



Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο
Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και
Μηχανικών Υπολογιστών

Τομέας Επικοινωνιών, Ηλεκτρονικής και
Συστημάτων Πληροφορικής

**Αλγόριθμοι Βελτιστοποίησης Σχεδιασμού
Επενδύσεων Στο Δίκτυο Διανομής Ηλεκτρικής
Ενέργειας**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ
Καπεντζώνης Νικόλαος

Επιβλέπων : Εμμανουήλ Βαρβαρίγος, Καθηγητής Ε.Μ.Π

Αθήνα, Απρίλιος 2024



Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο
Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και
Μηχανικών Υπολογιστών

Τομέας Επικοινωνιών, Ηλεκτρονικής και
Συστημάτων Πληροφορικής

Αλγόριθμοι Βελτιστοποίησης Σχεδιασμού Επενδύσεων Στο Δίκτυο Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Καπεντζώνης Νικόλαος

Επιβλέπων : Εμμανουήλ Βαρβαρίγος, Καθηγητής Ε.Μ.Π

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την 11η Απριλίου 2024 .

(Υπογραφή)

.....

Εμμανουήλ Βαρβαρίγος
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

(Υπογραφή)

.....

Θεοδώρα Βαρβαρίγου
Καθηγήτρια Ε.Μ.Π.

(Υπογραφή)

.....

Συμεών Παπαβασιλείου
Καθηγητής Ε.Μ.Π

Αθήνα, Απρίλιος 2024

(Υπογραφή)

.....

ΚΑΠΕΝΤΖΩΝΗΣ ΝΙΚΟΛΑΟΣ

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

Copyright © Νικόλαος Καπεντζώνης, 2024

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.

Περίληψη

Τα τελευταία χρόνια όλο και περισσότεροι αυτόνομοι παραγωγοί ηλεκτρικής ενέργειας έχουν διεισδύσει στην αγορά, καθιστώντας το έργο του Διαχειριστή Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΔΔΗΕ, ή γενικότερα DSO) όλο και πιο περίπλοκο. Σε αυτές τις νέες συνθήκες η ανάγκη για καλύτερη συνεργασία μεταξύ όλων των εμπλεκόμενων παικτών είναι πλέον αναγκαία.

Ακόμη όμως είναι απαραίτητη για τους Δημόσιους Οργανισμούς που συμμετέχουν στο παιχνίδι της Ενέργειας η χάραξη κατάλληλης επενδυτικής στρατηγικής, η οποία αφενός μεν θα λαμβάνει υπόψιν τη διασφάλιση των ιδιωτικών επενδύσεων, θα έχει όμως βασικό στόχο την προστασία των πελατών/καταναλωτών ή αλλιώς το Social Welfare.

Στόχος της παρούσας διπλωματικής είναι να εξετάσει τις πτυχές αυτού του σχεδιασμού από την πλευρά του DSO και συγκεκριμένα κατά πόσο οι επενδύσεις του DSO σε επιπλέον υλικό διανομής και ανασχεδιασμό του ίδιου του δικτύου, επηρεάζουν εν τέλει τις ιδιωτικές επενδύσεις, την αξιοπιστία του δικτύου αλλά και την τελική τιμή στον καταναλωτή.

Η μοντελοποίηση του πειραματικού σκέλους έγινε σε περιβάλλον matlab και έλαβε σαν παραμέτρους δικτυακά σύνολα που χρησιμοποιούνται ευρέως για ερευνητικούς σκοπούς και ακολουθούν τα πρότυπα του IEEE.

Λέξεις-Κλειδιά: Διαχειριστής Δικτύου Διανομής(DSO), Διαχειριστής Δικτύου Μεταφοράς(TSO), Smart Grids, Γραμμικός Προγραμματισμός, Αλγόριθμοι Βελτιστοποίησης, Κατανεμημένες Μονάδες Παραγωγής(DER), Γραμμές μεταφοράς, Πάροχοι Υπηρεσιών Ενέργειας(ESP), Πρόβλημα Ελαχιστοποίησης Κόστους

Abstract

In recent years, an increasing number of autonomous electricity producers have entered the market, making the work of the Electricity Distribution System Operator (DSO, or generally, Distribution System Operator) increasingly complex. In these new conditions, the need for better collaboration among all involved stakeholders is now essential.

Furthermore, it is crucial for Public Organizations participating in the Energy sector to formulate an appropriate investment strategy. This strategy should, on the one hand, take into account the assurance of private investments but should primarily aim at protecting customers/consumers, or otherwise, social welfare.

The objective of this thesis is to examine the aspects of this planning from the perspective of the DSO. Specifically, it aims to investigate how DSO investments in additional distribution hardware and the redesign of the network itself ultimately impact private investments, the network's reliability, and the final cost to the consumer.

The modeling of the experimental part was done in a matlab environment and received as parameters network sets that are widely used for research purposes and follow IEEE standards.

Keywords: Distribution System Operator (DSO), Transmission System Operator (TSO), Smart Grids, Linear Programming, Optimization Algorithms, Distributed Energy Resources (DER), Transmission Lines, Energy Service Providers (ESP), Cost Minimization Problem

ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ

Η παρούσα διπλωματική εργασία εκπονήθηκε το ακαδημαϊκό έτος 2023-2024 στο πλαίσιο του Τομέα Επικοινωνιών, Ηλεκτρονικής και Πληροφοριακών Συστημάτων της Σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου.

Αρχικά, θα ήθελα να ευχαριστήσω τον επιβλέποντα καθηγητή της παρούσας εργασίας, τον Καθηγητή μου κ. Εμμανουήλ Βαρβαρίγο. Τόσο η εμπιστοσύνη που μου έδειξε με την ανάθεση ενός τόσο πολυσχιδούς θέματος, όσο και η έμπνευση που ο ίδιος προσφέρει στο απαιτητικό περιβάλλον της ΣΗΜΜΥ, ΕΜΠ, αποτέλεσαν καθοριστικούς παράγοντες για την εκπόνηση της εργασίας, αλλά και της πορείας μου στη Σχολή.

Επιπλέον, οφείλω και ένα μεγάλο ευχαριστώ στους Κωνσταντίνο Στεριώτη και Κωνσταντίνο Σεκλό, που με τη συνεχή καθοδήγησή τους συνέδραμαν στο τελικό αποτέλεσμα της εργασίας. Η συνολικότερη διατριβή τους αποτέλεσαν οδηγό και πηγή έμπνευσης για εμένα.

Φυσικά, δεν θα παραλείψω να ευχαριστήσω τους φίλους εκτός και εντός σχολής και συναδέλφους μου για όλη την υποστήριξη αλλά και τις όμορφες στιγμές κατά τη διάρκεια της φοιτητικής μου σταδιοδρομίας.

Τέλος αφιερώνω την εργασία στην οικογένειά μου. Τα αδέρφια μου, Ευφροσύνη, Γιάννη, Σωτηρία. Και τους γονείς μου, Μαρία και Γιώργο για την αμέριστη συμπαράσταση όλα αυτά τα χρόνια.

Πίνακας Περιεχομένων

Κεφαλαίο 1: Εισαγωγή.....	10
1.1 Δίκτυα Μεταφοράς και Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας.....	10
1.2 Διαχειριστής Δικτύου Μεταφοράς (TSO).....	11
1.3 Διαχειριστής Δικτύου Διανομής (DSO).....	13
1.4 Distributed Energy Resources (DER).....	15
1.5. Smart Grids.....	17
1.5.1 Ορισμός.....	17
1.5.2 Πλεονεκτήματα των smart grids.....	18
Κεφάλαιο 2: Το σύγχρονο πλαίσιο.....	20
2.1 Η Ιδιωτικοποίηση της Ενέργειας στην Ευρώπη.....	20
2.2 EU Directives and Regulations.....	22
2.2.1 Ιστορικό.....	22
2.2.2 Η οδηγία 2019/944.....	23
2.2.3 Η οδηγία RED.....	24
Κεφάλαιο 3: Το πρόβλημα.....	25
3.1 Εισαγωγή στο πρόβλημα.....	25
3.2 Related Work.....	27
3.3 Η συνεισφορά της παρούσας εργασίας.....	30
Κεφάλαιο 4: Η μαθηματική επίλυση του προβλήματος.....	31
4.1 Σχεδιασμός του προβλήματος.....	31
4.2 Ορισμοί και Μεταβλητές.....	33
4.3 Οι εξισώσεις και η επίλυση	36
4.4 Σενάρια Υλοποίησης.....	41
4.4.1.1 Scenario 1: Αδυναμία εξυπηρέτησης υπάρχοντος φορτίου εντός δικτύου.....	42
4.4.1.2 Scenario 2: Εξυπηρέτηση φορτίου εκτός δικτύου.....	47

<i>4.4.1.3 Scenario 3: Εξυπηρέτηση μεγάλου φορτίου εκτός δικτύου.....</i>	<i>51</i>
<i>4.4.1.4 Scenario 4: Εξυπηρέτηση φορτίου σε κόμβο χωρίς υποψήφια γραμμή.....</i>	<i>54</i>
<i>4.4.2 Οικονομικά Στοιχεία της Μοντελοποίησης.....</i>	<i>58</i>
<i>4.4.2.1 Scenario 5: Αύξηση κατά 25% στις τιμές των DER's.....</i>	<i>59</i>
<i>4.4.2.2 Scenario 6: Ασφυκτικό χρηματοδοτικό πλαίσιο.....</i>	<i>62</i>
<i>Κεφάλαιο 5: Συμπεράσματα Εργασίας.....</i>	<i>65</i>
<i>Βιβλιογραφία.....</i>	<i>68</i>

Κεφάλαιο 1: Εισαγωγή

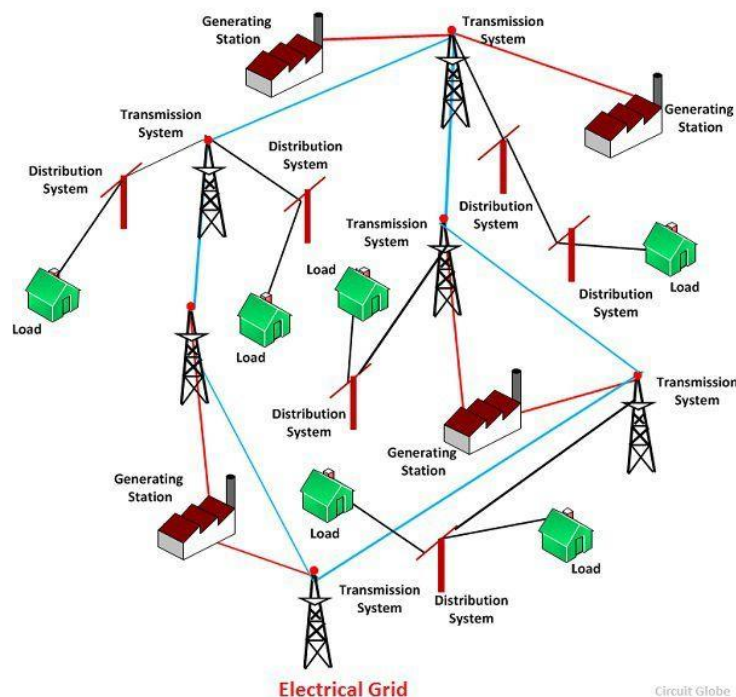
1.1 Δίκτυο Μεταφοράς και Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας.

Ηλεκτρικό δίκτυο είναι ένα διασυνδεδεμένο δίκτυο για τη μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας από του παραγωγούς στους καταναλωτές.

Και συνίσταται από τρία βασικά μέρη. Την παραγωγή ενέργειας. Τη μεταφορά αυτής και τέλος τη διανομή στους καταναλωτές.

Στο επίπεδο της παραγωγής έχουμε τόσο μονάδες του κράτους, όπως εργοστάσια καύσης ορυκτών καυσίμων, πυρηνικά εργοστάσια, υδροηλεκτρικά πάρκα και άλλα. Όσο και μονάδες ιδιωτών, κυρίως ΑΠΕ, όπως Αιολικά και Φωτοβολταϊκά Πάρκα που θεωρούνται μονάδες μεγάλης κλίμακας αλλά και μικρότερες μονάδες παραγωγής όπως οικιακές εγκαταστάσεις. Η ενέργεια που παράγεται στο επίπεδο αυτό για να αξιοποιηθεί από το κοινωνικό σύνολο, πολίτες, επιχειρήσεις και βιομηχανίες, πρέπει να μεταφερθεί και να διανεμηθεί.

Υπεύθυνοι γι' αυτό είναι οι Διαχειριστές Δικτύου Μεταφοράς (Transmission System Operator, εφεξής TSO) και οι Διαχειριστές Δικτύου Διανομής (Distribution System Operator, εφεξής DSO).



Τυπικό Σχήμα ενός απλού ηλεκτρικού δικτύου.

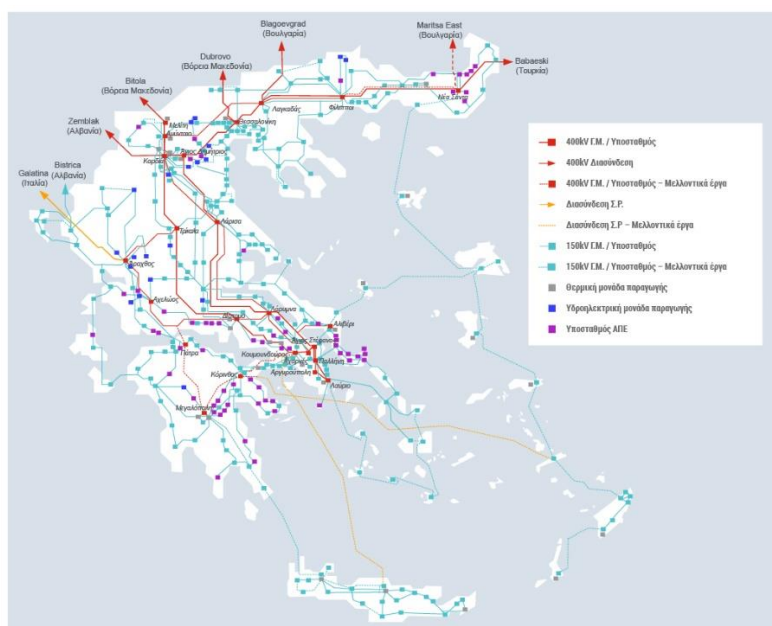
1.2 Διαχειριστής Δικτύου Μεταφοράς (TSO)

Ο TSO είναι ο καθ' ύλην αρμόδιος φορέας διαχείρισης του Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας και στην Ελλάδα λειτουργεί ως ΑΔΜΗΕ Α.Ε. (Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας).

Ο ΑΔΜΗΕ συστάθηκε με τον Ν. 4001/2011 και οργανώθηκε και λειτουργεί ως Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς κατά τις διατάξεις της Οδηγίας 2009/72/ΕΚ της Ευρωπαϊκής Ένωσης.

Σκοπός της Εταιρείας είναι η λειτουργία, ο έλεγχος, η συντήρηση και η ανάπτυξη του ΕΣΜΗΕ, ώστε να διασφαλίζεται ο εφοδιασμός της χώρας με ηλεκτρική ενέργεια, με τρόπο επαρκή, ασφαλή, αποδοτικό και αξιόπιστο καθώς και η λειτουργία της Αγοράς Εξισορρόπησης και του διασυνοριακού εμπορίου σύμφωνα με τις αρχές της διαφάνειας, της ισότητας και του ελεύθερου ανταγωνισμού.

Λόγω του προαναφερθέντος κομβικού ρόλου της Εταιρείας, έχουν ληφθεί όλα τα αναγκαία μέτρα και έχουν οργανωθεί όλες εκείνες οι απαραίτητες διαδικασίες για να διασφαλιστεί η ανεξαρτησία της, η απαρέγκλιτη τήρηση της αρχής της «ίσης μεταχείρισης» για όλους τους Χρήστες του Συστήματος και τους Συμμετέχοντες στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας, η διαφάνεια στη λειτουργία της και η τήρηση της αρχής της εμπιστευτικότητας των πληροφοριών που ο ΑΔΜΗΕ διαχειρίζεται.



Το δίκτυο του ΑΔΜΗΕ

Η συμμόρφωση του ΑΔΜΗΕ με τις απαιτήσεις που διέπουν το μοντέλο του Ανεξάρτητου Διαχειριστή Μεταφοράς πιστοποιήθηκε από τη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ) τον Δεκέμβριο του 2012.[1]

Ο ΑΔΜΗΕ διαχειρίζεται συνολικά 21 Κέντρα Υπερύψηλης Τάσης και 365 Υποσταθμούς συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 50.749 MVA. Αυτά συνδέονται μέσω γραμμών μεταφοράς συνολικού μήκους 11.303 km. Αναλυτικότερα:

- 2.632 χιλιόμετρα γραμμών 400 kV (εναέριων και υπόγειων)
- 267 χλμ. Γραμμών D.C. 400 kV (εναέρια και υποβρύχια)
- 8.349 χιλιόμετρα γραμμών 150 kV (εναέρια, υποβρύχια και υπόγεια)
- 55 χλμ. γραμμών 66 kV (εναέρια, υποθαλάσσια και υπόγεια)

Ο ΑΔΜΗΕ είναι μέλος του ENTSO-E (Ευρωπαϊκό Δίκτυο Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας). Ως εκ τούτου συνδέεται διεθνώς με τους αντίστοιχους TSO των γειτονικών χωρών ούτως, ώστε να συνεχίσει να προσφέρει αδιαλείπτως τις απαιτούμενες ποσότητες Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Ελληνική Κοινωνία αλλά και στους εταίρους του, όταν αυτό καταστεί απαραίτητο. [2]

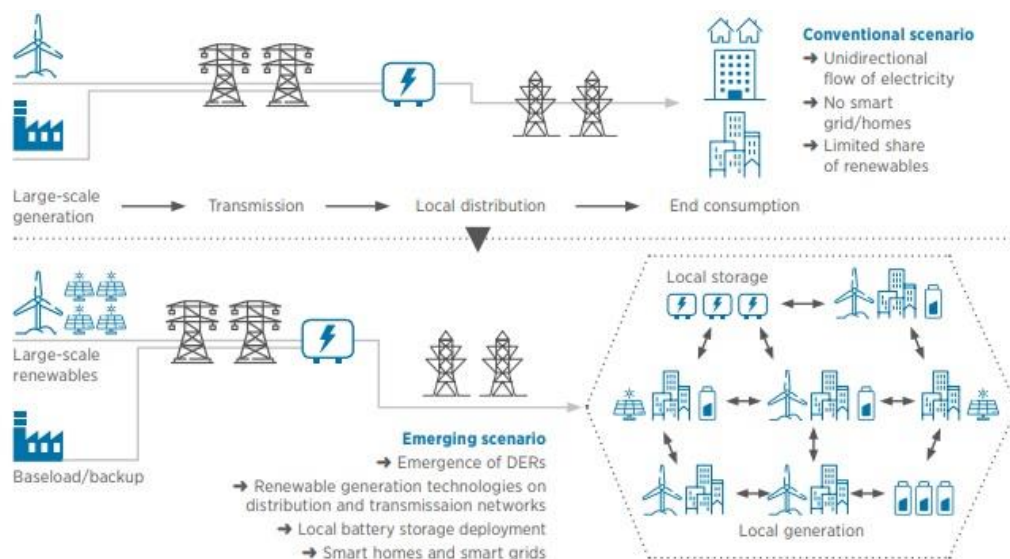
1.3. Διαχειριστής Δικτύου Διανομής (DSO)

Ο Διαχειριστής Δικτύου Διανομής(DSO) είναι ο καθ' ύλην αρμόδιος οργανισμός για τη διαχείριση του Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας και στην Ελλάδα το ρόλο αυτό αναλαμβάνει ο ΔΕΔΔΗΕ.

Έργο του ΔΕΔΔΗΕ είναι η λειτουργία, η συντήρηση και η ανάπτυξη του δικτύου διανομής ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα και η διασφάλιση της διαφανούς και αμερόληπτης πρόσβασης των καταναλωτών και γενικότερα όλων των χρηστών του δικτύου.

