



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών

και Μηχανικών Υπολογιστών

Τομέας Ηλεκτρικής Ισχύος

**Συν-βελτιστοποίηση ενέργειας και εφεδρειών με
περιορισμούς παράδοσης εφεδρειών σε μεγάλα δίκτυα**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

ΑΝΑΣΤΑΣΙΟΣ ΓΚΟΤΣΗΣ

Επιβλέπων: Αντώνιος Παπαβασιλείου,

Επίκουρος Καθηγητής ΕΜΠ

Αθήνα, Οκτώβριος 2025



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών

και Μηχανικών Υπολογιστών

Τομέας Ηλεκτρικής Ισχύος

Συν-βελτιστοποίηση ενέργειας και εφεδρειών με περιορισμούς παράδοσης εφεδρειών σε μεγάλα δίκτυα

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

ΑΝΑΣΤΑΣΙΟΣ ΓΚΟΤΣΗΣ

Επιβλέπων : Αντώνιος Παπαβασιλείου

Επίκουρος Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την 23^η Οκτωβρίου 2025

.....
Αντώνιος Παπαβασιλείου
Επίκουρος Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....
Άρης-Ευάγγελος Δημέας
Επίκουρος Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....
Πάυλος Γεωργιλάκης
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Οκτώβριος 2025

Αναστάσιος Γκότσης

Διπλωματούχος Ηλεκτρολόγος Μηχανικός και Μηχανικός Υπολογιστών Ε.Μ.Π

Copyright © Αναστάσιος Γκότσης, 2025

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.

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Η παρούσα διπλωματική εργασία εξετάζει την από κοινού βελτιστοποίηση ενέργειας και εφεδρειών σε ολοκληρωμένα συστήματα ηλεκτρικής ισχύος, όπου τα δίκτυα μεταφοράς και διανομής συνυπολογίζονται εντός ενός ενιαίου πλαισίου λήψης αποφάσεων. Η αυξανόμενη διείσδυση αποκεντρωμένων πόρων και ανανεώσιμων πηγών ενέργειας μεταβάλλει τη δομή και τις απαιτήσεις των δικτύων, καθιστώντας απαραίτητο τον συντονισμό μεταξύ Διαχειριστή Συστήματος Μεταφοράς (TSO) και Διαχειριστών Δικτύων Διανομής (DSOs).

Αντικείμενο της εργασίας αποτελεί η ανάπτυξη ενός μαθηματικού μοντέλου τύπου Unit Commitment (UC), το οποίο λαμβάνει υπόψη τη χωρική κατανομή των μονάδων, τους τεχνικούς περιορισμούς λειτουργίας και τους φυσικούς περιορισμούς ροής ισχύος στα δίκτυα. Το μοντέλο ενσωματώνει την έννοια της παραδοτέας εφεδρείας (Reserve Deliverability) και αξιοποιεί καμπύλες ORDC (Operating Reserve Demand Curves) για τη ρεαλιστική αποτύπωση της αξίας ευελιξίας υπό διαφορετικές συνθήκες λειτουργίας.

Αναπτύσσονται τρία εναλλακτικά σχέδια λειτουργίας, τα οποία επιτρέπουν τη σύγκριση μεταξύ ενεργειακών αγορών χωρίς εφεδρεία, αγορών με ενιαία ζήτηση εφεδρείας και αγορών που περιλαμβάνουν τοπολογικούς περιορισμούς παράδοσης εφεδρείας. Μέσα από ένα σύνολο αντιπροσωπευτικών ημερών προσομοίωσης, αξιολογείται η επίδραση της δομής των δικτύων στη διαμόρφωση των τιμών ενέργειας και εφεδρείας, καθώς και στην αποδοτική αξιοποίηση των διαθέσιμων πόρων.

Τα αποτελέσματα αναδεικνύουν τη σημασία της χωρικής διάστασης και της ρεαλιστικής μοντελοποίησης των περιορισμών παράδοσης εφεδρείας για την ορθή αποτίμηση των μηχανισμών αγοράς και την επίτευξη αποτελεσματικού συντονισμού μεταξύ TSO και DSO.

ΛΕΞΕΙΣ ΚΛΕΙΔΙΑ

Αγορές ηλεκτρικής ενέργειας, Δέσμευση Μονάδων, Εφεδρεία, Παράδοση Εφεδρείας, Καμπύλες Ζήτησης Λειτουργικής Εφεδρείας, Συντονισμός TSO–DSO, Δίκτυα Διανομής, Τοπική τιμολόγηση ενέργειας.

