέρας τάξης) προβλήματα. Τα κυρτά προβλήματα επιτρέπουν την αποδοτική επίλυσή τους ακόμη και σε πολύ μεγάλα υπολογιστικά μεγέθη. Αλγεβρικά, μια συνάρτηση f είναι κυρτή εάν για $\forall x, y \in R^n$ και $t \in [0,1]$ ισχύει ότι:

$$f(tx + (1 - t)y) \leq tf(x) + (1 - t)f(y) \quad (2.14)$$

Τα μη κυρτά προβλήματα βελτιστοποίησης, σε αντιστοιχία με τα κυρτά, διατηρούν τις ιδιότητες των μη γραμμικών προβλημάτων. Η βασική διαφορά μεταξύ των δύο κατηγοριών είναι ότι ενώ στα κυρτά προβλήματα μπορεί να υπάρξει μόνο μία βέλτιστη λύση, στα μη κυρτά μπορεί να εντοπίζονται πολλαπλά τοπικά βέλτιστα σημεία λόγω της συνεχούς μεταβαλλόμενης καμπυλότητας, με τον προσδιορισμό της ολικά βέλτιστης λύσης ή της απόδειξης ότι είναι μη εφικτή η εύρεσή της, να απαιτεί εκθετικά περισσότερο χρόνο. Η κυρτή βελτιστοποίηση είναι η βάση για διάφορες μεθόδους επίλυσης μη κυρτών προβλημάτων, όπου πολλές τεχνικές για την εύρεση ολικού βέλτιστου απαιτούν τον υπολογισμό ενός κατώτατου ορίου της βέλτιστης τιμής του μη κυρτού προβλήματος. Στη χαλάρωση (relaxation), κάθε μη κυρτός περιορισμός αντικαθίσταται με έναν λιγότερο αυστηρό, κυρτό περιορισμό. Το πρόβλημα της βέλτιστης ροής φορτίου αποτελεί χαρακτηριστικό παράδειγμα προβλήματος βελτιστοποίησης με εν γένει μη κυρτές και μη παραγωγίσιμες αντικειμενικές συναρτήσεις, όπου για την επίλυσή του χρησιμοποιούνται μέθοδοι χαλάρωσης για τον προσδιορισμό του ολικού βέλτιστου.



Εικόνα 2.3: Τυπική μη κυρτή καμπύλη, όπου η επίλυση μπορεί να εγκλωβιστεί σε τοπικά ελάχιστα.

➤ Δυναμικός Προγραμματισμός (Dynamic Programming-DP)

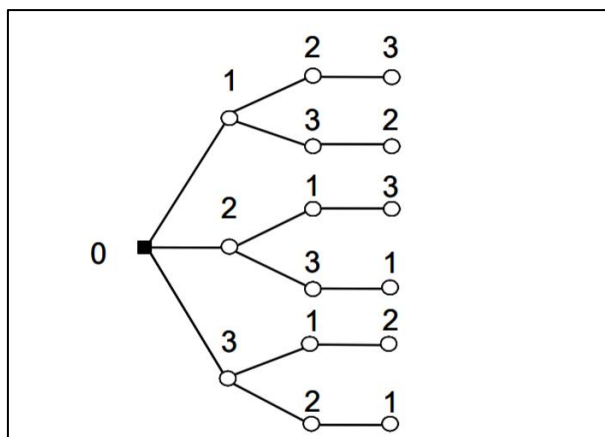
Ο Δυναμικός Προγραμματισμός (Dynamic Programming-DP) είναι μια προσέγγιση που έχει αναπτυχθεί για την επίλυση προβλημάτων αποφάσεων πολλαπλών σταδίων. Βασίζεται στο αξίωμα ότι ανεξάρτητα από την επιλογή των προηγούμενων αποφάσεων, οι υπόλοιπες αποφάσεις πρέπει να συνιστούν μια βέλτιστη πολιτική σχετική με την κατάσταση που απορρέει από αυτές τις προηγούμενες αποφάσεις. Το μαθηματικό πρόγραμμα,

$$\begin{aligned} \min/\max z &= f_1(x_1) + f_2(x_2) + \dots + f_n(x_n) \\ & \text{v.π} \\ x_1 + x_2 + \dots + x_n &\leq b \quad (2.15) \end{aligned}$$

όπου όλες οι μεταβλητές είναι μη αρνητικές και ακέραιες, οι $f_1(x_1)$, $f_2(x_2)$, $f_n(x_n)$ είναι γνωστές μη γραμμικές συναρτήσεις μονής μεταβλητής και ο b είναι γνωστός μη αρνητικός ακέραιος, μοντελοποιεί μια σημαντική κλάση πολυσταδιακών (n το πλήθος) προβλημάτων απόφασης. Για την εφαρμογή του αξιώματος, η διαδικασία εκκινεί από το τελευταίο στάδιο, καθορίζοντας για κάθε κατάσταση τη βέλτιστη πολιτική, υποθέτοντας πως όλα τα προηγούμενα στάδια έχουν ολοκληρωθεί. Στη συνέχεια, το πρόβλημα επιλύεται αναδρομικά μέχρι την επίλυση του αρχικού σταδίου.

Η προσέγγιση αυτή είναι εξίσου εφαρμόσιμη και για προβλήματα απόφασης που δεν χαρακτηρίζονται από πολλαπλότητα σταδίων λήψης αποφάσεων, παρόλα χρησιμοποιείται για υπολογιστικούς λόγους. Στο δυναμικό προγραμματισμό το αρχικό

πρόβλημα διασπάται σε υπο-προβλήματα όπου γίνεται η εύρεση της βέλτιστης λύσης των υπο-προβλημάτων αυτών, εκκινώντας από το μικρότερο σε μέγεθος. Παραδείγματος χάρη, για ένα πρόβλημα n γεννητριών όπου s το πιθανό επίπεδο εξόδου της καθεμίας, η εξαντλητική απαρίθμηση θα απαιτούσε την εξέταση s^n πιθανών συνδυασμών, ενώ εφαρμόζοντας δυναμικό προγραμματισμό θα εξετάζονταν λιγότεροι από $n^2 s^2$ συνδυασμοί [45], [48].



Εικόνα 2.4: Δέντρο απόφασης για την εφαρμογή δυναμικού προγραμματισμού για βελτιστοποίηση σε οριζόντια τριετία.

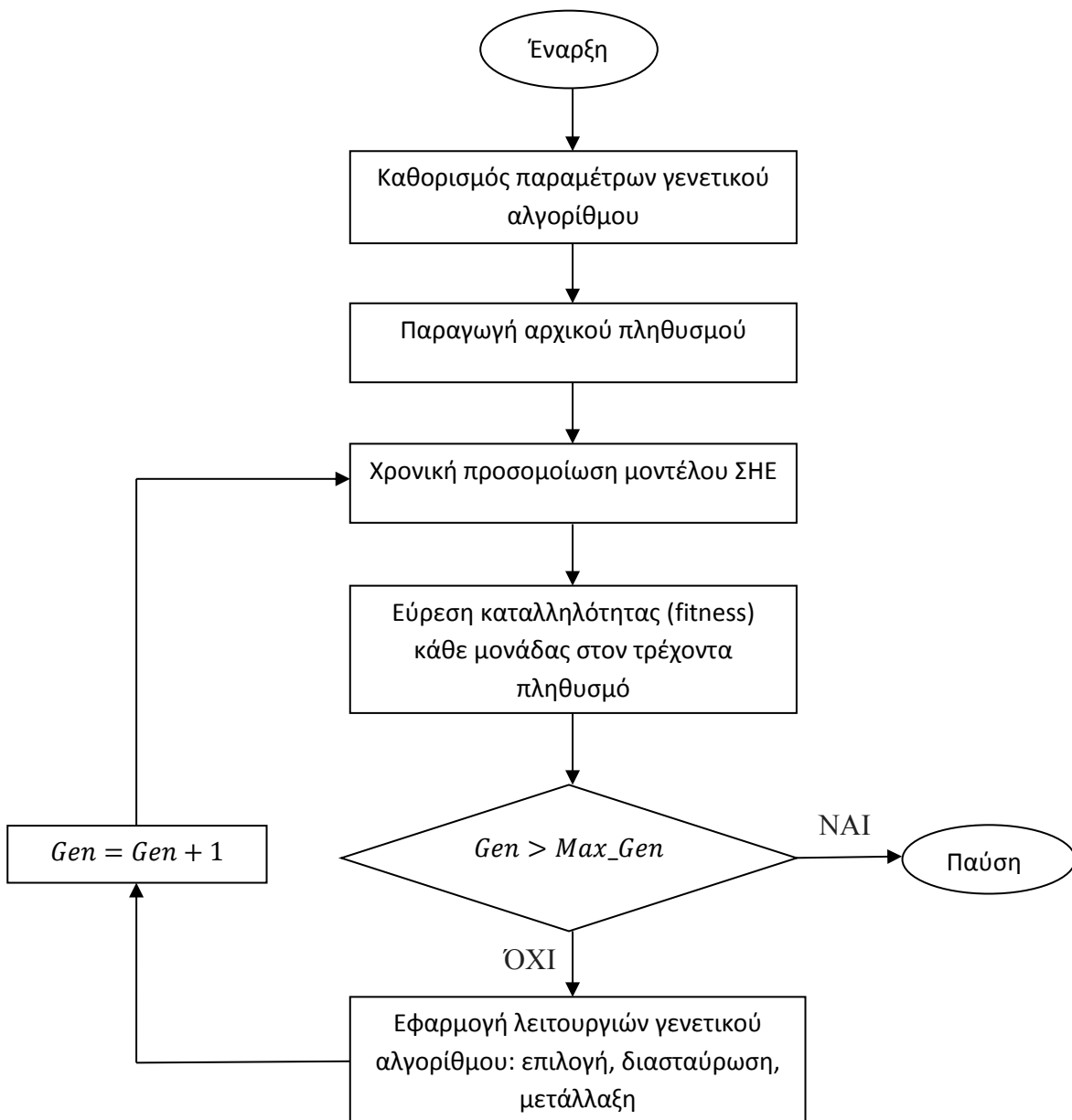
2.2.2 Ευρεστικές μέθοδοι βελτιστοποίησης

➤ Γενετικός αλγόριθμος (Genetic Algorithm-GA)

Πρόκειται για έναν αλγόριθμο αναζήτησης βασισμένο στο συνδυασμό της φυσικής επιλογής (κατά Δαρβινική έννοια) και τη γενετικής. Στο γενετικό αλγόριθμο, ένας πληθυσμός υποψήφιων λύσεων (που ονομάζονται άτομα, πλάσματα ή φαινότυποι) σε ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης εξελίσσονται προς καλύτερες λύσεις. Κάθε υποψήφια λύση έχει ένα σύνολο ιδιοτήτων (τα χρωμοσώματα ή το γονότυπο της) τα οποία μπορούν να μεταλλαχθούν και να τροποποιηθούν. Οι λύσεις αναπαριστώνται στο δυαδικό σύστημα ως συμβολοσειρές από 0 και 1, χωρίς να εξαιρούνται και άλλες δυνατές κωδικοποιήσεις, όπως τα δυαδικά δέντρα. Ο γενετικός αλγόριθμος πρόκειται για υποσύνολο μιας μεγαλύτερης κατηγορίας εξελικτικών αλγορίθμων (evolutionary algorithms). Αντί της αναζήτησης από σημείο σε σημείο, πραγματοποιείται αναζήτηση από πληθυσμό σε πληθυσμό. Τα πλεονεκτήματα του γενετικού αλγορίθμου έναντι των αριθμητικών μεθόδων βελτιστοποίησης είναι:

- i. Δεν χρειάζεται πλήρη πληροφόρηση επί των συνθηκών βελτιστοποίησης και δεν θέτει περιορισμούς όπως η παραγωγισιμότητα και η κυρτότητα της αντικειμενικής συνάρτησης.
- ii. Η μέθοδος δεν λειτουργεί βασισμένη σε ένα ενιαίο τρόπο επίλυσης από τη μία γενιά στην επόμενη, καθιστώντας έτσι λιγότερο πιθανή τη σύγκλιση σε τοπικά ελάχιστα.
- iii. Οι λύσεις που αναπτύσσονται βασίζονται τυχαία στο ποσοστό πιθανότητας των γενετικών λειτουργιών, όπως η μετάλλαξη (mutation) και η διασταύρωση (crossover). Επομένως, οι αρχικές λύσεις δεν υπαγορεύουν την κατεύθυνση αναζήτησης του γενετικού αλγορίθμου [45].

Στην αρχή της βελτιστοποίησης μέσω γενετικού αλγορίθμου, ένα σύνολο μεταβλητών απόφασης κωδικοποιούνται (δυναδικές τιμές, δέντρα απόφασης) ως μέλη ενός πληθυσμού. Οι λειτουργίες της διασταύρωσης και της μετάλλαξης χρησιμοποιούνται για τη δημιουργία της επόμενης γενιάς πληθυσμών. Η διασταύρωση συνδυάζει στοιχεία λύσεων στον τρέχοντα πληθυσμό για να παράξει ένα μέλος στον επόμενο ενώ η μετάλλαξη μεταβάλλει συστηματικά τα στοιχεία μιας λύσης ενός πληθυσμού. Η χρήση γενετικού αλγορίθμου αξιοποιεί το γεγονός ότι πραγματοποιείται διερεύνηση πολλαπλών περιοχών του χώρου αναζήτησης ώστε να βρεθεί ένα ολικό ελάχιστο (ή μέγιστο). Μέσω της χρήσης της λειτουργίας διασταύρωσης, αυτός ο αλγόριθμος είναι ιδιαίτερα ισχυρός στο συνδυασμό των καλύτερων χαρακτηριστικών από διαφορετικές λύσεις για την εξεύρεση μιας καθολικής λύσης. Επίσης, ο γενετικός αλγόριθμος είναι κατάλληλος για την αναζήτηση περίπλοκων, άκρως μη γραμμικών χώρων, επειδή αποφεύγει την παγίδευση σε τοπικά ελάχιστα καθώς διερευνά ταυτόχρονα πολλαπλές λύσεις. Εντούτοις, μεγάλο του μειονέκτημα αποτελεί η απαίτηση τεράστιων χρόνων επεξεργασίας δεδομένων και εκτέλεσης υπολογισμών από τις περισσότερες μονάδες CPU [46].



Εικόνα 2.5: Δομικό διάγραμμα γενετικού αλγορίθμου για τη βελτίωση της ευστάθειας ενός ΣΗΕ.

Στη σύγχρονη έρευνα, ο γενετικός αλγόριθμος χρησιμοποιείται για την επίλυση προβλημάτων σχεδιασμού επέκτασης ενεργών ΔΔ, για την βελτιστοποίηση πολλαπλών στόχων λαμβάνοντας υπόψη τις αβεβαιότητες, τόσο στη ζήτηση όσο και στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

➤ Αναζήτηση Ταμπού (Tabu Search-TS)

Η αναζήτηση Ταμπού είναι μια ισχυρή διαδικασία βελτιστοποίησης που έχει εφαρμοστεί επιτυχώς σε μια σειρά συνδυαστικών προβλημάτων. Έχει την ικανότητα αποφυγής παγίδευσης σε τοπικά ελάχιστα χρησιμοποιώντας ένα ευέλικτο σύστημα μνήμης, σε αντίθεση με συστήματα «χωρίς μνήμη» όπως η προσομοιωμένη απόπτωση και ο γενετικός αλγόριθμος καθώς και άκαμπτα συστήματα μνήμης όπως η τεχνική branch and bound. Ουσιαστικά πρόκειται για έναν επαναληπτικό αλγόριθμο βελτιστοποίησης, ο οποίος εκκινεί από μερικές αρχικά εφικτές λύσεις και προσπαθεί να εντοπίσει μια καλύτερη λύση με τη μέθοδο της απότομης καθόδου (steepest decent algorithm). Βασικά στοιχεία της μεθόδου είναι η «δομή μνήμης γειτονιάς» (neighbourhood memory structure) και η λίστα Ταμπού. Επίσης, η αναζήτηση επιτρέπει την επιστροφή σε προηγούμενες λύσεις (backtracking), οι οποίες τελικά θα οδηγήσουν μέσω διαφορετικής κατεύθυνσης σε καλύτερες λύσεις.

Ο αλγόριθμος Ταμπού αναλαμβάνει να ξεπεράσει την τοπική βελτιστοποίηση επιστρατεύοντας μια στρατηγική απαγόρευσης ορισμένων κινήσεων. Ο σκοπός της ταξινόμησης ορισμένων κινήσεων ως απαγορευμένων - δηλαδή, «Ταμπού» - είναι για την αποφυγή ανακυκλώσεων. Η επιλογή κατάλληλων τύπων περιορισμών της λίστας εξαρτάται από το πρόβλημα υπό μελέτη, οι οποίοι θα μπορούσαν να δηλωθούν άμεσα ως μια δεδομένη αλλαγή μεταβλητών (κινήσεων) ή έμμεσα ως ένα σύνολο λογικών σχέσεων και γραμμικών ανισοτήτων. Δύο πιθανές συνθήκες τερματισμού της αναζήτησης είναι οι ακόλουθες:

- i. Ο αριθμός των επαναλήψεων που πραγματοποιήθηκαν από τη στιγμή της εύρεσης της τελευταίας βέλτιστης λύσης υπερβαίνει έναν προκαθορισμένο μέγιστο αριθμό επαναλήψεων.
- ii. Επίτευξη μέγιστου αριθμού επαναλήψεων χωρίς την εύρεση κάποιας λύσης [46].

Η επίλυση ενός ασαφούς μοντέλου για το πολυδιάστατο πρόβλημα του σχεδιασμού ΔΔ πραγματοποιείται με τη χρήση αναζήτησης Ταμπού. Στην περίπτωση αυτή υπολογίζονται οι μη καθορισμένες λύσεις που αντιστοιχούν στην ταυτόχρονη ελαχιστοποίηση του ασαφούς οικονομικού κόστους, στην ασαφή αναμενόμενη μη

τροφοδοτούμενη ενέργεια (AMTE) και στον κίνδυνο υπερφόρτωσης των γραμμών διανομής ή/και των υποσταθμών [50].

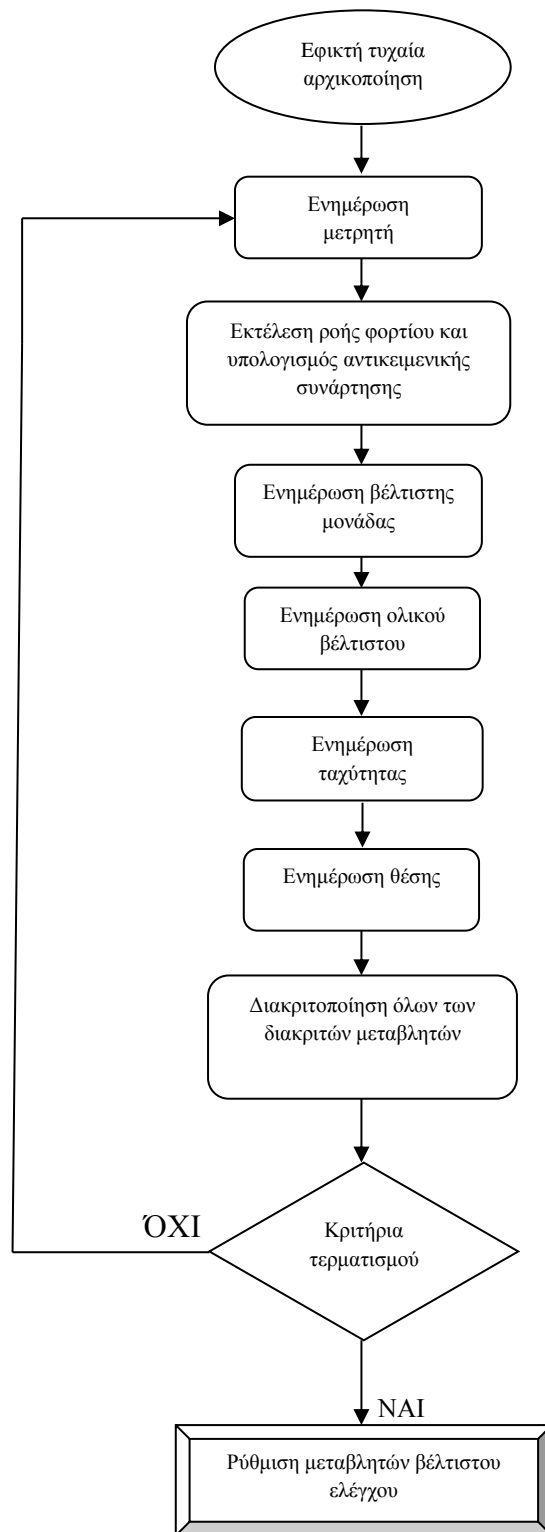
➤ **Μεθοδος Σμήνους σωματιδίων (Particle Swarm Optimization- PSO)**

Η μέθοδος σμήνους σωματιδίων πρόκειται για μια στοχαστική τεχνική βελτιστοποίησης, εμπνευσμένη από την κοινωνική συμπεριφορά των σμηνών πουλιών, στην οποία κάθε μονάδα προσομοιώνεται με ένα «σωματίδιο» που ίπταται γύρω από έναν πολυδιάστατο χώρο αναζήτησης. Το PSO μοιράζεται πολλές ομοιότητες με εξελικτικές υπολογιστικές τεχνικές όπως ο γενετικός αλγόριθμος. Η αρχικοποίηση του συστήματος γίνεται με έναν πληθυσμό τυχαίων εφικτών λύσεων και αναζητά για το βέλτιστο με την ενημέρωση των γενεών. Ωστόσο, σε αντίθεση με το GA, το PSO δεν έχει λειτουργίες εξέλιξης όπως η διασταύρωση και η μετάλλαξη.

Στο PSO, οι πιθανές λύσεις πετούν μέσα στο χώρο προβλημάτων ακολουθώντας τα τρέχοντα βέλτιστα σωματίδια. Τα σωματίδια μεταβάλλουν τη θέση τους με την πτήση σε από έναν πολυδιάστατο χώρο αναζήτησης, μέχρις ότου να κινούνται γύρω από ένα αμετάβλητο σημείο ή μέχρι να ξεπεραστούν οι προκαθορισμένοι υπολογιστικοί περιορισμοί.

Πολλά πλεονεκτήματα του PSO έναντι άλλων παραδοσιακών τεχνικών βελτιστοποίησης μπορούν να συνοψιστούν ως εξής:

- i. Το PSO είναι ένας αλγόριθμος αναζήτησης βασισμένος σε φυσικούς (που λειτουργούν κατά σμήνη) πληθυσμούς. Αυτή η ιδιότητα εξασφαλίζει ότι είναι λιγότερο επιρρεπής στην παγίδευση σε τοπικά βέλτιστα.
- ii. Το PSO χρησιμοποιεί τις πληροφορίες που λαμβάνει από τους δείκτες απόδοσης και από την αντικειμενική συνάρτηση, για να καθοδηγήσει τα σωματίδια στο χώρο αναζήτησης. Επομένως, μπορεί εύκολα να αντιμετωπίσει μη παραγωγίσιμες αντικειμενικές συναρτήσεις. Επιπλέον, αυτή η ιδιότητα απαλλάσσει το PSO από ανεπιθύμητες προσεγγίσεις, οι οποίες συχνά απαιτούνται από τα αριθμητικά μοντέλα βελτιστοποίησης.



Εικόνα 2.6: Αλγόριθμος βέλτιστης ροής φορτίου (ενός στόχου) χρησιμοποιώντας τη μέθοδο σμήγους σωματιδίων (PSO).

- iii. Το PSO χρησιμοποιεί πιθανοτικούς κανόνες μετάβασης και όχι ντετερμινιστικούς. Ως εκ τούτου, καθίσταται ως ένα είδος στοχαστικού αλγορίθμου βελτιστοποίησης, ικανού να αναζητήσει μια περίπλοκη και αβέβαιη περιοχή. Αυτό καθιστά το PSO πιο ευέλικτο και αποτελεσματικό από άλλες συμβατικές μεθόδους.
- iv. Σε αντίθεση με το γενετικό και άλλους ευρεστικούς αλγόριθμους, το PSO έχει την ευελιξία να ελέγχει την ισορροπία μεταξύ ολικής και τοπικής εξερεύνησης του χώρου αναζήτησης. Αυτό το μοναδικό χαρακτηριστικό του αλγορίθμου ξεπερνά το αρχικό πρόβλημα σύγκλισης και βελτιώνει την ικανότητα αναζήτησης.
- v. Σε αντιπαράθεση με τις παραδοσιακές μεθόδους βελτιστοποίησης, η ποιότητα της λύσης της μεθόδου PSO δεν εξαρτάται από τον αρχικό πληθυσμό, αλλά αρχίζοντας από οποιοδήποτε σημείο του χώρου αναζήτησης, εξασφαλίζεται η σύγκλιση προς τη βέλτιστη λύση [46], [52].