Ο ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε. είναι ανώνυμη εταιρεία, θυγατρική της ΔΕΗ Α.Ε. Συστάθηκε με τον Νόμο 4001/2011 (ΦΕΚ 179/Α'/22-08-2011, όπως ισχύει), ο οποίος ενσωμάτωσε στην Ελληνική Νομοθεσία τις διατάξεις της Οδηγίας 2009/72/ΕΚ του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου.[3]

Ο ΔΕΔΔΗΕ είναι υπεύθυνος για την ανάπτυξη, τη λειτουργία και τη συντήρηση, υπό οικονομικούς όρους, του ΕΔΔΗΕ, ώστε να διασφαλίζεται η αξιόπιστη, αποδοτική και ασφαλής λειτουργία του, καθώς και η μακροπρόθεσμη ικανότητά του να ανταποκρίνεται σε εύλογες ανάγκες ηλεκτρικής ενέργειας. Τα παραπάνω λαμβάνοντας τη δέουσα μέριμνα για το περιβάλλον και την ενεργειακή αποδοτικότητα, καθώς και για τη διασφάλιση, κατά τον πλέον οικονομικό, διαφανή, άμεσο και αμερόληπτο τρόπο, της πρόσβασης των Χρηστών (Καταναλωτών, Παραγωγών) και των Προμηθευτών στο ΕΔΔΗΕ, προκειμένου να ασκούν τις δραστηριότητες τους.[4]



Σύνδεση DSO με TSO

Το Δίκτυο Διανομής συνδέεται με το Δίκτυο Μεταφοράς, που παρουσιάσαμε παραπάνω και αποτελείται αναλυτικότερα από:

- 112.295 χλμ. δικτύου Μέσης Τάσης
- 126.941 χλμ. δικτύου Χαμηλής Τάσης
- 163.220 Υποσταθμοί Μέσης Τάσης προς Χαμηλή Τάση
- 989 χλμ. Δικτύου Υψηλής Τάσης εκ των οποίων 218 χλμ. στην Αττική και 771 χλμ. στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (ΜΔΝ)
- 240 Υποσταθμοί Υψηλής Τάσης προς Μέση Τάση
- 7.543.107 πελάτες (11.660 Μέσης Τάσης και 7.531.447 Χαμηλής Τάσης)
- 43.194 GWH καταναλώσεις πελατών (11.755 στη Μέση Τάση και 31.439 στη Χαμηλή Τάση) [5]

Τόσο ο DSO, όσο και ο TSO λειτουργούν υπό καθεστώς ανεξαρτησίας από τους ενεργειακούς εταίρους τους, όπως Παρόχους Ηλεκτρικής Ενέργειας, Παραγωγούς ή το κράτος. Στην Ελλάδα οι δύο εταιρίες, ωστόσο, ως θυγατρικές της Δημόσιας Επιχείρησης Ηλεκτρισμού (ΔΕΗ) στο παρελθόν, ελέγχονται κατά πλειοψηφικό ποσοστό από το Ελληνικό Δημόσιο, το οποίο διορίζει και τη διοίκηση αυτών. Τα τελευταία χρόνια προχώρησε σταδιακά η ιδιωτικοποίηση των εν λόγω Οργανισμών ούτως ώστε να λειτουργούν σύμφωνα με το σύγχρονο Ευρωπαϊκό Πλαίσιο. Περισσότερα για το Σύγχρονο Πλαίσιο λειτουργίας των Ενεργειακών Οργανισμών θα αναλύσουμε στο επόμενο κεφάλαιο.

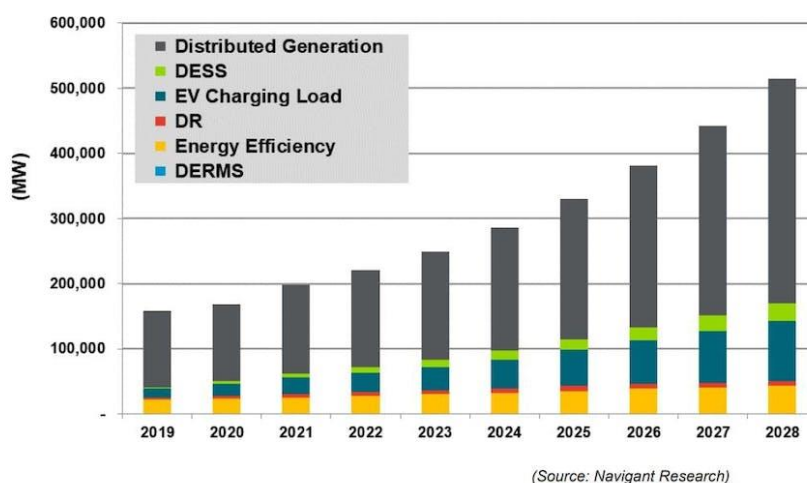
1.4. DER's (Distributed Energy Resources)

Τα DER's ή αλλιώς καταναλωμένοι ενεργειακοί πόροι είναι μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μικρής κλίμακας, εγκατεστημένες συνήθως κοντά σε σημεία που έχουμε κατανάλωση ενέργειας. Τέτοιες μονάδες θεωρούνται τα φωτοβολταϊκά πάνελ ή τα battery storage που συναντούμε σε στέγες σπιτιών ή ιδιόκτητες εκτάσεις ιδιωτών.

Η ταχεία επέκτασή τους διαμορφώνει όχι μόνο τον τρόπο παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, αλλά και τον τρόπο που αυτή εμπορεύεται, παράδοσης και κατανάλωσης της. Χαρακτηριστικό της ραγδαίας αύξησής τους είναι ότι μόνο τα έτη 2019-2021 εγκαταστάθηκαν συνολικά 167GW καταναλωμένων P-V storage συστημάτων, ένα μέγεθος που σημαίνει πως στο peak της συνολικής απόδοσής τους ξεπερνούν τις ενεργειακές ανάγκες χωρών όπως η Γαλλία ή το Ηνωμένο Βασίλειο.

Σε αυτό έχουν συντελέσει, φυσικά οι νέες τεχνολογίες Ενεργειακών Δικτύων, οι οποίες επιτρέπουν στους ίδιους τους καταναλωτές να είναι πιο ενεργοί και ωθούν νέους παίκτες, μικρούς παραγωγούς, να εισέλθουν στο χώρο λειτουργώντας σαν aggregators. Στην ουσία συγκεντρώνουν μικρούς παραγωγούς-καταναλωτές που λειτουργούν κάποιο DER, αυξάνοντας τη συνολική ισχύ και παραγωγή την οποία διαπραγματεύονται. Ξαφνικά εμφανίζονται περισσότεροι στρατηγικοί παίκτες που θα παίξουν το παιχνίδι της ενέργειας ο καθένας για το δικό του συμφέρον, αλλά ταυτόχρονα με την υποχρέωση και την ανάγκη να συλλειτουργούν αρμονικά μέσα στο υφιστάμενο Δίκτυο Μεταφοράς και Διανομής.

Chart 1-1. Annual Installed Total DER Power Capacity by Technology, World Markets: 2019-2028



(Source: Navigant Research)

Η αύξηση των DER's τα τελευταία χρόνια

Παράλληλα με τις δεκάδες νέες δυνατότητες που ανοίγονται μπροστά στους παραγωγούς αλλά και στους καταναλωτές ηλεκτρικής ενέργειας, η ραγδαία αύξηση εγκατάστασης DER, φέρνει νέες προκλήσεις για τα σύγχρονα δίκτυα. Πιο αναλυτικά, τα περισσότερα δίκτυα μεταφοράς και διανομής είναι σχεδιασμένα για τις ανάγκες και την παραγωγή του 20^{ου} αιώνα, εποχή που αυτές οι εγκαταστάσεις μικρής κλίμακας δεν λάμβαναν μεγάλο μέρος της αγοράς. Σήμερα, λοιπόν, με την ολοένα και αυξανόμενη διείσδυση νέων τεχνολογιών όπως των προαναφερθέντων απαιτείται ο επανασχεδιασμός των δικτύων, των επενδύσεων που εκτελούν οι Διαχειριστές αυτών αλλά και του κανονιστικού πλαισίου που διέπει τη λειτουργία όλων των παραπάνω. Με απώτερο στόχο την συνέχιση της εύρυθμης λειτουργίας του δικτύου, τον έλεγχο της πτώσης τάσης και γενικότερα, την αδιάλειπτη παροχή ηλεκτρικής ενέργειας σε όλα τα μήκη και πλάτη αυτού.

Την ανάγκη αυτή έρχονται να καλύψουν τα Smart Grids ή αλλιώς Έξυπνα Δίκτυα, που είναι ουσιαστικά μια νέα βελτιωμένη έκδοση των παραδοσιακών ηλεκτρικών δικτύων του προηγούμενου αιώνα. Περισσότερα για τα smart grids, θα αναλύσουμε στην επόμενη παράγραφο. [6]

1.5. Smart Grids

1.5.1 Ορισμός

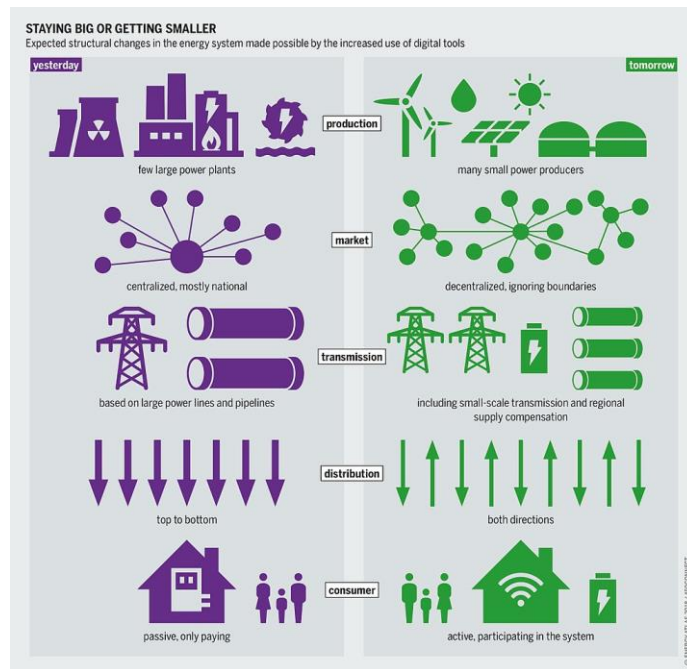
Ο ορισμός των Smart Grids σύμφωνα με την Ευρωπαϊκή Επιτροπή (Commission) είναι ο εξής:

“Ένα Smart Grid είναι ένα δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας που μπορεί να ενσωματώσει οικονομικά τη συμπεριφορά και τις ενέργειες όλων των χρηστών που είναι συνδεδεμένοι με αυτό –γεννητριών, καταναλωτών και εκείνων που κάνουν και τα δύο– προκειμένου να διασφαλιστεί οικονομικά ένα αποδοτικό, βιώσιμο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας με χαμηλές απώλειες και υψηλά επίπεδα ποιότητας και ασφάλεια εφοδιασμού. Ένα έξυπνο δίκτυο χρησιμοποιεί καινοτόμα προϊόντα και υπηρεσίες σε συνδυασμό με έξυπνες τεχνολογίες παρακολούθησης, ελέγχου και επικοινωνίας.” [7]

Ένα Smart Grid, όπως αναφέρθηκε και προηγουμένως, αποτελεί την εξέλιξη του παραδοσιακού δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας, χρησιμοποιώντας αμφίδρομη μεταφορά ενέργειας στο επίπεδο της διανομής και πολλές κατανεμημένες “έξυπνες” εγκαταστάσεις παραγωγής μικρής κλίμακας. Η έρευνα επικεντρώνεται κυρίως σε τρεις τύπους έξυπνου δικτύου, το σύστημα υποδομής, το σύστημα προστασίας και το σύστημα διαχείρισης.

Οι κυριότερες διαφορές με το παραδοσιακό Δίκτυο είναι οι εξής:

Στο επίπεδο της παραγωγής ένα παραδοσιακό δίκτυο αποτελείται από μερικά power plants μεγάλης ισχύος, ενώ ένα smart grid από πολλούς μικρούς παραγωγούς, συμπεριλαμβανομένων και των ΑΠΕ(Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας). Στο επίπεδο της παροχής της ενέργειας, στη μία περίπτωση αυτή γίνεται συγκεντρωτικά συνήθως από το Κράτος, ενώ στη δεύτερη περίπτωση δε γνωρίζει σύνορα. Στο επίπεδο της μεταφοράς και της διανομής, από τη μια πλευρά έχουμε μονόπλευρη- top-bottom παροχή μέσω βαρύ δικτυακού υλικού, ενώ στα Έξυπνα Δίκτυα έχουμε πολλούς μικρούς κόμβους που ανταλλάσσουν ενέργεια μεταξύ τους προς όλες τις διαθέσιμες κατευθύνσεις. Τέλος ο ρόλος του καταναλωτή μετατρέπεται σε συμμετοχο στην αγορά Ενέργειας.[8]



Σύγκριση μεταξύ των δύο τύπων Δικτύων

1.5.2 Πλεονεκτήματα των Smart Grids

Ίσως το βασικότερο πλεονέκτημα, που αφορά τη Διανομή- τομέας που θα απασχολήσει την παρούσα διπλωματική εργασία- είναι η ευελιξία που προσφέρει ένα έξυπνο δίκτυο στη διαχείριση με την επιλογή του demand-side management. Συγκεκριμένα επιτρέπει τον έλεγχο περιφερειακών συσκευών- εγκαταστάσεων και την συμμετοχή τους ή όχι στο δίκτυο ανάλογα αν εξυπηρετεί το φορτίο τους ή όχι μια δεδομένη συνθήκη. Και αυτό εντάσσοντας μέσα μια πληθώρα Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας. Για παράδειγμα, αν ένα φορτίο σε ένα κόμβο του Δικτύου, όπως φωτοβολταϊκά πάνελ στη στέγη ενός καταναλωτή, δεν αποτελεί κρίσιμο σημείο για τη λειτουργία του δικτύου, μπορεί να παρακαμφθεί σε χρονικές περιόδους που το σύστημα βρίσκεται στο peak του και να ενσωματωθεί αργότερα.

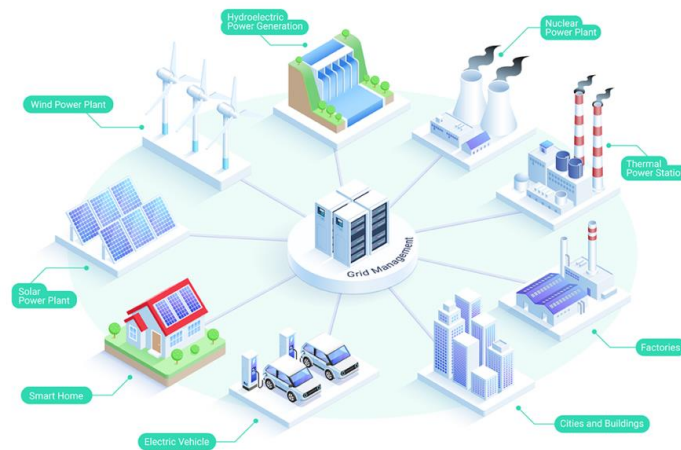
Άλλα χαρακτηριστικά πλεονεκτήματα είναι:

- Αξιοπιστία. Με χρήση τεχνολογιών όπως το state estimation (εκτίμηση κατάστασης), το δίκτυο δύναται να ανιχνεύει σφάλματα και να τα επιλύει χωρίς παρέμβαση τεχνικού,

εξασφαλίζοντας πιο αξιόπιστη παροχή ηλεκτρικής ενέργειας κόντρα σε φυσικές καταστροφές και επιθέσεις.

- Δικτυακή Ευελιξία. Οι υποδομές μεταφοράς και διανομής επόμενης γενιάς θα είναι σε καλύτερη θέση να χειρίζονται πιθανές αμφίδρομες ροές ενέργειας, επιτρέποντας εγκαταστάσεις και επενδύσεις κατακεκομμένης παραγωγής.
- Αποδοτικότητα. Ένα smart grid χρησιμοποιεί τεχνικές όπως το Voltage/VAR optimization, που μειώνει την τάση σε συγκεκριμένες γραμμές όταν αυτό είναι δυνατόν, αλλά και advanced metering infrastructure systems, που μειώνουν τα truck rolls.
- Βιωσιμότητα. Η βελτιωμένη ευελιξία του έξυπνου δικτύου επιτρέπει μεγαλύτερη διείσδυση σε εξαιρετικά μεταβλητές ανανεώσιμες πηγές ενέργειας όπως η ηλιακή ενέργεια και η αιολική ενέργεια, ακόμη και χωρίς την προσθήκη energy storage.
- Market Enabling. Πλέον είναι δυνατή η συστηματική επικοινωνία μεταξύ των προμηθευτών και των καταναλωτών, ενώ αμφότεροι δύνανται να είναι πιο ανεξάρτητοι και αυτόνομοι στις επιχειρησιακές τους στρατηγικές.

Smart Grid



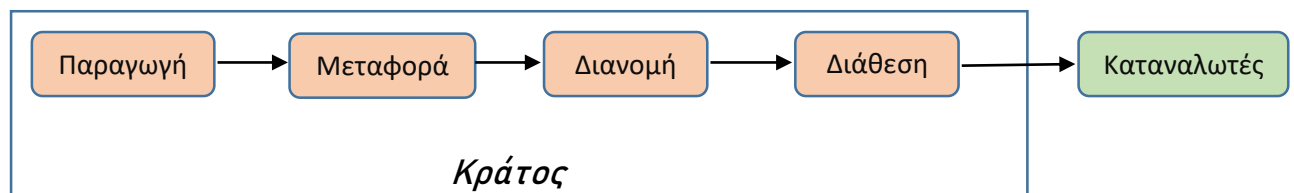
Ένα smart grid σχηματικά.

Κεφάλαιο 2. Σύγχρονο Πλαίσιο

2.1 Η Ιδιωτικοποίηση της Ενέργειας στην Ευρώπη

Ιστορικά η ιδιωτικοποίηση της αγοράς Ενέργειας εντός των χωρών μελών της Ευρωπαϊκής Ένωσης ξεκινά μεταξύ 1996 και 1998 με το πρώτο Ενεργειακό Πακέτο. Αυτό αποτελούνταν από δύο οδηγίες της Κομισιόν που στόχευαν για πρώτη φορά στο μετασχηματισμό του εν λόγω τομέα με στόχο τη δημιουργία ενός πιο ανταγωνιστικού, αποκεντρωμένου, μη μεροληπτικού σχήματος που εστιάζει στον καταναλωτή.

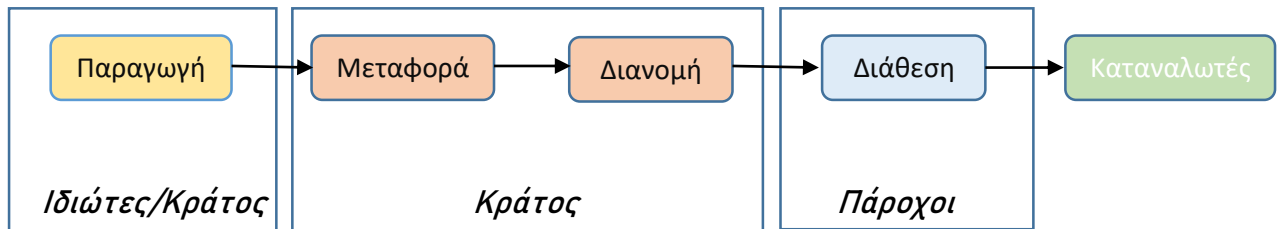
Πριν από αυτήν τη χρονική στιγμή η Ενέργεια στην συντριπτική πλειοψηφία των χωρών μελών αποτελούσε μονοπώλιο του Κράτους, ενώ ο διαχωρισμός των διαφορετικών τμημάτων από την παραγωγή στην κατανάλωση ουσιαστικά δεν υφίστατο όπως τον γνωρίζουμε σήμερα. Παραγωγή, Μεταφορά, Διανομή και Παροχή καλύπτονταν από τα Κράτη, τα οποία είχαν αυξημένες αρμοδιότητες και μεγάλη ευθύνη ούτως ώστε η τιμή που θα φτάνει τελικά στους καταναλωτές να κινείται σε συγκεκριμένα όρια με βάση κοινωνικά κριτήρια. Το παρακάτω σχήμα εξηγεί την κατάσταση που επικρατούσε τότε:



Απώτερος στόχος της διαδικασίας ιδιωτικοποίησης ήταν να δημιουργήσει μια ευρεία Ευρωπαϊκή Αγορά Ενέργειας στην οποία θα συμμετείχαν όλα τα μέλη μέσω των δικτύων τους αλλά και των παραγωγικών μονάδων τους, ενώ η τιμή στον καταναλωτή θα διέφερε φυσικά, ανάλογα με τις οικονομικοκοινωνικές συνθήκες που θα επικρατούσαν σε κάθε χώρα. Φυσικά αυτό δεν επετεύχθει άμεσα καθώς οι μεταρρυθμίσεις δεν προχώρησαν σε κάθε Κράτος με την ίδια ταχύτητα. Η Ελλάδα παραδείγματος χάριν υιοθέτησε πιο αργά τις εν λόγω μεταρρυθμίσεις.