ABSTRACT

This thesis investigates the joint optimization of energy and reserve scheduling in integrated power systems, where transmission and distribution networks are modeled within a unified decision-making framework. The increasing penetration of distributed energy resources and renewable generation reshapes network operation, emphasizing the need for enhanced coordination between the Transmission System Operator (TSO) and Distribution System Operators (DSOs).

The proposed work develops a Unit Commitment (UC) model that explicitly accounts for the spatial allocation of generation units, operational constraints, and physical power flow limits. The model introduces the concept of Reserve Deliverability and employs Operating Reserve Demand Curves (ORDC) to represent the value of flexibility under varying operating conditions.

Three alternative market designs are formulated, enabling a comparison between energy-only markets, centralized reserve procurement, and a coordinated framework that considers network topology and reserve delivery constraints. Through representative day simulations, the study assesses how network structure influences energy and reserve price formation, as well as the efficient utilization of available resources.

The results highlight the importance of spatial representation and realistic modeling of reserve deliverability constraints for accurate market valuation and effective coordination between the transmission and distribution levels.

KEYWORDS

Electricity markets, Unit Commitment, Operating Reserve Demand Curves, Reserve Deliverability, TSO–DSO coordination, Distribution networks, Locational Marginal Pricing, Flexibility services.

ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ

Με την ολοκλήρωση της διπλωματικής μου εργασίας ολοκληρώνεται και η φοίτησή μου στο τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών του ΕΜΠ. Το ταξίδι αυτό των 5 χρόνων θα με συνοδεύει σε όλη μου τη ζωή και θα μου υπενθυμίζει πάντα πώς τίποτα δεν είναι ακατόρθωτο αρκεί κανείς να έχει πίστη στον εαυτό του και τις δυνατότητές του. Είμαι σίγουρος ότι θα κοιτάζω πίσω στα φοιτητικά μου χρόνια με νοσταλγία και ευγνωμοσύνη. Όλα αυτά όμως δε θα ήταν εφικτά χωρίς τους ανθρώπους που στάθηκαν δίπλα μου όλα αυτά τα χρόνια.

Θα ήθελα αρχικά να ευχαριστήσω τον επιβλέποντα καθηγητή μου, κ. Αντώνη Παπαβασιλείου. Πρωτίστως γιατί με την καθοδήγησή του, εντός και εκτός σχολής και την άψογη επιστημονική του κατάρτιση με ενέπνευσε να ασχοληθώ με τον κόσμο της βελτιστοποίησης των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας. Επίσης, για την ευκαιρία που μου έδωσε να εκπονήσω τη διπλωματική μου εργασία υπό την επίβλεψή του.

Επιπλέον, θα ήθελα να ευχαριστήσω τον Zejun Ruan για την εξαιρετική συνεργασία μας τον τελευταίο χρόνο. Οι ώρες που αφιέρωσε, η άριστη του καθοδήγηση με ουσιαστικές ιδέες και η ενθάρρυνση που λάμβανα όταν συναντούσα δυσκολίες σίγουρα είναι τα στοιχεία που κατέστησαν την ολοκλήρωση αυτής της εργασίας δυνατή. Γι' αυτούς τους λόγους είμαι βαθύτατα ευγνώμων.

Φυσικά, το μεγαλύτερο «ευχαριστώ» το οφείλω στους γονείς μου, Δημήτρη και Νατάσα, στην αδερφή μου Μαριάντα και στη θεία και νονά μου, Αγγελική. Είναι οι άνθρωποι που έχουν διαμορφώσει τον χαρακτήρα μου και με στηρίζουν κάθε μέρα με όλη τους τη δύναμη. Από μικρό παιδί, μου έδειξαν εμπράκτως τι σημαίνει να στέκεται κανείς στα πόδια του, να έχει αξιοπρέπεια και να μη φοβάται να ονειρεύεται.

Τέλος, ευχαριστώ όλους τους φίλους μου που πάντα πιστεύουν σε εμένα και με στηρίζουν με όλη τους την καρδιά. Ιδιαίτερως τους συμφοιτητές μου, Γιάννη, Κώστα, Αναστάση και Χρόνη, για τις ατελείωτες ώρες διαβάσματος και προσπάθειας που μοιραστήκαμε. Ευχαριστώ που κάνατε αυτά τα χρόνια να περάσουν ευχάριστα με πολλές όμορφες στιγμές.