Ο αλγόριθμος PSO χρησιμοποιείται ως εργαλείο επίλυσης προβλημάτων βέλτιστης ροής ισχύος, θεωρώντας έναν επιθυμητό στόχο (π.χ. ελαχιστοποίηση κόστους παραγωγής) ως αντικειμενική συνάρτηση. Επίσης, παραλλαγές αυτού (διακριτό PSO) έχουν χρησιμοποιηθεί σε προβλήματα ταυτόχρονου σχεδιασμού ΔΔ ΜΤ και ΧΤ και σε προβλήματα που μελετούν την εισαγωγή μονάδων ΔΠ θεωρώντας αξιόπιστη δρομολόγηση γραμμών διανομής [50].

➤ Προσομοιωμένη απόπτηση (Simulated Annealing-SA)

Στη στατιστική μηχανική, μια φυσική διαδικασία που ονομάζεται απόπτηση πραγματοποιείται συχνά προκειμένου το σύστημα να μεταβεί σε μια κατάσταση ελάχιστης ελεύθερης ενέργειας. Κατά τη διαδικασία απόπτησης, ένα στερεό θερμαίνεται εντός ενός θερμικού λουτρού, με αύξηση της θερμοκρασίας του λουτρού έως ότου να λιώσει το στερεό σε υγρό και τότε η θερμοκρασία χαμηλώνει αργά. Αρχικά, τα μόρια του στερεού αποκολλώνται από την αρχική τους θέση και περιφέρονται τυχαία στο κρυσταλλικό πλέγμα. Όπως μειώνεται η θερμοκρασία, τα μόρια σταδιακά ισορροπούν σε νέους σχηματισμούς που αντιστοιχούν σε στάθμη χαμηλότερης ενέργειας.

Η ονομασία «προσομοιωμένη ανόπτηση» προέρχεται από την αναλογία με τη φυσική διαδικασία των στερεών, στην οποία η αντικειμενική συνάρτηση αντιστοιχίζεται με την ενεργειακή στάθμη των μορίων και η υποψήφια λύση του προβλήματος βελτιστοποίησης αντιπροσωπεύεται από τη θέση κάθε μορίου. Κατά την εφαρμογή του αλγορίθμου SA, αρχικά επιλέγεται τυχαία ένα σετ υποψήφια λύσεων και μια αρχική θερμοκρασία T_0 . Μετέπειτα ο αλγόριθμος προσδιορίζει επαναληπτικά νέες υποψήφιες λύσεις, γειτνιάζουσες της αρχικής, οι οποίες ελέγχονται κατά πόσο ελαχιστοποιούν την αντικειμενική συνάρτηση. Εάν το κριτήριο τερματισμού ικανοποιείται τότε ο αλγόριθμος τερματίζει, διαφορετικά το μέτρο της παραμέτρου της θερμοκρασίας T μειώνεται σταδιακά μέχρι τον τερματισμό του αλγορίθμου.

Τα κύρια πλεονεκτήματα της μεθόδου είναι ότι μπορεί να βελτιστοποιήσει συναρτήσεις με αυθαίρετους βαθμούς μη γραμμικότητας, στοχαστικότητας, οριακών συνθηκών και περιορισμών. Επίσης, είναι στατιστικά εγγυημένη η εξεύρεση ολικής βέλτιστης λύσης. Εντούτοις, μειονέκτημα αποτελεί η απαίτηση πολύ υψηλής υπολογιστικής ισχύος και το γεγονός ότι η αποδοτικότητα του αλγορίθμου είναι άμεσα συνδεδεμένη με την επιφάνεια προς βελτιστοποίηση και γι' αυτό το λόγο πρέπει να προσαρμόζεται σε συγκεκριμένα προβλήματα.

Η διαδικασία είναι αποτελεσματική σε προβλήματα αναδιαμόρφωσης δικτύου (network reconfiguration) ελάχιστου συνολικού ετήσιου κόστους για μεγάλης κλίμακας ΔΔ και η δυνατότητα αναζήτησης ενισχύεται με την αύξηση του μεγέθους του συστήματος. Οι πιθανές διαμορφώσεις δικτύου εξαρτώνται από τις διαθέσιμες διαδρομές, τις θέσεις Υ/Σ και φορτίου και από την υιοθετηθείσα γενική ιδέα της δομής τους. Ακόμη, το SA έχει εφαρμοστεί και στο σχεδιασμό επέκτασης δικτύου μεταφοράς, στον προγραμματισμό συντήρησης εξοπλισμού και στην ανάθεση μονάδων παραγωγής [45], [46].

2.3 Το εργαλείο μοντελοποίησης GAMS

2.3.1 Βασικά χαρακτηριστικά του λογισμικού GAMS και διασύνδεση με άλλα λογισμικά

Το GAMS πρόκειται για ένα σύστημα μοντελοποίησης υψηλού επιπέδου που χρησιμοποιείται για την επίλυση προβλημάτων μαθηματικού προγραμματισμού και μοντέλων βελτιστοποίησης. Όταν αρχικά κυκλοφόρησε ως εμπορικό προϊόν, ήταν το πρώτο λογισμικό που συνδύαζε τη γλώσσα των μαθηματικών (αλγεβρικούς

συμβολισμούς) με τις παραδοσιακές έννοιες του προγραμματισμού για να περιγράψει και να αντιμετωπίσει αποτελεσματικά προβλήματα βελτιστοποίησης. Όσον αφορά τα πολυσύνθετα προβλήματα βελτιστοποίησης στα ΣΗΕ, το GAMS έχει αποδειχθεί ένα υπολογιστικά αποτελεσματικό εργαλείο για την ανάλυσή τους, με μια διαρκώς αναπτυσσόμενη σειρά από επιλύτες (*Solvers*) για την επίλυση τόσο απλών γραμμικών όσο και δισεπίλυτων MINLP προβλημάτων.

Τα δομικά στοιχεία ενός προβλήματος σε GAMS (Πίνακας 2.2) κατά σειρά δήλωσης στο λογισμικό είναι τα σύνολα (*sets*), οι παράμετροι (*parameters*), οι μεταβλητές (*variables*), οι εξισώσεις (*equations*), το μοντέλο (*model*) του προβλήματος και ο επιλύτης που επιλέχθηκε (*solver*).

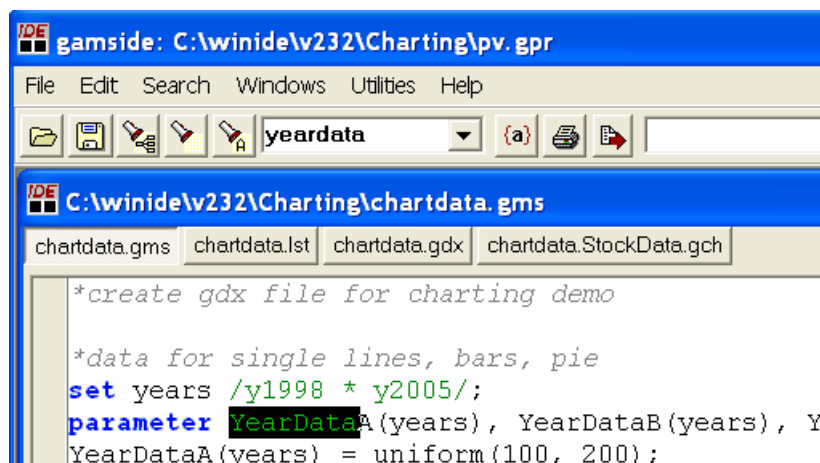
Σήμερα, με το μέσο χρήστη να προσανατολίζεται σε γραφικές διεπαφές (*graphical user interface*), ήταν ανάγκη να δημιουργηθεί το GAMSIDE (*Integrated development environment*). Το IDE έχει σχεδιαστεί για να παρέχει μια γραφική διεπαφή μέσω των δημοφιλέστερων λειτουργικών συστημάτων (*Windows, Linux και Mac*), έτσι ώστε να επιτρέπεται η επεξεργασία, η ανάπτυξη, ο εντοπισμός σφαλμάτων και τη λειτουργία εργασιών GAMS σε ένα κοινό πρόγραμμα.

Ένα από τα μεγάλα μειονεκτήματα του λογισμικού GAMS αποτελεί η αποτελεσματική γραφή μεγάλων σε μέγεθος δομών δεδομένων καθώς και η απεικόνιση των επεξεργαζόμενων μεταβλητών. Από την άλλη μεριά, μολονότι αρκετές επεκτάσεις βελτιστοποίησης (*solver add-in*) έχουν κάνει την εμφάνισή τους σε πακέτα λογισμικού όπως το Excel και το MATLAB, στερούνται της ικανότητας αυτόματου υπολογισμού παραγώγων (*Automatic Differentiation*), καθιστώντας τες μη πρακτικές για μη γραμμική βελτιστοποίηση μεγάλης κλίμακας. Για τον επιτυχή σύνδεσμο (*coupling*) μεταξύ των προγραμμάτων GAMS και MATLAB, χρησιμοποιείται το GDXMRW (*GAMS data exchange-Matlab Read/Write*), το οποίο δίνει στους χρήστες του MATLAB τη δυνατότητα να επωφελούνται από όλες τις δυνατότητες βελτιστοποίησης του GAMS και επιτρέπει την απεικόνιση των μοντέλων του GAMS απευθείας στο MATLAB [55].

Πίνακας 2.2: Τα δομικά στοιχεία του λογισμικού GAMS.

Δομικά στοιχεία	Σύντομη περιγραφή	Αναπαράσταση στο GAMS
Sets	Τα σύνολα είναι συλλογές αντικειμένων. Κάθε στοιχείο αναγνωρίζεται από την εμφάνιση συμβολοσειράς του, μήκους έως 63 χαρακτήρων η οποία πρέπει να ξεκινά με αλφαβητικό ή αριθμητικό χαρακτήρα. Υπάρχει και η δυνατότητα δήλωσης μιας μεταβλητής με περισσότερες από μία τιμές μέσω της εντολής alias.	Set i /1,2,3,.../ j /bus1, bus2,.../; Alias (i,a);
Parameters	Οι παράμετροι είναι ν-διάστατες μήτρες αριθμητικών τιμών, οι οποίες ορίζονται σε ένα ή περισσότερα σύνολα. Τα δεδομένα για τις παραμέτρους μπορούν να εισαχθούν σε τρεις βασικές μορφές: i. Μονή εισαγωγή δεδομένου (Scalar), ii. Δεδομένα σε μορφή λίστας, τα οποία ορίζονται από ένα ή περισσότερα σύνολα (Parameter). iii. Δεδομένα σε μορφή πίνακα δύο ή περισσότερων διαστάσεων (Table).	Scalar rho “discount rate” /0.03/; Parameter dem(i) “demand per bus pu” /1 0.3 2 0.15/; Table le(i,j) “length of line” 1 2 1 0 5 2 5 0 ;
Variables	Οι μεταβλητές δηλώνονται ως παράμετροι, εκτός από το ότι η τιμή τους δεν είναι προκαθορισμένη. Αποτελεί στόχο του επιλεχθέντος Solver να βρει τιμές για όλες τις μεταβλητές που ελαχιστοποιούν ή μεγιστοποιούν την αντικειμενική συνάρτηση. Οι εξισώσεις μπορούν να περιορίσουν το επιτρεπόμενο εύρος τιμών. Πρόσθετες δηλώσεις επιτρέπουν τον περιορισμό του επιτρεπτού εύρους σε θετικές, δυαδικές ή ακέραιες τιμές (positive, binary, integer variables).	Variables V(i) “voltage at bus i” P(i,j) “active power flow” Binary Variables B(i,j) “decision for reconductoring”
Equations	Οι εξισώσεις αποτελούν τον πυρήνα κάθε μοντέλου GAMS. Περιγράφουν τις συνδέσεις μεταξύ σταθερών, μαθηματικών τελεστών, συναρτήσεων, συνόλων, παραμέτρων και μεταβλητών για τη δημιουργία αντικειμενικής συνάρτησης και περιορισμών. Περιορίζονται σε συγκεκριμένες τιμές συνόλων.	Equations obj ..objective=e= sum(i,x(i)+y(i)); cons01(i)..x(i)+y(i)=l=80; cons02(i)..x(i)*y(i)=e=150;

<p>Model & Solver</p>	<p>(a). Η δήλωση μοντέλου χρησιμοποιείται για τη συλλογή των εξισώσεων σε ομάδες και την κατηγοριοποίησή τους έτσι ώστε να μπορούν να λυθούν. Η απλούστερη μορφή της πρότυπης δήλωσης χρησιμοποιεί τη λέξη-κλειδί /all/ στην οποία το μοντέλο αποτελείται από όλες τις εξισώσεις που δηλώθηκαν πριν εισαχθεί η δήλωση μοντέλου. (b). Μόλις καθοριστεί ένα μοντέλο χρησιμοποιώντας τη δήλωση model, η εντολή επίλυσης καλεί το GAMS να καλέσει έναν από τους διαθέσιμους επιλύτες του που ανταποκρίνεται στο συγκεκριμένο τύπο μοντέλου.</p>	<p>model RE /all/ option NLP = ipopt; option iterlim = 1000; (αριθμός επαναλήψεων) solve RE using NLP minimizing objective;</p>
<p>Output</p>	<p>Το αρχείο εξόδου που παράγεται από μια εκτέλεση GAMS καλείται αρχείο καταχώρησης (listing file). Το αρχείο καταχώρησης έχει την επέκταση αρχείου .lst και μπορεί να διαβαστεί χρησιμοποιώντας οποιοδήποτε πρόγραμμα επεξεργασίας κειμένου. Επίσης, μέσω του Model Statistics παρέχονται λεπτομέρειες σχετικά με το μέγεθος και τη μη γραμμικότητα του μοντέλου [56].</p>	<pre> ---- EQU CON Constraint LOWER LEVEL UPPER MARGINA 1 -INF 10.000 10.000 2.500 2 -INF 3.000 3.000 0.500 LOWER LEVEL ---- VAR z -INF 26.500 </pre>



Εικόνα 2.7: Το κύριο παράθυρο με το τρέχον έργο εμφανίζεται στη γραμμή τίτλου του παραθύρου. Το παρακάτω παράθυρο που περιλαμβάνει τις καρτέλλες εμφανίζει το όνομα αρχείου της ενεργής καρτέλας.

Προκειμένου να δημιουργηθεί μια αντιστοιχία μεταξύ των συνόλων του GAMS στο MATLAB, το μόνο που χρειάζεται είναι μια λίστα των επιθυμητών καθορισμένων στοιχείων ως μια συστοιχία κελιών συμβολοσειρών. Τα πεδία που χρησιμοποιούνται σε έναν κώδικα MATLAB είναι τα ακόλουθα:

- name: Όνομα συνόλου (set).
- type: “Set”, “Parameter”, “Variable”.
- val: Τιμές μεταφερόμενων δεδομένων.
- form: “full” / “sparse”, δείχνει το μέγεθος και την ερμηνεία του πίνακα τιμών.
- dim: Αριθμός διαστάσεων πίνακα τιμών και uels.
- uels: Αυτό το πεδίο εισόδου χρησιμοποιείται για την εκτέλεση μίας μήτρας δεδομένων ανάγνωσης (συστοιχία κελιών ανά διάσταση), δηλαδή δεδομένων εξόδου θα περιέχουν τιμές που αντιστοιχούν μόνο στα εισερχόμενα πεδία.

Για την κλήση του GAMS από το MATLAB, πρέπει να δημιουργηθεί ένα αντικείμενο GAMS. Αυτό μπορεί να γίνει χρησιμοποιώντας την ακόλουθη εντολή MATLAB:

```
gams('PowerSystem.gms',struct1,struct2,struct3);
```

Το κάθε struct περιέχει τα παραπάνω πεδία για την επίτευξη της διεπαφής μεταξύ των δύο λογισμικών [54].

2.3.2 Οι επιλύτες του λογισμικού GAMS

Αναφορικά με τους διαθέσιμους επιλύτες, το GAMS υποστηρίζει μια πληθώρα ως επί το πλείστον ανοιχτού κώδικα λογισμικών, οι οποίοι εμπλουτίζονται συνεχώς. Δεν απαιτείται γνώση επιλογών επίλυσης ή κωδικών επιστροφής από το χρήστη. Το GAMS είναι σε θέση να διατυπώνει μοντέλα σε πολλούς διαφορετικούς τύπους προβλημάτων με δυνατότητα άμεσης μετάβασης από τον ένα τύπο στον άλλο, χρησιμοποιώντας τα ίδια δεδομένα, μεταβλητές και εξισώσεις στα διαφορετικά μοντέλα ταυτόχρονα. Κάποιοι από τους *Solver* που διατίθενται στο GAMS είναι οι ακόλουθοι:

- *IPOPT* (Interior Point Optimizer): Εφαρμόζει τη μέθοδο εσωτερικού σημείου γραμμικής αναζήτησης για μοντέλα NLP μεγάλης κλίμακας των οποίων οι συναρτήσεις μπορούν να είναι μη κυρτές, αλλά πρέπει να έχουν υποχρεωτικά συνεχή παράγωγο πρώτης και δεύτερης τάξης. Η ακόλουθη δήλωση μπορεί να χρησιμοποιηθεί στο GAMS για να καθορίσει τη χρήση του IPOPT:

Option NLP = IPOPT; {or LP, RMIP, DNLP, RMINLP, QCP, RMIQCP, CNS}

Πριν την εκκίνηση της επίλυσης του προβλήματος, ο IPOPT παρουσιάζει τα στατιστικά του προβλήματος (αριθμό μη μηδενικών στοιχείων στους πίνακες, αριθμό μεταβλητών κ.λ.π.). Οι σταθερές μεταβλητές (άνω και κάτω όρια ίσα) μπορεί να αφαιρεθούν από το πρόβλημα εσωτερικά και να μη συμπεριληφθούν στο σύνολο των στατιστικών.

- *COUENNE* (Convex Over and Under Envelopes for Nonlinear Estimation): Πρόκειται για έναν ανοικτού πηγαίου κώδικα, (χωροταξικής αναδιαμόρφωσης) Branch and Bound αλγόριθμο, για την επίλυση προβλημάτων βελτιστοποίησης της μορφής MINLP. Οι συναρτήσεις στους περιορισμούς είναι της μορφής $f_i(x, y) \leq 0$, $x \in R^n$, $y \in Z^p$, οι οποίες είναι εν γένει μη γραμμικές και μη κυρτές. Στοχεύει στην εξεύρεση ολικού βέλτιστου με τεχνικές γραμμικοποίησης, διακλάδωσης (branching), συρρίκνωσης ορίων (bound reduction) και ευρεστικές για εύρεση εφικτών λύσεων. Η αναδιαμόρφωση δεν καθιστά ευκολότερη την επίλυση του προβλήματος, καθώς απλά προσθέτει ένα σύνολο νέων μεταβλητών. Παρόλα αυτά, είναι ευκολότερη η απόκτηση ενός κάτω ορίου επί της βέλτιστης λύσης.
- *Cplex*: Έχει σχεδιαστεί για να επιλύει μεγάλου μεγέθους, δύσκολα προβλήματα βελτιστοποίησης, γρήγορα και με ελάχιστη παρέμβαση από μεριάς χρήστη. Παρέχεται πρόσβαση (με την επιφύλαξη κατάλληλης αδειοδότησης) σε αλγόριθμους Cplex για γραμμικά, τετραγωνικά περιορισμένα και μικτά ακέραια προβλήματα προγραμματισμού. Η δήλωση μπορεί να χρησιμοποιηθεί στο GAMS για να καθορίσει τη χρήση του Cplex είναι:

Option LP = Cplex; {or QCP, MIP, MIQCP, RMIP or RMIQCP}

Η πλειοψηφία των προβλημάτων LP επιλύονται βέλτιστα χρησιμοποιώντας τον σύγχρονης τεχνολογίας Cplex δυϊκό αλγόριθμο Simplex ενώ για τα μοντέλα QP/QCP, ο solver εφαρμόζει διάφορες προσεγγίσεις, όπως οι μέθοδοι φραγής (Barrier method) ή branch and bound. Για προβλήματα με ακέραιες μεταβλητές, ο Cplex χρησιμοποιεί αλγόριθμο branch and cut, ο οποίος επιλύει μια σειρά LP

υποπρογραμμάτων. Επειδή ένα MIP πρόγραμμα δημιουργεί πολλά υποπροβλήματα, ακόμα και μικρά προβλήματα αυτού του τύπου μπορούν να γίνουν υπολογιστικά πολύ απαιτητικά και απαιτούν μεγάλα ποσά φυσικής μνήμης.

- **BONMIN** (Basic Open-source Nonlinear Mixed Integer programming) : Σε αντιστοιχία με τον COUENNE, είναι ένας solver ανοιχτού κώδικα για επίλυση MINLP προβλημάτων, εφαρμόζοντας τεχνικές όπως branch and bound, branch and cut και αλγορίθμους εξωτερικής προσέγγισης. Οι συναρτήσεις πρέπει υποχρεωτικά να είναι συνεχώς παραγωγίσιμες (τουλάχιστον δεύτερης τάξης). Ο BONMIN υλοποιεί έξι διαφορετικούς αλγόριθμους για την επίλυση MINLP:
 - i. B-BB (προεπιλογή): ένας απλός αλγόριθμος branch and bound που βασίζεται στην επίλυση ενός συνεχούς μη γραμμικού προγράμματος σε κάθε κόμβο του δέντρου αναζήτησης.
 - ii. B-OA: ένας εξωτερικής προσέγγισης αλγόριθμος αποσύνθεσης για τη βελτίωση ενός απαλλαγμένου MIP προβλήματος και την επίλυση NLP υποπροβλημάτων.
 - iii. B-QG: ένας εξωτερικής προσέγγισης branch and cut αλγόριθμος που βασίζεται στην επίλυση ενός συνεχούς γραμμικού προβλήματος σε κάθε κόμβο του δέντρου αναζήτησης.
 - iv. B-Hyb: ένας αλγόριθμος branch and bound που είναι ένα υβρίδιο του B-BB και του B-QG και βασίζεται στην επίλυση είτε ενός συνεχούς μη γραμμικού ή συνεχούς γραμμικού προβλήματος σε κάθε κόμβο του δέντρου αναζήτησης.
 - v. B-ECP: ένας εξωτερικής προσέγγισης (μεθόδου Kelley) branch and cut αλγόριθμος που βασίζεται στην ρυθμίσεις που χρησιμοποιούνται στον solver FilmINT.
 - vi. B-iFP: ένας αλγόριθμος μελέτης εφικτότητας (feasibility pump).
- **GUROBI** : Το πακέτο προϊόντων βελτιστοποίησης Gurobi περιλαμβάνει σύγχρονες μεθόδους βελτιστοποίησης Simplex και παράλληλης φραγής (parallel barrier) για προβλήματα LP, QP, QCP, MILP, MIQP και MIQCP. Ο Gurobi MIP solver περιλαμβάνει παραλληλισμό κοινής μνήμης, ικανό να εκμεταλλεύεται ταυτόχρονα οποιοδήποτε αριθμό επεξεργαστών και πυρήνων ανά επεξεργαστή. Ο καθορισμό της χρήσης του solver (απαιτείται κατάλληλη πιστοποίηση από την έκδοση GAMS 24.7 και έπειτα), γίνεται με την έκφραση

Option LP = Gurobi; { or MIP or RMIP or QCP or MIQCP or RMIQCP }

Μέσω του Gurobi, για προβλήματα LP σε ένα σύστημα πολλαπλών πυρήνων, υπάρχει η δυνατότητα χρήσης ταυτόχρονης βελτιστοποίησης. Διαχειρίζεται διαφορετικούς αλγορίθμους βελτιστοποίησης σε διαφορετικούς πυρήνες και επιστρέφει τη λύση που θα συγκλίνει ταχύτερα. Επίσης, παρέχει τη δυνατότητα αξιοποίησης του ανιχνευτή εφικτότητας (infeasibility finder), ο οποίος λαμβάνει ένα ανέφικτο γραμμικό πρόγραμμα και παράγει ένα ασυνεπές σύνολο περιορισμών που δεν μπορεί να μειωθεί. Τέλος, ο Gurobi υποστηρίζει την ανάλυση ευαισθησίας σε γραμμικά προβλήματα (ανάλυση μετά τη βελτιστοποίηση), που επιτρέπει σε κάποιον να μάθει περισσότερα για μια βέλτιστη λύση σε ένα πρόβλημα.