Βασική Ιδέα της Μεταρρύθμισης της αγοράς Ενέργειας ήταν ο διαχωρισμός των μερών της Αγοράς και η ανάθεση αυτών που θα ήταν εφικτό στην ιδιωτική πρωτοβουλία. Έτσι το Κράτος έπαψε να έχει το μονοπώλιο στην Παραγωγή και την Παροχή προς τους καταναλωτές, τομείς στους οποίους άρχισαν να εμπλέκονται και ιδιώτες μικρής και

μεγάλης κλίμακας. Οικιακοί καταναλωτές άρχισαν να παράγουν τη δική τους ενέργεια με φωτοβολταϊκά πάνελ, εταιρίες δημιούργησαν αιολικά πάρκα, ενώ άλλοι στρατηγικοί παίκτες μπήκαν στην αγορά ως Πάροχοι, προσφέροντας ανταγωνιστικά συμβόλαια στους καταναλωτές. Όπως γίνεται αντιληπτό αυτή η διαδικασία βοήθησε στην περαιτέρω εμπλοκή ΑΠΕ στο μίγμα παραγωγής Ενέργειας, ένα ακόμη ζητούμενο της Σύγχρονης Πολιτικής της ΕΕ. Από την άλλη η Διανομή και η Μεταφορά παρέμειναν υπό τον έλεγχο του κράτους, αφού αυτά τα στάδια είναι ιδιαίτερα ευαίσθητα για την Αγορά, αλλά και γιατί η δημιουργία πολλαπλών δικτύων Μεταφοράς και Διανομής θα δημιουργούσε πολλαπλά προβλήματα. Οι Παραγωγοί λοιπόν συνεργάζονται με το Κράτος(και το ίδιο έχει φυσικά μερίδιο στην Παραγωγή μέσω των μονάδων του), όπως και οι Πάροχοι σε διαφορετικά στάδια. Το νέο σχήμα μοιάζει κάπως έτσι:



2.2 EU Directives and Regulations

2.2.1 Ιστορικό

Ως Directive ή αλλιώς οδηγία ονομάζουμε μια νομοθετική πράξη που θέτει έναν στόχο που πρέπει να πετύχουν οι χώρες μέλη της Ευρωπαϊκής Ένωσης. Ωστόσο ο τρόπος που θα πετύχουν τους εκάστοτε στόχους είναι αρμοδιότητα των ίδιων των Χωρών-Μελών, μέσω δικών τους νομοθετικών πρωτοβουλιών. [9]

Μέσω των οδηγιών, λοιπόν, η Ευρωπαϊκή Ένωση καθορίζει την ενιαία πολιτική της για σημαντικά θέματα, όπως η αγορά Ενέργειας. Συνήθως οι οδηγίες έρχονται μαζί με regulations ως πακέτο.

Επί του παρόντος, η Ευρωπαϊκή Ένωση βασίζεται στην εφαρμογή μέτρων για την ενεργειακή απόδοση, τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, τον σχεδιασμό της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, την ασφάλεια του εφοδιασμού, την εσωτερική αγορά ενέργειας, τις διασυνδέσεις, την ετοιμότητα αντιμετώπισης κινδύνων και τη διακυβέρνηση.

Το πρώτο πακέτο για την ενέργεια (*The First Energy Package*) αποτελούνταν από δύο directives και όπως αναφέραμε νωρίτερα υιοθετήθηκε μεταξύ 1996-1998. Το Δεύτερο Πακέτο για την Ενέργεια ήλθε το έτος 2003 και διέφερε από το πρώτο στο εξής σημείο: Οι καταναλωτές, είτε οικιακοί είτε βιομηχανικοί μπορούσαν πλέον να επιλέξουν ελεύθερα από μία μεγάλη γκάμα Παρόχων που λειτουργούσαν στο πλαίσιο του ανταγωνισμού.

Η τρίτη δέσμη μέτρων για την ενέργεια, που εγκρίθηκε το 2009, απελευθέρωσε περαιτέρω τις εσωτερικές αγορές ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου. Εισήγαγε διάφορες μεταρρυθμίσεις, όπως ο διαχωρισμός της προμήθειας και παραγωγής ενέργειας από τα δίκτυα μεταφοράς (διαχωρισμός), οι απαιτήσεις για ανεξάρτητες ρυθμιστικές αρχές, ένας νέος ευρωπαϊκός οργανισμός για τη συνεργασία των εθνικών ρυθμιστικών αρχών ενέργειας (ACER), τα ευρωπαϊκά δίκτυα για τους διαχειριστές συστημάτων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου (ENTSOE και ENTSOG) και τα ενισχυμένα δικαιώματα των καταναλωτών στις αγορές λιανικής. Η δέσμη μέτρων είναι ο ακρογωνιαίος λίθος της εσωτερικής αγοράς ενέργειας.

Η τέταρτη δέσμη μέτρων για την ενέργεια, γνωστή και ως δέσμη μέτρων «Καθαρή ενέργεια για όλους τους Ευρωπαίους», εγκρίθηκε το 2019 και περιλάμβανε μία οδηγία (για την ηλεκτρική ενέργεια - οδηγία (EE) 2019/944) και τρεις κανονισμούς (για την ηλεκτρική ενέργεια - κανονισμός (EE) 2019/943, για την ετοιμότητα αντιμετώπισης κινδύνων

κανονισμός (ΕΕ) 2019/941 και κανονισμός (ΕΕ) 2019/942) για τον Οργανισμό Συνεργασίας των Ρυθμιστικών Αρχών Ενέργειας (ACER) - κανονισμός (ΕΕ) 2019/942). Εισηγήαγε νέους κανόνες της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και τις επενδύσεις, κίνητρα για τους καταναλωτές, όρια για τις επιδοτήσεις σε σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής, όπως οι μηχανισμοί δυναμικότητας. Απαίτησε επίσης την κατάρτιση σχεδίων έκτακτης ανάγκης και την αύξηση των αρμοδιοτήτων του ACER όσον αφορά τη διασυνοριακή συνεργασία.

Ακόμη εισήγαγε το 2021 την πέμπτη δέσμη μέτρων με σκοπό να ευθυγραμμίσει τους ενεργειακούς της στόχους με τις νέες φιλοδοξίες της για το κλίμα για το 2030 και το 2050. Μετά την εισβολή της Ρωσίας στην Ουκρανία τον Φεβρουάριο του 2022 και τη διακοπή του εφοδιασμού με φυσικό αέριο στην Ευρώπη, η Ένωση ενέκρινε το REPowerEU, με σκοπό να καταργήσει ταχέως όλες τις ρωσικές εισαγωγές ενέργειας από ορυκτά καύσιμα και να θεσπίσει μέτρα εξοικονόμησης ενέργειας. [10]

2.2.2 Η οδηγία 2019/944

Η οδηγία σχετικά με τους κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας (οδηγία (ΕΕ) 2019/944) περιλαμβάνει διάφορες διατάξεις σχετικά με την προστασία των καταναλωτών, συμπεριλαμβανομένου του ελεύθερου καθορισμού των τιμών προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας και του ανταγωνισμού των τιμών με βάση την αγορά μεταξύ των προμηθευτών· την προστασία των ενεργειακά φτωχών και ευάλωτων οικιακών πελατών· και το δικαίωμα των τελικών καταναλωτών για ηλεκτρική ενέργεια. Οι καταναλωτές μπορούν να ζητούν την εγκατάσταση έξυπνων μετρητών κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας χωρίς πρόσθετο κόστος· τα νοικοκυριά και οι πολύ μικρές επιχειρήσεις έχουν δωρεάν πρόσβαση τουλάχιστον σε ένα εργαλείο σύγκρισης των προσφορών των προμηθευτών, συμπεριλαμβανομένων των συμβάσεων δυναμικής τιμολόγησης της ηλεκτρικής ενέργειας· μπορούν να αλλάζουν προμηθευτές δωρεάν εντός μέγιστης προθεσμίας τριών εβδομάδων και να συμμετέχουν σε συστήματα συλλογικής αλλαγής προμηθευτή. Οι τελικοί καταναλωτές με έξυπνους μετρητές μπορούν να ζητούν δυναμικά συμβόλαια τιμολόγησης με τουλάχιστον έναν μεγάλο προμηθευτή· έχουν το δικαίωμα να ενεργούν ως ενεργοί πελάτες χωρίς δυσανάλογες ή μεροληπτικές τεχνικές απαιτήσεις (δηλαδή να πωλούν

αυτοπαραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια) και να λαμβάνουν σαφείς, συνοπτικούς συμβατικούς όρους. [11]

2.2.3 Η οδηγία RED (Renewable Energy Directive)

Πρόκειται για την οδηγία που εγκρίθηκε το 2009 και ορίζει ως νέο δεσμευτικό στόχο της Ευρωπαϊκής Ένωσης την κατανάλωση ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές σε ποσοστό τουλάχιστον 42.5% μέχρι το έτος 2030.

Συγκεκριμένα στις 18 Μαΐου 2022, η Επιτροπή δημοσίευσε το σχέδιο REPowerEU, το οποίο καθόρισε σειρά μέτρων για την ταχεία μείωση της εξάρτησης της ΕΕ από τα ορυκτά καύσιμα πολύ πριν από το 2030, επιταχύνοντας τη μετάβαση σε καθαρές μορφές ενέργειας. Το σχέδιο REPowerEU βασίζεται σε τρεις πυλώνες: εξοικονόμηση ενέργειας, παραγωγή καθαρής ενέργειας και διαφοροποίηση του ενεργειακού εφοδιασμού της ΕΕ. Στο πλαίσιο της κλιμάκωσης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, τη βιομηχανία, τα κτίρια και τις μεταφορές, η Επιτροπή πρότεινε να αυξηθεί ο στόχος της οδηγίας στο 42.5% με ένα επιπλέον 2.5%, αν αυτό καταστεί εφικτό έως το 2030.

Για την περαιτέρω επιτάχυνση της ανάπτυξης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, το Συμβούλιο εξέδωσε, κατόπιν πρότασης της Επιτροπής της 9ης Νοεμβρίου 2022, προσωρινό κανονισμό έκτακτης ανάγκης στις 22 Δεκεμβρίου 2022 για την επιτάχυνση των διαδικασιών αδειοδότησης έργων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και τη διευκόλυνση των συμφωνιών αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

Αυτό σημαίνει σχεδόν διπλασιασμό του υφιστάμενου μεριδίου των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην ΕΕ.

Η οδηγία τέθηκε σε ισχύ σε όλες τις χώρες της ΕΕ στις 20 Νοεμβρίου 2023.[12]

3. Το πρόβλημα

3.1 Εισαγωγή στο πρόβλημα

Τα τελευταία χρόνια οι ρυθμιστικές αρχές των πιο προηγμένων χωρών, καθώς και υπερεθνικοί οργανισμοί έχουν προσαρμόσει την ενεργειακή στρατηγική τους. Γενικότερος στόχος είναι η παραγωγή καθαρότερης ενέργειας απ' ό,τι στο παρελθόν αλλά και η αποκέντρωση αυτής της παραγωγής.

Στο σημείο αυτό εισέρχονται οι ανεξάρτητοι παραγωγοί μικρής ή μεγάλης κλίμακας με επενδύσεις σε φωτοβολταϊκά, ανεμογεννήτριες κ.α. Την ενέργεια που αυτοί παράγουν, θα πρέπει στη συνέχεια να την προσφέρουν στους καταναλωτές οι πάροχοι ηλεκτρικής ενέργειας, στο πλαίσιο του ανταγωνισμού που ορίζει η ιδιωτικοποίηση της συγκεκριμένης αγοράς.

Πριν φτάσει όμως στον καταναλωτή μεσολαβούν δύο στάδια. Της μεταφοράς, στο οποίο είναι υπεύθυνος ο TSO(στην Ελλάδα ΑΔΜΗΕ) και η μεταφορά γίνεται σε υπερυψηλή τάση των 150kV και 400kV.

Και της Διανομής, υπεύθυνος για την οποία είναι ο DSO, στην Ελλάδα ο ΔΕΔΔΗΕ. Ο DSO συνδέει τους παραγωγούς ενέργειας με το δίκτυο μεταφοράς όπως επίσης και τους στο τελικό στάδιο με τους καταναλωτές, μέσα στα αστικά δίκτυα.

Από τα παραπάνω γίνεται σαφές πως για να φτάσει στον τελικό καταναλωτή το αγαθό της ενέργειας μεσολαβεί μια μεγάλη διαδρομή στην οποία εμπλέκονται διαφορετικοί παίκτες με ξεχωριστούς στόχους και περιορισμούς που ορίζονται από τη νομοθεσία και τις ρυθμιστικές αρχές, στις οποίες αναφερθήκαμε προηγουμένως. Η στενή συνεργασία των εμπλεκόμενων παικτών αποτελεί μονόδρομος για τη διαρκή και απρόσκοπτη παροχή ενέργειας στον καταναλωτή με δίκαιους όρους.

Στην Ευρωπαϊκή Νομοθεσία συγκεκριμένα, ο βασικός ρόλος του DSO είναι διαχωρισμένος από την κερδοφορία των ιδιωτικών παρόχων ηλεκτρικής ενέργειας ή και τους ανεξάρτητους παραγωγούς αυτής. Με άλλα λόγια, οι πάροχοι είναι οι βασικοί παίκτες της αγοράς για την προώθηση ασφαλών και κερδοφόρων επενδύσεων όπως και για την εξυπηρέτηση των καταναλωτών, ενώ ο ΔΕΔΔΗΕ είναι κυρίως υπεύθυνος για τη λειτουργία του Δικτύου Διανομής με οικονομικό και ασφαλή τρόπο.

Συγκεκριμένα, το κύριο πρόβλημα των πραγματικών παρόχων είναι η έλλειψη πρόσβασης σε λεπτομερή δεδομένα της τοπολογίας του

Δικτύου Διανομής, πράγμα που τους οδηγεί σε ανεπαρκείς, υποβαθμισμένες ή οικονομικά αβέβαιες επενδύσεις σε Κατανεμημένους Πόρους Ενέργειας. Από την άλλη πλευρά, ο ΔΕΔΔΗΕ δεν μπορεί να παρέχει πρόσβαση σε ευαίσθητα δεδομένα της τοπολογίας του δικτύου προς τους Παρόχους με βάση το κέρδος. Αντίθετα προτιμά σθεναρά να έχει τον πλήρη έλεγχο της διαδικασίας σχεδιασμού επενδύσεων σε επίπεδο Δικτύου Διανομής. Ωστόσο, ένα πλαίσιο regulated επενδύσεων θα αποτρέψει επιχειρηματικές κινήσεις νέων επενδυτών στο χώρο της Ενέργειας και θα είναι αντίθετο με τις προηγούμενες κανονιστικές διατάξεις που καθοδηγούν τους Διαχειριστές Διανομής προς την παροχή κατάλληλων και διαφανών διαδικασιών για την προμήθεια νέων ευέλικτων υπηρεσιών από Ενεργειακούς Παρόχους βασισμένους στο κέρδος.

Τέλος, το σημερινό πρόβλημα του Διαχειριστή Μεταφοράς Ενέργειας-στην Ελλάδα ΑΔΜΗΕ-είναι ότι δεν μπορεί να εκμεταλλευτεί βέλτιστα την διαθέσιμη ενέργεια και ευελιξία σε επίπεδο Δικτύου Διανομής λόγω έλλειψης αποτελεσματικού πλαισίου συνεργασίας με τον Διαχειριστή Διανομής.

3.2 Related Work

Μέχρι σήμερα έχουν προταθεί διάφοροι τρόποι επίλυσης του παραπάνω προβλήματος. Σε προηγούμενη εργασία μοντελοποιήθηκε η επενδυτική στρατηγική ενός ιδιωτικού παρόχου σε μονάδες παραγωγής πολλαπλών δικτύων διανομής. Όπως και σε αυτήν την εργασία το return of investment θεωρήθηκε εξασφαλισμένο. Με χρήση ενός στοχαστικού μοντέλου επενδύσεων δύο επιπέδων, ο αλγόριθμος της εργασίας καταφέρνει να υπολογίσει αποδοτικά το sizing και siting μιας πιθανής τέτοιας επένδυσης.

Συγκεκριμένα στο άρθρο, προτείνεται ένα καινοτόμο σχήμα συντονισμού ESP-DSO-TSO για τη βελτιστοποίηση του σχεδιασμού κατανομής ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και μονάδων αποθήκευσης στο επίπεδο του δικτύου διανομής, μοντελοποιώντας παράλληλα το πλαίσιο λειτουργίας των δύο οργανισμών. Το προτεινόμενο πλαίσιο μπορεί να είναι χρησιμοποιηθεί από μία ρυθμιστική αρχή ή έναν οργανισμό χάραξης πολιτικής για τον αποτελεσματικό συντονισμό των επιχειρηματικών συμφερόντων των Ιδιωτών Παρόχων, του DSO και του TSO και την ταχύτερη μετάβαση στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. [13]

Σε άλλη εργασία επιστρατεύεται ένα μοντέλο επέκτασης δικτύου δυο επιπέδων υπό την οπτική του δυναμικού ανασχεδιασμού του δικτύου διανομής. Η επίδραση των δυναμικών παρεμβάσεων στη λειτουργία ενός δικτύου, θεωρήθηκαν απαραίτητες για το συνολικό σχεδιασμό του δικτύου.

Πιο αναλυτικά, ο αλγόριθμος 'avoid circle', με βάση τη θεωρία γραφημάτων βελτιώνει το πλέγμα κωδικοποίησης του δικτύου διανομής και αυξάνει την πιθανότητα δημιουργίας εφικτών λύσεων. Τέλος, λαμβάνοντας ως χαρακτηριστικό παράδειγμα ένα πραγματικό δίκτυο διανομής σε μια πόλη, η λογική και η εγκυρότητα του μοντέλου επαληθεύονται. Η εργασία καταλήγει και στο εξής συμπέρασμα. Στο bi-level μοντέλο σχεδιασμού επέκτασης του δικτύου διανομής, το λειτουργικό επίπεδο βοηθά στη βελτίωση της ικανότητας κατανάλωσης ενέργειας από καταναλωμένους πόρους του συστήματος, προάγοντας έτσι την ανάπτυξη και κατανάλωση καθαρής ενέργειας.[14]

Ακόμη εργαλεία όπως ο γραμμικός προγραμματισμός θεωρούνται χρήσιμα στην επίλυση τέτοιων προβλημάτων. Σε άλλη εργασία, κατασκευάστηκε πάλι ένα μοντέλο δύο επιπέδων. Στο ανώτερο επίπεδο οι εταιρίες διανομής σχεδιάζουν επενδύσεις εντός του δικτύου, δημιουργώντας την απαιτούμενη ζήτηση, ενώ στο κάτω επίπεδο οι διαχειριστές του δικτύου ρυθμίζουν την αγορά, διαμορφώνοντας την τιμή.

Πιο αναλυτικά, ο σχεδιασμός επέκτασης ενός δικτύου διανομής μελετάται ξεχωριστά και ανεξάρτητα από τη συμπεριφορά του δικτύου μεταφοράς ενέργειας καθώς και άλλων δικτύων διανομής. Ωστόσο, όπως είδαμε και στα προηγούμενα κεφάλαια, η λειτουργία των Δικτύων Διανομής μετατρέπεται από παθητική σε ενεργητική με την εκτεταμένη ένταξη DER's σε αυτά. Συνεπώς, ένας μη συντονισμένος σχεδιασμός επέκτασης μπορεί να οδηγήσει σε περιττό κόστος επένδυσης και μη βέλτιστες λύσεις. Έτσι, κύριο κίνητρο αυτής της μελέτης ήταν να προταθεί ένα συντονισμένο σχέδιο επέκτασης μεταξύ εταιρειών διανομής (DISCOs), χρησιμοποιώντας ένα bi-level σχήμα γραμμικού προγραμματισμού. Ακόμη το bilevel σχήμα εν τέλει μετετράπη σε ένα single level, με αποτέλεσμα να προκύψει ένα πρόβλημα γενικευμένης ισορροπίας Nash με διακριτούς περιορισμούς.