Αθήνα, Οκτώβριος 2025

Αναστάσιος Γκότσης

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

ΠΕΡΙΛΗΨΗ	5
ΛΕΞΕΙΣ ΚΛΕΙΔΙΑ	5
ABSTRACT	7
KEYWORDS	7
ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ	9
ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΣΧΗΜΑΤΩΝ	13
ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΠΙΝΑΚΩΝ	14
Κεφάλαιο 1: Εισαγωγή	15
1.1 Κίνητρο και Πρόκληση	15
1.2 Σκοπός και Συνεισφορά της Εργασίας	16
1.3 Μεθοδολογική Προσέγγιση	17
Κεφάλαιο 2: Επισκόπηση βιβλιογραφίας και σχετικών ερευνητικών προσεγγίσεων	18
2.1 Εξέλιξη της έρευνας του TSO-DSO coordination	18
2.1.1 Αρχικά πλαίσια και θεωρητικές βάσεις για τον συντονισμό TSO-DSO	18
2.1.2 Αλγοριθμικές και Μαθηματικές προσεγγίσεις στον συντονισμό TSO-DSO	23
2.2 Σύνοψη και σύνδεση με την παρούσα εργασία	25
Κεφάλαιο 3: Βασικές θεωρητικές αρχές και μοντέλα αναφοράς	26
3.1 Βέλτιστη ροή φορτίου συνεχούς ρεύματος	26
3.1.1 Εισαγωγή στη Βέλτιστη Ροή Ισχύος Συνεχούς Ρεύματος (DCOPF)	26
3.1.2 Μαθηματική Διατύπωση του DCOPF	27
3.1.3 Ισοδύναμο μοντέλο βασισμένο στη χωρητική αγωγιμότητα (B-θ)	30
3.2 Μεικτός αέριος προγραμματισμός και προσεγγίσεις επίλυσης	32
3.3 Πρόβλημα Δέσμευσης Μονάδων	34
3.3.1 Μεταβλητές Απόφασης	35
3.3.2 Βασικοί Περιορισμοί	35
3.3.3 Αντικειμενική Συνάρτηση του προβλήματος	36
3.3.4 Το συνολικό μοντέλο	37
3.4 Εφεδρεία	38
3.4.1 Εισαγωγή	38
3.4.2 Η μετάβαση από την ανελαστική απαίτηση εφεδρειών στις καμπύλες ORDC	38
3.5 Παράδοση εφεδρείας	41

3.6 Τιμολόγηση	44
3.6.1 Τιμολόγηση σε αγορές με μη κυρτότητες	44
3.6.2 Μέθοδοι Τιμολόγησης σε Μη Κυρτά Μοντέλα.....	44
Κεφάλαιο 4: Μαθηματικό μοντέλο και περιγραφή του συστήματος	46
4.1 Παρουσίαση του μοντέλου	46
4.1.1 Απαιτούμενα Σύνολα	46
4.1.2 Παράμετροι των στοιχείων του δικτύου	47
4.1.3 Μεταβλητές απόφασης του μοντέλου.....	47
4.1.4 Περιορισμοί του μοντέλου.....	48
4.1.5 Αντικειμενική Συνάρτηση	50
4.1.6 Συνολικό Μοντέλο	51
4.1.7 Παρατηρήσεις – Ιδιότητες του Μοντέλου	52
4.2 Παρουσίαση του Δικτύου	52
4.2.1 Ακτινικά και μη ακτινικά δίκτυα	52
4.2.2 Παρουσίαση του Δικτύου	54
4.3 Δεδομένα Συστήματος	57
4.4 Σενάρια Σχεδιασμού Αγορών (Market Designs).....	63
Κεφάλαιο 5: Αποτελέσματα της εφαρμογής του μοντέλου	64
5.1 Προφίλ Ζήτησης	64
5.2 Συγκεντρωτικά αποτελέσματα.....	66
5.3 Αποτελέσματα Design 1 – Energy Only	68
5.4 Αποτελέσματα Design 2 – Scarcity	69
5.5 Αποτελέσματα Design 3 – Scarcity & Reserve Deliverability	74
5.6 Case Study ανεξάρτητου παραγωγού	80
5.7 Συμπεράσματα	85
5.7.1 Σύνοψη.....	85
5.7.2 Θέματα για περαιτέρω διερεύνηση.....	85
Παραρτήματα.....	87
Παράρτημα 1: Συντελεστές Διανομής Μεταφοράς Ισχύος	87
Παράρτημα 2: ο πίνακας A	89
ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ.....	90

ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΣΧΗΜΑΤΩΝ

ΣΧΗΜΑ	ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΟ
<u>2.1</u>	Σχηματική απεικόνιση του μετασχηματισμού των δικτύων διανομής σε "έξυπνα συστήματα διανομής"
<u>2.2</u>	Πολυεπίπεδη αρχιτεκτονική συντονισμού TSO–DSO
<u>2.3</u>	Αναπαράσταση των δύο φάσεων διείσδυσης αποκεντρωμένων ενεργειακών πόρων (DERs)
<u>3.1</u>	Αναπαράσταση του μοντέλου DC Optimal Power Flow (DCOPF) με χρήση των συντελεστών κατανομής ροής ισχύος
<u>3.2</u>	Αναπαράσταση του μοντέλου DC Optimal Power Flow (DCOPF) με χρήση των γωνιών φάσης των κόμβων
<u>3.3</u>	Απεικόνιση Συνεχούς & Διακριτής καμπύλης ORDC
<u>4.1</u>	Παράδειγμα ακτινικού δικτύου
<u>4.2</u>	Παράδειγμα μη ακτινικού δικτύου
<u>4.3-4.5</u>	Περιγραφή της διαδικασίας εισαγωγής δικτύου διανομής στο δίκτυο μεταφοράς
<u>4.6</u>	Μέση ημερήσια ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας για τις αντιπροσωπευτικές ημέρες
<u>4.7</u>	Ενδεικτικό παράδειγμα κανονικοποίησης φορτίου σε απλό δίκτυο πέντε κόμβων
<u>4.8</u>	Καμπύλη ORDC χειμώνα
<u>4.9</u>	Καμπύλη ORDC άνοιξης
<u>4.10</u>	Καμπύλη ORDC καλοκαιριού
<u>4.11</u>	Καμπύλη ORDC φθινοπώρου
<u>4.12</u>	Καμπύλες ORDC ανά τετράωρο
<u>5.1</u>	Καμπύλη φορτίου για τις αντιπροσωπευτικές μέρες
<u>5.2</u>	Αναπαράσταση της συνολικής παραγωγής σε σχέση με το φορτίο
<u>5.3</u>	Τιμές ενέργειας (LMPs) στον κόμβο του δικτύου μεταφοράς για το Design 1 – Energy-Only
<u>5.4</u>	Τιμές ενέργειας στον κόμβο του δικτύου μεταφοράς για το Design 2 – Scarcity
<u>5.5</u>	Ημερήσιες τιμές εφεδρείας (reserve prices) για το Design 2 – Scarcity
<u>5.6</u>	Απόδειξη απόρροιας της τιμής εφεδρείας από την καμπύλη ORDC
<u>5.7</u>	Συσχέτιση μεταξύ συνολικής παρεχόμενης εφεδρείας και τιμής αγοράς εφεδρείας για το Design 2
<u>5.8</u>	Συντελεστής χρησιμοποίησης γραμμών του δικτύου για μέγιστο φορτίο (Design 2)
<u>5.9</u>	Συντελεστής χρησιμοποίησης γραμμών του δικτύου για ελάχιστο φορτίο (Design 2)
<u>5.10</u>	Τιμές ενέργειας στον κόμβο του δικτύου μεταφοράς για το Design 3 – Scarcity & Reserve Deliverability
<u>5.11</u>	Τιμές εφεδρείας για το Design 3 στους κόμβους του δικτύου χωρίς συμφόρηση
<u>5.12</u>	Τιμές ενέργειας για κόμβο δικτύου διανομής με συμφόρηση (Design 3)
<u>5.13</u>	Συντελεστής χρησιμοποίησης γραμμών για το Design 3 υπό μέγιστο φορτίο
<u>5.14</u>	Συντελεστής χρησιμοποίησης γραμμών για το Design 3 υπό ελάχιστο φορτίο
<u>5.15</u>	Συγκριτική αποτύπωση κέρδους ανεξάρτητου παραγωγού στον κόμβο του δικτύου μεταφοράς
<u>5.16</u>	Συγκριτική αποτύπωση κέρδους ανεξάρτητου παραγωγού στον κόμβο δικτύου διανομής χωρίς συμφόρηση
<u>5.17</u>	Συγκριτική αποτύπωση κέρδους ανεξάρτητου παραγωγού στον κόμβο δικτύου διανομής με συμφόρηση

ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΠΙΝΑΚΩΝ

Πίνακας	Περιεχόμενο
<u>5.1</u>	Συνολική παραγωγή ενέργειας των γεννητριών σε κάθε σχεδιασμό της αγοράς
<u>5.2</u>	Συνολική παροχή εφεδρείας των γεννητριών σε κάθε σχεδιασμό της αγοράς
<u>5.3</u>	Μέση τιμή ενέργειας ανά σχεδιασμό της αγοράς σε διαφορετικά σημεία του δικτύου
<u>5.4</u>	Μέση τιμή εφεδρείας ανά σχεδιασμό της αγοράς σε διαφορετικά σημεία του δικτύου

Κεφάλαιο 1: Εισαγωγή

Η συνεχώς αυξανόμενη διείσδυση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) και η αποκέντρωση της παραγωγής μεταβάλλουν ριζικά τον τρόπο με τον οποίο λειτουργούν και σχεδιάζονται τα ηλεκτρικά δίκτυα. Η ενσωμάτωση αποκεντρωμένων μονάδων παραγωγής, συστημάτων αποθήκευσης και καταναλωτών με δυνατότητα ευέλικτης απόκρισης δημιουργεί νέες προκλήσεις τόσο στη λειτουργία όσο και στη διαχείριση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Στο πλαίσιο αυτό, ο παραδοσιακός διαχωρισμός μεταξύ Διαχειριστή Συστήματος Μεταφοράς (TSO) και Διαχειριστή Δικτύου Διανομής (DSO) επαναξιολογείται, καθώς οι αποφάσεις που λαμβάνονται στο ένα επίπεδο επηρεάζουν άμεσα τη λειτουργία του άλλου.

Παραδοσιακά, τα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας σχεδιάζονταν με κεντρική φιλοσοφία λειτουργίας, όπου η παραγωγή καθοριζόταν αποκλειστικά στο επίπεδο μεταφοράς και τα δίκτυα διανομής είχαν παθητικό ρόλο. Ωστόσο, η διείσδυση διεσπαρμένης παραγωγής (Distributed Generation – DG) και η ενεργός συμμετοχή των χρηστών καθιστούν αναγκαία την ανάπτυξη μηχανισμών συντονισμού (coordination mechanisms) μεταξύ TSO και DSO, προκειμένου να εξασφαλίζεται η οικονομική και ασφαλής λειτουργία του συνολικού συστήματος.

Ένα από τα βασικά ζητήματα που αναδεικνύονται στο νέο αυτό πλαίσιο είναι η αποδοτική κατανομή και τιμολόγηση των εφεδρειών. Η επάρκεια και η χωρική διαθεσιμότητα εφεδρείας δεν αφορούν πλέον μόνο το επίπεδο μεταφοράς αλλά και το επίπεδο διανομής, όπου εμφανίζονται σημαντικές δυνατότητες παροχής επικουρικών υπηρεσιών από μικρές μονάδες και πόρους ευελιξίας. Η ανάγκη για ολοκληρωμένα μοντέλα που αποτυπώνουν ταυτόχρονα τα δίκτυα TN και DN αποτελεί συνεπώς κρίσιμο πεδίο έρευνας, καθώς επιτρέπει την ανάλυση των αλληλεπιδράσεων και τη βέλτιστη αξιοποίηση των διαθέσιμων πόρων.

Η παρούσα εργασία εντάσσεται σε αυτό το πλαίσιο, επιχειρώντας να μελετήσει τη συμπεριφορά ενός ενοποιημένου μοντέλου Unit Commitment (UC), το οποίο συνδυάζει τη λειτουργία των δικτύων μεταφοράς και διανομής, εξετάζοντας παράλληλα τη διαμόρφωση των τιμών ενέργειας και εφεδρείας μέσω της εφαρμογής καμπυλών ORDC (Operating Reserve Demand Curves). Η ανάλυση εστιάζει στον τρόπο με τον οποίο ο σχεδιασμός του συστήματος και η χωρική διάταξη των δικτύων επηρεάζουν τα οικονομικά σήματα και την κατανομή των πόρων.