- *BARON* (Branch-And-Reduce Optimization Navigator): Εξειδικεύεται στην εύρεση ολικής βέλτιστης λύσης για μοντέλα NLP και MINLP. Συγκριτικά με άλλους solvers, όπου οι παραδοσιακοί αλγόριθμοι NLP και MINLP είναι εγγυημένοι ότι συγκλίνουν μόνο κάτω από συγκεκριμένες παραδοχές κυρτότητας, ο BARON εφαρμόζει ντετερμινιστικούς, τύπου branch and bound, αλγορίθμους ολικής βελτιστοποίησης υπό αρκετά γενικές υποθέσεις. Αυτές περιλαμβάνουν την ύπαρξη πεπερασμένων κατώτερων και ανώτερων ορίων σε μη γραμμικές εκφράσεις στα προβλήματα προς επίλυση. Εφαρμόζονται τεχνικές δυϊκότητας, διάδοσης περιορισμών και ανάλυσης διαστήματος για τη μείωση του εύρους των μεταβλητών κατά την εκτέλεση του αλγορίθμου. Σε αντίθεση με πολλούς αλγόριθμους NLP που απαιτούν ένα εφικτό σημείο εκκίνησης, δεν απαιτείται ένα τέτοιο για τον BARON. Ένας χρήστης μπορεί προαιρετικά να παρέχει ένα σημείο εκκίνησης για όλες ή ορισμένες από τις μεταβλητές του προβλήματος. Στη συνέχεια, ο επιλύτης θα αρχικοποιήσει όλες τις μεταβλητές που δεν έχουν οριστεί από το χρήστη [53], [56].

Solver/Model type availability - 23.7 July 14, 2011												
	LP	MIP	NLP	MCP	MPEC	CNS	DNLP	MINLP	QCP	MIQCP	Stoch.	Global
ALPHAECP								✓		✓		
BARON 9.3	✓	✓	✓				✓	✓	✓	✓		✓
BDMLP	✓	✓										
COIN-OR	✓	✓	✓				✓	✓	✓	✓		✓
CONOPT 3	✓		✓			✓	✓		✓			
CPLEX 12.3	✓	✓							✓	✓		
DECIS	✓										✓	
DICOPT								✓		✓		
GUROBI 4.5	✓	✓							✓	✓		
KNITRO 7.0	✓		✓				✓	✓	✓	✓		
LINDOGLOBAL 6.1	✓	✓	✓				✓	✓	✓	✓		✓
LGO	✓		✓				✓		✓			✓
MILES				✓								
MINOS	✓		✓				✓		✓			
MOSEK 6	✓	✓	✓				✓		✓	✓		
MPSGE												
MSNLP			✓				✓		✓			✓
NLPEC				✓	✓							
OQNLP			✓				✓	✓	✓	✓		✓
PATH				✓		✓						
SBB								✓		✓		
SCIP		✓							✓	✓		
SNOPT	✓		✓				✓		✓			
XA	✓	✓										
XPRESS 22.01	✓	✓							✓			
Contributed Plug&Play solvers												
Kestrel	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Εικόνα 2.8: Οι διαθέσιμοι επιλύτες για κάθε τύπο προβλήματος, σύμφωνα με την έκδοση GAMS 23.7.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3

Διατύπωση του προβλήματος

Το πρόβλημα του σχεδιασμού διαμορφώνεται ως ένα μικτό ακέραιο μη γραμμικό πρόβλημα (MINLP), στο οποίο οι δυαδικές μεταβλητές χρησιμοποιούνται για να υποδηλώνουν επενδυτικές αποφάσεις. Συγκεκριμένα, ο λειτουργός του συστήματος έχει την επιλογή να επενδύσει σε συμβατικές τεχνολογίες, όπως η αναβάθμιση των γραμμών διανομής ή η ενίσχυση του μετασχηματιστή του υποσταθμού ΥΤ/ΜΤ, καθώς και σε έξυπνες τεχνολογίες (π.χ. DSR, CVC, SOP). Η απόφαση για κάθε μία επένδυση αποτυπώνεται με δυαδικές μεταβλητές. Στην περίπτωση που μελετήθηκε, χρησιμοποιήθηκαν συνεχείς μεταβλητές (continuous variables) για την απλοποίηση του προβλήματος, οι οποίες ανήχθηκαν στην πλησιέστερη δυαδική μεταβλητή. Επιπλέον, υιοθετήθηκε ένα μη γραμμικό μοντέλο AC-OPF για να πληρούνται τόσο τα θερμικά όρια στις γραμμές διανομής ΜΤ όσο και οι περιορισμοί τάσης στους ζυγούς του δικτύου. Το μη γραμμικό πρόβλημα βελτιστοποίησης με συνεχείς μεταβλητές αναπτύχθηκε στο λογισμικό GAMS με τη χρήση του μοντέλου DNLP (Nonlinear Programming with Discontinuous Derivatives) και του επιλύτη IPOPT.

Η μοντελοποίηση του χρονικού ορίζοντα του σχεδιασμού γίνεται με τη βοήθεια σεναρίων ανά αριθμό ετών, προς αποφυγή εξέτασης κάθε έτους ξεχωριστά, με συνέπεια την αύξηση της πολυπλοκότητας των υπολογισμών. Η προσέγγιση αυτή ενσωματώνει και την επίλυση μέρους της αβεβαιότητας που υπήρχε όταν λήφθηκε αρχικά η απόφαση. Στα πλαίσια της εργασίας θεωρούμε τρία σενάρια τριετούς διάρκειας, βάσει των οποίων γίνεται ανάλυση κάθε δεδομένου του προβλήματος. Επίσης, η αβεβαιότητα διαμορφώνεται με τη θεώρηση τριών διαφορετικών περιπτώσεων για το ρυθμό αύξησης της αιχμής της ζήτησης (μικρός, μεσαίος, μεγάλος) και την εισαγωγή σεναρίων που περιγράφουν τη διεύθυνση φωτοβολταϊκών μονάδων παραγωγής. Τα παραπάνω σενάρια καταγράφουν τις πιθανές καταστάσεις του συστήματος στον ορίζοντα προγραμματισμού. Ο αθροιστικός συντελεστής προεξόφλησης για τα λειτουργικά κόστη και ο συντελεστής προεξόφλησης για τα κόστη επενδύσεων, χρησιμοποιούνται για την αναγωγή κάθε κόστους στην παρούσα αξία του έτους κάθε σεναρίου. Η συγκεκριμένη μαθηματική διατύπωση που εφαρμόζεται στο πρόβλημα στοχεύει στο μακροπρόθεσμο προγραμματισμό ανάπτυξης

του δικτύου, λαμβάνοντας υπόψη τις μεταβολές στα στοιχεία του συστήματος, όπως για παράδειγμα τη διείσδυση μονάδων ΔΠ.

Στην εργασία αυτή επιλύεται το πρόβλημα του μακροπρόθεσμου σχεδιασμού και ανάπτυξης του ΔΔ ΜΤ, το οποίο περιλαμβάνει την αναβάθμιση των γραμμών και την εφαρμογή έξυπνων λύσεων. Στο παρόν πλαίσιο εξετάζονται οι δυνατότητες της περικοπής ενεργού ισχύος με την τεχνολογία APGC, όπου περιλαμβάνει την αποζημίωση των ιδιοκτητών των ΑΠΕ για την περικοπή της παραγωγής τους, σε συνδυασμό με την υπηρεσία DSR, για τις μελετούμενες αιχμές σε κάθε ζυγό. Το μοντέλο που παρουσιάζεται διαμορφώνεται θεωρώντας ότι είναι δυνατό να μειωθεί στιγμιαία η ενεργός ισχύς στην έξοδο των Φ/Β μονάδων. Επίσης, γίνεται η θεώρηση ότι στο εξεταζόμενο δίκτυο υπάρχουν εγκατεστημένοι έξυπνοι μετρητές στο σύνολο των εξυπηρετούμενων καταναλωτών προς εφαρμογή DSR κατά ευέλικτο και βέλτιστο τρόπο, σύμφωνα με τις ανάγκες του δικτύου του προβλήματος.

Στον παρακάτω πίνακα παρουσιάζονται τα σύνολα όπου ανήκουν οι δείκτες, μέσω των οποίων επιτυγχάνεται η μαθηματική διατύπωση των δεδομένων του προβλήματος.

Πίνακας 3.1 : Σύνολα και δείκτες

Ω_L	Σύνολο γραμμών διανομής, με δείκτη l .
Ω_M	Σύνολο μελετούμενων χρονικών σταδίων μοντελοποίησης προβλήματος, με δείκτη m .
Ω_N	Σύνολο ζυγών του συστήματος, με δείκτη n .
Ω_Q	Σύνολο εξεταζόμενων ημερών σε ένα έτος στις οποίες ο πελάτης έχει υπογράψει συμβόλαιο για εφαρμογή DSR, με δείκτη q .
Ω_{Tq}	Σύνολο εξεταζόμενων ωρών στη διάρκεια μιας τυπικής ημέρας, με δείκτη t .
$\Phi_{k_L}(m)$	Χρονικά διατεταγμένο σύνολο το οποίο περιέχει τις τιμές των προηγούμενων σταδίων.

3.1 Αντικειμενική συνάρτηση

Η αντικειμενική συνάρτηση ελαχιστοποίησης κόστους εκφράζει την παρούσα αξία στο τέλος της μελετούμενης περιόδου του συνόλου των επενδεδυμένων κεφαλαίων και διατυπώνεται ως ακολούθως:

$$z = \min \left\{ \sum_{m \in \Omega_M} (df_m^I \omega_m^I + cdf_m^O \omega_m^O) \right\} \quad (3.1)$$

όπου:

df_m^I : Συντελεστής προεξόφλησης επενδυτικών κεφαλαίων ανά χρονικό στάδιο.

Εκφράζεται από τον τύπο $DF = (1 + r_I)^{-t}$, όπου r_I το επιτόκιο προεξόφλησης επενδύσεων και t ο αριθμός της εκάστοτε χρονικής περιόδου μελέτης.

ω_m^I : Επενδυτικά κόστη ανά χρονικό στάδιο.

cdf_m^O : Αθροιστικός συντελεστής προεξόφλησης λειτουργικών κεφαλαίων ανά χρονικό στάδιο. Εκφράζεται από τον τύπο $CDF = [1 - (1 + r_o)^{-t}]/r_o$, όπου r_o το επιτόκιο προεξόφλησης λειτουργικών δαπανών.

ω_m^O : Λειτουργικά κόστη ανά χρονικό στάδιο.

Η αντικειμενική συνάρτηση εκφράζεται σε χρηματικές μονάδες (€). Σε περίπτωση κανονικής λειτουργίας του συστήματος, αποτελεί το ισχυρότερο κριτήριο επιλογής μίας επένδυσης έναντι σε άλλες πιθανές. Τα επιμέρους κόστη θα παρουσιαστούν εκτενώς παρακάτω.

3.2 Επενδεδυμένα κεφάλαια

$$\omega_m^I = \sum_{n \in \Omega_L} (\tilde{B}_{m,l} Y_B) \quad (3.2)$$

όπου:

$\tilde{B}_{m,l}$: Συνεχής μεταβλητή απόφασης για επένδυση ενίσχυσης γραμμών διανομής. Για $\tilde{B}_{m,l} < 0.5$, θέτουμε $\tilde{B}_{m,l} = 0$ ενώ για $\tilde{B}_{m,l} \geq 0.5$, θέτουμε $\tilde{B}_{m,l} = 1$ και επαναλούμε το σύστημα με τις νέες τιμές.

Y_B : Κόστος ενίσχυσης γραμμών διανομής.

$$\omega_m^0 = Mc + N_q * \left\{ \sum_{\substack{n \in \Omega_N \\ t \in \Omega_{T_q}}} (d_t c_c \text{curt}_{m,n} P_{m,n}^{max} T_{m,n}) + \sum_{\substack{n \in \Omega_N \\ t \in \Omega_{T_q}}} (d_t c_d f c_{m,n} a_m P d_n) \right\} \quad (3.3)$$

όπου:

Mc : Κόστη συντήρησης συστήματος ανά έτος (€/έτος).

N_q : Αριθμός ημερών μέγιστης ζήτησης ανά έτος.

d_t : Αριθμός ωρών κατά τη διάρκεια μιας τυπικής μέρας που εμφανίζεται η μέγιστη ζήτηση (h).

c_c : Κόστος αποζημίωσης ιδιοκτητών Φ/Β για την εφαρμογή APGC (€/MWh).

$\text{curt}_{m,n}$: Συνεχής μεταβλητή που εκφράζει το ποσοστό περικοπής ενεργού ισχύος από τις μονάδες Φ/Β σε κάθε ζυγό ανά χρονικό στάδιο.

$P_{m,n}^{max}$: Μέγιστη ενεργός ισχύς παραγωγής από τις Φ/Β μονάδες σε κάθε ζυγό ανά χρονικό στάδιο (MW).

$T_{m,n}$: Πίνακας που εκφράζει την αύξηση της διείσδυσης (εκφρασμένης σε ποσοστό) των Φ/Β του συστήματος σε κάθε ζυγό ανά χρονικό στάδιο.

c_d : Κόστος πληρωμής καταναλωτών για τη συμμετοχή τους στην υπηρεσία DSR (€/MWh).

$f c_{m,n}$: Συνεχής μεταβλητή που εκφράζει το ποσοστό περικοπής της ζήτησης σε περίπτωση εφαρμογής DSR σε κάθε ζυγό ανά χρονικό στάδιο.

a_m : Ποσοστιαία αύξηση της ζήτησης ανά χρονικό στάδιο (**3 περιπτώσεις**).

$P d_n$: Ζήτηση ενεργού ισχύος στο ζυγό n (MW).

3.3 Μεταβλητές απόφασης

$$\tilde{B}_{m,l} = \sum_{\varphi \in \Phi_{k_L}(m)} B_{\varphi,l} \quad \forall m, l \quad (3.4)$$

όπου:

$B_{\varphi,l}$: Ταυτίζεται με το $\tilde{B}_{m,l}$ όταν πρόκειται για συνεχή μεταβλητή, ενώ όταν πρόκειται για δυαδική, διατηρεί την τιμή της προηγούμενης κατάστασης.

$$\tilde{F}_{m,l} = \sum_{\varphi \in \Phi_{k_L}(m)} B_{\varphi,l} F_{max} \quad \forall m, l \quad (3.5)$$

όπου:

$\tilde{F}_{m,l}$: Εκφράζει την ποσότητα της επιπλέον χωρητικότητας που εισήχθηκε στο σύστημα μέσω της ενίσχυσης των γραμμών διανομής (MW) ανά γραμμή και ανά χρονικό στάδιο.

F_{max} : Διαφορά χωρητικότητας από την ενίσχυση των υπάρχουσων γραμμών διανομής (MW).

3.4 Ροές Ισχύος

$$\begin{aligned}
 P_{m,l}^s &= (1 - \tilde{B}_{m,l}) [V_{m,u_l}^2 g_l^A - V_{m,u_l} V_{m,v_l} g_l^A \cos(\theta_{m,u_l} - \theta_{m,v_l}) \\
 &\quad - V_{m,u_l} V_{m,v_l} b_l^A \sin(\theta_{m,u_l} - \theta_{m,v_l})] \\
 &\quad + \tilde{B}_{m,l} [V_{m,u_l}^2 g_l^N - V_{m,u_l} V_{m,v_l} g_l^N \cos(\theta_{m,u_l} - \theta_{m,v_l}) \\
 &\quad - V_{m,u_l} V_{m,v_l} b_l^N \sin(\theta_{m,u_l} - \theta_{m,v_l})] \quad \forall m, l \quad (3.6)
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 P_{m,l}^r &= (1 - \tilde{B}_{m,l}) [V_{m,v_l}^2 g_l^A - V_{m,u_l} V_{m,v_l} g_l^A \cos(\theta_{m,v_l} - \theta_{m,u_l}) \\
 &\quad - V_{m,u_l} V_{m,v_l} b_l^A \sin(\theta_{m,v_l} - \theta_{m,u_l})] \\
 &\quad + \tilde{B}_{m,l} [V_{m,v_l}^2 g_l^N - V_{m,u_l} V_{m,v_l} g_l^N \cos(\theta_{m,v_l} - \theta_{m,u_l}) \\
 &\quad - V_{m,u_l} V_{m,v_l} b_l^N \sin(\theta_{m,v_l} - \theta_{m,u_l})] \quad \forall m, l \quad (3.7)
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 Q_{m,l}^s &= (1 - \tilde{B}_{m,l}) [-V_{m,u_l}^2 b_l^A - V_{m,u_l} V_{m,v_l} g_l^A \sin(\theta_{m,u_l} - \theta_{m,v_l}) \\
 &\quad + V_{m,u_l} V_{m,v_l} b_l^A \cos(\theta_{m,u_l} - \theta_{m,v_l})] \\
 &\quad + \tilde{B}_{m,l} [-V_{m,u_l}^2 b_l^N - V_{m,u_l} V_{m,v_l} g_l^N \sin(\theta_{m,u_l} - \theta_{m,v_l}) \\
 &\quad + V_{m,u_l} V_{m,v_l} b_l^N \cos(\theta_{m,u_l} - \theta_{m,v_l})] \quad \forall m, l \quad (3.8)
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 Q_{m,l}^r &= (1 - \tilde{B}_{m,l}) [-V_{m,v_l}^2 b_l^A - V_{m,u_l} V_{m,v_l} g_l^A \sin(\theta_{m,v_l} - \theta_{m,u_l}) \\
 &\quad + V_{m,u_l} V_{m,v_l} b_l^A \cos(\theta_{m,v_l} - \theta_{m,u_l})] \\
 &\quad + \tilde{B}_{m,l} [-V_{m,u_l}^2 b_l^N - V_{m,u_l} V_{m,v_l} g_l^N \sin(\theta_{m,v_l} - \theta_{m,u_l}) \\
 &\quad + V_{m,u_l} V_{m,v_l} b_l^N \cos(\theta_{m,v_l} - \theta_{m,u_l})] \quad \forall m, l \quad (3.9)
 \end{aligned}$$

όπου:

$P_{m,l}^s$: Ροή ενεργού ισχύος στο ζυγό αναχώρησης της γραμμής l ανά χρονικό στάδιο (MW).

$P_{m,l}^r$: Ροή ενεργού ισχύος στο ζυγό άφιξης της γραμμής l ανά χρονικό στάδιο (MW).

$Q_{m,l}^s$: Ροή άεργου ισχύος στο ζυγό αναχώρησης της γραμμής l ανά χρονικό στάδιο (MVA_r).

$Q_{m,l}^r$: Ροή άεργου ισχύος στο ζυγό άφιξης της γραμμής l ανά χρονικό στάδιο (MVA_r).

u_l : Ζυγός αναχώρησης της γραμμής l .

v_l : Ζυγός άφιξης της γραμμής l .

$V_{m,n}$: Μέτρο τάσης στο ζυγό n ανά σενάριο (pu) .

g_l^A : Αγωγιμότητα γραμμής διανομής πριν την ενίσχυση (pu).

g_l^N : Αγωγιμότητα γραμμής διανομής μετά την ενίσχυση (pu).

b_l^A : Επιδεκτικότητα γραμμής διανομής πριν την ενίσχυση (pu).

b_l^N : Επιδεκτικότητα γραμμής διανομής μετά την ενίσχυση (pu).

$\theta_{m,n}$: Γωνία τάσης σε αντιστοιχία με το ζυγό n ανά σενάριο (rad).

3.5 Περιορισμοί συστήματος

$$(P_{m,l}^s)^2 + (Q_{m,l}^s)^2 \leq [F_l + \tilde{F}_{m,l}]^2 \quad \forall m, l \quad (3.10)$$

$$(P_{m,l}^r)^2 + (Q_{m,l}^r)^2 \leq [F_l + \tilde{F}_{m,l}]^2 \quad \forall m, l \quad (3.11)$$

όπου:

F_l : Αρχική χωρητικότητα της γραμμής διανομής l (MW).

Οι παραπάνω περιορισμοί εκφράζουν τα θερμικά όρια των γραμμών. Για την ασφαλή λειτουργία του συστήματος συνίσταται οι ροές ισχύος να κυμαίνονται αρκετά κάτω των ορίων χωρητικότητας των γραμμών.

$$V_{min} \leq V_{m,n} \leq V_{max} \quad \forall m, n - \{1\} \quad (3.12)$$

όπου:

V_{min}, V_{max} : Ελάχιστη/Μέγιστη επιτρεπόμενη τιμή τάσης σε κάθε ζυγό (pu).

Ο ζυγός 15 εξαιρείται του περιορισμού (3.12), διότι ως ζυγός αναφοράς (slack bus) έχει σταθερό μέτρο και γωνία τάσης, ρυθμισμένα στα $V_{m,15} = 1$ pu και $\theta_{m,15} = 0$ rad.

$$0 \leq curt_{m,n} \leq curt_{max} \quad \forall m, n \quad (3.13)$$

$$0 \leq fc_{m,n} \leq fc_{max} \quad \forall m, n \quad (3.14)$$

όπου:

$curt_{max}$: Μέγιστη επιτρεπόμενη περικοπή ενεργού ισχύος Φ/Β μονάδων.

fc_{max} : Μέγιστη επιτρεπόμενη περικοπή της ζήτησης από εφαρμογή DSR.

3.6 Ισοζύγιο ισχύος

$$\begin{aligned} \sum_{n \in \Omega_N} P_{m,n}^{gen} + \sum_{n \in \Omega_N} (1 - curt_{m,n}) P_{m,n}^{max} T_{m,n} - \sum_{l \in \{\Omega_L | v_l = n\}} P_{m,l}^r \\ - \sum_{l \in \{\Omega_L | u_l = n\}} P_{m,l}^s = (1 - fc_{m,n}) a_m P d_n \quad \forall m, n \quad (3.15) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \sum_{n \in \Omega_N} Q_{m,n}^{gen} + \sum_{n \in \Omega_N} (1 - curt_{m,n}) Q_{m,n}^{max} T_{m,n} - \sum_{l \in \{\Omega_L | v_l = n\}} Q_{m,l}^r \\ - \sum_{l \in \{\Omega_L | u_l = n\}} Q_{m,l}^s = \Psi_n (1 - fc_{m,n}) a_m P d_n \quad \forall m, n \quad (3.16) \end{aligned}$$

όπου:

$P_{m,n}^{gen}$: Παραγωγή ενεργού ισχύος από ζυγό αναφοράς MT ανά χρονικό στάδιο.

$Q_{m,n}^{gen}$: Παραγωγή αέργου ισχύος από ζυγό αναφοράς MT ανά χρονικό στάδιο.

$Q_{m,n}^{max}$: Μέγιστη ενεργός ισχύς παραγωγής από τις Φ/Β μονάδες σε κάθε ζυγό ανά χρονικό στάδιο (MVA_r).

Ψ_n : Εφαπτομένη της γωνίας φορτίου στο ζυγό n.