Το βασικό συμπέρασμα της έρευνας ήταν πως αν αγνοήσουμε τις κινήσεις των υπόλοιπων εταιριών που συμμετέχουν στο άνω επίπεδο του σχήματος, ενδέχεται να οδηγηθούμε σε λάθος επενδύσεις, μειώνοντας τα προσδοκώμενα κέρδη μας. Επιπλέον, η συμφόρηση στις γραμμές μεταφοράς μπορεί να επηρεάσει σημαντικά τις στρατηγικές αποφάσεις των Εταιριών Διανομής σχετικά με τις επενδύσεις σε DER's. [15]

Πέραν, λοιπόν, της μοντελοποίησης και της επίλυσης ενός υφιστάμενου προβλήματος (αυτό της αβαστής συνεργασίας μεταξύ των εμπλεκόμενων φορέων στο παιχνίδι της Αγοράς Ενέργειας) παρατηρούμε πως αξίζει και η ενασχόληση με ένα ακόμη. Αυτό της επέκτασης του δικτύου διανομής καθώς αυτό το ενδεχόμενο θα προσέθετε πολλά πλεονεκτήματα για όλους τους εμπλεκόμενους, παραγωγούς, διαχειριστές, εταιρίες και καταναλωτές.

Στο πνεύμα αυτό κινήθηκε μια ακόμη μελέτη, του Reza Hemmati και συνεργατών του. Σε αυτήν, χρησιμοποιείται μια νέα και συνδυασμένη μεθοδολογία για να ληφθούν υπόψη αρκετές πρακτικές πτυχές του Σχεδιασμού Επέκτασης του Δικτύου Διανομής (Distribution Network

Expansion Planning, DNEP), όπως η αβεβαιότητα, η κατανεμημένη παραγωγή (DER), η αύξηση του φορτίου και η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Έτσι, ο DNEP αντιμετωπίζεται στο πλαίσιο της κατανεμημένης παραγωγής, λαμβάνοντας υπόψη τις αβεβαιότητες φορτίου και τιμής στο περιβάλλον της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Ο προτεινόμενος σχεδιασμός στοχεύει στην ελαχιστοποίηση του κόστους επένδυσης και λειτουργίας ταυτόχρονα. Δεδομένου ότι ο DNEP σε συνεργασία με τον σχεδιασμό της κατανεμημένης παραγωγής οδηγεί στη μείωση του κόστους σχεδιασμού, η εργασία εξετάζει την αλληλεξάρτηση τους μέσω πάλι του εργαλείου του bi-level programming. Ο προτεινόμενος σχεδιασμός υλοποιείται με την τεχνική particle swarm optimization (PSO). [16]

Τέλος, το πρόβλημα του σχεδιασμού επέκτασης του δικτύου διανομής έχει προσεγγισθεί και από μία ακόμη οπτική. Η επέκταση του δικτύου, ενώ έως τώρα περιλάμβανε πολλές εναλλακτικές για τροφοδότες και μετασχηματιστές, τώρα επιχειρείται μέσω της προσθήκης επιπλέον γραμμών στο δίκτυο. Έτσι, το βέλτιστο σχέδιο επέκτασης βρίσκει την καλύτερη εναλλακτική, το sizing και siting αυτής καθώς και τον χρόνο εγκατάστασης για τις υποψήφιες επενδύσεις. Τα κόστη των απωλειών ενέργειας μοντελοποιούνται με μια γραμμική προσέγγιση. Ένα ακόμη χαρακτηριστικό της εργασίας είναι ότι τα radiality conditions προσαρμόζονται κατάλληλα για να ενσωματώσουν την παρούσα κατανεμημένη παραγωγή προκειμένου να αποφευχθεί η απομόνωση συγκεκριμένων μονάδων όπως γεννητριών αλλά και άλλα θέματα που αφορούν τους κόμβους μεταφοράς. Το τελικό μοντέλο μη γραμμικού προγραμματισμού που οι συγγραφείς προτείνουν καθώς και τα αριθμητικά αποτελέσματα αυτού, δείχνουν σημαντική μείωση του τελικού κόστους επένδυσης. Επιπλέον, οι προσομοιώσεις δείχνουν ότι η υπολογιστική απόδοση της προτεινόμενης προσέγγισης, αν και εξαρτάται από κάθε περίπτωση, είναι αποδεκτή, λαμβάνοντας υπόψη ότι επιλύεται ένα πρόβλημα πολυσταδιακού σχεδιασμού. [17]

3.3 Η συνεισφορά της παρούσας εργασίας

Οι παραπάνω επιστημονικές διατριβές αποτέλεσαν το ερέθισμα για την παρούσα διπλωματική εργασία. Γιατί παρείχαν το απαραίτητο επιστημονικό υπόβαθρο ενώ εμβάθυναν σε εξειδικευμένους τομείς της ενέργειας, του σχεδιασμού δικτύων αλλά και πεδία λιγότερο συναφή με το αντικείμενο του ηλεκτρολόγου μηχανικού, όπως οι επενδύσεις και η κοινωνική πολιτική.

Αυτό που έρχεται να εισάγει η παρούσα διατριβή σε τεχνικό επίπεδο είναι ο προγραμματισμός επενδύσεων στο Δίκτυο από πλευράς του Διαχειριστή Δικτύου Διανομής DSO, στην Ελλάδα ΔΕΔΔΗΕ. Ενώ τα συνολικά συμπεράσματα εξάγονται από την εφαρμογή διαφορετικών περιπτώσεων στο υπό εξέταση μοντέλο.

Συγκεκριμένα, δεν εξετάζουμε τον πλήρη επανασχεδιασμό του δικτύου- καθώς κάτι τέτοιο θα ήταν οικονομικά ασύμφορο, άρα και μη ρεαλιστικό, αλλά τη στοχευμένη διεύρυνση του με νέες γραμμές στους υφιστάμενους κόμβους του, την καλύτερη εξυπηρέτηση μεγαλύτερων φορτίων, πάντα με γνώμονα το διαθέσιμο budget αλλά και την κάλυψη των ιδιωτών επενδυτών.

Η επέκταση του δικτύου περιλαμβάνει πολλές εναλλακτικές λύσεις για τροφοδότες και μετασχηματιστές. Αντίστοιχα, η εγκατάσταση αποκεντρωμένων μονάδων παραγωγής ενέργειας υπόψη διάφορες εναλλακτικές για συμβατές γεννήτριες ή ανεμογεννήτριες. Σε αντίθεση με αυτό που γίνεται συνήθως, θεωρούμε ένα σύνολο υποψηφίων γραμμών για εγκατάσταση Έτσι, το βέλτιστο σχέδιο επέκτασης προσδιορίζει την καλύτερη εναλλακτική λύση, δηλαδή τοποθεσία και χρόνο εγκατάστασης για την υποψήφια γραμμή. Βασικός άξονας καθοδήγησης του μοντέλου μας είναι η ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους, συμπεριλαμβανομένων των δαπανών που σχετίζονται με την επένδυση, τη συντήρηση, την παραγωγή και τις ενεργειακές απώλειες.

Κεφάλαιο 4: Η μαθηματική επίλυση του προβλήματος

4.1 Σχεδιασμός του συστήματος

Σχεδιάσαμε την αλληλεπίδραση ενός Ιδιωτικού Παρόχου Ηλεκτρικής Ενέργειας (Energy Service Provider), του TSO(Transmission System Operator) και του DSO(Distribution System Operator) που επιχειρεί να επενδύσει σε υλικό του δικτύου του και συγκεκριμένα νέες γραμμές μεταφοράς προς εξυπηρέτηση μεγαλύτερων και πιο διασκορπισμένων φορτίων. Επίσης ο DSO αποφασίζει σχετικά με τις επενδύσεις σε ΑΠΕ με γνώμονα τους περιορισμούς του δικτύου του και διασφαλίζοντας ότι οι αποφάσεις του είναι οικονομικά βιώσιμες για τον ESP. Για τον σκοπό αυτό, προτείνουμε ένα στοχαστικό μοντέλο γραμμικού προγραμματισμού προκειμένου να διατυπώσουμε τον συντονισμό ESP-DSO-TSO.

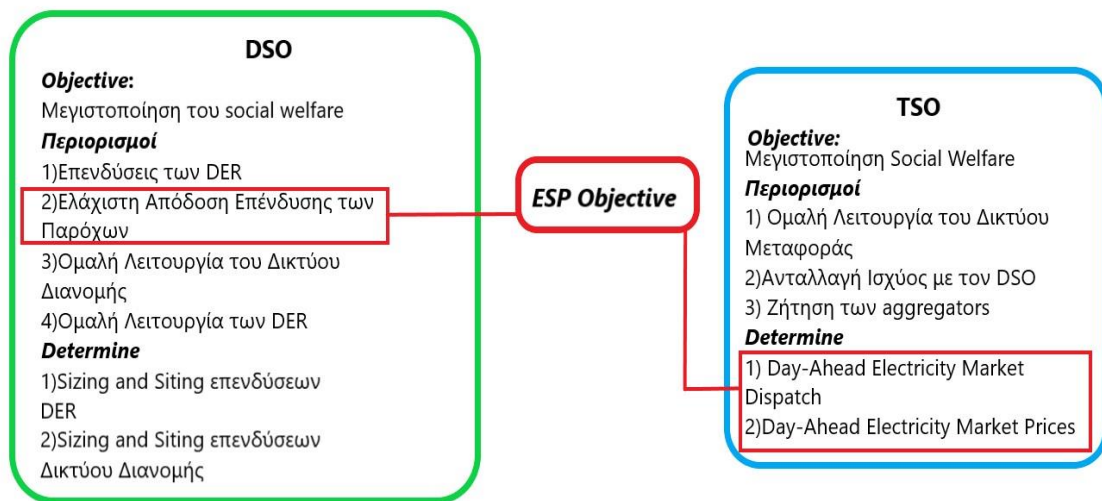
Το μοντέλο αυτό επιτρέπει να:

- Αποτυπώσουμε τους διακριτικούς στόχους όλων των εμπλεκόμενων μερών,
- Λάβουμε υπόψη τους περιορισμούς τόσο των Δικτύων Διανομής όσο και του Συνολικού Δικτύου, συμπεριλαμβανομένου της Μεταφοράς
- Αποσυνδέσουμε τις αποφάσεις επένδυσης και αγοράς,
- Λάβουμε ρητά υπόψη τις επιπτώσεις των επενδύσεων στις τιμές της αγοράς.

Ο στόχος του προβλήματος είναι να αποφασίσει τις νέες επενδύσεις στο σχεδιασμό του Δικτύου Διανομής έτσι ώστε να ελαχιστοποιηθούν τα συνολικά αναμενόμενα κόστη των εμπλεκόμενων φορέων των Δικτύων Διανομής (ή αλλιώς να μεγιστοποιηθεί το social welfare). Αυτό προϋποθέτει την επίτευξη ενός είδους εξισορρόπησης των κερδών του ESP από τις νέες επενδύσεις και του κόστους ηλεκτρικής ενέργειας των καταναλωτών. Από την άλλη στόχος του ESP είναι να εξασφαλίσει την οικονομική βιωσιμότητα των επενδύσεών του. Συνεπώς, επιλέγουμε ένα ελάχιστο ποσοστό απόδοσης στις επενδύσεις στο πρόβλημα, προκειμένου να διατηρηθεί η κερδοφορία των Παρόχων. Στο πρόβλημα επιπλέον καθορίζεται η σχέση μεταξύ των δύο Διαχειριστών Μεταφοράς και Διανομής και συγκεκριμένα οι όροι με τους οποίους εμπορεύονται μεταξύ τους Ενέργεια. Αξίζει να σημειωθεί ότι οι σχετικές λειτουργικές αποφάσεις εξαρτώνται από τις επενδυτικές αποφάσεις καθώς και από τους περιορισμούς του Δικτύου Διανομής, συμπεριλαμβανομένων των ορίων ροής ισχύος και τάσης. Τέλος τα

trading decisions αποτελούν μια ακόμη παράμετρο εισόδου του προβλήματος.

Το παρακάτω σχήμα θα μας βοηθήσει οπτικά:



4.2 Ορισμοί και Συμβολισμός

A. Sets

B_i Set κόμβων στο DN i , σημειωμένοι με n, k, j

H Set των timeslots in the scheduling horizon, σημειωμένοι με t

L_i^D Set των διακλαδώσεων στο DN i

L^T Set των γραμμών Μεταφοράς

N Set κόμβων στο TN, σημειωμένοι με i, j

$\chi^{U/L/MP}$ Sets μεταβλητών βελτιστοποίησης

Ω Set of representative days, σημειωμένες με ω

$\Omega_{dlp}^i(n)$ Set of decedent/precedent κόμβων συνδεδεμένων στον κόμβο n του DN i

B. Εκθέτες

e / ρ Εκθέτης που δείχνει την ενέργεια/ισχύ ενός Energy Storage

$es / w / \rho v$ Εκθέτης που δείχνει Storage/Wind/PV technology

$m / g / d$ Εκθέτης που δείχνει κόμβους του TN με DNs/Generators/Demand Aggregators

(\cdot) Εκθέτης που υποδηλώνει την επανάληψη του αλγορίθμου

C. Μεταβλητές

dis / ch Προγραμματισμένη εναλλαγή ισχύος σε ένα ES

$f^{p/q}$ Active/reactive power flow στο Δίκτυο Διανομής (MW/MVAr)

$g^{w/pv}$ Ισχύς των wind/PV μονάδων (MW)

h Μεταβλητή που δείχνει την κατεύθυνση της ισχύος μεταξύ TSO-DSO

K Size variables

o / b Ποσότητα offer/bid από τα DN assets προς την αγορά Ενέργειας σε MW

$p^{\uparrow/\downarrow}$ Η ισχύς που ανταλλάσσεται (sold/bought) μεταξύ DSO-TSO (MW)

$p^{g/d}$ Electricity market dispatch of Generators/Demand Aggregators (MW)

SOE State-of-Energy of ES (MWh)

V Μέτρο Τάσης στο τετράγωνο του Δικτύου Διανομής (kV^2)

w μεταβλητή που δείχνει την κατάσταση λειτουργίας ενός ES

z/ξ Βοηθητικές μεταβλητές στην εξωτερική αποσύνθεση

γ_{ω}/μ Βοηθητικές μεταβλητές στην εσωτερική αποσύνθεση

θ Γωνία φάσης τάσης δικτύου μεταφοράς

λ Τοπική οριακή τιμή (euro/MW)

φ Διπλές μεταβλητές του lower-level προβλήματος

D. Παράμετροι

$c^{\uparrow/\downarrow}$ Τιμές προσφορών των DN assets (euro/MW)

$c^{es/w/pv}$ Οριακό Κόστος Λειτουργίας των μονάδων ES/Wind/PV (euro/MW)

$c^{g/d}$ Τιμές προσφοράς Generators/Demand Aggregators (e/MW)

C Κεφαλαιοποιημένα Κόστη (e/MW)

C^{\sim} Ετήσια Κεφαλαιοποιημένα Κόστη (e/MW)

C^{inv} Προϋπολογισμός Επενδύσεων (euro)

D Φορτίο Δικτύου Διανομής (MW)

f^S Μέγιστη φαινόμενη ισχύς των κλάδων του DN (MVA)

I/W PV energy output/Wind intensity factor

K Μέγιστη Χωρητικότητα που μπορεί να εγκατασταθεί (MW)

p_i TSO-DSO connection point (substation) capacity (MW)

$P^{g/d}$ Μέγιστη Ισχύς Παραγωγής/Ζήτησης (MW)

r/x Resistance / Reactance of DN branches

RU/RD Ramping up/down capabilities of Generators (MW/h)

T Last timeslot of scheduling horizon

T Χωρητικότητα Δικτύου Μεταφοράς (MW)

V/V Lower/Upper bounds on square voltage magnitude (kV^2)

y Transmission line admittance

β Minimum ES state of charge at the end of the scheduling period

γ^{\min} Large negative constant

δ Parameters converting active power into their reactive power – $\tan(\arccos(\text{power factor}))$

ϵ_1/ϵ_2 Convergence tolerance for the inner/outer decomposition procedures

$\eta^{d/c}$ Discharging/Charging efficiency of ES

η^{pv} PV efficiency

κ, ρ, ν, τ Algorithm iteration counters

π_ω Weight of representative day ω

ρ Energy/Power ratio of ES

Φ Large constant

χ Desired rate of return on DERs investments

4.3 Οι εξισώσεις και η επίλυση

Ας εξετάσουμε το σχήμα που περιγράψαμε νωρίτερα. Το πρόβλημα του DSO ελαχιστοποιεί το συνολικό αναμενόμενο κόστος του Δικτύου Διανομής DN (ή, ισοδύναμα, μεγιστοποιεί το social Welfare) για όλες τις αντιπροσωπευτικές ημέρες. Δηλαδή το ετήσιο κόστος επενδύσεων DER (C^{inv}) και την αναμενόμενο κόστος λειτουργίας των DN assets. Το τελευταίο περιλαμβάνει το αναμενόμενο κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας που ανταλλάσσεται με το upstream grid ($\sum_{\omega \in \Omega} C_{\omega}^{DN}$) και τα λειτουργικά έξοδα των DER ($\sum_{\omega \in \Omega} C_{\omega}^{oper}$). Δηλαδή:

$$\min_{X^U} \sum_{\omega \in \Omega} (C_{\omega}^{DN} + C_{\omega}^{oper}) + C^{inv}$$

Η παραπάνω αν αναλυθεί περαιτέρω θα μας δώσει την objective function του προβλήματός μας. Συγκεκριμένα:

$$\begin{aligned} \min_X & \sum_{i \in N^m} \sum_{(kj) \in L_i^{D+}} \widehat{C}_{i(kj)}^{line} \cdot l_{k(kj)} \cdot u_{i(kj)}^{line} + \sum_{i \in N^m} \sum_{n \in B_i^{pv}} \widehat{C}^{pv} \cdot K_{in}^{pv} + \\ & \sum_{n \in B_i^w} \widehat{C}^w \cdot K_{in}^w + \sum_{n \in B_i^s} (\widehat{C}^e \cdot K_{in}^e + \widehat{C}^p \cdot K_{in}^p) + \sum_{\omega \in \Omega} \pi_{\omega} \cdot \sum_{i \in N^m} \sum_{t \in H} (\lambda_{it\omega} \cdot \\ & (p_{it\omega}^{\downarrow} - p_{it\omega}^{\uparrow})) + \sum_{\omega \in \Omega} \pi_{\omega} \cdot \sum_{i \in N^m} \sum_{t \in H} \left(\sum_{n \in B_i^s} c^{es} \cdot (dis_{int\omega} + ch_{int\omega}) + \right. \\ & \left. \sum_{n \in B_i^w} c^w \cdot g_{int\omega}^w + \sum_{n \in B_i^{pv}} c^{pv} \cdot g_{int\omega}^{pv} \right) \end{aligned} \quad (a.1)$$

Για να υπολογίσουμε τα παραπάνω χρησιμοποιούμε τις εξής εξισώσεις:

$$C_{\omega}^{DN} = \pi_{\omega} * \sum_{i \in N^m} \sum_{t \in H} (\lambda_{it\omega} * (p_{it\omega}^{\downarrow} - p_{it\omega}^{\uparrow})) \quad (a.2)$$

$$\begin{aligned} C_{\omega}^{oper} = & \pi_{\omega} * \sum_{i \in N^m} (\sum_{t \in H} \sum_{n \in B_i^s} c^{es} * (dis_{int\omega} + ch_{int\omega}) + \sum_{n \in B_i^w} c^w * \\ & g_{int\omega}^w + \sum_{n \in B_i^{pv}} c^{pv} * g_{int\omega}^{pv}) \end{aligned} \quad (a.3)$$

$$\begin{aligned} C^{inv} = & \left(\sum_{i \in N^m} (\sum_{n \in B_i^s} (C^e * K_{in}^e + C^p * K_{in}^p) + \sum_{n \in B_i^w} (C^w * K_{in}^w) + \right. \\ & \left. \sum_{n \in B_i^{pv}} (C^{pv} * K_{in}^{pv})) \right) \end{aligned} \quad (a.4)$$

Το σύνολο των DN στα οποία μπορούν να εγκατασταθούν επενδύσεις DER συμβολίζεται με N^m . Το συνολικό κόστος λειτουργίας των

στοιχείων του DN από την ηλεκτρική ενέργεια ορίζεται στην Εξίσωση (α.2), όπου οι τιμές των κόμβων στα transmission buses συνδέονται με τους κόμβους 'ρίζες' των DN ($\lambda_{it\omega}$).

Γενικά δεν είναι όλοι οι κόμβοι ενός DN διαθέσιμοι για επενδύσεις τύπου DER λόγω μη διαθεσιμότητας της γης.

Ακόμη οι παράμετροι απόφασης των επενδύσεων περιορίζονται από συγκεκριμένα όρια που αφορούν τις δυνατότητες κάθε τεχνολογίας.

$$0 \leq K_{in}^w \leq \overline{K_{in}^w} \quad \forall i \in N^m, n \in B_i^w \quad (\text{a.5})$$

$$0 \leq K_{in}^{pv} \leq \overline{K_{in}^{pv}} \quad \forall i \in N^m, n \in B_i^{pv} \quad (\text{a.6})$$

$$0 \leq K_{in}^e \leq \overline{K_{in}^e} \quad \forall i \in N^m, n \in B_i^s \quad (\text{a.7})$$

$$0 \leq K_{in}^p \leq \overline{K_{in}^p} \quad \forall i \in N^m, n \in B_i^s \quad (\text{a.8})$$

$$\rho \cdot K_{in}^p = K_{in}^e \quad \forall i \in N^m, n \in B_i^s \quad (\text{a.9})$$

Το συνολικό κόστος επένδυσης δεν μπορεί φυσικά να ξεπερνά το συνολικό διαθέσιμο budget που έχει ορίσει ο κάθε Πάροχος (ESP).

$$C^{inv} \leq \overline{C^{inv}} \quad (\text{a.10})$$

Επιπλέον το ετήσιο αναμενόμενο οικονομικό όφελος του Παρόχου από την επένδυση θα πρέπει να είναι μεγαλύτερο ενός επιθυμητού return of investment χ .

$$\sum_{\omega \in \Omega} (Pr_{\omega}^{inv} - C_{\omega}^{oper}) \geq \chi * \tilde{C}^{inv} \quad (\text{a.11})$$

Τόσο αυτή όσο και το κέρδος ανά representative day υπολογίζονται παρακάτω:

$$C^{inv} = \sum_{i \in N^m} (\sum_{n \in B_i^{es}} (C^e * K_{in}^e + C^p * K_{in}^p) + \sum_{n \in B_i^w} C^w * K_{in}^w + \sum_{n \in B_i^{pv}} C^{pv} * K_{in}^{pv}) \quad (\text{a.12})$$

$$Pr_{\omega}^{inv} = \pi_{\omega} * \sum_{i \in N^m} \sum_{t \in H} \left(\lambda_{it\omega} * \left(\sum_{n \in B_i^{\omega}} g_{int\omega}^{\omega} + \sum_{n \in B_i^{pv}} g_{int\omega}^{pv} + \sum_{n \in B_i^{es}} (dis_{int\omega} - ch_{int\omega}) \right) \right) \quad (\text{a.13})$$

Επιπλέον, οι αποφάσεις προγραμματισμού των DER για κάθε αντιπροσωπευτική ημέρα περιορίζονται βάσει των επενδυτικών αποφάσεων και των ατομικών τεχνικών τους χαρακτηριστικών:

$$0 \leq g_{int\omega}^w \leq W_{it\omega} \cdot K_{in}^w \quad \forall i \in N^m, n \in B_i^w, t \in H, \omega \in \Omega \quad (\text{a.14})$$

$$0 \leq g_{int\omega}^{pv} \leq \eta^{pv} \cdot I_{it\omega} \cdot K_{in}^{pv} \quad \forall i \in N^m, n \in B^{pv}, t \in H, \omega \in \Omega \quad (\text{a.15})$$

$$0 \leq dis_{int\omega}, ch_{int\omega} \leq K_{in}^P \quad \forall i \in N^m, n \in B_i^s, t \in H, \omega \in \Omega \quad (\text{a.16})$$

$$dis_{int\omega} \leq \Phi \cdot x_{int\omega} \quad \forall i \in N^m, n \in B_i^s, t \in H, \omega \in \Omega \quad (\text{a.17})$$

$$ch_{int\omega} \leq \Phi \cdot (1 - x_{int\omega}) \quad \forall i \in N^m, n \in B_i^s, t \in H, \omega \in \Omega \quad (\text{a.18})$$

$$\omega_{int\omega} \in \{0,1\} \quad \forall i \in N^m, n \in B_i^s, t \in H, \omega \in \Omega \quad (\text{a.19})$$

$$SOE_{int\omega} = SOE_{in,t-1,\omega} - \frac{dis_{int\omega}}{\eta^d} + ch_{int\omega} \cdot \eta^c \quad \forall i \in N^m, n \in B^s, t > 1, \omega \in \Omega \quad (\text{a.20})$$

$$SOE_{int\omega} = SOE_{in0\omega} - \frac{dis_{int\omega}}{\eta^d} + ch_{int\omega} \cdot \eta^c \quad \forall i \in N^m, n \in B^s, t = 1, \omega \in \Omega \quad (\text{a.21})$$

$$0 \leq SOE_{int\omega} \leq K_{in}^e \quad \forall i \in N^m, n \in B_i^s, t \in H, \omega \in \Omega \quad (\text{a.22})$$

$$SOE_{inT\omega} \geq \beta \cdot SOE_{in0\omega} \quad \forall i \in N^m, n \in B_i^s, t \in H, \omega \in \Omega \quad (\text{a.23})$$

Οι περιορισμοί (a.14) και (a.15) καθορίζουν την παραγωγή αιολικής και ηλιακής ενέργειας βάσει της σχετικής διαθεσιμότητας ισχύος (αιολικής και ηλιακής).

Οι περιορισμοί (a.16)-(a.19) επιβάλλουν τα όρια στα προγράμματα φόρτισης/εκφόρτισης των ES μονάδων, με την δυαδική μεταβλητή $\omega_{int\omega}$ που υποδεικνύει τη λειτουργική κατάσταση των μονάδων ES, 1 στη λειτουργία εκφόρτισης και 0 στη λειτουργία φόρτισης. Η εξίσωση (a.20) περιγράφει το State Of Energy των μονάδων ES, η οποία οριοθετείται στο (a.21).

Η λειτουργία του Δικτύου Διανομής περιγράφεται στις εξισώσεις (a.24) - (a.26). Χρησιμοποιούμε τη γραμμική εξίσωση DistFlow [30] για να μοντελοποιήσουμε το Δίκτυο Διανομής.

$$\sum_{k \in \Omega_d(n)} f_{i(nk)t\omega}^p = \sum_{j \in \Omega_p(n)} f_{i(jn)t\omega}^p - D_{int\omega} + g_{int\omega}^w + g_{int\omega}^{pv} + dis_{int\omega} - ch_{int\omega}, \quad \forall i \in N^m, n \in B_i, t \in H, \omega \in \Omega \quad (\text{a.24})$$

$$\sum_{k \in \Omega_d(n)} f_{i(nk)t\omega}^q = \sum_{j \in \Omega_p(n)} f_{i(jn)t\omega}^q - \delta_{in}^d \cdot D_{int\omega} + \delta_{in}^w \cdot g_{int\omega}^w + \delta_{in}^{pv} \cdot g_{int\omega}^{pv}, \quad \forall i \in N^m, n \in B_i, t \in H, \omega \in \Omega \quad (\text{a.25})$$

$$\left(V_{int\omega} - V_{ijt\omega} - \left(f_{i(nj)t\omega}^p \cdot R_{i(nj)} \cdot l_{i(nj)} + f_{i(nj)t\omega}^q \cdot X_{i(nj)} \cdot l_{i(nj)} \right) \right) \cdot y_{i(nj)\omega}^{line} = 0 \quad \forall i \in N^m, (nj) \in L_i^D, t \in H, \omega \in \Omega \quad (\text{a.26})$$

Οι εξισώσεις (α.24) - (α.26) είναι οι εξισώσεις ροής κλάδου, όπου $f_{i(jn)t\omega}^p$ και $f_{i(jn)t\omega}^q$ υποδεικνύουν αντίστοιχα την ενεργό και άεργο ροή ισχύος στον κλάδο n_k του DN_i , που συνδέει τους κόμβους $n \in B_i$ και $k \in B_i$ κατά το timeslot t και την αντιπροσωπευτική ημέρα ω .

Επιπλέον εισάγουμε στο πρόβλημα εξισώσεις σχετικές με την επιλογή γραμμών και την τοποθέτησή τους. Εξισώσεις που θα καθορίσουν το εύρος και το είδος της επένδυσης εκ μέρους του DSO. Συγκεκριμένα:

$$y_{i(nj)\omega}^{line} \in \{0,1\}, \quad \forall i \in N^m, (nj) \in L_i^D, \omega \in \Omega \quad (\text{a.27})$$

$$u_{i(nj)}^{line} = 1, \quad \forall i \in N^m, (nj) \in L_i^D \setminus L_i^{D+} \quad (\text{a.28})$$

$$y_{i(nj)\omega}^{line} \leq u_{i(nj)}^{line}, \quad \forall i \in N^m, (nj) \in L_i^D, \omega \in \Omega \quad (\text{a.29})$$

$$y_{i(nj)\omega}^{line} = \beta_{i(nj)\omega} + \beta_{i(jn)\omega}, \quad \forall i \in N^m, (nj) \in L_i^D, \omega \in \Omega \quad (\text{a.30})$$

$$\beta_{i(n_0j)\omega} = 0, \quad \forall i \in N^m, n_0 \in B_{i0}, \omega \in \Omega \quad (\text{a.31})$$

$$\sum_{j \in \Omega_p(n)} \beta_{i(nj)\omega} = 1, \quad \forall i \in N^m, n \in B_i, \omega \in \Omega \quad (\text{a.32})$$

$$\beta_{i(nj)\omega} \in \{0,1\}, \quad \forall i \in N^m, (nj) \in L_i^D, \omega \in \Omega \quad (\text{a.33})$$

$$-y_{i(nj)\omega}^{line} \cdot S_{i(nj)}^{max} \leq f_{i(nj)t\omega}^p, f_{i(nj)t\omega}^q \leq y_{i(nj)\omega}^{line} \cdot S_{i(nj)}^{max}, \quad \forall i \in N^m, (nj) \in L_i^D, t \in H, \omega \in \Omega \quad (\text{a.34})$$

$$u_{i(kj)}^{line} \in \{0,1\}, \quad \forall i \in N^m, (kj) \in L_i^{D+} \quad (\text{a.35})$$

$$\sum_{i \in N^m} \sum_{(kj) \in L_i^{D+}} c_{i(kj)}^{line} \cdot l_{i(kj)} \cdot u_{i(kj)}^{line} \leq \overline{C}^{line} \quad (\text{a.36})$$

Οι μεταβλητές $y_{i(nj)\omega}^{line}$, $u_{i(nj)}^{line}$, $u_{i(kj)}^{line}$ και $\beta_{i(nj)\omega}$ αποτελούν δυαδικές μεταβλητές απόφασης, αφού λαμβάνουν τιμές 0 ή 1, ή αποκλειστικά μια εξ αυτών. Όπως βλέπουμε και στις σχέσεις (α.29), (α.30), (α.32) οι μεταβλητές αυτές αλληλοκαθορίζονται. Η εξίσωση (α.28) ουσιαστικά αναγκάζει την τοποθέτηση γραμμής σε ένα μέρος του δικτύου που παρατηρείται αυτή η ανάγκη και το συμβολίζουμε με $D+$.

4.4 Σενάρια Υλοποίησης

Στο παρόν κεφάλαιο θα εξετάσουμε διαφορετικά σενάρια εφαρμογής των παραπάνω εξισώσεων. Στόχοι αυτού του κεφαλαίου είναι αφενός η αναλυτική απόδειξη της ορθότητας των εξισώσεων που παρουσιάστηκαν παραπάνω, αφετέρου η διερεύνηση ενός κατάλληλου μοντέλου λειτουργίας και συντονισμού των εμπλεκόμενων φορέων με στόχο τη μεγιστοποίηση του social welfare.

Το πειραματικό σκέλος υλοποιήθηκε σε περιβάλλον matlab σε συνδυασμό με αρχεία μοντελοποίησης δικτύων διανομής και μεταφοράς ενέργειας που χρησιμοποιούνται κατά κανόνα σε αντίστοιχες εργασίες και μελέτες.

Εν συντομία, μερικές από τις παραμέτρους διαφοροποίησης κάθε σεναρίου είναι τα φορτία που καλείται το δίκτυο να εξυπηρετήσει σε κάθε κόμβο του, το διαθέσιμο budget που δεσμεύεται να διαθέσει ανά έτος για επενδύσεις τέτοιου τύπου, η διαθέσιμη χρηματοδότηση από το τραπεζικό σύστημα και τα κόστη της κάθε επένδυσης.

Ως εκ τούτου χωρίζουμε την υλοποίηση σε δύο σκέλη. Ένα της αναδιαμόρφωσης του δικτύου με πολύ υψηλά όρια χρηματοδότησης ώστε τα οικονομικά μεγέθη να μην περιορίζουν τις αποφάσεις του αλγορίθμου. Συγκεκριμένα, υποθέτουμε budget υποψήφιων γραμμών 1 δις. ευρώ, budget DER's 1 δις. ευρώ, ROI 20% για τους επενδυτές και ένα πολύ βολικό σχήμα χρηματοδότησης από το τραπεζικό σύστημα, με επιτόκιο μόλις 5% και περίοδο αποπληρωμής τα 15 χρόνια.

Στο δεύτερο σκέλος διαφοροποιούμε τα οικονομικά στοιχεία πάνω σε ένα δεδομένο δικτυακό σενάριο, ώστε αυτά να είναι αφενός πιο ρεαλιστικά, αφετέρου για να προσεγγίσουμε συγκεκριμένα ποιοτικά αποτελέσματα που έχει θέσει σαν στόχο η παρούσα εργασία, όπως θετικό υψηλό Social Welfare και μειώσεις στους λογαριασμούς καταναλωτών.

4.4.1.1 Scenario 1: Αδυναμία εξυπηρέτησης υπάρχοντος φορτίου εντός δικτύου

Σαν πρώτο σενάριο επιλέγουμε την πιο απλή εφαρμογή των παραπάνω εξισώσεων σε ένα δίκτυο testing με δύο microgrids. Σε αυτό επιλέγουμε 4 κόμβους με τα παρακάτω φορτία. Υπενθυμίζουμε πως χειριζόμαστε το ανά μονάδα σύστημα.

Inflexible Loads		
Bus	Power Factor	Unscaled P (MW)
1	0,994942	1
2	0,994734	1,2
3	0,994808	3
4	0,995	2,5

Ενώ οι γραμμές που συνδέουν τους παραπάνω κόμβους είναι οι εξής:

Line Data				
Line No.	From Bus	To Bus	r (Ohm)	x (Ohm)
1	0	1	0,012705	0,303335
2	1	2	0,001331	0,007458
3	2	3	0,026902	0,124259

Δεδομένου πως το capacity των βασικών γραμμών είναι συνολικά 7 MVA, έχουμε ορίσει μερικές υποψήφιες γραμμές οι οποίες είναι έτοιμες να προστεθούν στο δίκτυο ώστε να εξυπηρετήσουν το ζητούμενο φορτίο - το ενδεχόμενο μη εξυπηρέτησης θεωρείται διεθνώς εξαιρετικά κοστοβόρο και μειώνει σημαντικά το social welfare. Στο παραπάνω παράδειγμα βλέπουμε πως το συνολικό φορτίο που καλείται να εξυπηρετήσει η γραμμή μεταξύ κόμβου 0 και 1 είναι 7,7 MVA και γι' αυτό απαιτείται η προσθήκη είτε γραμμής είτε κάποια παραγωγικής μονάδας όπως PV ή Wind. Οι διαθέσιμες γραμμές που έχουμε είναι οι εξής:

Candidate Line No.	From Bus	To Bus	r (Ohm)	x (Ohm)	Length (km)	Cost (euro/km)
4	0	4	0,012705	0,303335	5	500000
5	2	5	0,026902	0,124259	8	500000
6	3	5	0,026902	0,124259	10	500000
7	1	5	0,012705	0,303335	6	500000

Έχουμε επίσης εγκατεστημένους στους κόμβους 1,2 και 3 διαθέσιμες μονάδες παραγωγής ενέργειας μέσω Solar Panels και Wind Turbines, ενώ επιπλέον αυτών έχουμε και μπαταρίες στους κόμβους 4 και 5, οι οποίοι είναι προς το παρόν αποκομμένοι από το υπόλοιπο δίκτυο. Τα παραπάνω, συμβολίζονται εν συντομία ως DERs στην ανάλυση των αποτελεσμάτων μας και η βασική χρήση τους είναι η προσφορά ευελιξίας στο πρόβλημα πάντα συνυπολογίζοντας το δεδομένο κόστος τους. Η ακριβής τοπολογία τους φαίνεται παρακάτω.

Voltage Limits			BSU		
Node	V_upper (p.u.)	V_lower (p.u.)	Eligible Nodes	SOC_initial	SOC_final
1	1,1	0,9	1	0,5	0,1
2	1,1	0,9	2		
3	1,1	0,9	3		
4	1,1	0,9	4		
5	1,1	0,9	5		

Στο πρόβλημα μας τα κόστη ανά MVA προσφοράς είναι τα παρακάτω.

TC_Solar = 700000;%830000;

TC_Wind = 700000;%1300000;

TC_Energy = 80000;%20000;

TC_Power = 200000;%500000;

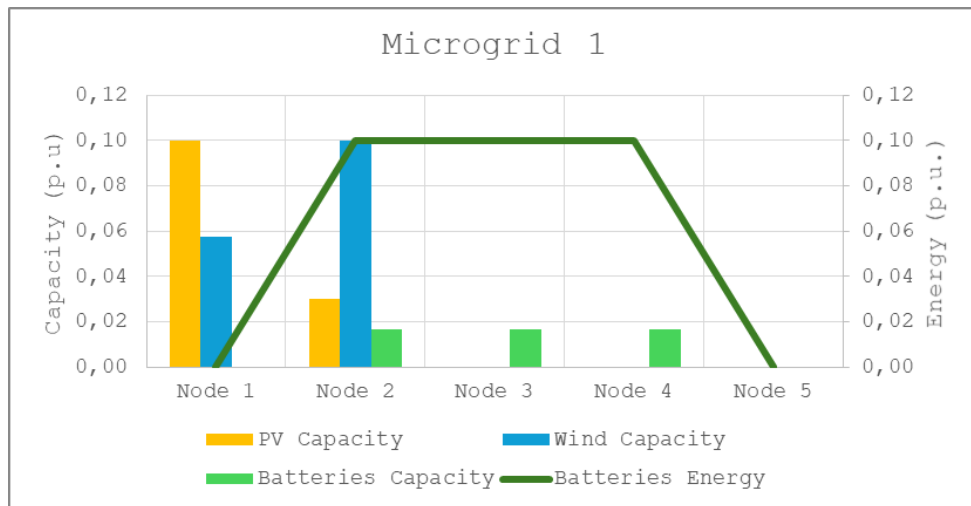
Ο αλγόριθμός μας λοιπόν οφείλει να επιλέξει την οικονομικότερη λύση μεταξύ όλων των διαθέσιμων εναλλακτικών. Τα αποτελέσματα που λαμβάνουμε είναι τα εξής.