Σημειώνεται ότι οι Φ/Β μονάδες λειτουργούν σε μοναδιαίο ΣΙ, δηλαδή $Q_{m,t,n} = 0$ $\forall m, t, n \in \Omega_M, \Omega_{Tq}, \Omega_N$ οπότε και δεν παράγουν άεργο ισχύ. Κατά συνέπεια, για τα συνδεδεμένα Φ/Β του δικτύου ισχύει ότι:

$$Q_{m,n}^{max} = 0 \quad \forall m, n \in \Omega_M, \Omega_N \quad (3.17)$$

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4

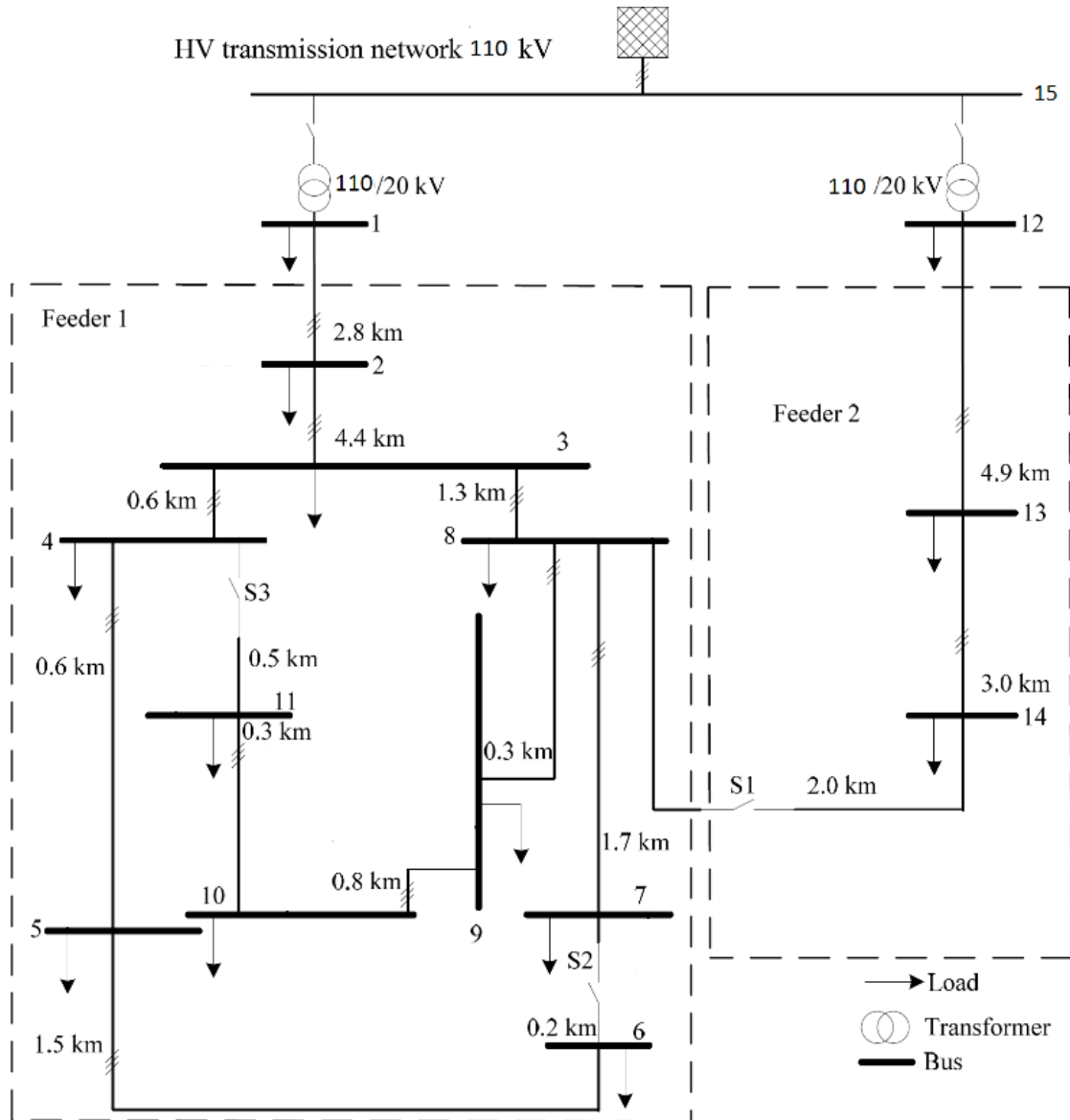
Εφαρμογές

4.1 Περιγραφή του δικτύου

Στην παρούσα ανάλυση, σαν σημείο αναφοράς χρησιμοποιήθηκε το μικροδίκτυο «European CIGRE Medium-Voltage (MV) network» [59], ως ένα αντιπροσωπευτικό ΔΔ MT. Η σχηματική αναπαράσταση του δικτύου φαίνεται στην Εικόνα 4.1. Η διασύνδεση του δικτύου YT/MT με το δευτερεύον επιτυγχάνεται μέσω δύο Μ/Σ ισχύος, εξοπλισμένων με μηχανισμό συστήματος αλλαγής τάσης υπό φορτίο (ΣΑΤΥΦ) στο δευτερεύον τύλιγμα. Δεδομένου ότι το δίκτυο είναι ακτινικό, οι διακόπτες ισχύος S_1, S_2, S_3 είναι κανονικά ανοιχτοί (normally open) για την αποφυγή δημιουργίας βρόχων. Επίσης, υπάρχουν εγκατεστημένες Φ/B μονάδες στους ζυγούς 5,6,7,9,10,11 με ικανότητα περικοπής 20% επί της συνολικής παραγόμενης ενεργού ισχύος με τη βοήθεια της τεχνολογίας APGC ($curt_{m,n}$) και επίσης θεωρείται ότι σε κάθε ζυγό υπάρχει αρκετός αριθμός συμβεβλημένων καταναλωτών με προγράμματα παροχής κινήτρων τύπου άμεσου ελέγχου φορτίου (Πίνακας 1.4), έτσι ώστε σε συνθήκες υψηλής ζήτησης να υπάρχει η δυνατότητα περικοπής της ζήτησης σε κάθε ένα ζυγό έως και 20% ($fc_{m,n}$). Τα στοιχεία μέγιστης παραγωγής από τις Φ/B μονάδες και μέγιστης ζήτησης από τους συνδεδεμένους καταναλωτές (εμπορικούς&οικιακούς), παρουσιάζονται για κάθε ζυγό στον Πίνακα 4.1. Ο τύπος και το μήκος των γραμμών διανομής και οι παραμέτροι των Μ/Σ YT/MT φαίνονται στους Πίνακες 4.2, 4.3 αντίστοιχα. Για τους υπολογισμούς σε σύστημα α.μ στα εργαλεία μοντελοποίησης του προβλήματος, χρησιμοποιήθηκαν τα βασικά μεγέθη $S_{base} = 25 MVA$, $V_{base} = 20 kV$ και $I_{max} = 320 A$. Το δίκτυο μοντελοποιήθηκε στο εργαλείο MATPOWER του λογισμικού MATLAB ενώ το πρόγραμμα βελτιστοποίησης αναπτύχθηκε στο λογισμικό GAMS.

Η παροχή κινήτρων περικοπής ζήτησης (DSR) στους καταναλωτές αποσκοπεί στη μείωση των κεφαλαίων επένδυσης ενίσχυσης του δικτύου και τη μετάθεσή τους αργότερα στο χρόνο. Καθώς η ζήτηση αυξάνεται με αβέβαιο ρυθμό, μπορεί να αποδειχθεί πολύτιμη στρατηγική επιλογή για την αποφυγή μη αναγκαίων για το δίκτυο επενδύσεων. Συνεπώς, καθίσταται δυνατή η αποδοτική διαχείριση προβλημάτων που

σχετίζονται με το επίπεδο τάσης στους ζυγούς καθώς και των θερμικών ορίων στις γραμμές διανομής, ακόμη και σε περιπτώσεις όπου η ζήτηση αυξάνεται με μη προβλεπόμενο, μεγάλο ετήσιο ρυθμό.



Εικόνα 4.1 : Μονογραμμικό διάγραμμα δικτύου European CIGRE Medium-Voltage (MV).

Πίνακας 4.1: Αναλυτικά στοιχεία ζυγών δικτύου CIGRE MV.

$\cos \varphi = 0,97$	Συνολική Εγκατεστημένη ισχύς Φ/Β	Μέγιστη Ζήτηση	
Ζυγός		P _{max} (kW)	P _d (MW)
1	0	4,4375	1,1121
2	0	0	0
3	0	0,6875	0,1723
4	0	1,125	0,2819
5	560	1,75	0,4385
6	480	1,25	0,3132
7	4.400	0,5625	0,1409
8	0	0,9375	0,2349
9	560	1,3125	0,3289
10	560	1,25	0,3132
11	560	0,75	0,1879
12	0	4,5	1,1278
13	0	0,5625	0,1409
14	0	1,25	0,3132
15	0	0	0
Σύνολο	7.120	20,375	5,1065

Πίνακας 4.2: Αναλυτικά στοιχεία γραμμών διανομής δικτύου CIGRE MV.

Α.Α	Από	Πρός	km	Τύπος γραμμής 3x (mm ²)
1	1	2	2,82	ACSR 35
2	2	3	4,42	ACSR 35
3	3	4	0,61	ACSR 16
4	4	5	0,56	ACSR 16
5	5	6	1,54	ACSR 16
6	6	7	0,24	ACSR 16
7	7	8	1,67	ACSR 16
8	8	9	0,32	ACSR 16
9	9	10	0,77	ACSR 16
10	10	11	0,33	ACSR 16
11	11	4	0,49	ACSR 16
12	3	8	1,3	ACSR 16
13	12	13	4,48	ACSR 35
14	13	14	2,99	ACSR 16
15	14	8	2	ACSR 16

Πίνακας 4.3: Παράμετροι Μ/Σ στο CIGRE MV.

Από	Πρός	Διασύνδεση	V ₁ (kV)	V ₂ (kV)	Z _{Μ/Σ} (α.μ)
15	1	3-Φ Dyn1	110	20	0.016+j1.92
15	1	3-Φ Dyn1	110	20	0.016+j1.92

4.2 Περιγραφή σεναρίων

Δεδομένου ότι οι επενδύσεις στα ΔΔ προγραμματίζονται για μεγάλους χρονικούς ορίζοντες (αρκετές δεκαετίες), σε συνδυασμό με το γεγονός ότι υπάρχουν πολλαπλές και σημαντικές πηγές αβεβαιοτήτων, ιδιαίτερα στην εξέλιξη της ζήτησης, στην τιμολόγηση της ενέργειας και στις καιρικές συνθήκες, οι οποίες επηρεάζουν τα απαιτούμενα επίπεδα χωρητικότητας των στοιχείων δικτύου, ένα κατάλληλο πλαίσιο αξιολόγησης θα πρέπει να συμπεριλαμβάνει την αβεβαιότητα στους υπολογισμούς.

Στην παρούσα ανάλυση, η αβεβαιότητα μοντελοποιήθηκε χρησιμοποιώντας τρία διαφορετικά σενάρια για την εξέλιξη της μέγιστης ζήτησης του δικτύου. Σημειώνεται ότι εξετάστηκε και το ακραίο σενάριο αύξησης της ζήτησης κατά 3,33% ανά έτος για τη διεξαγωγή συγκρίσεων των αποτελεσμάτων με τις υπόλοιπες περιπτώσεις, στις οποίες το φορτίο αιχμής αυξάνεται κατά 1% και 2% ανά έτος αντίστοιχα.

Πίνακας 4.4: Ρυθμός αύξησης και συνολική αναμενόμενη ζήτηση ενεργού ισχύος για κάθε σενάριο.

	Αύξηση της ζήτησης ανά έτος	Συνολική ζήτηση στο 1 ^ο χρονικό στάδιο (MW)	Συνολική ζήτηση στο 2 ^ο χρονικό στάδιο (MW)	Συνολική ζήτηση στο 3 ^ο χρονικό στάδιο (MW)
Χαμηλή Αύξηση	1%	20,986	21,596	22,209
Μεσαία αύξηση	2%	21,596	22,820	24,043
Υψηλή Αύξηση	3,33%	22,413	24,450	26,488

Τα τρία χρονικά στάδια που θεωρήθηκαν στα πλαίσια του προβλήματος σχεδιασμού του ΔΔ MT CIGRE MV έχουν ως ακολούθως:

1. 1^ο χρονικό στάδιο: Πρώτος έως τρίτος χρόνος λειτουργίας του δικτύου.
2. 2^ο χρονικό στάδιο: Τέταρτος έως έκτος χρόνος λειτουργίας του δικτύου.
3. 3^ο χρονικό στάδιο: Έβδομος έως ένατος χρόνος λειτουργίας του δικτύου.

Όσον αφορά τη διείσδυση Φ/Β μονάδων, υποθέτοντας ότι γνωρίζουμε εκ των προτέρων τα μελλοντικά σχέδια εγκατάστασης μονάδων παραγωγής στο δίκτυο (τοποθεσία και ύψος εγκατεστημένης ισχύος), ο Πίνακας 4.5 διαμορφώνεται ως ακολούθως:

Πίνακας 4.5: Προγραμματισμένη εγκατεστημένη ισχύς Φ/Β σταθμών σε όλο το δίκτυο.

Αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος ανά έτος σε κάθε ζυγό	Εγκατεστημένη ισχύς στο 1 ^ο χρονικό στάδιο (kW)	Εγκατεστημένη ισχύς στο 2 ^ο χρονικό στάδιο (kW)	Εγκατεστημένη ισχύς στο 3 ^ο χρονικό στάδιο (kW)
6,6%			
Ζυγός			
1	0	0	0
2	0	0	0
3	0	0	0
4	0	0	0
5	700	850	1.000
6	600	700	850
7	5.500	6.500	7.600
8	0	0	0
9	700	850	1.000
10	700	850	1.000
11	700	850	1.000
12	0	0	0
13	0	0	0
14	0	0	0
15	0	0	0
Σύνολο	8.900	10.600	12.450

Κατά την επίλυση του προβλήματος θεωρήθηκε ότι οι συνδεδεμένες Φ/Β μονάδες στους ζυγούς του δικτύου έχουν κατά μέσο όρο μέγιστη παραγωγή στο 75% της εγκατεστημένης ισχύος τους.

4.3 Επιλογές δράσεων ανάπτυξης του δικτύου

Τα δεδομένα του δικτύου εισήχθησαν από το λογισμικό MATLAB στο εργαλείο βελτιστοποίησης GAMS, όπου με τη βοήθεια των εξισώσεων (3.1) – (3.17) καταγράφησαν οι βέλτιστες λύσεις των δράσεων για κάθε σενάριο λειτουργίας. Οι τρεις δράσεις που μελετήθηκαν με τη βοήθεια του εργαλείου βελτιστοποίησης είναι:

- i. *Ενίσχυση γραμμών διανομής (Reconductoring-R).*
- ii. *Ενεργός απόκριση της Ζήτησης (DSR).*
- iii. *Ενίσχυση γραμμών διανομής και Ενεργός απόκριση της Ζήτησης (R-DSR).*

Σε όλες τις παραπάνω δράσεις θεωρείται επιπλέον διαθέσιμη η δυνατότητα περικοπής της φωτοβολταϊκής παραγωγής μέσω της τεχνολογίας APGC. Στην παρακάτω ανάλυση χρησιμοποιήθηκαν οι ακόλουθοι συμβολισμοί:

m_i : Αριθμός χρονικών σταδίων, $i = 1,2,3$, ισαπέχοντων κατά 3 έτη.

a_m : Σενάρια αύξησης ζήτησης στο δεδομένο χρονικό στάδιο m .

Σενάριο A: Σενάριο χαμηλής αύξησης της ζήτησης.

Σενάριο B: Σενάριο μεσαίας αύξησης της ζήτησης.

Σενάριο Γ: Σενάριο υψηλής αύξησης της ζήτησης.

Y_{B_1} : Ενίσχυση γραμμών με χαμηλό κόστος.

Y_{B_2} : Ενίσχυση γραμμών με υψηλό κόστος.

$B[l]$: Αριθμός γραμμής που ενισχύεται.

$D[n]$: Αριθμός ζυγού στον οποίο πραγματοποιείται περικοπή της ζήτησης μέσω DSR.

$A[n]$: Αριθμός ζυγού στον οποίο πραγματοποιείται περικοπή της ζήτησης μέσω APGC.

c_c : Κόστος αποζημίωσης λόγω εφαρμογής APGC ίσο με $100 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$.

c_{d_1} : Κόστος πληρωμής καταναλωτή για εφαρμογή υπηρεσίας DSR ίσο με $50 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$.

c_{d_2} : Κόστος πληρωμής καταναλωτή για εφαρμογή υπηρεσίας DSR ίσο με $100 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$.

c_{d_3} : Κόστος πληρωμής καταναλωτή για εφαρμογή υπηρεσίας DSR ίσο με $150 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$.

I cost: Επενδυτικά (investment) κόστη.

O cost: Λειτουργικά (operational) κόστη.

T cost: Συνολικά (total) κόστη.

Τέλος, στα πλαίσια της μελέτης θεωρούμε το επιτόκιο προεξόφλησης λειτουργικών δαπανών ίσο με $r_O = 3\%$ και το επιτόκιο προεξόφλησης επενδύσεων ίσο με $r_I = 4,5\%$.

4.3.1 Ενίσχυση γραμμών διανομής (Reconducting-R)

Στο δίκτυο CIGRE MV εξετάζουμε την ενίσχυση των γραμμών διανομής τύπου ACSR 16 mm^2 με γραμμές ACSR 35 mm^2 και των γραμμών ACSR 35 mm^2 με γραμμές ACSR 95 mm^2 . Το κόστος εγκατάστασης εναέριων γραμμών διανομής παρουσιάζεται στον παρακάτω πίνακα:

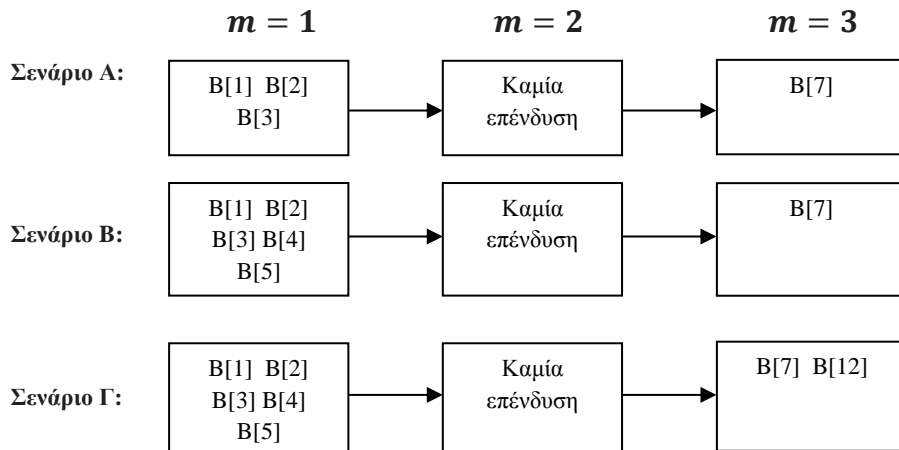
Πίνακας 4.6: Κόστος ανά χιλιόμετρο εναέριων γραμμών ACSR 20 kV.

Τύπος γραμμής διανομής	Κόστος ενίσχυσης Y_{b1} (€/km)	Κόστος ενίσχυσης Y_{b2} (€/km)
ACSR 3x16 mm^2	12.000	18.000
ACSR 3x35 mm^2	15.000	22.500
ACSR 3x95 mm^2	23.000	34.500

Πίνακας 4.7: Αποτελέσματα αντικειμενικής συνάρτησης ανά σενάριο αύξησης της ζήτησης.

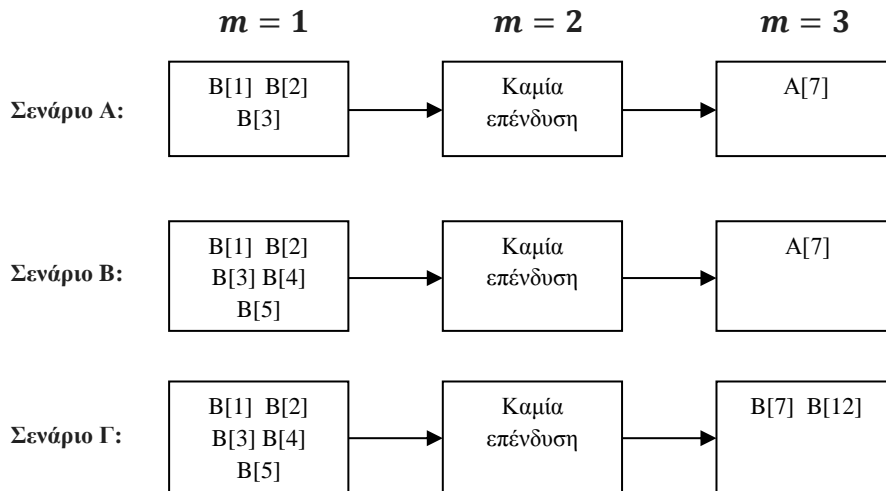
a_m	Σενάριο Α			Σενάριο Β			Σενάριο Γ		
Y_B (€)	I cost (€)	O cost (€)	T cost (€)	I cost (€)	O cost (€)	T cost (€)	I cost (€)	O cost (€)	T cost (€)
Y_{B_1}	170.800	116.790	287.590	198.400	116.790	315.190	211.520	116.790	328.310
Y_{B_2}	230.910	139.630	370.540	272.310	138.200	410.520	317.280	116.790	434.070

Εικόνα 4.2: Βέλτιστη σειρά ενισχύσεων γραμμών διανομής και ζυγών εφαρμογής APGC για κόστος ενίσχυσης Y_{B_1} .

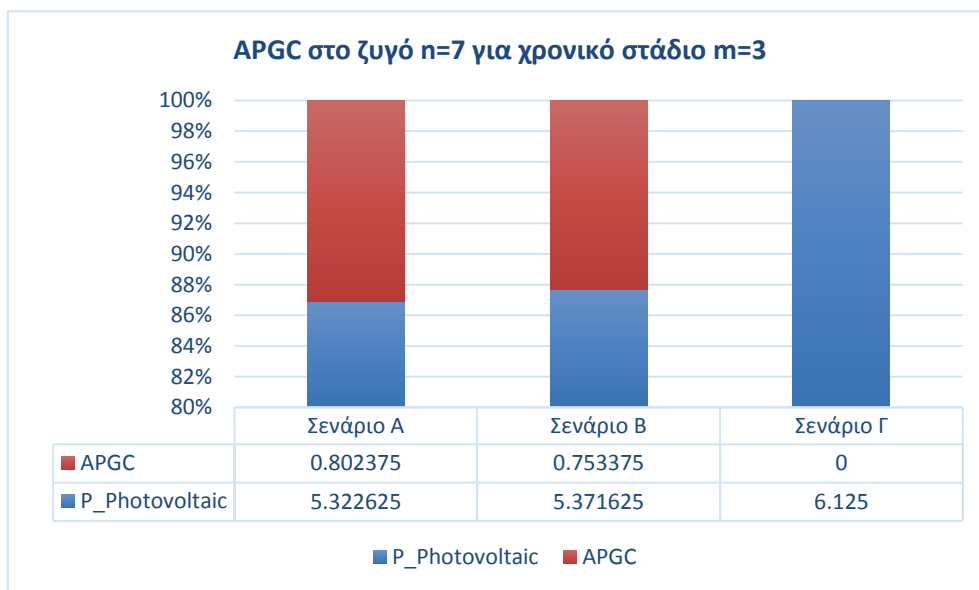


Εικόνα 4.3: Βέλτιστη σειρά ενισχύσεων γραμμών διανομής και ζυγών εφαρμογής

APGC για κόστος ενίσχυσης Y_{B_2}



Παρατηρούμε ότι στα σενάρια με υψηλότερη ετήσια αύξηση του φορτίου αιχμής είναι αναγκαία η ενίσχυση περισσότερων γραμμών. Λόγω δε της ακτινικής δομής του εξεταζόμενου δικτύου MT, δίνεται προτεραιότητα στις γραμμές που βρίσκονται πλησιέστερα του ζυγού αναφοράς. Επίσης, φαίνεται ότι για κόστος ενίσχυσης γραμμών ίσο με Y_{B_2} στα Σενάρια A και B, είναι πιο συμφέρουσα η περικοπή παραγωγής ενεργού ισχύος από τις συνδεδεμένες Φ/Β μονάδες στο ζυγό $n = 7$ από την ενίσχυση της γραμμής $l = 7$, όπως συμβαίνει στα αντίστοιχα σενάρια για κόστος ενίσχυσης Y_{B_1} .



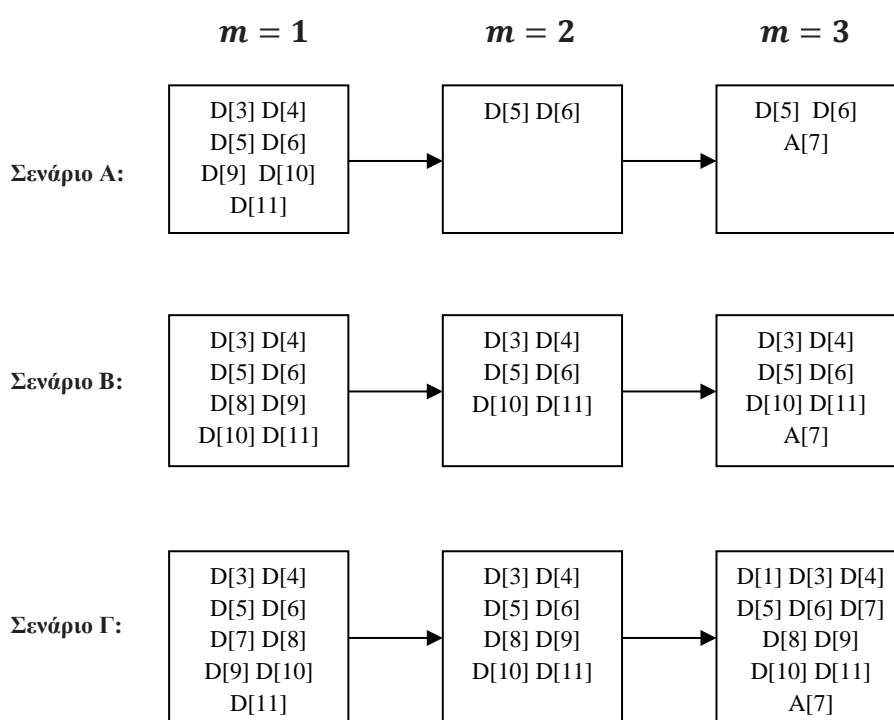
Εικόνα 4.4 : Ποσοστά περικοπής της παραγωγής ενεργού ισχύος στο ζυγό 7 για κάθε σενάριο.

4.3.2 Ενεργός απόκριση της Ζήτησης (DSR)

Πίνακας 4.8: Αποτελέσματα αντικειμενικής συνάρτησης ανά σενάριο αύξησης της ζήτησης.

a_m	Σενάριο A			Σενάριο B			Σενάριο Γ		
c_d (€)	I cost (€)	O cost (€)	T cost (€)	I cost (€)	O cost (€)	T cost (€)	I cost (€)	O cost (€)	T cost (€)
c_{d1}	0	184.730	184.730	0	212.190	212.190	0	255.620	255.620
c_{d2}	0	229.820	229.820	0	286.170	286.170	0	371.840	371.840
c_{d3}	0	274.920	274.920	0	360.160	360.160	0	487.550	487.550

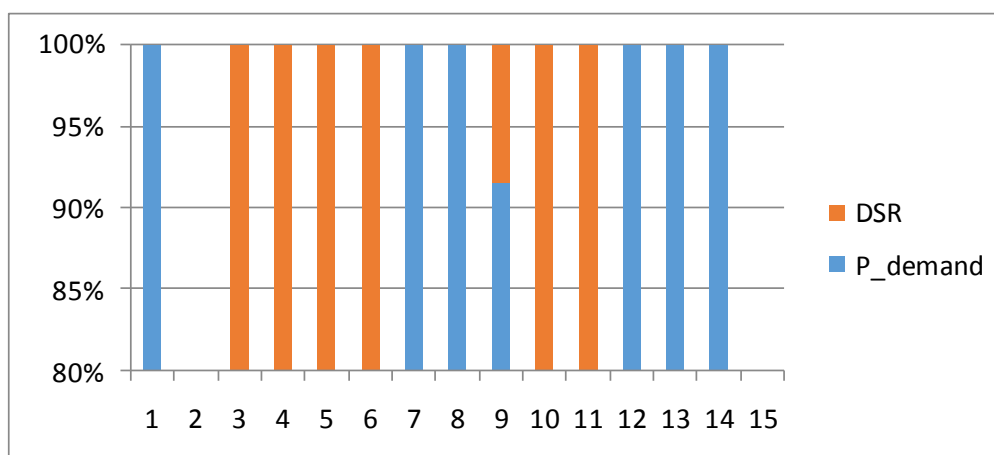
Εικόνα 4.5: Ζυγοί όπου πραγματοποιήθηκε DSR και APGC για κάθε κόστος αποζημίωσης των καταναλωτών.



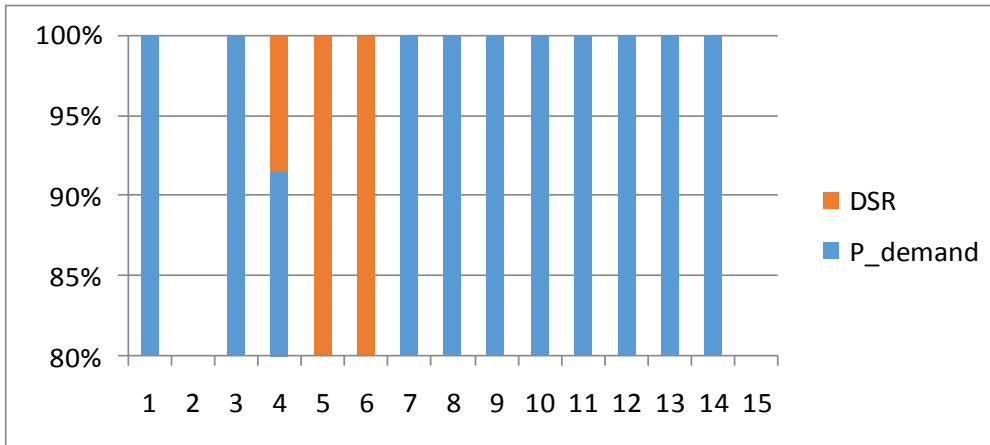
Στην περίπτωση αυτή ο σχεδιασμός του δικτύου CIGRE MV μελετάται χρησιμοποιώντας το DSR ως τη μόνη επιλογή επενδυτικής δράσης για τη διασφάλιση της κανονικής λειτουργίας του δικτύου σε συνθήκες αιχμής της ζήτησης. Η μοντελοποίηση της δράσης αυτής γίνεται με ένα μέσο κόστος αποζημίωσης c_{d_i} , $i = 1, 2, 3$, με το οποίο οι καταναλωτές δέχονται να υπογράψουν σύμβαση για περικοπή της ζήτησης και με άνω όριο το 20% της συνολικής ζήτησης για κάθε ζυγό του συστήματος.

Παρατηρούμε ότι διενεργείται APGC σε κάθε περίπτωση στο ζυγό 7 για $m = 3$, γεγονός που επιβαρύνει οικονομικά την επένδυση. Εντούτοις, η περεταίρω διείσδυση Φ/Β για $m = 2,3$ συνεισφέρει συνολικά στη μείωση του συνολικού κόστους επένδυσης σε σύγκριση με μια περίπτωση μηδενικής διείσδυσης, γεγονός που γίνεται εμφανές στο παραπάνω πλαίσιο, όπου με την πάροδο του χρόνου πραγματοποιούνται περικοπές σε όλο και λιγότερους ζυγούς, με εξαίρεση αποτελεί το Σενάριο Γ λόγω της πολύ αυξημένης ζήτησης.

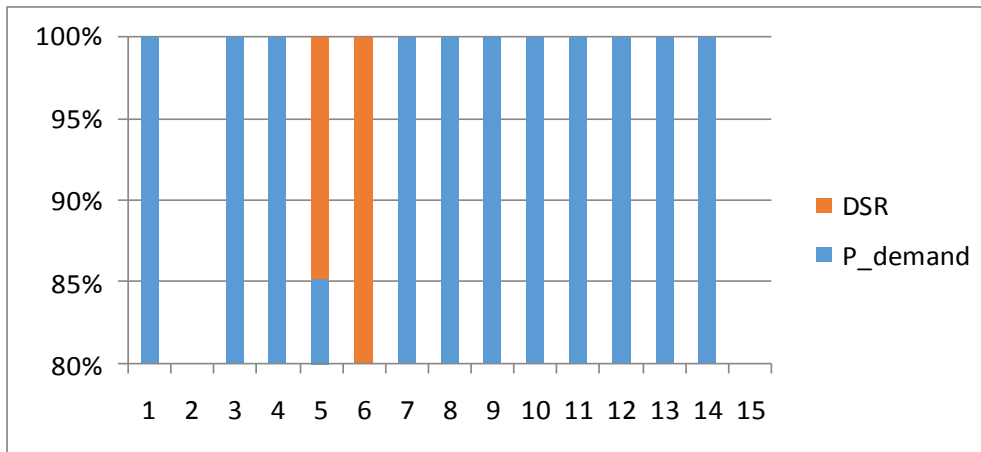
Δεδομένης της απουσίας περεταίρω εναλλακτικών λύσεων σε αυτή τη δράση, εκτός από την περικοπή της ζήτησης και της παραγωγής όπου παρουσιάζεται η ανάγκη, δεν έχει νόημα να μελετήσουμε τα ποσοστά περικοπής της ζήτησης στα διάφορα σενάρια για την αύξησή της για κάθε κόστος αποζημίωσης των καταναλωτών c_d . Στα παρακάτω διαγράμματα παρουσιάζονται τα ακριβή ποσοστά περικοπής της ζήτησης μέσω της εφαρμογής της προσυμφωνημένης με τους καταναλωτές υπηρεσίας DSR στους ζυγούς του συστήματος στα χρονικά στάδια κάθε μελετούμενου σεναρίου.



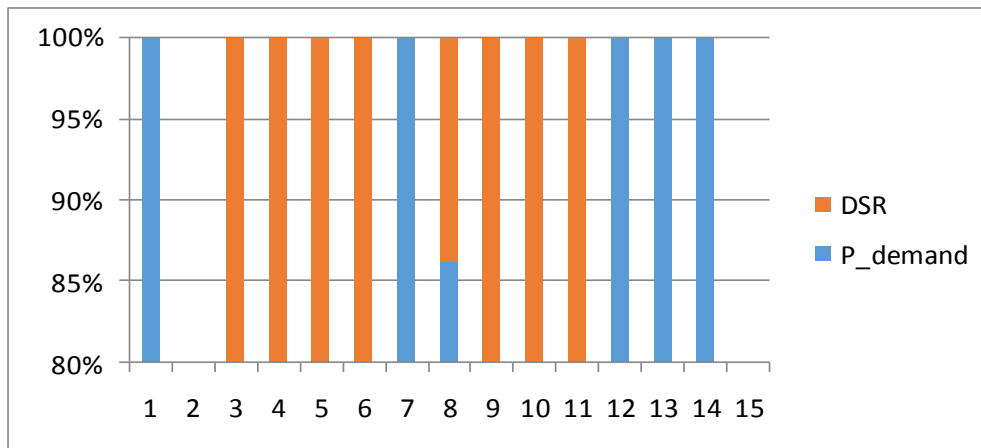
Εικόνα 4.6: Ποσοστά περικοπής της ζήτησης σε κάθε ζυγό για $m = 1$ υπό Σενάριο Α.



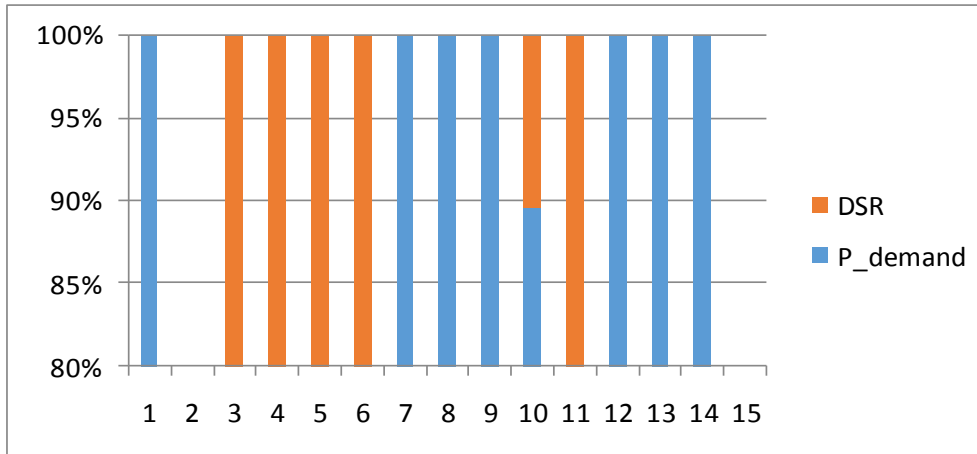
Εικόνα 4.7: Ποσοστά περικοπής της ζήτησης σε κάθε ζυγό, για $m = 2$ υπό Σενάριο Α.



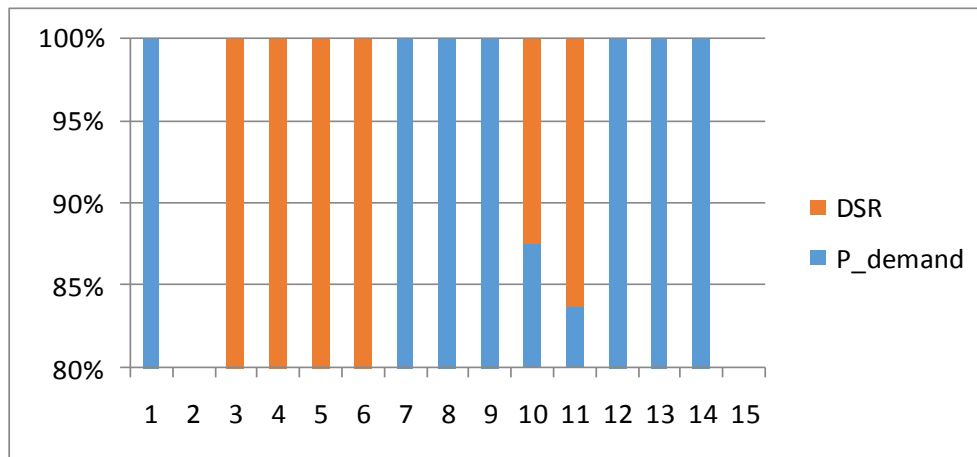
Εικόνα 4.8: Ποσοστά περικοπής της ζήτησης σε κάθε ζυγό, για $m = 3$ υπό Σενάριο Α.



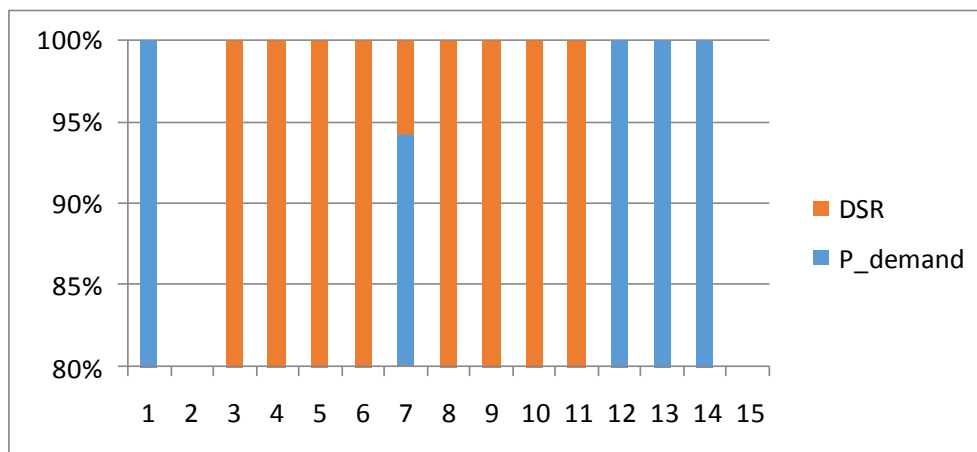
Εικόνα 4.9: Ποσοστά περικοπής της ζήτησης σε κάθε ζυγό, για $m = 1$ υπό Σενάριο Β.



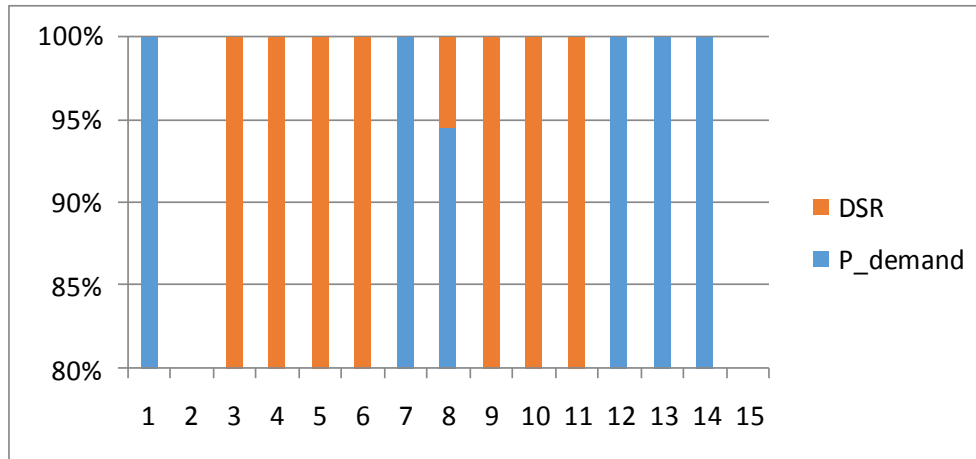
Εικόνα 4.10: Ποσοστά περικοπής της ζήτησης σε κάθε ζυγό, για $m = 2$ υπό Σενάριο Β.



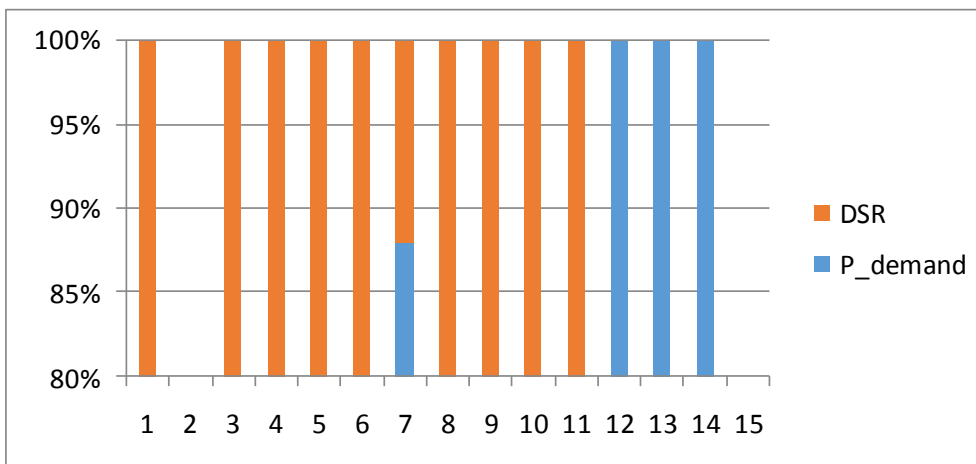
Εικόνα 4.11: Ποσοστά περικοπής της ζήτησης σε κάθε ζυγό, για $m = 3$ υπό Σενάριο Β.



Εικόνα 4.12: Ποσοστά περικοπής της ζήτησης σε κάθε ζυγό, για $m = 1$ υπό Σενάριο Γ.

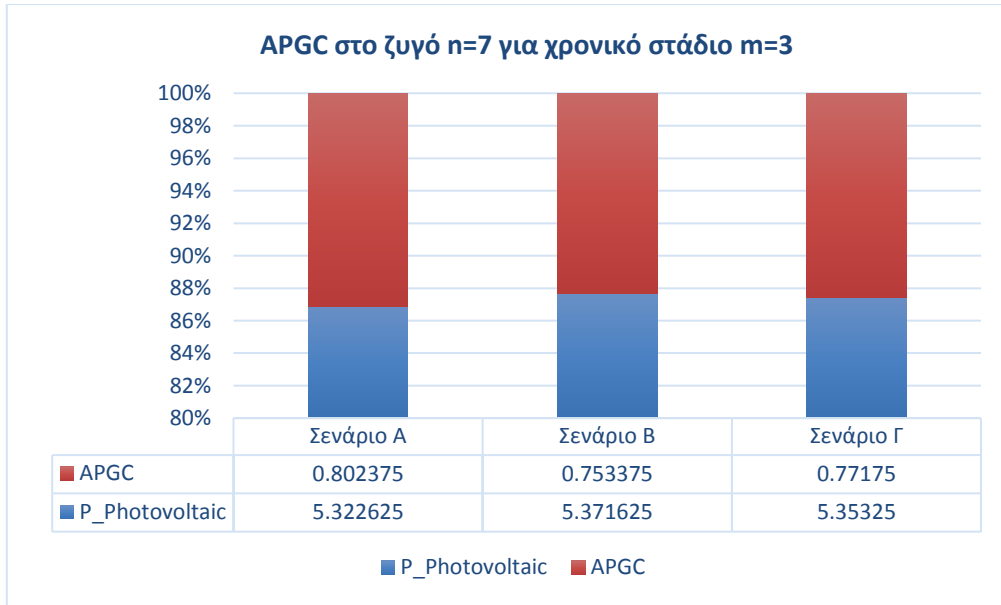


Εικόνα 4.13: Ποσοστά περικοπής της ζήτησης σε κάθε ζυγό, για $m = 2$ υπό Σενάριο Γ.



Εικόνα 4.14: Ποσοστά περικοπής της ζήτησης σε κάθε ζυγό, για $m = 3$ υπό Σενάριο Γ.

Κατά τη δράση ανάπτυξης του δικτύου με DSR, είναι αναγκαία η εφαρμογή APGC στους ζυγούς του δικτύου προκειμένου να αντιμετωπιστούν προβλήματα συμφόρισης του δικτύου λόγω μεγάλης διείσδυσης Φ/Β. Τα ποσοστά περικοπής ενεργού ισχύος από τις Φ/Β μονάδες παραγωγής του ζυγού 7, $P_{MAX}^{n=7}$, σε κάθε σενάριο παρουσιάζονται παρακάτω:



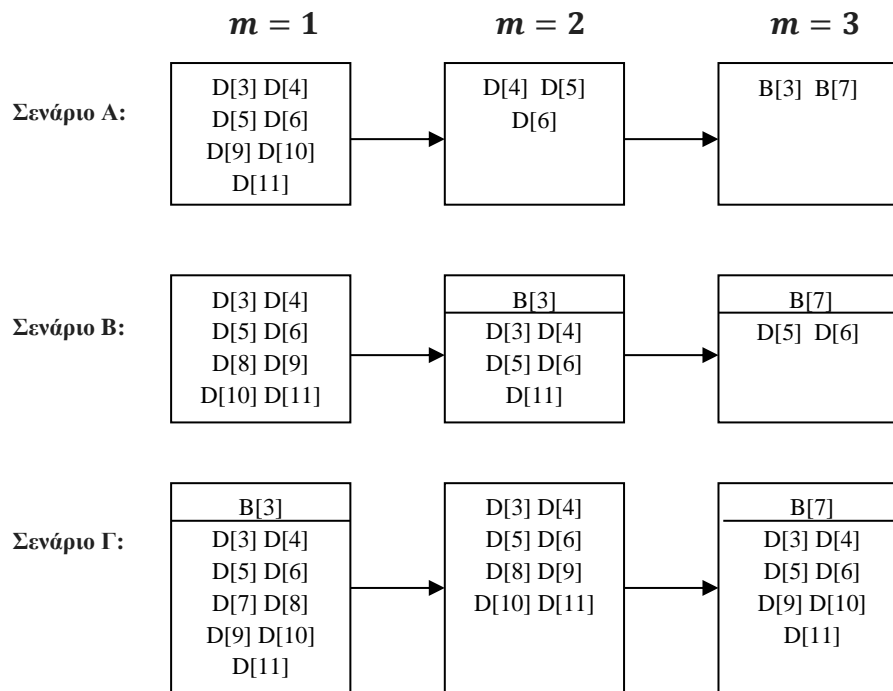
Εικόνα 4.15 : Ποσοστά περικοπής της παραγωγής ενεργού ισχύος στο ζυγό 7 για κάθε σενάριο.

4.3.3 Ενίσχυση γραμμών διανομής και Ενεργός απόκριση της Ζήτησης (R-DSR)

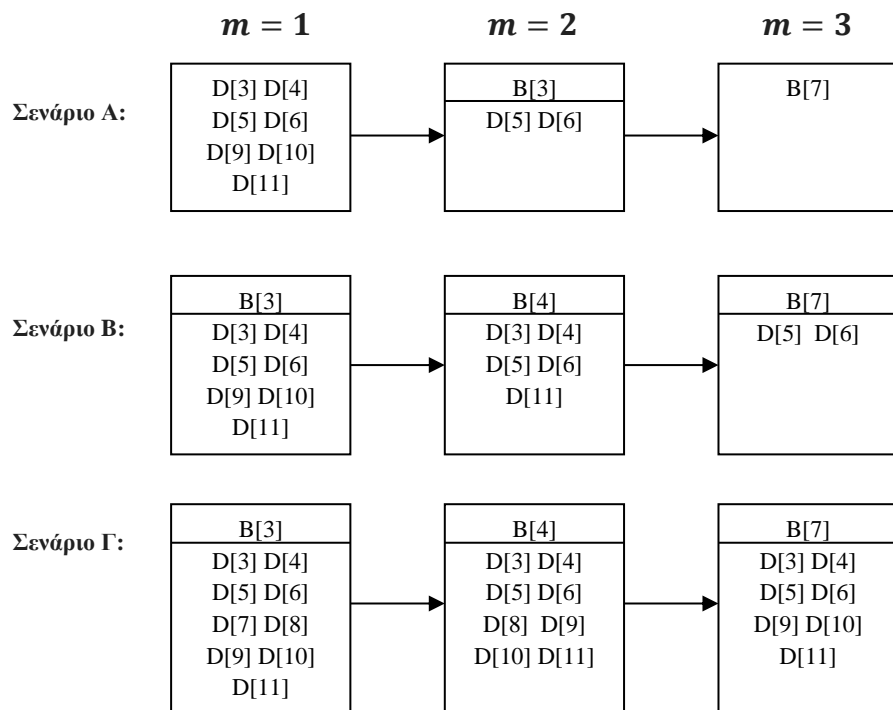
Πίνακας 4.9: Αποτελέσματα αντικειμενικής συνάρτησης ανά σενάριο αύξησης της ζήτησης με κόστος ενίσχυσης γραμμών διανομής MT ίσο με Y_{B1} .

a_m	Σενάριο A			Σενάριο B			Σενάριο Γ		
c_d (€)	I cost (€)	O cost (€)	T cost (€)	I cost (€)	O cost (€)	T cost (€)	I cost (€)	O cost (€)	T cost (€)
c_{d1}	23.013	154.000	177.013	23.882	177.020	200.900	24.875	213.710	238.585
c_{d2}	23.883	186.140	210.023	31.325	225.180	256.515	31.325	303.610	334.935
c_{d3}	24.874	211.460	236.330	32.235	274.000	306.235	177.250	196.240	373.480

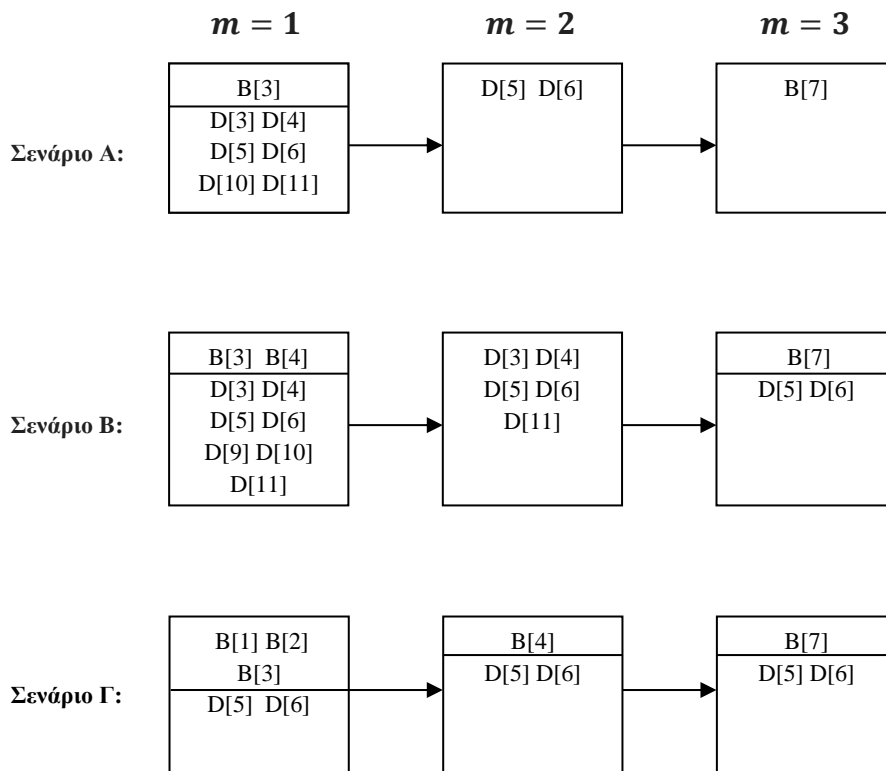
Εικόνα 4.16: Βέλτιστη σειρά ενισχύσεων γραμμών διανομής και ζυγοί όπου πραγματοποιήθηκε DSR και APGC, για κόστος αποζημίωσης c_{d1} .