	Microgrid 1				
DERs	Node 1	Node 2	Node 3	Node 4	Node 5
KE	0.1	0.0962	0.0413	0.1	0
KP	0.0167	0.0160	0.0069	0.0167	0
PV	0.1	0.0393	0.0097	null	null
W	0.0002	0.1	0.0775	null	null

	Microgrid 2				
DERs	Node 1	Node 2	Node 3	Node 4	Node 5
KE	0	0	0	0.1	0
KP	0	0	0	0.0167	0
PV	0.0121	0.0009	0.0005	null	null
W	0.1	0.0309	0.0359	null	null

CL	Microgrid 1	Microgrid 2
4	1	1
5	0	0
6	0	0
7	0	0

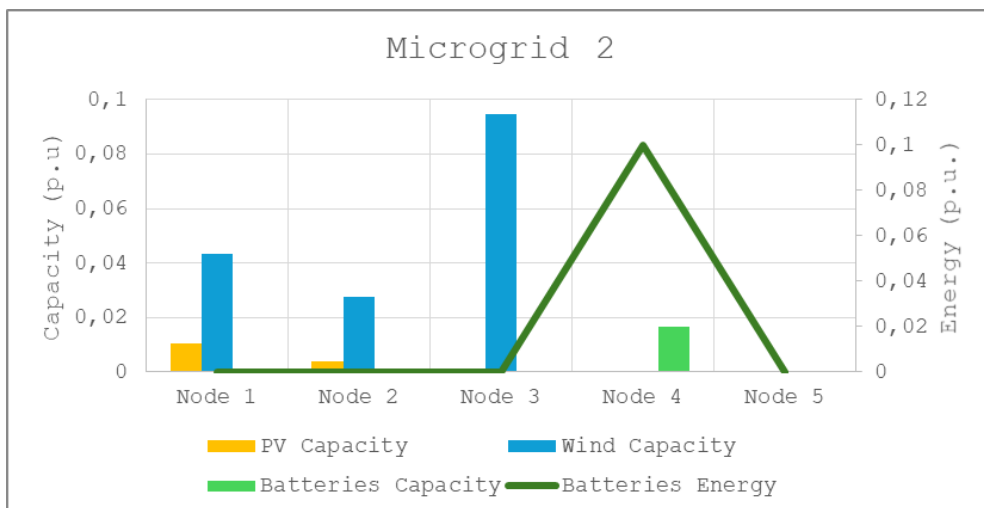
Ας αναλύσουμε τα αποτελέσματα. Όπως ξεκαθαρίσαμε χρησιμοποιούμε δύο microgrids, 4 υποψήφιες γραμμές για το καθένα και έχουμε εγκαταστήσει σε κάθε microgrid μονάδες παραγωγής στους 3 πρώτους κόμβους του. Βάση αυτού, τα solar panels στο πρώτο δίκτυο χρησιμοποιούνται στους πρώτους δύο κόμβους και μάλιστα στον έναν σε μέγιστη ισχύ (η μεταβλητή KPV έχει μέγιστο 0.1). Τα wind turbines χρησιμοποιούνται επίσης στους πρώτους 2 με μέγιστη ισχύ στον δεύτερο. Όσων αφορά τη συμμετοχή των μπαταριών ως επενδυτικά στοιχεία



Και όπως είναι φυσικό επιλέγεται για εγκατάσταση και η υποψήφια γραμμή 4 ($u_{line(1)}=1$ και $u_{line(5)}=1$), συνολικού κόστους 2.5 εκ. ευρώ αφού είναι η μόνη που συνδέει τον κόμβο 4 με άλλο κόμβο.

Παρατηρούμε λοιπόν πως στους κόμβους που έχουμε συμφόρηση λόγω αυξημένου φορτίου ο αλγόριθμός μας καλείται να δράσει με τρόπο αποδοτικό και οικονομικό. Δεδομένου του κόστους των μονάδων παραγωγής επιλέγει να κάνει χρήση αυτών στο μέγιστο δυνατό βαθμό και αν η χρήση αυτών δεν επαρκεί τότε επιλέγει να προχωρήσει σε επένδυση νέας γραμμής στο δίκτυο.

Συγκεκριμένα το συνολικό κόστος χρήσης των παραγωγικών μονάδων διαθέσιμων στους κόμβους 1, 2 και 3 έφτασε τα 370.000 ευρώ ενώ η τοποθέτηση της γραμμής στον κόμβο 4 κόστισε 2.5 εκ ευρώ. Κοινώς ο αλγόριθμος εξάντλησε όλες τις δυνατότητες του για οικονομία και αφού δεν κατάφερε να το λύσει αλλιώς προχώρησε και στην ακριβότερη λύση.



Τα οικονομικά αποτελέσματα αυτού του σεναρίου ήταν ενθαρρυντικά αλλά υποδηλώνουν την ανάγκη προσαρμογής ώστε να προσεγγίσουν καλύτερα τους στόχους που θέτει η εργασία.

Συγκεκριμένα το κέρδος των επενδυτών έφτασε στο 56.76%, ενώ στην μοντελοποίηση μας έχουμε ορίσει αυτό το στοιχείο να μην πέφτει ποτέ κάτω από 20% αλλά να μην το ξεπερνά και πολύ.

Όσον αφορά τον DSO, είδαμε 100% μείωση στο Value of Lost Load, που είναι ένας καλός δείκτης επιτυχίας του αλγορίθμου.

Όσον αφορά τον TSO, είδαμε πτώση 8.03% στο Social Welfare, που λαμβάνεται ως ένα αρνητικό αποτέλεσμα, αλλά από την άλλη παρατηρήθηκε μείωση 15.57% στο συνολικό κόστος παραγωγής.

Τέλος οι για τους καταναλωτές, παρατηρήθηκε ένα ιδιαίτερα ενθαρρυντικό αποτέλεσμα καθώς η υποθετική μείωση στους λογαριασμούς τους αγγίζει το 25.01%.

4.4.1.2 Scenario 2: Εξυπηρέτηση φορτίου εκτός δικτύου

Σε αυτό το σενάριο εξετάζουμε μια νέα συνθήκη. Αυτή της προσθήκης ενός ακόμη ζυγού στο υπάρχον δίκτυο μας, ο οποίος θα έχει και μεγαλύτερες απαιτήσεις σε φορτίο. Ο σχεδιασμός του δικτύου και του προβλήματος είναι τέτοιος που να έχει προνοήσει την ύπαρξη candidate lines για το νέο κόμβο(Κόμβος 5). Αυτές δεν είναι άλλες από τις γραμμές που παραθέσαμε και στο προηγούμενο κεφάλαιο(Κεφάλαιο 4.4.1):

Candidate Line No.	From Bus	To Bus	r (Ohm)	x (Ohm)	Length (km)	Cost (euro/km)
4	0	4	0,012705	0,303335	5	500000
5	2	5	0,026902	0,124259	8	500000
6	3	5	0,026902	0,124259	10	500000
7	1	5	0,012705	0,303335	6	500000

Παραμένει ίδια επίσης και η ιδέα της μοντελοποίησης. Δύο πανομοιότυπα microgrids με ίδια μορφολογία, ίδιους συμβολισμούς, ίδιους διαθέσιμους πόρους σε συγκεκριμένους κόμβους, γραμμές και υποψήφια γραμμές.

Αυτή η ιδιαιτερότητα μας βοηθά στη σύγκριση. Θα επιχειρήσουμε να προσθέσουμε το νέο κόμβο σε ένα από τα δύο microgrids, ελέγχοντας την πραγματική τελική του επίδραση στα ποιοτικά και ποσοτικά αποτελέσματα που εξετάσαμε και νωρίτερα.

Το νέο δίκτυο θα διαμορφωθεί ως εξής:

Inflexible Loads		
Bus	Power Factor	Unscaled P (MW)
1	0,994942	1
2	0,994734	1,2
3	0,994808	3
4	0,995	2,5
5	0,99479	3

Αναμένουμε πλέον τα εξής αποτελέσματα. Αρχικά την τοποθέτηση γραμμής που θα αποσυμφορήσει τον κόμβο 4, αφού είδαμε από πριν πως υπερβαίνει τις αντοχές των εγκατεστημένων γραμμών, αλλά και μία γραμμή που να εξυπηρετεί πλέον τη δεδομένη συμφόρηση που θα προκληθεί λόγω του φορτίου του Κόμβου 5. Υπενθυμίζουμε πως οι προηγούμενοι κόμβοι είναι τοποθετημένοι ακτινικά(ο *Κόμβος 0* με τον *Κόμβο 1*, ο *Κόμβος 1* με τον *Κόμβο 2* κοκ), ενώ ο *Κόμβος 5* δεν είναι υποχρεωμένος να ακολουθήσει αυτή τη νόρμα, αφού έρχεται σαν εξωτερικός.

Τα νέα αποτελέσματα συνοψίζονται παρακάτω.

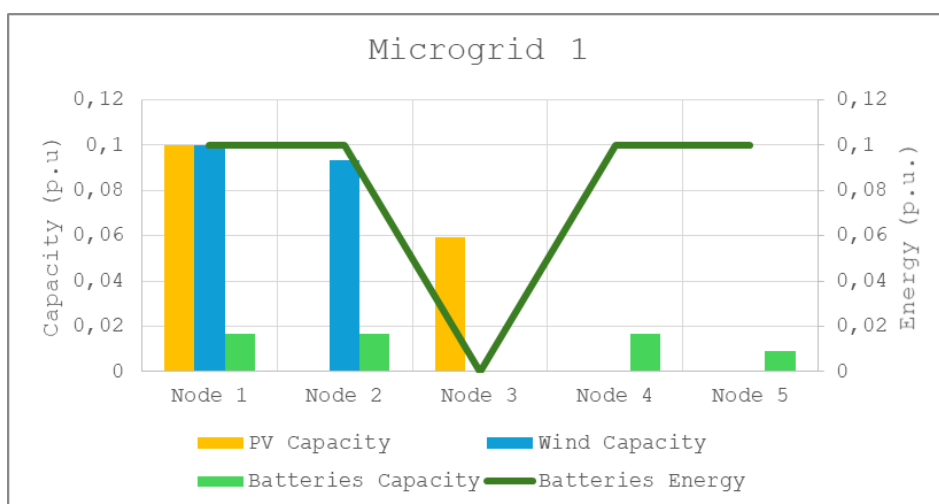
	Microgrid 1				
DERs	Node 1	Node 2	Node 3	Node 4	Node 5
KE	0.1	0.0962	0.0413	0.1	0
KP	0.0167	0.0160	0.0069	0.0167	0
PV	0.1	0.0393	0.0097	null	null
W	0.0002	0.1	0.0775	null	null

	Microgrid 2				
DERs	Node 1	Node 2	Node 3	Node 4	Node 5
KE	0	0	0	0.1	0
KP	0	0	0	0.0167	0
PV	0.0121	0.0009	0.0005	null	null
W	0.1	0.0309	0.0359	null	null

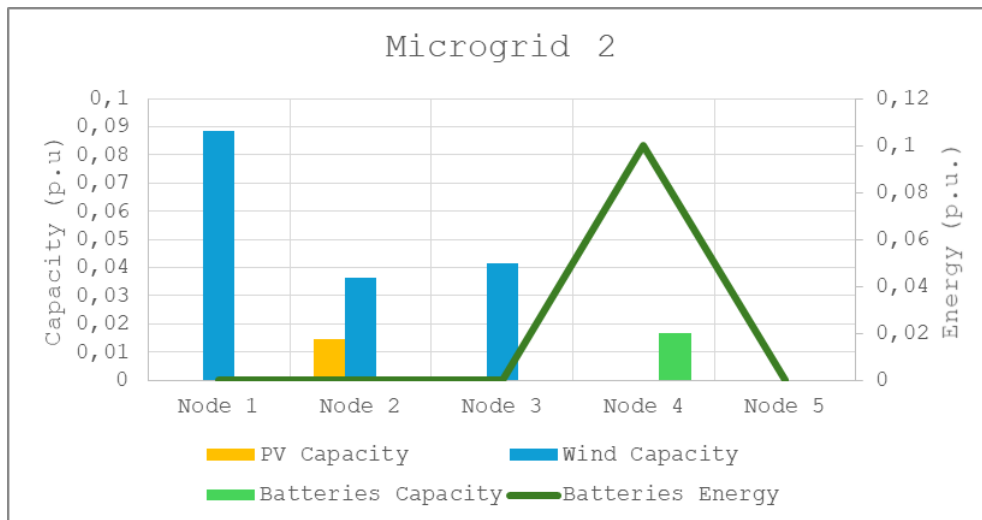
CL	Microgrid 1	Microgrid 2
4	1	1
5	0	0
6	0	0
7	0	0

Αρχικά επιβεβαιώνεται η αρχική μας εκτίμηση για την εισαγωγή νέας γραμμής που θα εξυπηρετεί τη ζήτηση στον κόμβο 5. Συγκεκριμένα το uline(4), δηλαδή το candidate line 7 του προηγούμενου πίνακα, γίνεται ίσο με 1, γιατί αυτή η μεταβλητή αφορά το microgrid 1, στο οποίο έγινε η προσθήκη. Όμως τα candidate lines που αφορούν τον κόμβο 5 είναι 3 διαφορετικά, όπως είδαμε παραπάνω. Ο αλγόριθμος, επέλεξε φυσικά βάση οικονομικής λογικής και τοποθέτησε τη φθηνότερη διαθέσιμη γραμμή.

Παράλληλα μεταβλήθηκαν σημαντικά τα στοιχεία παραγωγής στους κόμβους 1,2 και 3 του πρώτου microgrid. Αναλυτικά, η προσθήκη της γραμμής, μηδένισε την παραγωγή PV στον κόμβο 3(αφού μέρος του συνολικού demand αυτού πλέον εξυπηρετείται μέσω της γραμμής 7 μεταξύ κόμβου 1 και 5), αύξησε ελάχιστα την αντίστοιχη παραγωγή στον κόμβο 2, ενώ ο κόμβος 1 παρέμεινε αμετάβλητος. Σε επίπεδο Wind, η παραγωγή των κόμβων 2 και 3 παρέμεινε αμετάβλητη, ενώ η παραγωγή στον κόμβο 1 μειώθηκε κατά 50%.



Παρατηρούμε λοιπόν τα εξής. Δεδομένης της μορφολογίας του δικτύου με τους τέσσερις κόμβους, ο αλγόριθμος χρησιμοποιούσε ήδη σε μεγάλο βαθμό τις μονάδες παραγωγής, όποτε μπορούσε, για να καλύψει την ανάγκη σε φορτίο κατά περίπτωση. Με την εισαγωγή νέου κόμβου με φορτίο κρίθηκε απαραίτητη η επένδυση σε νέα γραμμή κόστους 3 εκ. ευρώ, που ήταν και η οικονομικότερη επιλογή μεταξύ των διαθέσιμων. Αυτό όμως δε σήμαινε πως οι επενδύσεις και η χρήση των παραγωγικών μονάδων θα παρέμειναν αμετάβλητες. Δεδομένου πως ήδη έκρινε απαραίτητη τη διοχέτευση κεφαλαίου στη νέα γραμμή, μείωσε ταυτόχρονα τη χρήση των DER's προκειμένου να εξοικονομήσει πόρους.



Τα οικονομικά αποτελέσματα αυτού του σεναρίου κινήθηκαν στα επίπεδα του προηγούμενου, γεγονός που μας οδηγεί σε περαιτέρω διερεύνηση του προβλήματος ώστε να προσεγγίσουμε και τους ποιοτικούς στόχους.

Συγκεκριμένα το κέρδος των επενδυτών μειώθηκε ελαφρώς στο 54.34% από 56.76%, παραμένοντας μακριά από τη σύγκλιση στο επιθυμητό 20%.

Όσον αφορά τον DSO, είδαμε 100% μείωση στο Value of Lost Load, ακριβώς όπως πριν.

Όσον αφορά τον TSO, είδαμε πτώση 7.41% από 8.03% στο Social Welfare, δείκτης της στασιμότητας ως προς αυτό το χαρακτηριστικό. Από την άλλη παρατηρήθηκε εκ νέου μείωση περίπου 15% στο συνολικό κόστος παραγωγής.

Τέλος οι καταναλωτές είδαν ομοίως με πριν μια υποθετική μείωση στους λογαριασμούς τους κατά 24.55% δηλαδή πολύ κοντά στο αρχικό 25.01%, και αυτό κρατείται σαν ένα ενθαρρυντικό αποτέλεσμα για τη συνέχεια της μοντελοποίησης.

4.4.1.3 Scenario 3: Εξυπηρέτηση μεγάλου φορτίου εκτός δικτύου

Όπως είδαμε νωρίτερα οι υποψήφιες γραμμές προσφέρουν χωρητικότητα 10 MVA, ενώ οι υφιστάμενες γραμμές του δικτύου, που εκτείνεται ακτινικά, είναι της τάξης των 7MVA. Σε αυτό το κεφάλαιο θα προσπαθήσουμε να φτάσουμε στα όρια το δίκτυό μας, αυξάνοντας κατά πολύ το φορτίο ζήτησης του Κόμβου 5 στο ένα microgrid και θα συγκρίνουμε με τα αποτελέσματα του άλλου στο οποίο θα βρίσκεται μεν κόμβος 5, όπως νωρίτερα αλλά με αντίστοιχο χαμηλό φορτίο. Αυτή η περίπτωση είναι ιδιαίτερα χρήσιμη στην ανάλυση καθώς περιπτώσεις που θα έχουμε υπερφόρτιση συναντούμε πολλές φορές στο δίκτυο Διανομής.

Έτσι το νέο microgrid 2 διαμορφώνεται ως εξής:

Inflexible Loads		
Bus	Power Factor	Unscaled P (MW)
1	0,994942	1
2	0,994734	1,2
3	0,994808	3
4	0,995	2,5
5	0,99479	13,5

Ο Κόμβος 5 στο παράδειγμα αυτό δέχεται αύξηση στο φορτίο του κατά 350% σε σχέση με την αρχική του διαμόρφωση και φέρει συνολικά φορτίο 4πλάσιο από τον Κόμβο 4 που είναι ο αμέσως μεγαλύτερος.

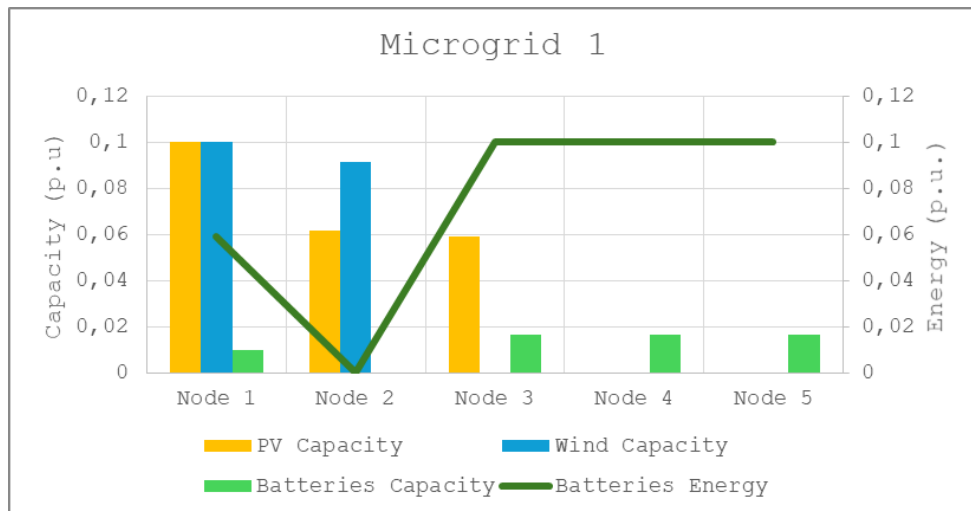
Τα νέα αποτελέσματα που λαμβάνουμε συμπυκνώνονται ως εξής:

	Microgrid 1				
DERs	Node 1	Node 2	Node 3	Node 4	Node 5
KE	0.1	0.0962	0.0413	0.1	0
KP	0.0167	0.0160	0.0069	0.0167	0
PV	0.1	0.0393	0.0097	null	null
W	0.0002	0.1	0.0775	null	null

	Microgrid 2				
DERs	Node 1	Node 2	Node 3	Node 4	Node 5
KE	0	0	0	0.1	0
KP	0	0	0	0.0167	0
PV	0.0121	0.0009	0.0005	null	null
W	0.1	0.0309	0.0359	null	null

CL	Microgrid 1	Microgrid 2
4	1	1
5	0	0
6	0	0
7	0	0

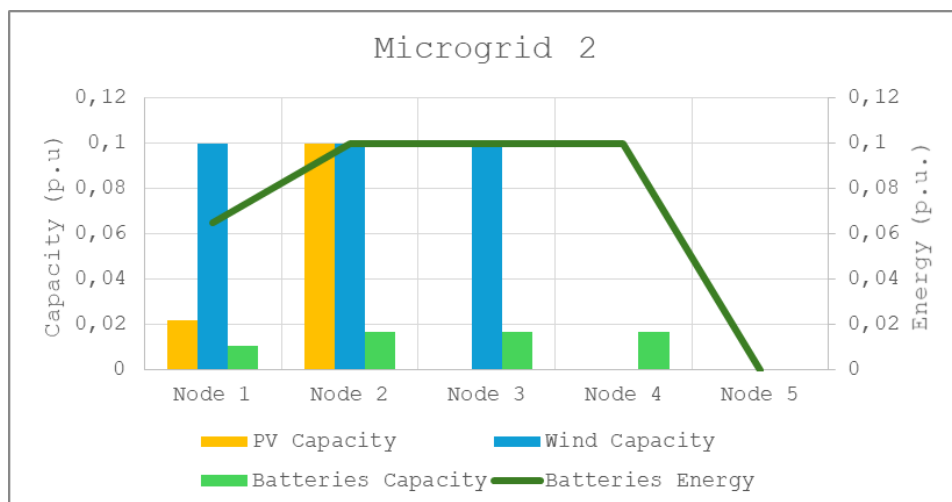
Από τα αποτελέσματα που τυπώνει το πρόγραμμά μας κρατούμε τα εξής. Αρχικά έφτασε πάλι σε βέλτιστη λύση του προβλήματος παρά την οριακή συνθήκη που τέθηκε αυτή τη φορά. Αναμενόμενα το $u_{line}(8)$ γίνεται ίσο με 1 και ξανά επιλέγεται η φθηνότερη εκ των γραμμών. Ο αλγόριθμος όμως δεν μένει εκεί όσον αφορά την τοποθέτηση γραμμών. Παρατηρούμε πως εκτός του φυσιολογικού $u_{line}(8)$, έχουμε ομοίως $u_{line}(6)=1$, δηλαδή τοποθετείται και μια γραμμή μεταξύ των κόμβων 3 και 5. Εφόσον παρατηρήθηκε ανάγκη για επιπλέον γραμμή, όμως, πάλι ο αλγόριθμός μας επέλεξε την οικονομικότερη διαθέσιμη.