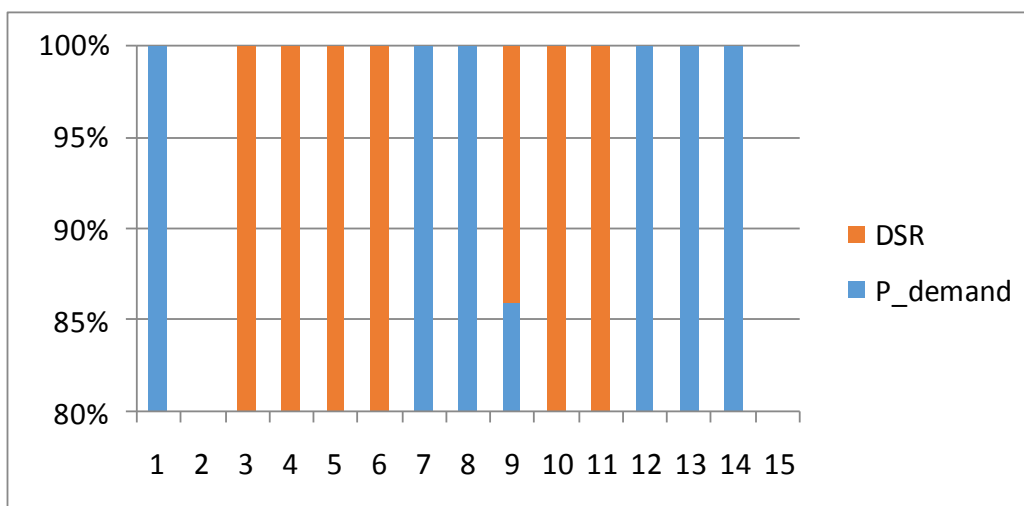
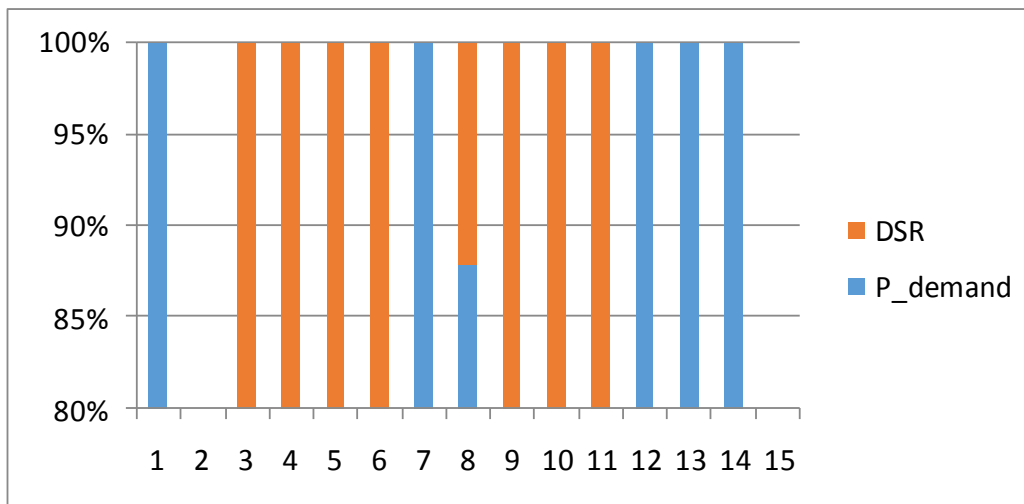
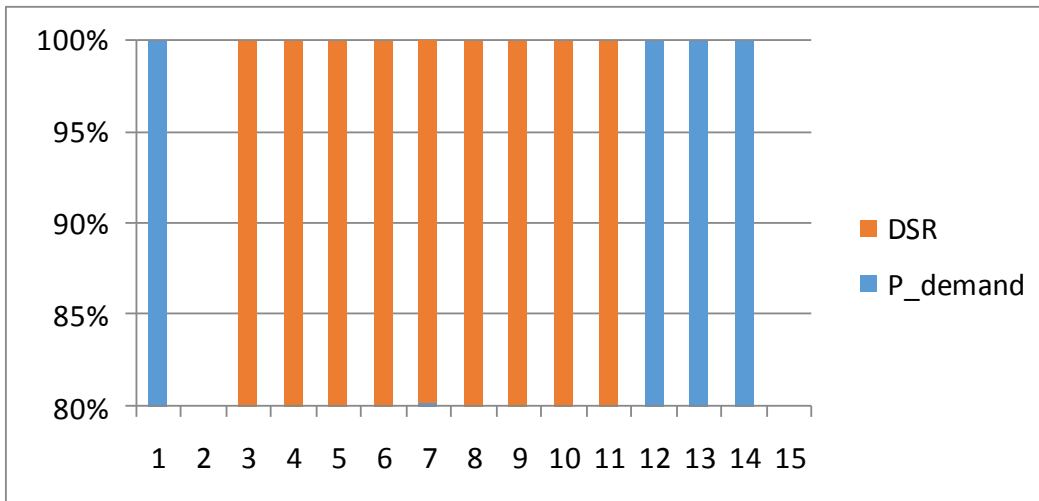
Εικόνα 4.17: Βέλτιστη σειρά ενισχύσεων γραμμών διανομής και ζυγοί όπου πραγματοποιήθηκε DSR και APGC, για κόστος αποζημίωσης c_{d2} .



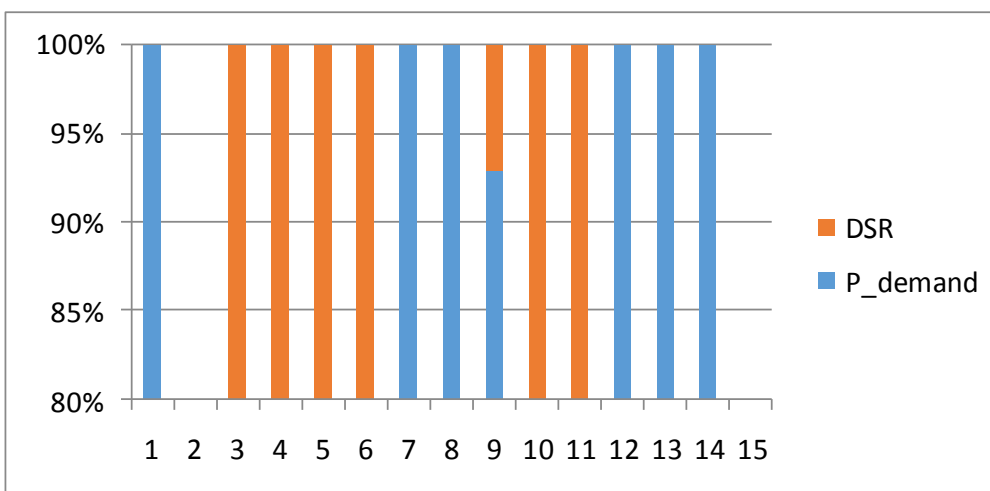
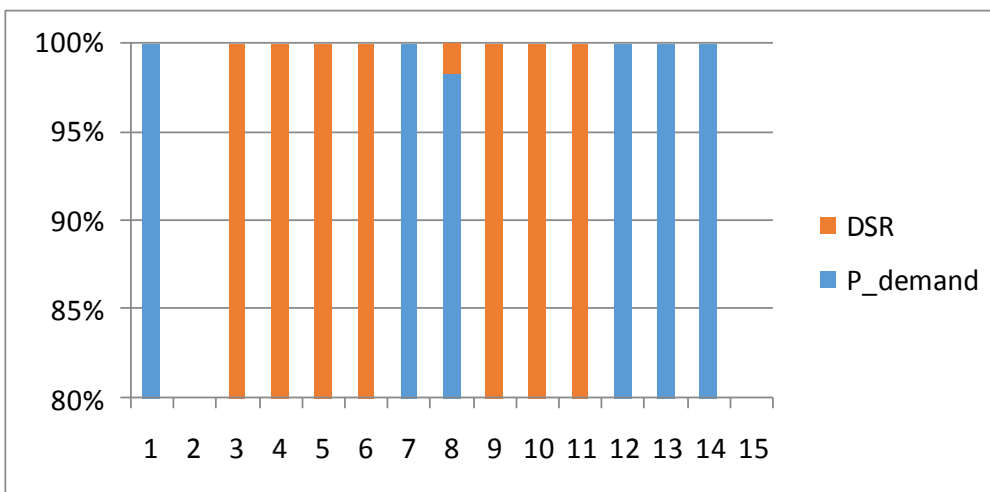
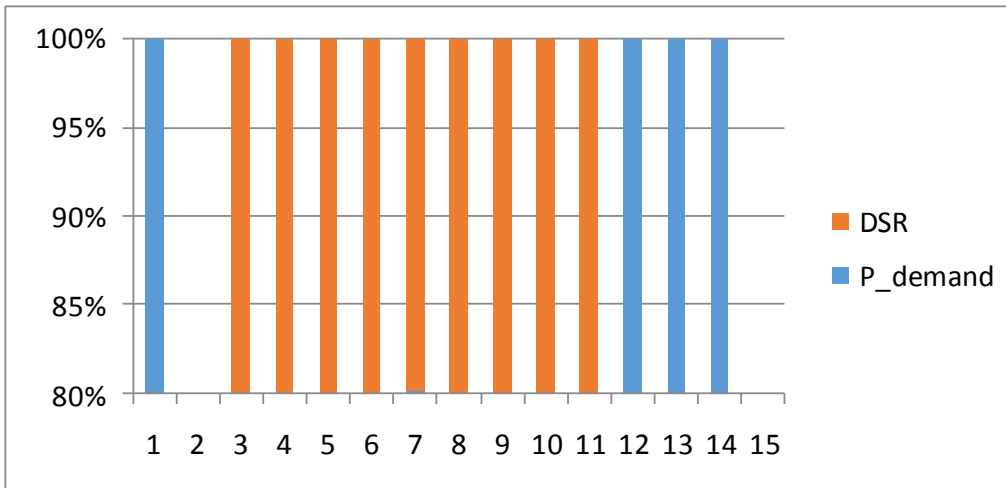
Εικόνα 4.18: Βέλτιστη σειρά ενισχύσεων γραμμών διανομής και ζυγοί όπου πραγματοποιήθηκε DSR και APGC, για κόστος αποζημίωσης c_{d3} .



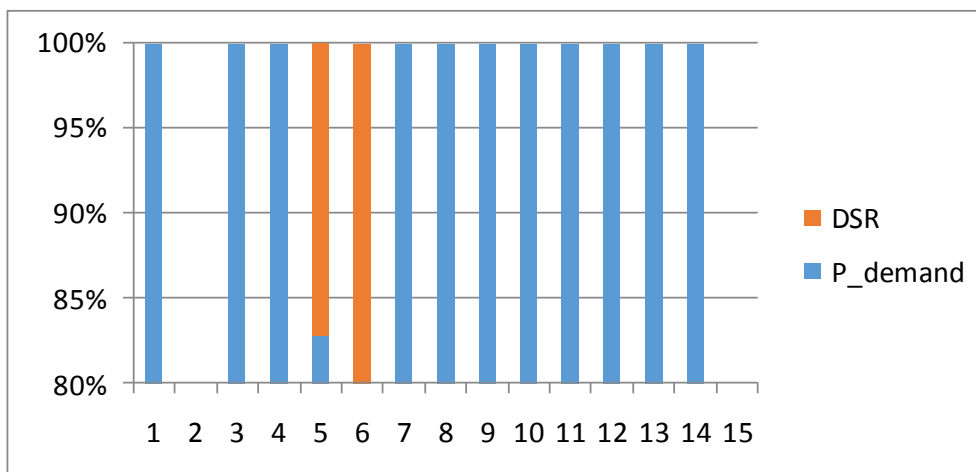
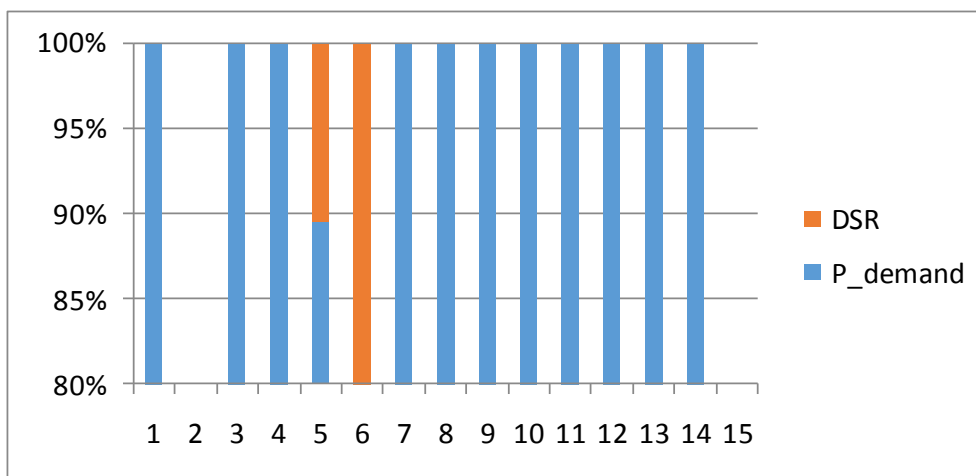
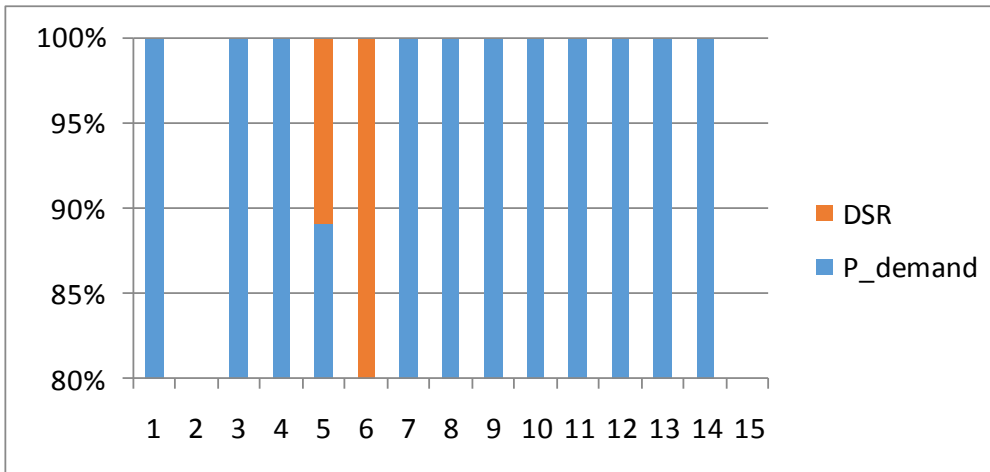
Τα ποσοστά εφαρμογής DSR σε κάθε ζυγό του δικτύου MT που παρουσιάζονται στα παρακάτω διαγράμματα, αφορούν την περίπτωση υψηλής αύξησης της ζήτησης, όπου μελετάται η διακύμανση των ποσοστών για τις διάφορες τιμές αποζημίωσης των πελατών c_d . Ο λόγος για τον οποίο επιλέχθηκε το Σενάριο Γ αφορά, σύμφωνα και με τα παραπάνω σχεδιαγράμματα, τη μεγαλύτερη χρησιμοποίηση της περικοπής της ζήτησης καθώς το φορτίο αυξάνεται με μεγάλο ρυθμό.



Εικόνα 4.19-4.21 : Ποσοστά περικοπής της ζήτησης σε κάθε ζυγό, για $m = 1,2,3$ αντίστοιχα, με κόστος αποζημίωσης c_{d1} υπό Σενάριο Γ.



Εικόνα 4.22-4.24 : Ποσοστά περικοπής της ζήτησης σε κάθε ζυγό, για $m = 1,2,3$ αντίστοιχα, με κόστος αποζημίωσης c_{d2} υπό Σενάριο Γ.

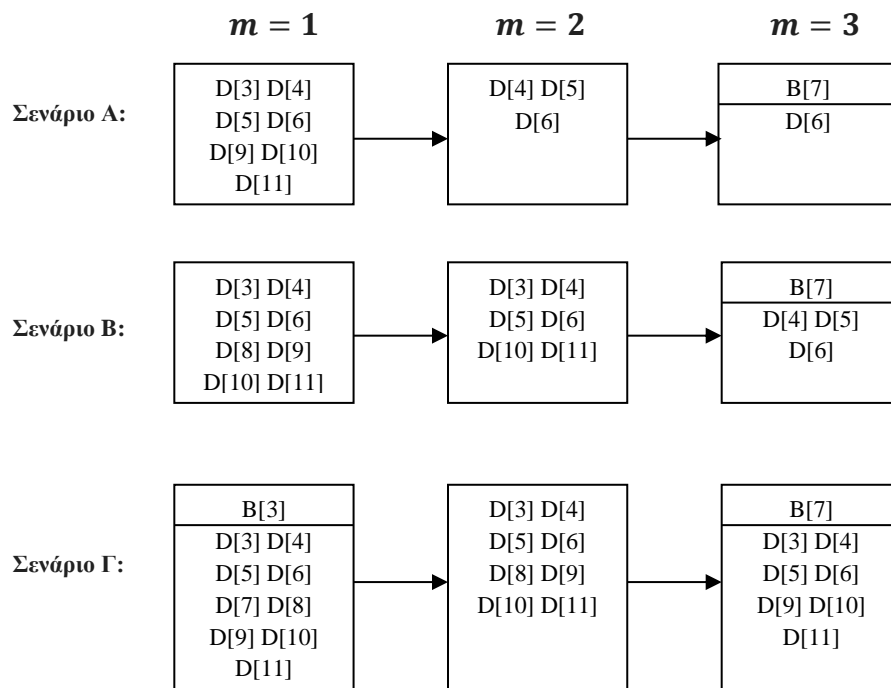


Εικόνα 4.25-4.27 : Ποσοστά περικοπής της ζήτησης σε κάθε ζυγό, για $m = 1,2,3$ αντίστοιχα, με κόστος αποζημίωσης c_{d3} υπό Σενάριο Γ.

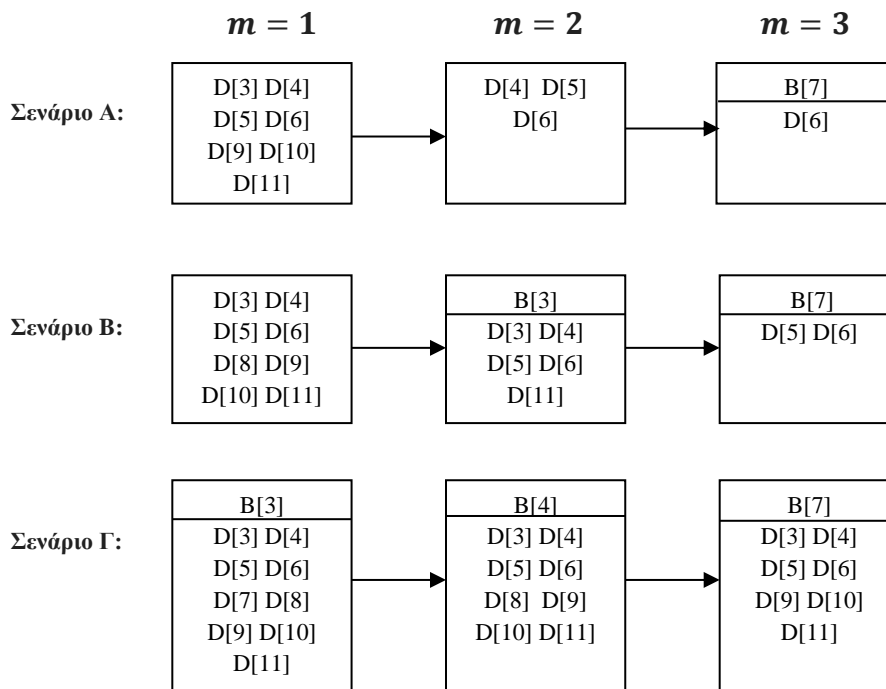
Πίνακας 4.10: Αποτελέσματα αντικειμενικής συνάρτησης ανά σενάριο αύξησης της ζήτησης με κόστος ενίσχυσης γραμμών διανομής MT ίσο με Y_{B2} .

a_m	Σενάριο A			Σενάριο B			Σενάριο Γ		
c_d (€)	I cost (€)	O cost (€)	T cost (€)	I cost (€)	O cost (€)	T cost (€)	I cost (€)	O cost (€)	T cost (€)
c_{d1}	25.285	155.760	181.045	25.285	182.580	207.865	37.312	213.710	251.032
c_{d2}	25.285	194.740	220.025	35.824	237.240	273.064	46.987	303.610	350.597
c_{d3}	37.312	211.460	248.772	37.312	287.648	324.960	48.353	390.970	439.323

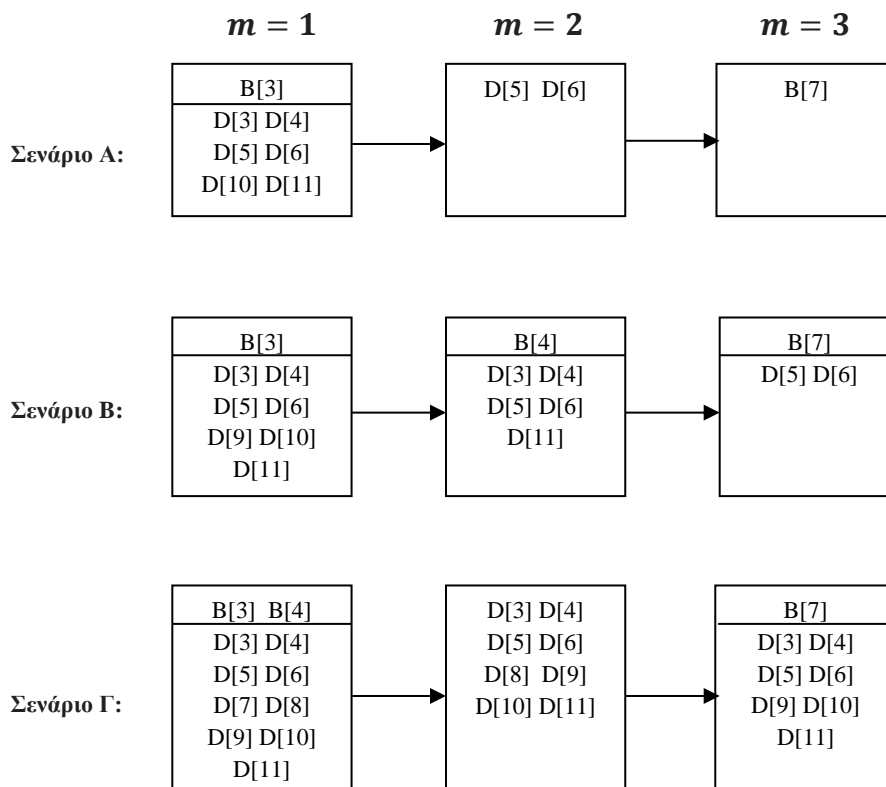
Εικόνα 4.28: Βέλτιστη σειρά ενισχύσεων γραμμών διανομής και ζυγοί όπου πραγματοποιήθηκε DSR και APGC, για κόστος αποζημίωσης c_{d1} .