Παράλληλα, επηρεάζονται σημαντικά και οι τιμές των PV και Wind Generation Units. Σε αυτό το παράδειγμα συγκρίνουμε τις αντίστοιχες τιμές για τα δύο microgrids (οι πρώτες 3 αφορούν τους Κόμβους 1,2,3 του microgrid 1, ενώ οι τρεις τελευταίες του microgrid 2). Όσον αφορά το PV θα λέγαμε πως οι τιμές είναι αντίστοιχες, ενώ για το σκέλος των Wind βλέπουμε πως ο αλγόριθμος επιλέγει την τοποθέτηση σε ισχύ όλων των διαθέσιμων πόρων σε μέγιστο βαθμό, παρά το δεδομένο αυξημένο κόστος τους.

Επιστρέφοντας στα ποιοτικά αποτελέσματα της μοντελοποίησης, δεν παρατηρήθηκαν σπουδαίες μεταβολές, εκτός μίας ίσως. Τα πιθανά κέρδη επενδυτών κινήθηκαν στα ίδια επίπεδα, το value of lost load παρέμεινε μηδενικό και το Κόστος Λειτουργίας για τον ΑΔΜΗΕ κινήθηκε στο 12.72%.

Όμως για πρώτη φορά είδαμε μείωση στο μισό περίπου του αρνητικού social welfare, αυτή τη φορά -4,8%. Συνολικά αυτό είχε σαν αποτέλεσμα μια υποθετική μείωση 22,89% στους λογαριασμούς των καταναλωτών.



4.4.1.4 Scenario 4: Εξυπηρέτηση φορτίου σε κόμβο χωρίς υποψήφια γραμμή

Συνοψίζοντας τις δοκιμές των παραπάνω κεφαλαίων, τώρα επιχειρούμε την αύξηση του φορτίου σε ένα σημείο του δικτύου που δεν υπάρχει υποψήφια γραμμή. Φυσιολογικά περιμένουμε πως για ένα μεγάλο φορτίο ο αλγόριθμος δεν θα καταφέρει να βρει λύση καθώς η υπερφόρτωση σε γραμμές του δικτύου δεν είναι ένα πρόβλημα οικονομικής φύσεως για να μπορεί να επέμβει με μια βέλτιστη ή αποδεκτή λύση. Είναι πρόβλημα μηχανικής φύσεως χωρίς feasible solution, αν δεν υπάρχει εναλλακτική διέξοδος για το φορτίο.

Στην περίπτωση αύξησης εντός των ορίων των γραμμών ή ελάχιστα άνω αυτών περιμένουμε μεγάλη αύξηση της χρήσης DER, όπου αυτές είναι διαθέσιμες. Τότε θα εξετάσουμε πλέον κατά πόσο είναι αποδοτική αυτή η λύση και κατά πόσο αποκλίνουν τα ποιοτικά αποτελέσματά της από αυτά των προηγούμενων κεφαλαίων. Εν τέλει, η εκμετάλλευση όσο το δυνατόν μεγαλύτερου φορτίου οδηγεί απαραίτητα σε καλύτερη λύση για τους εμπλεκόμενους φορείς;

Ύστερα από διαδοχικές δοκιμές αύξησης του φορτίου στον Κόμβο 2, παρατηρούμε πως ο αλγόριθμος ολοκληρώνει για μια αύξηση της τάξεως του 150%. Το ένα microgrid τώρα διαμορφώνεται ως εξής:

Inflexible Loads		
Bus	Power Factor	Unscaled P (MW)
1	0,994942	1
2	0,994734	3
3	0,994808	3
4	0,995	2,5

Ενώ το δεύτερο κρατά την αρχική του διαρρύθμιση:

Inflexible Loads		
Bus	Power Factor	Unscaled P (MW)
1	0,994942	1
2	0,994734	1,2
3	0,994808	3
4	0,995	2,5

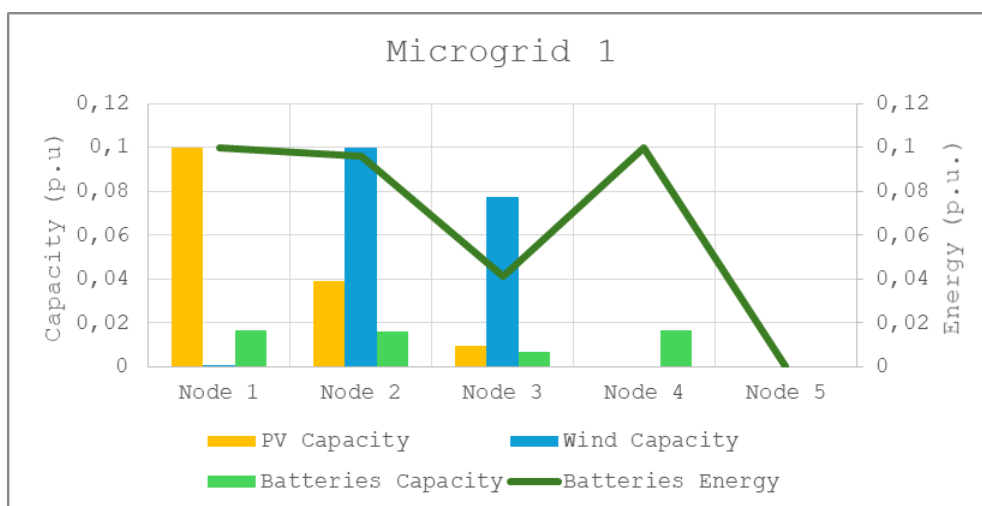
Αντίστοιχα, λαμβάνουμε τα παρακάτω αποτελέσματα.

DERs	Microgrid 1				
	Node 1	Node 2	Node 3	Node 4	Node 5
KE	0.1	0.0962	0.0413	0.1	0
KP	0.0167	0.0160	0.0069	0.0167	0
PV	0.1	0.0393	0.0097	null	null
W	0.0002	0.1	0.0775	null	null

DERs	Microgrid 2				
	Node 1	Node 2	Node 3	Node 4	Node 5
KE	0	0	0	0.1	0
KP	0	0	0	0.0167	0
PV	0.0121	0.0009	0.0005	null	null
W	0.1	0.0309	0.0359	null	null

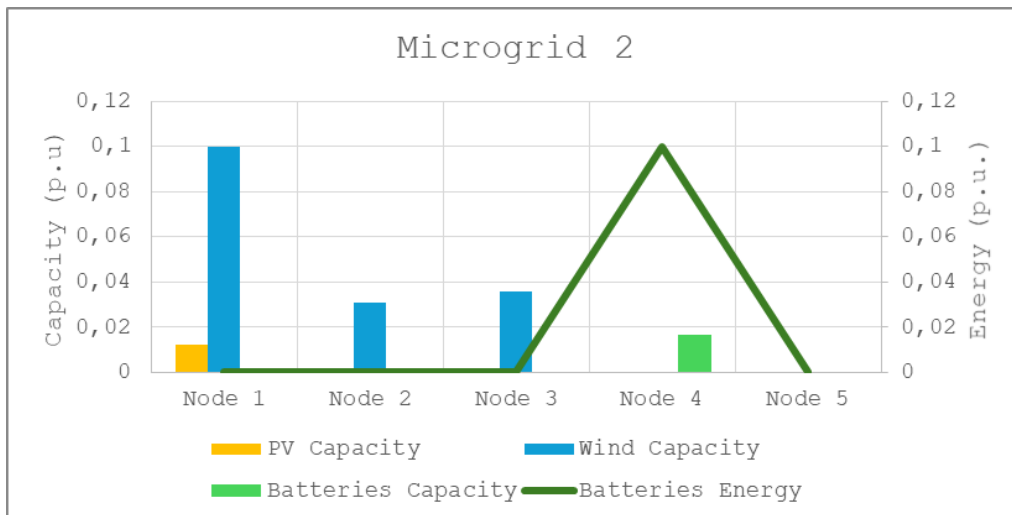
CL	Microgrid 1	Microgrid 2
4	1	1
5	0	0
6	0	0
7	0	0

Από τα αποτελέσματα παρατηρούμε σημαντικά μεγαλύτερη χρήση PV στο microgrid με τον κόμβο 2 μεγάλου φορτίου. Από την άλλη η χρήση Wind Turbines θα μπορούσαμε να πούμε πως αθροιστικά είναι ίδια για τα δύο υποδίκτυα. Μόνη διαφοροποίηση έχουμε στην κατανομή της χρήσης. Εφόσον το αυξημένο φορτίο τοποθετήθηκε στον κόμβο 2, βλέπουμε παράλληλη αύξηση χρήσης στους Κόμβους 2 και 3(που επηρεάζονται από αυτήν) και ταυτόχρονη υποχώρηση στον Κόμβο 1.



Κοινώς το πρόγραμμα υπολόγισε τη συνολική απαίτηση για Wind Generation και την μοίρασε κατάλληλα για να εξυπηρετήσει καλύτερα τις ανάγκες του Δικτύου.

Τέλος, όπως κάνουμε σε κάθε κεφάλαιο, θα αναλύσουμε τα οικονομικά στοιχεία που προκύπτουν από το προαναφερθέν παράδειγμα. Το πιθανό κέρδος επενδυτών κινήθηκε στα ίδια επίπεδα με τα προηγούμενα κεφάλαια(55.88%), το Value of Lost Load μειώθηκε στο 0 και σε αυτήν την περίπτωση, ενώ ούτε τώρα καταφέραμε να εξάγουμε θετική αύξηση του Social Welfare για λογαριασμό του DSO, που μας αφορά και περισσότερο.



Από την άλλη είχαμε σημαντική περαιτέρω μείωση στο Κόστος Λειτουργίας από πλευράς του ΑΔΜΗΕ που άγγιξε το 17% (16.92%). Συνολικά το παράδειγμά μας οδηγεί σε ενδεχόμενη μείωση 26.58% στους λογαριασμούς καταναλωτών. Τα τελευταία ενθαρρυντικά αποτελέσματα σε συνδυασμό τη σταθερότητα των πρώτων επιβεβαιώνουν την αρχική μας εκτίμηση σχετικά με την μη αναγκαιότητα χρήσης όσο το δυνατόν μεγαλύτερου φορτίου. Επιπλέον οι σταθερές τιμές στα περισσότερα εξ' αυτών σε όλα τα παραδείγματα που υλοποιήθηκαν, μας οδηγούν στο συμπέρασμα πως η μεταβολή των ποιοτικών δεικτών δεν συνδέεται άμεσα τη μορφολογία του Δικτύου, αλλά με τα οικονομικά στοιχεία (budget, ROI, interest rate, yearlife κλπ).

Στα επόμενα κεφάλαια θα εξετάσουμε καλύτερα αυτά και την πραγματική επίδραση τους στο πρόβλημα.

4.4.2 Οικονομικά Στοιχεία της Μοντελοποίησης

Όπως είχαμε γράψει εισαγωγικά, στο δεύτερο σκέλος της μοντελοποίησης θα εξετάσουμε διαφορετικά οικονομικά σενάρια που αφορούν τις προς σχεδιασμό επενδύσεις. Όπως είδαμε προηγουμένως, με τα υψηλά όρια χρηματοδότης, τις οικονομικές τιμές αγοράς DER καθώς και το ελκυστικό σχήμα δανειοδότησης είχαμε εξόχως ικανοποιητικά αποτελέσματα για τους επενδυτές του Δικτύου. Παράλληλα είχαμε σταθερά μια υποθετική μείωση στους λογαριασμούς των καταναλωτών της τάξης του 25%. Δεν παρατηρήθηκε ποτέ Lost Load, ενώ το Generation Cost του ΑΔΜΗΕ ήταν σταθερά μειωμένο κατά 15%.

Από την άλλη, προηγουμένως δεν καταφέραμε να πιάσουμε μια θετική αύξηση του social welfare από πλευράς του ΑΔΜΗΕ και του ΔΕΔΔΗΕ, οπότε στην παρούσα πειραματική μοντελοποίηση, θα προσπαθήσουμε να πιάσουμε αυτό το στόχο. Από την άλλη θα δοκιμάσουμε τα όρια του κέρδους των Επενδυτών και θα εξετάσουμε αν μια ενδεχόμενη μείωση αυτών συνδέεται άμεσα με καλύτερα αποτελέσματα, για το ευρύτερο κοινό καλό (Καταναλωτές, Social Welfare, Decrease in Generation Cost). Η παραπάνω κατεύθυνση εξυπηρετεί έναν ακόμη σκοπό: μπορεί η μοντελοποίηση μας να λειτουργήσει αποδοτικά, ακόμη και σε ένα ασφυκτικό οικονομικό πλαίσιο με περιορισμένο budget, ακριβές τιμές αγοράς μονάδων DER και υψηλά επιτόκια δανειοδότησης;

Αυτά τα ερωτήματα και άλλα πολλά θα απαντήσουμε στις επομένες παραγράφους.

Ως δικτυακό σενάριο θα χρησιμοποιήσουμε αυτό της παραγράφου 4.4.1.3 *Scenario 3: Εξυπηρέτηση μεγάλου φορτίου εκτός δικτύου*, καθώς σε αυτό παρατηρήθηκαν ελαφρώς καλύτερα αποτελέσματα στο Social Welfare, παρά την αύξηση του εξωτερικού φορτίου.

4.4.2.1 Scenario 5: Αύξηση κατά 25% στις τιμές των DER's

Τα δύο δίκτυα που εξετάζουμε διαμορφώνονται ως εξής:

Microgrid 1:

Inflexible Loads		
Bus	Power Factor	Unscaled P (MW)
1	0,994942	1
2	0,994734	1,2
3	0,994808	3
4	0,995	2,5

Microgrid 2:

Inflexible Loads		
Bus	Power Factor	Unscaled P (MW)
1	0,994942	1
2	0,994734	1,2
3	0,994808	3
4	0,995	2,5
5	0,99479	13,5

Όσον αφορά τα οικονομικά μεγέθη, στο σενάριο αυτό οι τιμές αγοράς παραγόμενης ενέργειας ανά τύπο DER, διαμορφώνονται ως εξής:

TC_Solar = 875000, για τα φωτοβολταικά συστήματα

TC_Wind = 875000, για τις ανεμογεννήτριες

TC_Energy = 100000 και TC_Power = 250000, για μπαταρίες

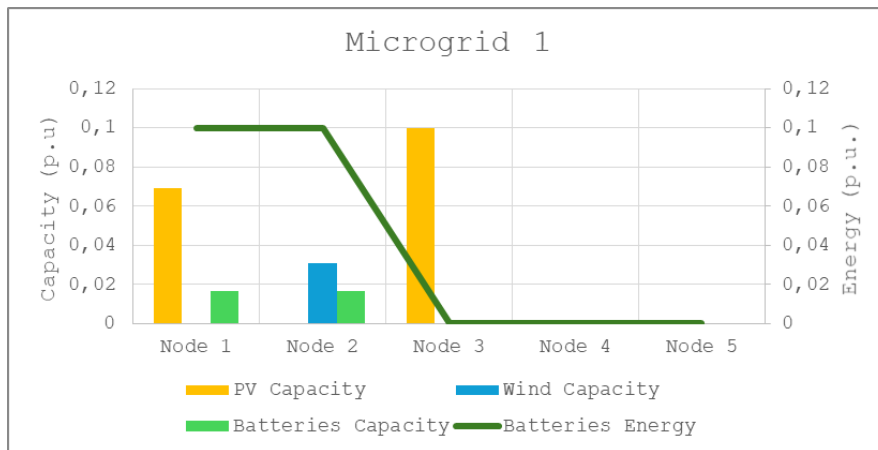
Με τις αυξήσεις που επιβάλλαμε στην αγορά μονάδων παραγωγής ενέργειας, σε συνδυασμό με το σενάριο του αυξημένου φορτίου δεν παρατηρήθηκαν αξιόλογα αποτελέσματα ως προς τα ποιοτικά χαρακτηριστικά της εργασίας. Συγκεκριμένα το συνολικό κόστος παραγωγής των DERs εκτοξεύτηκε στις 619.000 ευρώ, σχεδόν διπλάσιο της προηγούμενης χρήσης, ενώ αναμενόμενα τοποθετήθηκαν οι απαραίτητες γραμμές στο δίκτυο, όπως ακριβώς και στο προηγούμενο απλό δικτυακό σενάριο. Παρακάτω φαίνεται η ακριβής χρήση όλων των μονάδων καθώς των λοιπών ευαίσθητων μεταβλητών επιλογής.

	Microgrid 1				
DERs	Node 1	Node 2	Node 3	Node 4	Node 5
KE	0.1	0.0962	0.0413	0.1	0
KP	0.0167	0.0160	0.0069	0.0167	0
PV	0.1	0.0393	0.0097	null	null
W	0.0002	0.1	0.0775	null	null

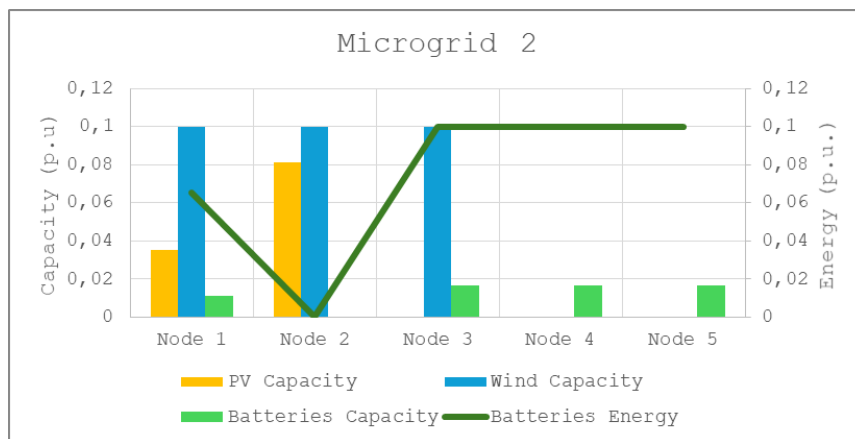
	Microgrid 2				
DERs	Node 1	Node 2	Node 3	Node 4	Node 5
KE	0	0	0	0.1	0
KP	0	0	0	0.0167	0
PV	0.0121	0.0009	0.0005	null	null
W	0.1	0.0309	0.0359	null	null

Candidate Lines	Microgrid 1	Microgrid 2
4	1	1
5	0	1
6	0	0
7	0	1

Στο σημείο αυτό αξίζει να σταθούμε για να ερμηνεύσουμε τα αποτελέσματα αλλά και να επιβεβαιώσουμε τη λογική του αλγορίθμου μας. Στο πρώτο microgrid βλέπουμε αυξημένη χρήση των KE, KP components σε σχέση με τα W, Solar, καθώς τα δεύτερα είναι σημαντικά ακριβότερα πλέον. Αντίθετα στο δεύτερο microgrid, λόγω της τεράστιας αύξησης του φορτίου και της δεδομένης ανάγκης εξυπηρέτησης του, τα ακριβά components παραμένουν αμετάβλητα. Στην ουσία έγινε μερική αναπροσαρμογή της επένδυσης, γεγονός που δείχνει αφενός πως ο αλγόριθμος επιβεβαιώνεται, αλλά από την άλλη αυτό δεν θα πιστώσει ένα καλό ποιοτικό αποτέλεσμα στα διαφορετικά μέλη της εξίσωσης (DSO, TSO, ESPs και καταναλωτές).



Πράγματι, το πιθανό κέρδος επενδυτών μειώθηκε από το υπερβολικό 55% στο 30.96%, οπότε επιτυγχάνεται μια καλύτερη σύγκλιση στο επιθυμητό 20% που ορίσαμε. Το Value of Lost Load, σταθερά μειωμένο κατά 100%, ενώ σε αυτή την περίπτωση η μείωση του Generation Cost έφτασε στο 10.19%, έναντι του ~15% στο απλό δικτυακό σενάριο. Τέλος το γενικότερο Social Welfare του DSO κυμαίνεται στο -3.37%, γεγονός που δείχνει πως η αύξηση των τιμών των DERs κατά κάποιον τρόπο βελτιώνει τη θέση του Διαχειριστή Διανομής. Τέλος η ενδεχόμενη μείωση στους λογαριασμούς καταναλωτών κυμαίνεται στο 16.5%, ενώ στα προηγούμενα σενάρια ξεπερνούσε σταθερά το 20%.



Σαν γενικό συμπέρασμα από την ανωτέρω παραμετροποίηση, μπορούμε να κρατήσουμε πως παρά τις αντίξοες συνθήκες στις οποίες υποβλήθηκε ο αλγόριθμος, κατάφερε να φέρει ποιοτικά αποτελέσματα πολύ κοντά στα προηγούμενα, προστατεύοντας, τα περισσότερα αντισυμβαλλόμενα μέρη. Είδαμε πως μια μεγάλη αύξηση στις τιμές αγοράς DER, περιορίζει σημαντικά τα κέρδη των επενδυτών, αλλά αυτή η αύξηση δεν μεταφράζεται θετικά για τους καταναλωτές, ούτε σημαντικά για το Social Welfare.

4.4.2.2 Scenario 6: Ασφυκτικό χρηματοδοτικό πλαίσιο

Στο παρόν σενάριο επαναφέρουμε τις τιμές αγοράς μονάδων DER στα προηγούμενα επίπεδα, αλλά παράλληλα καταστρώνουμε ένα πιο ασφυκτικό πλαίσιο χρηματοδότησης των ιδιωτικών επενδύσεων από μεριάς των ESP.

Συγκεκριμένα, αυξάνουμε κατά 50% το επιτόκιο χρηματοδότησης, πλέον φτάνει το 7,5% και μειώνουμε τα έτη αποπληρωμής από 15 στα 12, για επενδύσεις που αφορούν τοποθέτηση DERs. Αντίστοιχο είναι το επιτόκιο για τις επενδύσεις του DSO σε γραμμές διανομής, με την περίοδο αποπληρωμής να μειώνεται από 30 σε 20 χρόνια.

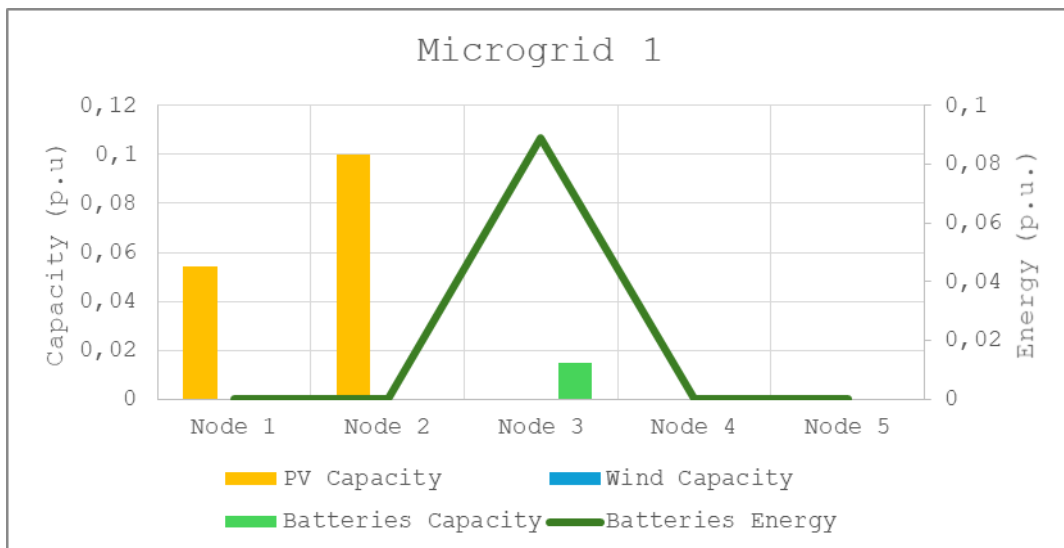
Το δίκτυο που επιβάλλονται οι προαναφερθέντες αλλαγές είναι πάλι το αυτό του Scenario 3, οπότε δεν επαναλαμβάνουμε εδώ τη διάρθρωση του. Όσον αφορά τη χρήση παραγωγικών μονάδων στο σενάριο αυτό λαμβάνουμε την παρακάτω εικόνα.

	Microgrid 1				
DERs	Node 1	Node 2	Node 3	Node 4	Node 5
KE	0.1	0.0962	0.0413	0.1	0
KP	0.0167	0.0160	0.0069	0.0167	0
PV	0.1	0.0393	0.0097	null	null
W	0.0002	0.1	0.0775	null	null

	Microgrid 2				
DERs	Node 1	Node 2	Node 3	Node 4	Node 5
KE	0	0	0	0.1	0
KP	0	0	0	0.0167	0
PV	0.0121	0.0009	0.0005	null	null
W	0.1	0.0309	0.0359	null	null

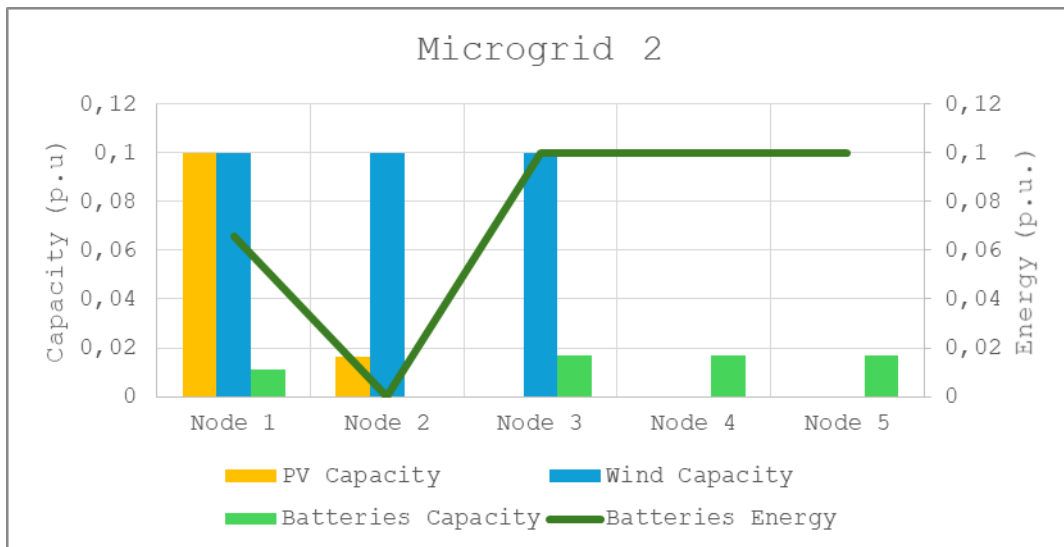
CL	Microgrid 1	Microgrid 2
4	1	1
5	0	0
6	0	0
7	0	0

Εδώ παρατηρούμε πως το συνολικό κόστος χρήσης των επενδύσεων αυτών μειώθηκε σημαντικά στα 450.000 ευρώ, ενώ στο δεύτερο microgrid είχαμε αντίστοιχη χρήση λόγω της δεδομένης ζήτησης σε φορτίο.



Εφόσον, ο αλγόριθμος καταλήγει πάλι σε βέλτιστη λύση, στο σενάριο αυτό δεν θα ασχοληθούμε περαιτέρω με τα ποσοτικά χαρακτηριστικά που παράγει, αλλά με τα ποιοτικά.

Αναλυτικότερα, είχαμε για πρώτη φορά σημαντική σύγκλιση στο επιθυμητό 20% του πιθανού κέρδους επενδυτών, συγκεκριμένα 24.67%, σταθερά 100% decrease στο Value of Lost Load και μείωση 8.03% στο Κόστος Λειτουργίας του TSO.



Αυτό που προκαλεί μεγαλύτερη αίσθηση είναι το increase στο Social Welfare καθώς φτάνει σημαντικά στο 0 (ήταν πάντα αρνητικό), γεγονός που μας οδηγεί σε μεγαλύτερη πίεση προς αυτήν την κατεύθυνση. Τέλος οι καταναλωτές είδαν πάλι σημαντικές μειώσεις στους λογαριασμούς τους κατά 14.23%.

Το γενικότερο συμπέρασμα, που εξάγουμε είναι πως ο αλγόριθμός μας παραμένει λειτουργικός και αποτελεσματικός και σε αυτό το ασφυκτικό πλαίσιο χρηματοδότησης, των υψηλών επιτοκίων και της μικρής περιόδου αποπληρωμής και καθίσταται ένα πραγματικά χρήσιμο εργαλείο συμβουλευτικής επενδυτικής πολιτικής, είτε για τον Διαχειριστή Διανομής είτε για τους Ιδιώτες Επενδυτές.

Κεφάλαιο 5: Συμπεράσματα Εργασίας

Το θέμα της παρούσας διπλωματικής θα μπορούσε να χαρακτηριστεί πολυεπίπεδο και συνεκτικό ως προς τους τομείς και τα αντικείμενα της Σχολής, καθώς εμπλέκει στοιχεία από την επιστήμη της διαχείρισης ηλεκτρικής ενέργειας, των έξυπνων δικτύων και της οικονομικής στρατηγικής.

Ως βασικός στόχος της εργασίας ορίστηκε η κατάστρωση ενός αποδοτικού, λειτουργικού και χρήσιμου μαθηματικού εργαλείου που θα βοηθούσε στην επενδυτική στρατηγική τόσο δημόσιους οργανισμούς όπως ο εγχώριος DSO, όπως και οι Ιδιώτες Επενδυτές.

Ακόμη να αναδείξει πιο emphaticά, τα πλεονεκτήματα των smart grids, έναντι των παραδοσιακών μονόδρομων δικτύων διανομής. Και αυτό όχι με απλή παράθεση θεωρητικών στοιχείων, αλλά με συγκεκριμένη παραμετροποίηση υφισταμένων δικτύων με μονάδες παραγωγής, ζήτηση φορτίου σε συγκεκριμένους ζυγούς μέσα από μια δυναμική αλληλεπίδραση.

Τέλος, δεν παραλήφθηκε η αξιοποίηση των παραπάνω μαθηματικών εξισώσεων και μοντελοποιήσεων με στόχο την εξαγωγή και ποιοτικών αποτελεσμάτων που αφορούν τους Κρατικούς Οργανισμούς, ιδιώτες επενδυτές και οικιακούς μικροπαραγωγούς ενέργειας αλλά και τους τελικούς καταναλωτές.

Ως προς τη λειτουργικότητα του αλγορίθμου και την επαλήθευση των εξισώσεων, αυτό θεωρούμε πως επιτεύχθηκε καθώς ο αλγόριθμος επίλυσης κατάφερε σταθερά να φτάσει σε λύση και μάλιστα βέλτιστη. Είτε αυτό αφορούσε ένα απαιτητικό δικτυακό μοντέλο, είτε ένα ασφυκτικό οικονομικό πλαίσιο εφαρμογής, ο αλγόριθμος προσέφερε λύση στο πρόβλημα, την οικονομικότερη δυνατή, εξυπηρετώντας κάθε φορά την απαιτούμενη ζήτηση σε φορτίο.

Ως προς την ανάδειξη των πλεονεκτημάτων των smart grids, αυτό επίσης στέφθηκε με επιτυχία, καθώς σε όλη τη διάρθρωση των σεναρίων, είδαμε πως μπορούν να επικοινωνήσουν ένας DSO με τα διάφορα DER's που φιλοξενεί σε ζυγούς του δικτύου του, την εξυπηρέτηση των καταναλωτών που προσφέρει αυτή η επικοινωνία σε πραγματικά μεγέθη, καθώς και την εξοικονόμηση τόσο οικονομικών πόρων, όσο και ενέργειας.

Επιπλέον, όσων αφορά τα smart grids, καθώς συχνά ανοίγει η συζήτηση για νέες επενδύσεις στις δημόσιες υποδομές ενέργειας, μέσω της παρούσας εργασίας γίνεται σαφές, πως η αναδιαμόρφωση του παραδοσιακού δικτύου σε ένα smart grid, δεν αποτελεί απλώς μια υπερβολική, δαπανηρή κίνηση. Αλλά μπορεί να οδηγήσει σε σημαντική εξοικονόμηση πόρων, να προωθήσει τον ενεργειακό εκδημοκρατισμό αλλά και να ωφελήσει σημαντικά το περιβάλλον. Και μάλιστα όλα αυτά με τρόπο βέλτιστο, αποδοτικό και συγκριτικά οικονομικό.

Στο πεδίο των ποσοτικών-οικονομικών αποτελεσμάτων, η εργασία κατάφερε να δώσει σημαντικές εναλλακτικές λύσεις για τους εμπλεκόμενους παίκτες της αγοράς ενέργειας. Συνυπολογίζοντας κάθε φορά ακόμη και αποτρεπτικές επενδυτικές συνθήκες, μέσω των εξισώσεων, τόσο ο DSO όσο και οι Ιδιώτες Επενδυτές είχαν στο τέλος στα χέρια τους μια αναλυτική, ασφαλή επενδυτική πρόταση, καθώς τα τόσο τα εξασφαλισμένα κέρδη των τελευταίων, όσο και η διατήρηση της ισορροπίας του δικτύου δεν τέθηκαν ποτέ υπό αμφισβήτηση.

Τέλος στο πεδίο των ποιοτικών αποτελεσμάτων, η ανάλυση που διεξήγαμε ήταν τις περισσότερες εκ των περιπτώσεων ενθαρρυντική. Υψηλά ποσοστά κερδοφορίας για τις ενδεχόμενες επενδύσεις είτε εταιριών παραγωγής ή παροχής ηλεκτρικής ενέργειας, είτε για οικιακές επενδύσεις μικροπαραγωγών. Επιπλέον παρατηρήθηκε καθ' όλη τη διάρκεια της ανάλυσης διασφάλιση στην ακεραιότητα του Δικτύου Διανομής αλλά και μειώσεις στο Κόστος Λειτουργίας του Δικτύου Μεταφοράς. Ένα ακόμη ενθαρρυντικό στοιχείο είναι πως η ανάλυση κατέληγε σε ενδεχόμενες μειώσεις για τους οικιακούς καταναλωτές, αν και το συγκεκριμένο στοιχείο μεταφράζεται περισσότερο σε "περιθώριο για μειώσεις", καθώς η τελική απόφαση για κάτι τέτοιο είναι συνάρτηση περισσότερων παραγόντων και όχι απλώς των δυνατοτήτων του δικτύου ή της ευελιξίας της αγοράς. Τέλος η εργασία δεν κατάφερε να εξάγει υψηλά θετικά για το συνολικό social welfare, αλλά αυτό δεν μπορεί να ακυρώσει το συνολικό θετικό αντίκτυπό της. Το συγκεκριμένο στοιχείο αφήνεται προς εξέταση σε μελλοντικές εργασίες.

Βιβλιογραφία

- [1] ΑΔΜΗΕ. Η εταιρία με μια ματιά. Διαθέσιμο online στο: <https://www.admie.gr/i-etaireia/me-mia-matia>
- [2] Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας, Βικιπαιδεία. Διαθέσιμο στο: https://el.wikipedia.org/wiki/Ανεξάρτητος_Διαχειριστής_Μεταφοράς_Ηλεκτρικής_Ενέργειας#cite_ref-2
- [3] Διαχειριστής Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας, Βικιπαιδεία, Διαθέσιμο στο: https://el.wikipedia.org/wiki/Διαχειριστής_Ελληνικού_Δικτύου_Διανομής_Ηλεκτρικής_Ενέργειας
- [4] Ρυθμιστικό Πλαίσιο. Η ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε. Διαθέσιμο στο: <https://deddie.gr/el/deddie/i-etaireia/ruthmistiko-plaisio/>
- [5] ΔΕΔΔΗΕ. Βασικά μεγέθη του δικτύου διανομής ηλεκτρισμού. Διαθέσιμο στο: <https://deddie.gr/el/deddie/to-diktuo-ilektrismou/vasika-megethi-tou-diktuou-ilektrismou/>
- [6] Unlocking the Potential of Distributed Energy Resources. Distributed energy resources are creating new power system opportunities, and also challenges, IEA. Διαθέσιμο στο: <https://www.iea.org/reports/unlocking-the-potential-of-distributed-energy-resources/executive-summary>
- [7] EU Commission Task Force for Smart Grids. Expert Group 1: Functionalities of Smart Grids and Smart Meters. Διαθέσιμο στο: https://web.archive.org/web/20200414144309/http://www.ieadsm.org/wp/files/Tasks/Task%2017%20-%20Integration%20of%20Demand%20Side%20Management,%20Energy%20Efficiency,%20Distributed%20Generation%20and%20Renewable%20Energy%20Sources/Background%20material/Eg1%20document%20v_24sep2010%20conf.pdf
- [8] Smart Grid, Βικιπαιδεία, Αγγλική Έκδοση. Διαθέσιμο στο: https://en.wikipedia.org/wiki/Smart_grid
- [9] Types of Legislation, EU official Website. Διαθέσιμο στο: https://european-union.europa.eu/institutions-law-budget/law/types-legislation_en
- [10] Θεματολογικά Δελτία για την Ευρωπαϊκή Ένωση. Εσωτερική Αγορά Ενέργειας. Διαθέσιμο στο:

<https://www.europarl.europa.eu/factsheets/el/sheet/45/internal-energy-market>

- [11] DIRECTIVE (EU) 2019/944 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 5 June 2019, Official Journal of the European Union. Διαθέσιμο στο: <https://faolex.fao.org/docs/pdf/eur187976.pdf>
- [12] The revised Renewable Energy Directive, adopted in 2023, raises the EU's binding renewable energy target. Renewable Energy Targets. Διαθέσιμο στο: https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/renewable-energy-targets_en#documents
- [13] Co-optimization of Distributed Renewable Energy and Storage Investment Decisions in a TSO-DSO Coordination Framework, Konstantinos Steriotis et al.
- [14] Bi-level Expansion Planning Method for Active Distribution Network Considering Dynamic Network Reconfiguration, ZHANG Liang et al.
- [15] Coordinated scheme for expansion planning of distribution networks: a bilevel game approach, Tohid Akbari et al.
- [16] Distribution network expansion planning and DG placement in the presence of uncertainties, Reza Hemmati et al.
- [17] Joint Expansion Planning of Distributed Generation and Distribution Networks, Gregorio Muñoz-Delgado et al.