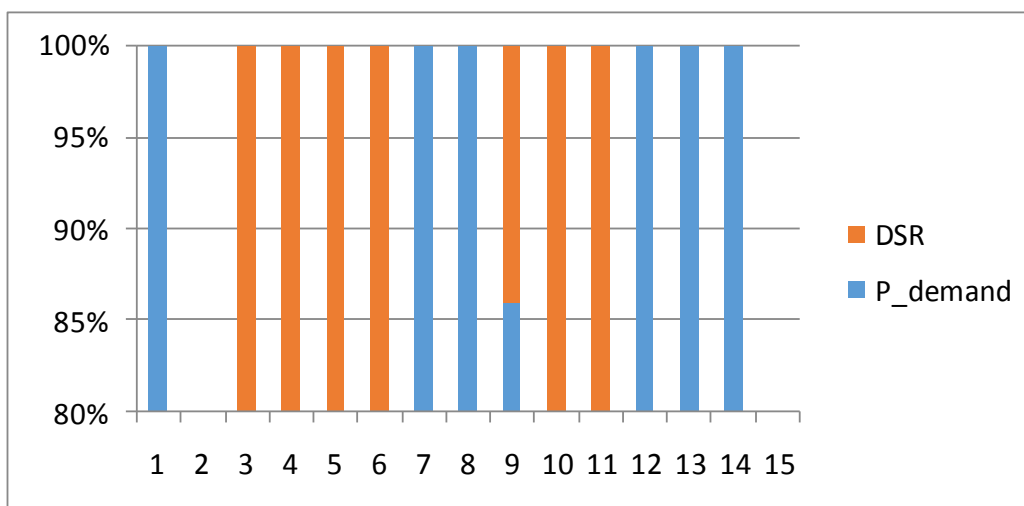
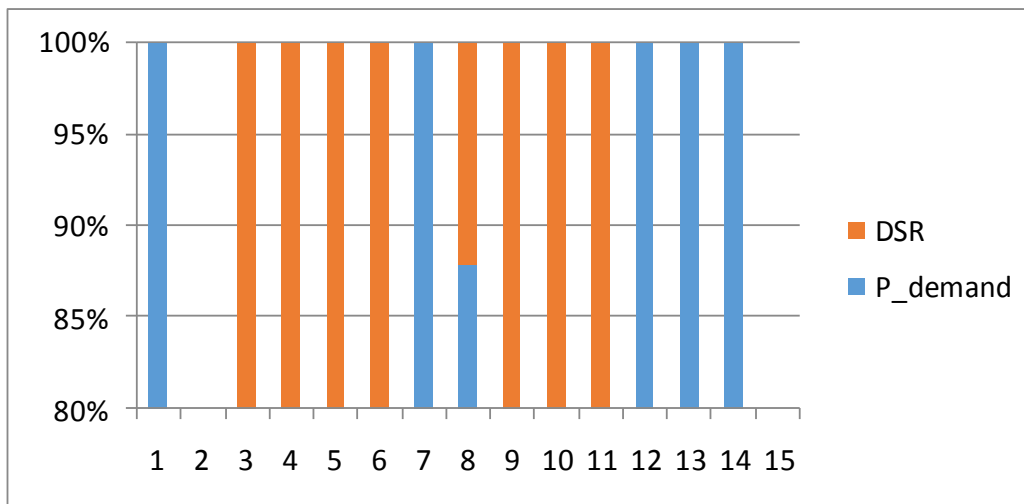
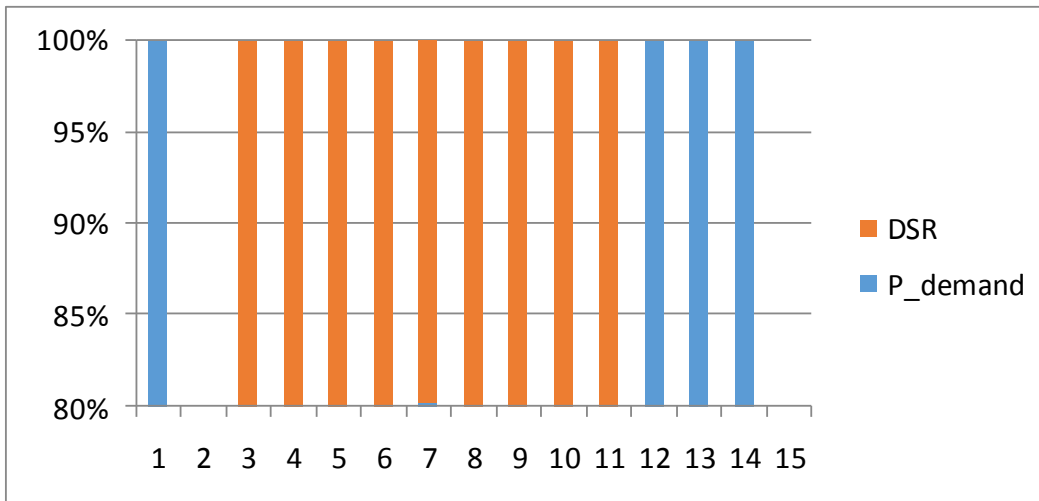


Εικόνα 4.29: Βέλτιστη σειρά ενισχύσεων γραμμών διανομής και ζυγοί όπου πραγματοποιήθηκε DSR και APGC, για κόστος αποζημίωσης c_{d_2} .

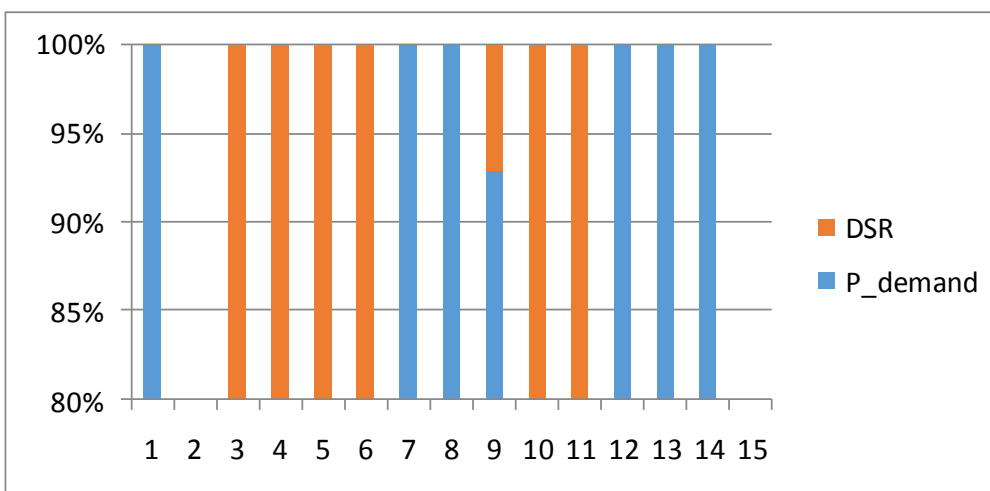
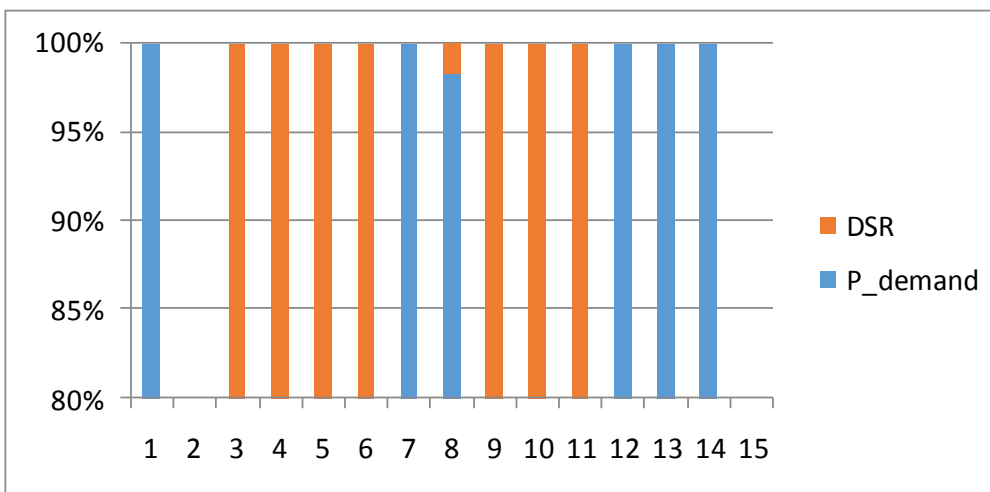
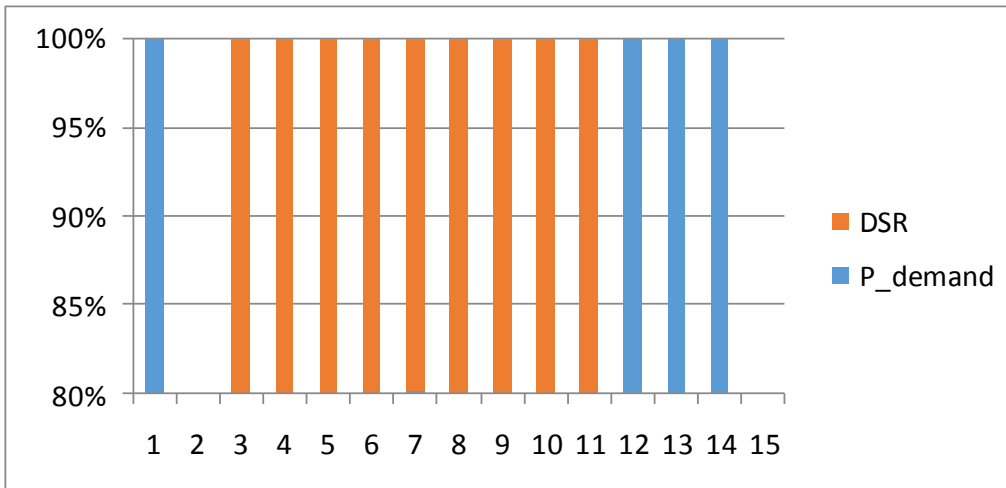


Εικόνα 4.30: Βέλτιστη σειρά ενισχύσεων γραμμών διανομής και ζυγοί όπου πραγματοποιήθηκε DSR και APGC, για κόστος αποζημίωσης c_{d_3} .

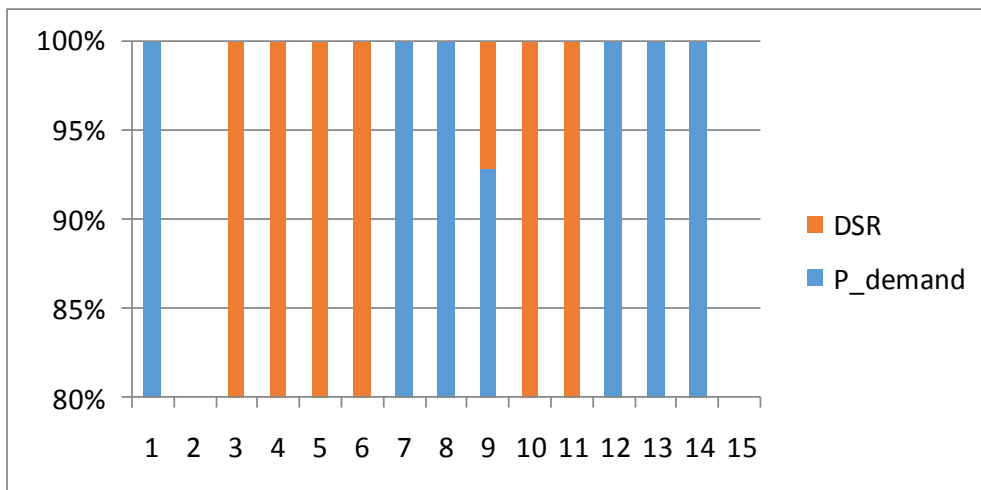
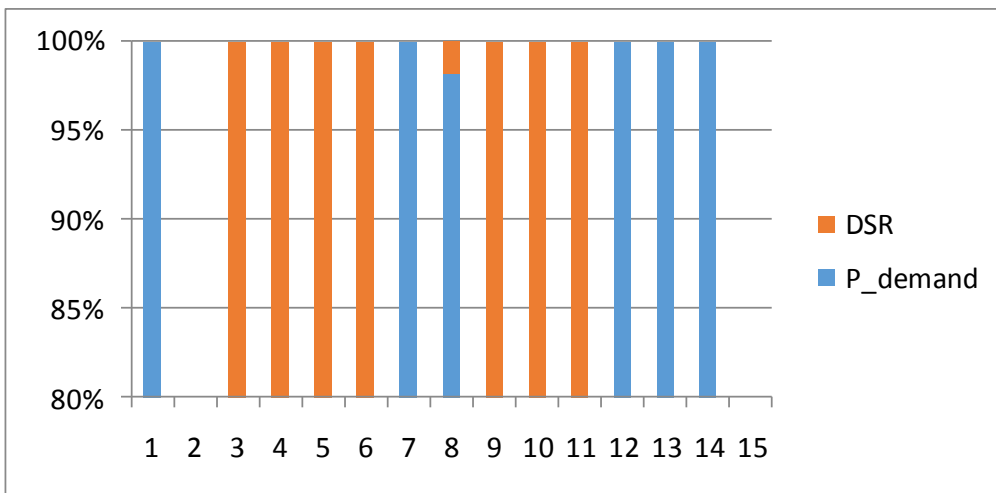
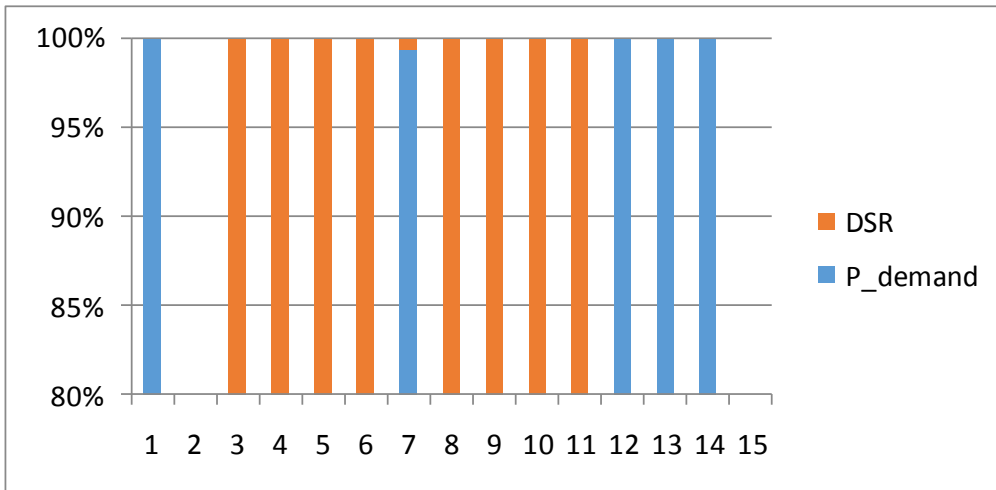




Εικόνα 4.31-4.33 : Ποσοστά περικοπής της ζήτησης σε κάθε ζυγό, για $m = 1,2,3$ αντίστοιχα, με κόστος αποζημίωσης c_{d1} υπό Σενάριο Γ.



Εικόνα 4.34-4.36 : Ποσοστά περικοπής της ζήτησης σε κάθε ζυγό, για $m = 1,2,3$ αντίστοιχα, με κόστος αποζημίωσης c_{d2} υπό Σενάριο Γ.



Εικόνα 4.37-4.39 : Ποσοστά περικοπής της ζήτησης σε κάθε ζυγό, για $m = 1,2,3$ αντίστοιχα, με κόστος αποζημίωσης c_{d3} υπό Σενάριο Γ.

4.4 Σύγκριση αποτελεσμάτων

Μέσα από τη σύγκριση των αποτελεσμάτων των παραπάνω σεναρίων είναι εμφανής η μείωση του συνολικού κόστους επένδυσης για τον μελετούμενο χρονικό ορίζοντα για τη δράση όπου εφαρμόζεται ο συνδυασμός της συμβατικής (ενίσχυση γραμμών) και της έξυπνης μεθόδου (DSR). Αυτό έρχεται ως αποτέλεσμα της ευελιξίας που παρέχει η τεχνολογία DSR, η οποία συνεισφέρει στη μετάθεση των συμβατικών επενδύσεων σε μεταγενέστερο χρονικό στάδιο, όταν και είναι πραγματικά απαραίτητη η ενίσχυση των γραμμών λόγω της αύξησης του φορτίου καθώς και της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος από τις Φ/Β μονάδες παραγωγής. Φυσικά, η στρατηγική αξία του DSR είναι άμεσα εξαρτώμενη από την τιμή της πληρωμής των καταναλωτών c_{d_i} , $i = 1,2,3$. Για παράδειγμα, για δράση R-DSR, υπό σενάριο με υψηλή αύξηση της ζήτησης (Σενάριο Γ) για κόστος πληρωμής πελάτη ίσο με $150 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ και ενίσχυση γραμμών με χαμηλό κόστος, σύμφωνα με τους Πίνακες 4.7 και 4.9, το συνολικό ύψος επένδυσης είναι μεγαλύτερο συγκριτικά με αυτό της δράσης R (373.480 € έναντι 328.310 €). Από την ανάλυση του προβλήματος εξάγονται τα ακόλουθα συμπεράσματα:

1. Η τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης στη δράση R-DSR για κόστος ενίσχυσης γραμμών ίσο με Y_{B_2} είναι υψηλότερη σε σύγκριση με την τιμή της αντικειμενικής για Y_{B_1} , σε ένα εύρος τιμών που κυμαίνεται από 7.000 € - 15.000 €. Η μεγαλύτερη διαφορά παρατηρείται στη τιμή της αντικειμενικής στην περίπτωση του Σεναρίου Γ με κόστος πληρωμής ίσο με c_{d_3} , όπου ανέρχεται στα 65.843 €. Επίσης, σημαντικές διαφορές παρουσιάζονται στην εφαρμογή της επένδυσης ενίσχυσης (αριθμός γραμμής, χρονικό στάδιο) με αποτέλεσμα οι ζυγοί και τα ποσοστά εφαρμογής DSR να διαφέρουν ανα περίπτωση. Αναλυτικότερα, οι διαφορές αυτές κατηγοριοποιούνται ως εξής:
 - i. Αναβολή των επενδύσεων ενίσχυσης γραμμών κόστους Y_{B_2} σε σχέση με Y_{B_1} , όπως για παράδειγμα συμβαίνει στο Σενάριο Β για κόστος πληρωμής c_{d_1} και c_{d_2} .
 - ii. Εφαρμογή DSR σε περισσότερους ζυγούς έναντι ενίσχυσης για Y_{B_2} , όπως συμβαίνει στο Σενάριο Α όταν το κόστος πληρωμής είναι ίσο με c_{d_2} . Στην περίπτωση αυτή ενώ για Y_{B_1} πραγματοποιείται ενίσχυση στη

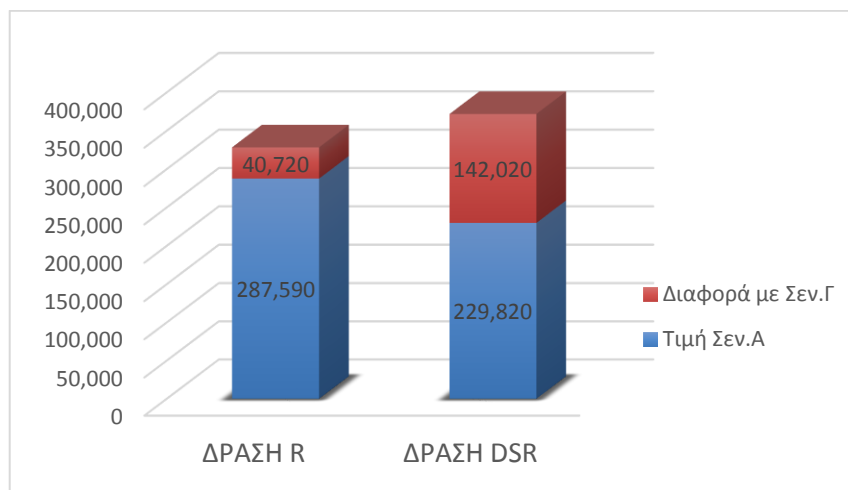
γραμμή $l = 3$ στο χρονικό στάδιο $m = 2$, για Y_{B_2} δεν ενισχύεται η γραμμή σε κανένα χρονικό στάδιο.

- iii. Ενίσχυση διαφορετικών γραμμών όπως συμβαίνει στο Σενάριο Γ για κόστος αποζημίωσης c_{d_3} . Για κόστος Y_{B_1} ενισχύονται οι γραμμές $l = 1, 2$ οι οποίες είναι αρκετά μεγαλύτερες σε μήκος σε σχέση με τις ενισχυθείσες γραμμές $l = 3, 4$ για κόστος Y_{B_2} (2,8 και 4,4 km έναντι 0,6 και 0,6 km αντίστοιχα). Έτσι, για χαμηλό κόστος ενίσχυσης εφαρμόζεται DSR στους ζυγούς $n = 5, 6$ ενώ για υψηλό κόστος στους ζυγούς $n = 3 - 11$.
2. Το ποσό που ο λειτουργός του συστήματος καθορίζει για την πληρωμή των καταναλωτών προς εφαρμογή DSR επηρεάζει σημαντικά την βελτιστοποίηση του προβλήματος. Αυτό φαίνεται εντονότερα στις περιπτώσεις των Σεναρίων Β και Γ με κόστη πληρωμής c_{d_2} και c_{d_3} . Χαρακτηριστικό παράδειγμα αποτελεί η περίπτωση υπό Σενάριο Γ- Y_{B_1} - c_{d_3} όπου επιλέγεται μεταξύ άλλων η ενίσχυση της γραμμής $l = 1$, η οποία αντικαθίσταται από γραμμή τύπου ACSR 95 mm². Επομένως, μια τιμή ανάμεσα στα $100 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ και στα $150 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ αποτελεί το οριακό κόστος πληρωμής των καταναλωτών. Για την παραπάνω περίπτωση η οριακή αυτή τιμή είναι για $c_{d_i} = 112 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ με το συνολικό κόστος επένδυσης να ισούται με 353.750 €.
3. Από τους πίνακες των αποτελεσμάτων της αντικειμεικής συνάρτησης ανά δράση, είναι εμφανής η σημαντική επίδραση της εφαρμογής DSR στη συνολική μείωση του κόστους επένδυσης στα σενάρια χαμηλής και μεσαίας ετήσιας αύξησης της ζήτησης, ενώ στην περίπτωση μεγάλης αύξησης έχουμε μια πολύ μικρή επιβάρυνση στο κόστος. Για παράδειγμα, με δεδομένα τα κόστη ενίσχυσης γραμμών και πληρωμής καταναλωτών, ίσα με Y_{B_1} και c_{d_2} αντίστοιχα, σύμφωνα με τους Πίνακες 4.7, 4.8, 4.9 η παρούσα αξία των συνολικών επενδεδυμένων κεφαλαίων ανά δράση είναι:

Πίνακας 4.11: Αποτελέσματα αντικειμενικής συνάρτησης ανά σενάριο αύξησης της ζήτησης.

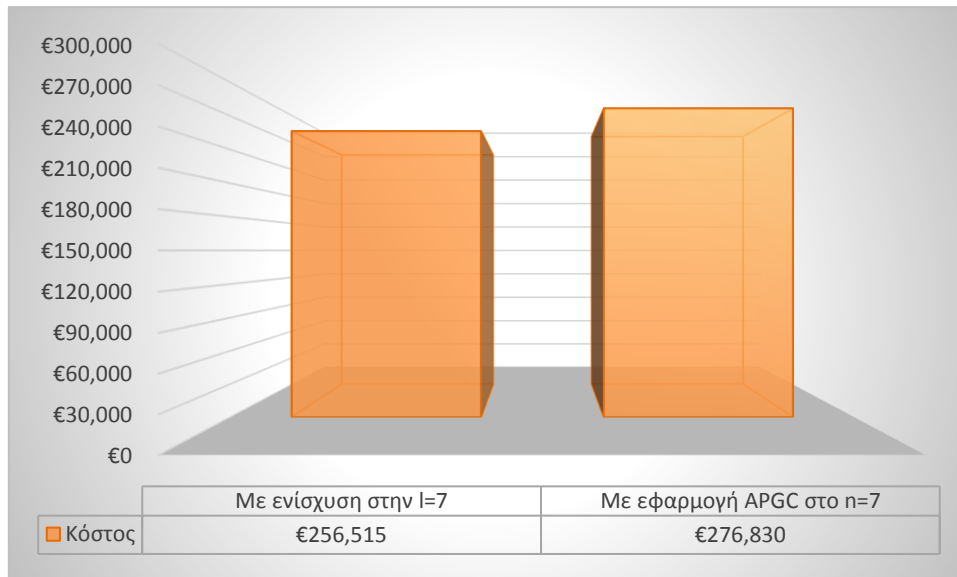
a_m	Σενάριο Α			Σενάριο Β			Σενάριο Γ		
	Δράση R	Δράση DSR	Δράση R-DSR	Δράση R	Δράση DSR	Δράση R- DSR	Δράση R	Δράση DSR	Δράση R- DSR
Y_{B_1}, c_{d_2}	287.590	229.820	210.023	315.190	286.170	256.515	328.310	371.840	334.935
Y_{B_2}, c_{d_2}	370.540	229.820	220.025	410.520	286.170	273.064	434.070	371.840	350.597
Στρατηγική αξία R-DSR για Y_{B_1}, c_{d_2}	26,97 %			18,62 %			-2,02%		
Στρατηγική αξία R-DSR για Y_{B_2}, c_{d_2}	40,62 %			33,48 %			19,23 %		

Εντούτοις, το συνολικό κόστος επένδυσης είναι άμεσα εξαρτώμενο από το ύψος των αιχμών του φορτίου για τις δράσεις στις οποίες εμπλέκεται η εφαρμογή της έξυπνης τεχνολογίας, με αποτέλεσμα να παρουσιάζονται μεγάλες διακυμάνσεις στις τιμές των αντικειμενικών συναρτήσεων ανάμεσα στα σενάρια. Είναι ενδεικτικό εξάλλου, σύμφωνα με τον Πίνακα 4.8, ότι η αύξηση της πληρωμής του πελάτη από c_{d_1} σε c_{d_3} υπό Σενάριο Γ επιφέρει μεταβολή του συνολικού ύψους επένδυσης κατά 63,27 %.



Εικόνα 4.40: Επίδραση της αύξησης της ζήτησης για τις δράσεις R και DSR, με δεδομένα κόστη Y_{B_1} και c_{d_2} (Σενάριο Α σε Σενάριο Γ).

4. Στα πλαίσια της εφαρμογής της δράσης R για κόστος ενίσχυσης γραμμών ίσο με Y_{B_2} , η ωφέλεια που προσφέρει η εφαρμογή της τεχνολογίας APGC στο ζυγό $n = 7$ αντί για την ενίσχυση της γραμμής $l = 7$ επί του συνολικού κόστους επένδυσης είναι της τάξης του 0,66% και 0,95% για τα Σενάρια A και B αντίστοιχα.



Εικόνα 4.41: Κόστος εφαρμογής APGC στο ζυγό $n = 7$ έναντι επένδυσης ενίσχυσης της γραμμής $l = 7$ για δράση R-DSR, με κόστος εφαρμογής DSR ίσο με c_{d_2} και ενίσχυσης γραμμών ίσο με Y_{B_1} , υπό Σενάριο B.

Στην περίπτωση της Εικόνας 4.41, το όφελος λόγω της ενίσχυσης της γραμμής $l = 7$ στο τρίτο χρονικό στάδιο, $m = 3$, με κόστος εφαρμογής DSR ίσο με c_{d_2} και ενίσχυσης γραμμών ίσο με Y_{B_1} , είναι της τάξης του 7,92%. Αυτό οφείλεται σε δύο παράγοντες:

- i. Με την ενίσχυση της γραμμής το δίκτυο μπορεί να υποστηρίξει περαιτέρω διείσδυση Φ/B και επίσης αποφεύγεται η ανάγκη περικοπής ισχύος με την οικονομική επιβάρυνση που συνεπάγεται αυτή. Στο εικονιζόμενο παράδειγμα το κόστος της περικοπής λόγω APGC ανέρχεται στα 21.411 € ενώ η αντικατάσταση της $l = 7$ στα 25.050 €.
- ii. Για B[7] το συνολικό κόστος εφαρμογής DSR για $m = 3$ είναι 17.683 € έναντι 33.365 €, όταν εφαρμόζεται A[7].

Η οριακή τιμή για την εφαρμογή APGC, έτσι ώστε στην παραπάνω περίπτωση να έχουμε ίδιο τελικό κόστος επένδυσης και στις δύο περιπτώσεις είναι στα $20 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$, δηλαδή αρκετά χαμηλότερη της τιμής $100 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ που έχει τεθεί στα πλαίσια της ανάλυσης.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5

Συμπεράσματα- Μελλοντικές Προεκτάσεις

Στην παρούσα διπλωματική εργασία προτάθηκε ένα μοντέλο για την αναγνώριση της βέλτιστης επενδυτικής στρατηγικής ώστε να διασφαλίζεται ότι οι περιορισμοί του υπό εξέταση ΔΔ ΜΤ δεν θα υπερβαίνουν τα επιτρεπτά όρια, ανεξάρτητα από την αβεβαιότητα του ρυθμού αύξησης του φορτίου και της ολοένα αυξανόμενης εγκατάστασης μονάδων ΔΠ. Στα πλαίσια της ανάλυσης καταδείχθηκε ότι με την εφαρμογή της έξυπνης τεχνολογίας δίνεται στο λειτουργό του δικτύου η στρατηγική ευελιξία να μεταθέσει τις επενδύσεις σε συμβατικές λύσεις σε μακροπρόθεσμο χρονικό ορίζοντα, ειδικά στα σενάρια χαμηλής και μεσαίας ετήσιας αύξησης της ζήτησης. Επίσης, κατά τη διεξαγωγή συγκρίσεων μεταξύ των αποτελεσμάτων του προβλήματος, προσεγγίστηκαν οι οριακές τιμές πληρωμής των καταναλωτών υπό σενάριο μεγάλης αύξησης του φορτίου, για συγκεκριμένα κόστη ενισχύσεων γραμμών, έτσι ώστε να αποφεύγονται επενδύσεις σε γραμμές υψηλού κόστους ενίσχυσης. Η συνεχώς αυξανόμενη δε διείδυση Φ/Β μονάδων παραγωγής καθιστά αναγκαία τη μείωση της αποζημίωσης της περικοπής ενεργού ισχύος, που θα οδηγήσει σε ακόμα μεγαλύτερη αναβολή των επενδύσεων ενίσχυσης.

Σε μελλοντικές εργασίες θα μπορούσε να εξεταστεί η εισαγωγή στο δίκτυο περισσότερων τεχνολογιών ΔΠ, όπως οι ανεμογεννήτριες, οι μονάδες υδροηλεκτρικής παραγωγής, οι μονάδες κυψελών καυσίμου και βιομάζας, σε συνδυασμό με την εφαρμογή περισσότερων τεχνολογιών έξυπνων δικτύων που αφορούν τη ρύθμιση τάσης, την αντιστάθμιση αέργου ισχύος, την αδιάλειπτη παροχή, όπως για παράδειγμα το CVC, το SOP και την αποθήκευση ενέργειας. Οι εναλλακτικές αυτές τεχνολογίες μπορούν να συμβάλουν σημαντικά στην αποσυμφόρηση του δικτύου και να διαδραματίσουν καθοριστικό ρόλο στη βέλτιστη εκμετάλλευση του ισοζυγίου παραγωγής ΔΠ – ζήτησης.

Η παρούσα ανάλυση θα μπορούσε ακόμη να επεκταθεί με την εισαγωγή περισσότερων κριτηρίων, εκτός από το τελικό κόστος επένδυσης, το οποίο μας καθόριζε τη βέλτιστη στρατηγική επέκτασης του δικτύου. Μια τέτοια προσέγγιση στα πλαίσια μιας πολυκριτηριακής ανάλυσης θα απαιτούσε τον προσεκτικό καθορισμό των

συντελεστών βαρύτητας, πρόβλημα ιδιαίτερα πολύπλοκο σε ένα τόσο στοχαστικό περιβάλλον όπως ο σχεδιασμός ενός ηλεκτρικού δικτύου. Μερικά από αυτά τα **κριτήρια** που κρίνεται σκόπιμο να διερευνηθούν μελλοντικά είναι:

- i. Το ποσοστό της διείσδυσης των ΑΠΕ στη συνολική ικανότητα παραγωγής και η απαίτηση για εξυπηρέτηση ενός ελάχιστου ποσοστού φορτίου σε κατάσταση αιχμής.
- ii. Η εγγενής στοχαστικότητα στα επίπεδα της ημερίσιας παραγωγής των ΑΠΕ έτσι ώστε να ποσοτικοποιηθούν οι περιπτώσεις παραγωγής σε πιο χαμηλά και πιο υψηλά από τα προβλεπόμενα όρια.
- iii. Η αβεβαιότητα που συνεπάγεται η εφαρμογή DSR λόγω της ιδιαιτερότητας και των απαιτήσεων κάθε καταναλωτή, ιδιαίτερα σε περιπτώσεις μεγάλης εξάρτησης της εύρυθμης λειτουργίας του δικτύου από τη συγκεκριμένη τεχνολογία σε κατάσταση αιχμής.
- iv. Η συμφόρηση του δικτύου, δηλαδή η ικανοποίηση των περιορισμών του δικτύου υπό συγκεκριμένο ποσοστό ασφαλείας από τα θερμικά όρια λειτουργίας.

Τέλος, για την αντιμετώπιση της δυσχέρειας που θέτουν οι δυαδικές μεταβλητές στα πλαίσια του MINLP προβλήματος βελτιστοποίησης, με δεδομένο το μεγάλο πλήθος μη γραμμικών περιορισμών και την ταυτόχρονη ανάγκη για επίλυση εξισώσεων ροών φορτίου, θα μπορούσε να χρησιμοποιηθεί η αποσύνθεση Benders σαν μια αποτελεσματική μέθοδο προσέγγισης.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6

Πηγές

- [1]. Subir Ray – *Electrical Power Systems : Concepts, Theory And Practice*. New Delhi : PHI Learning,2010.
- [2]. Κ. Βουρνάς, Γ. Κονταξής, *Εισαγωγή στα Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας*. Αθήνα: Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, 2006.
- [3]. Μ. Π. Παπαδόπουλος, *Δίκτυα Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας*, Τόμος Ι, Αθήνα: Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, 1994.
- [4]. ΡΑΕ – Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Διαθέσιμο: http://www.rae.gr/site/categories_new/consumers/know_about/electricity/production.csp
- [5]. T. A. Short, *Electric Power Distribution Handbook*, CRC Press, 2004.
- [6] ΔΕΔΔΗΕ – Βασικά μεγέθη του δικτύου διανομής ηλεκτρισμού. Διαθέσιμο: <https://www.deddie.gr/el/to-diktuo-ilektrismou/vasika-megethi-tou-diktuou-ilektrismou>
- [7]. ΔΕΔΔΗΕ – Σχέδιο Ανάπτυξης Δικτύου 2018-2022.
- [8]. Γεωργιλάκης, Π., 2015. *Σύγχρονα συστήματα μεταφοράς και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας*. [ηλεκτρ. Βιβλ.] Αθήνα:Σύνδεσμος Ελληνικών Ακαδημαϊκών Βιβλιοθηκών. Διαθέσιμο στο: <http://hdl.handle.net/11419/2013>
- [9]. Ferry August Viawan, ‘‘Voltage Control and Voltage Stability of Power Distribution Systems in the Presence of Distributed Generation’’, Thesis in Chalmers University of Technology, 2008.
- [10]. M.N Bandyopadhyay – *Electrical Power Systems : Theory And Practice*. New Delhi : PHI Learning, 2012.
- [11]. Γ.Κονταξής, Ν.Χατζηαργυρίου, *Κέντρα Ελέγχου Ενέργειας*. Αθήνα: Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, 2003.
- [12]. Priyanka Paliwal, N.P. Patidar, R.K. Nema, *Planning of grid integrated distributed generators: A review of technology, objectives and techniques*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2014. Διαθέσιμο: https://ac.els-cdn.com/S1364032114006601/1-s2.0-S1364032114006601-main.pdf_tid=7f6a5115-7f5c-4d0f-8f13-f26f1dba2da9&acdnat=1526321139_7972b52ae62884a096af2b22dc594f36
- [13]. Π.Κεμίδης, Δ.Μπαργιώτας, *Βιομηχανικές Εγκαταστάσεις Υποσταθμοί – Α' Τεύχος*. Οργανισμός εκδόσεως Διδακτικών Βιβλίων, 2002.
- [14]. Stephen Charman, *Ηλεκτρικές Μηχανές – 4η έκδοση*. Θεσσαλονίκη: Εκδόσεις Τζιόλα, 2013.
- [15]. WECC -Introduction to System Operation. Διαθέσιμο: https://www.wecc.biz/Administrative/=INTRO_MOD_1-IntroSysOps=rev2015-June.pdf

- [16]. Λαμπρίδης , Δ., Ανδρέου, Γ. *Κατασκευαστικά στοιχεία εναέριων γραμμών μεταφοράς*, Αριστοτέλειο Πανεπιστήμιο Θεσσαλονίκης, Ανοικτά Ακαδημαϊκά Μαθήματα.
 Διαθέσιμο: <https://opencourses.auth.gr/modules/document/file.php/OCRS315/%CE%A0%CE%B1%CF%81%CE%BF%CF%85%CF%83%CE%B9%CE%AC%CF%83%CE%B5%CE%B9%CF%82%20%CE%9C%CE%B1%CE%B8%CE%AE%CE%BC%CE%B1%CF%84%CE%BF%CF%82/SHE%20II%2002.pdf>
- [17]. Ξανθός Β.Ν, *Παραγωγή-Μεταφορά-Διανομή Μέτρηση και Εξοικονόμηση Ηλεκτρικής Ενέργειας*. Θεσσαλονίκη: Εκδόσεις ΖΗΤΗ, 2003.
- [18]. John D. McDonald, Bartosz Wojszczyk, Byron Flynn, Ilia Voloh, *Distribution Systems, Substations, and Integration of Distributed Generation*, Springer Science+Business Media New York, 2013. Διαθέσιμο: <http://docplayer.net/5623609-Distribution-substation-and-integration-of-distributed-generation.html>
- [19]. Εισαγωγή στη Διεσπαρμένη Παραγωγή, University of Cyprus, Department of Electrical & Computer Engineering. Διαθέσιμο: <http://www.eng.ucy.ac.cy/elias/Courses/ECE445/presentations/Lectures2010/DistributedGeneration1.pdf>
- [20]. Forecast International's Energy Portal, <http://www.fi-powerweb.com/Renewable-Energy.html>
- [21]. Europe 20120 indicators – climate change and energy. Διαθέσιμο: http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Europe_2020_indicators_-_climate_change_and_energy
- [22]. Μανιάς Σ.Ν , *Ηλεκτρονικά Ισχύος*, Αθήνα : Εκδόσεις Συμείων, 2014.
- [23]. *What is the Smart Grid*, Διαθέσιμο: https://www.smartgrid.gov/the_smart_grid/smart_grid.html
- [24]. N.Chatziargyriou, *Smart Networks-Smart Islands*, Διαθέσιμο: <https://www.deddie.gr/Documents2/OMILIES%20PROEDROU%202018/%CE%A0%CE%B1%CF%81%CE%BF%CF%85%CF%83%CE%AF%CE%B1%CF%83%CE%B7%20%CF%84%CE%BF%CF%85%20%CE%A0%CF%81%CE%BF%CE%AD%CE%B4%CF%81%CE%BF%CF%85%20%CE%BA%CE%B1%CE%B9%20%CE%94%CE%9D%CE%A3%20%CE%BA.%20%CE%9D.%2>
- [25]. I.Konstantelos,S.Giannelos,G.Strbac, *Strategic Valuation of Smart Grid Technology Options in Distribution Networks*, IEEE Transactions on Power Systems, 11 July 2016.
- [26]. Θ. Σ. Λύτρας, *Η ΑΠΕΛΕΥΘΕΡΩΣΗ ΤΗΣ ΑΓΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΚΑΙ Η ΣΥΜΒΑΣΗ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ*, Διαθέσιμο: http://www.law.uoa.gr/fileadmin/law.uoa.gr/uploads/PDFs/pdf_new/agora_energeias.pdf
- [27]. S.Zajkowski, *SCADA – The Brain of the Smart Grid*, Remote Site & Equipment Management, 14 January 2014, Διαθέσιμο : <http://www.remotemagazine.com/main/articles/scada-the-brain-of-the-smart-grid/>
- [28]. ΑΔΜΗΕ – Δεδομένα & Στοιχεία Συστήματος. Διαθέσιμο:<http://www.admie.gr/to-systima-metaforas/dedomena-stoicheia-systimatos/perigrifi-systimatos-metaforas/>

- [29]. European Commission – Smart Grids and Meters. Διαθέσιμο:
<https://ec.europa.eu/energy/en/topics/markets-and-consumers/smart-grids-and-meters>
- [30]. Κ.Ανδρεάδης, *Ευφυή Συστήματα Μέτρησης και διαχείρισης Ηλεκτρικής Ενέργειας*, Presentations & Public Speaking, 6 Απριλίου 2014. Διαθέσιμο :
<https://www.slideshare.net/GiannisAlifragis/ss-33183262>
- [31]. R. Kopmeiners, *Communication Diversity Architecture for Smart Meter Networks*. Presentation at the ETSI M2M Workshop, 19 October 2010, Sophia Antipolis, France. Διαθέσιμο:
https://docbox.etsi.org/workshop/2010/201010_m2mworkshop/03_smartenergy/kopmeiners_alliander_communication_diversity_architecture.pdf
- [32]. Trilliant – *Wireless WAN for the Smart Grid* , Trilliant Holdings, 2013. Διαθέσιμο:
<https://trilliantinc.com/wp-content/uploads/2013/06/Wireless-WAN-for-the-Smart-Grid-new.pdf>
- [33]. Field Area Networks - Network Protocols Lab - University of Kentucky, 2015. Διαθέσιμο: http://voip.netlab.uky.edu/~fei/teaching/cs687_smartgrid/slides/6.FAN.pdf
- [34]. P.Stluka, S. Noyé, M.AAnton, D.Tsagkrasoulis, M.J. Koonsman, G.Martínez, K. Hrvoje - *Analysis of EUwide interoperability standards and data models and harmonization requirements*, Published in the framework of HOLISDER, 31 March 2018. Διαθέσιμο:
http://holisder.eu/reports/HOLISDER_D4.1_Analysis_of_EU-wide_interoperability_standards_and_data_models_and_harmonization_requirements.pdf
- [35]. ΔΕΔΔΗΕ - Τεχνική Περιγραφή του Έργου : «Πιλοτικό Σύστημα Τηλεμέτρησης και Διαχείρισης της Ζήτησης Παροχών Ηλεκτρικής Ενέργειας Οικιακών και Μικρών Εμπορικών Καταναλωτών και Εφαρμογής Έξυπνων Δικτύων». Διαθέσιμο :
<http://www.deddie.gr/Documents2/ΔΙΑΒΟΥΛΕΥΣΕΙΣ/ΔΗΜΟΣΙΕΣ%20ΔΙΑΒΟΥΛΕΥΣΕΙΣ/ΔΙΑΝΟΜΗΣ/1%20ΤΕΧΝΙΚΗ%20ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ%20ΕΡΓΟΥ.pdf>
- [36]. ΔΕΔΔΗΕ - Πρόσκληση του Διαγωνισμού για το Έργο «Πιλοτικό Σύστημα Τηλεμέτρησης και Διαχείρισης της Ζήτησης Παροχών Ηλεκτρικής Ενέργειας Οικιακών και Μικρών Εμπορικών Καταναλωτών και Εφαρμογής Έξυπνων Δικτύων». Διαθέσιμο:
http://www.deddie.gr/Documents2/DIAVOULEYSEIS/DD%20SMART%20GRIDS/%CE%A4%CE%B5%CF%8D%CF%87%CE%BF%CF%82%20%CE%91_%CE%A0%CF%81%CF%8C%CF%83%CE%BA%CE%BB%CE%B7%CF%83%CE%B7.pdf
- [37]. H.Seifi, M.S.Sepasian, *Electric Power System Planning - Issues, Algorithms and Solution*, Spiegel , 2011.
- [38]. Sixth Northwest Conservation and Electric Power Plan, *Appendix H: Demand Response*, Northwest Power and Conservation Council, 1 February 2010. Διαθέσιμο:
https://www.nwcouncil.org/sites/default/files/SixthPowerPlan_Appendix_H_1.pdf
- [39]. J.A Schachter, P. Mancarella, J.Moriarty, R.Shaw, *Flexible investment under uncertainty in smart distribution networks with demand side response: Assessment framework and practical implementation*, Elsevier, 8 August 2016.

- [40]. US Department of Energy, *Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving them*, Report to the United States Congress, February 2006. Διαθέσιμο: <https://emp.lbl.gov/sites/all/files/report-lbnl-1252d.pdf>
- [41]. G.Strbac, *Demand side management: Benefits and challenges*, Department of Electrical and Electronic Engineering, Imperial College London, 2008.
- [42]. R.Tonkoski, L.A.C. Lopes *Impact of active power curtailment on overvoltage prevention and energy production of PV inverters connected to low voltage residential feeders*, Concordia University, 12 June 2011.
- [43]. N. D. Hatziargyriou, V.A. Kleftakis, C. N. Papadimitriou, G.M. Messinis, *Microgrids in Distribution*, Wiley Online Library, 23 August 2016.
- [44]. V.Gevorgian, B. O'Neill, *Demonstration of Active Power Controls by Utility-Scale PV Power Plant in an Island Grid*, National Renewable Energy Laboratory, Presented at the 15th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plant in Vienna, Austria, November 15–17, 2016
- [45]. Bansal, R. C. Dr. (2005) "Optimization Methods for Electric Power Systems: An Overview," *International Journal of Emerging Electric Power Systems*: Vol. 2: Iss. 1, Article 1021.
- [46]. S. Soliman A.A Mantawy, *Modern Optimization Techniques with Applications in Electric Power Systems*, Springer.
- [47]. R.Bronson, G.Naadimuthu, *Operations Research (Second Edition)*, Schaum's outline series, Published by McGraw-Hill, 1994.
- [48]. G.CELLI, S.MOCCI, F.PILO, D.BERTINI, R. CICORIA, S.CORTI, *MULTI-YEAR OPTIMAL PLANNING OF ACTIVE DISTRIBUTION NETWORKS*, C I R E D 19th International Conference on Electricity Distribution Vienna, 21-24 May 2007.
- [49]. I.Konstantelos, G.Strbac, *Valuation of Flexible Transmission Investment Options Under Uncertainty*, IEEE Transactions on Power Systems, 2 March 2015.
- [50]. P. S. Georgilakis, N. D. Hatziargyriou, *A review of power distribution planning in the modern power systems era: Models, methods and future research*, Elsevier, Electric Power Systems Research, 23 December 2014.
- [51]. C. L. T. Borges, V.F. Martins, *Multistage expansion planning for active distribution networks under demand and Distributed Generation uncertainties*, Elsevier, Electric Power Systems Research, 3 December 2011.
- [52]. Ozcan, E., Mohan, C.: *Analysis of a simple particle swarm optimization system*. *Intell. Eng.Syst. Artif. Neural Networks* 8, 253–258, 1998. Διαθέσιμο: <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.469.5598&rep=rep1&type=pdf>
- [53]. B. A. McCarl, A.Meeraus, P.van der Eijk, M. Bussieck, S. Dirkse, P. Steacy, *McCarl GAMS User Guide Version 22.6*, Texas A&M University, GAMS Development Corporation, 2008. Διαθέσιμο: <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.296.8710&rep=rep1&type=pdf>

- [54]. M. C. Ferris, R. Jain, S. Dirkse, *GDXMRW: Interfacing GAMS and MATLAB*, 11 May 2010. Διαθέσιμο: <http://pages.cs.wisc.edu/~ferris/matlab/gdxmrw.pdf>
- [55]. G. C. van Kooten, , *GAMS for Solving Mathematical Programming Problems*, REPA Group, University of Victoria. Διαθέσιμο: <http://web.uvic.ca/~kooten/Training/Training02.pdf>
- [56]. R. E. Rosenthal, *GAMS —A User's Guide*, GAMS Development Corporation, Washington, DC, USA, May 2017. Διαθέσιμο: http://ikucukkoc.baun.edu.tr/lectures/EMM3208/gams_users_guide.pdf
- [57]. Alireza Soroudi, *Power System Optimization Modeling in GAMS*, Springer International Publishing, 2017.
- [58]. K. De Brabandere, A. Woyte, R. Belmans, and J. Nijs, *Prevention of Inverter Voltage Tripping in High Density PV Grids*, presented at the 19th EU-PVSEC, Paris, 2004.
- [59]. CIGRE. Task Force C6.04. 2014. Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources.