1.1 Κίνητρο και Πρόκληση

Η λειτουργία των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας έχει σχεδιαστεί παραδοσιακά με γνώμονα τη βέλτιστη κατανομή της παραγωγής στο επίπεδο μεταφοράς, με περιορισμένη συμμετοχή των δικτύων διανομής στις διαδικασίες βελτιστοποίησης. Ωστόσο, η ταχεία διείσδυση διεσπαρμένων ενεργειακών πόρων (Distributed Energy Resources – DERs), όπως φωτοβολταϊκά, μικρές ανεμογεννήτριες και μονάδες αποθήκευσης, μεταβάλλει τη ροή ισχύος και καθιστά αναγκαία τη συμμετοχή των Δικτύων Διανομής στις αγορές ενέργειας και εφεδρείας.

Η πρόκληση που προκύπτει αφορά τον συντονισμό μεταξύ TSO και DSO, ώστε οι αποφάσεις που λαμβάνονται σε κάθε επίπεδο να οδηγούν σε συνολικά αποδοτική και ασφαλή λειτουργία. Από τη μία πλευρά, ο TSO επιδιώκει τη διατήρηση της ισορροπίας ισχύος και την εξασφάλιση επάρκειας εφεδρείας στο σύστημα μεταφοράς. Από την άλλη, ο DSO καλείται να διαχειριστεί ένα σύνολο τοπικών πόρων με διαφορετικά τεχνικά χαρακτηριστικά, περιορισμούς δικτύου και δυνατότητες παροχής επικουρικών υπηρεσιών.

Σε αυτό το πλαίσιο, η απουσία ενός ενοποιημένου μοντέλου που να συνυπολογίζει ταυτόχρονα τις αλληλεπιδράσεις των δύο επιπέδων οδηγεί συχνά σε αναποτελεσματική αξιοποίηση των διαθέσιμων εφεδρειών, μη ρεαλιστική αποτύπωση των τοπικών περιορισμών του δικτύου, και παραμόρφωση των σημάτων τιμών (LMPs και reserve prices).

Επιπλέον, τα περισσότερα υπάρχοντα μοντέλα Unit Commitment δεν αποτυπώνουν την τοπολογική και λειτουργική διαφοροποίηση των Δικτύων Διανομής, αντιμετωπίζοντάς τα ως ενιαίο κόμβο ή απλοποιημένο φορτίο. Αυτό καθιστά δύσκολη την ανάλυση της επίδρασης που έχει η τοποθέτηση των κόμβων εφεδρείας και η διασύνδεση των DNs με το δίκτυο μεταφοράς στη συνολική κατανομή των πόρων.

Η παρούσα εργασία στοχεύει να απαντήσει σε αυτές τις προκλήσεις, προτείνοντας ένα μοντέλο ενιαίας βελτιστοποίησης UC που λαμβάνει υπόψη τη γεωγραφική και λειτουργική πολυπλοκότητα του συστήματος. Μέσω της χρήσης καμπυλών ORDC, επιχειρείται η αποτύπωση της σχέσης μεταξύ ελλείμματος εφεδρείας και τιμής αγοράς, με τρόπο που να επιτρέπει την εκτίμηση του πραγματικού κόστους ευελιξίας σε κάθε επίπεδο δικτύου.

1.2 Σκοπός και Συνεισφορά της Εργασίας

Σκοπός της παρούσας διπλωματικής εργασίας είναι η ανάπτυξη και αξιολόγηση ενός ενοποιημένου μοντέλου Unit Commitment (UC), το οποίο αποτυπώνει ταυτόχρονα τη λειτουργία του δικτύου μεταφοράς (Transmission Network – TN) και πολλών δικτύων διανομής (Distribution Networks – DN). Το μοντέλο εστιάζει στη διαδικασία παράδοσης εφεδρείας (Reserve Deliverability) από μονάδες που ανήκουν είτε στο TN είτε στα DN, προς κόμβους ζήτησης εφεδρείας που βρίσκονται στο δίκτυο μεταφοράς.

Η βασική καινοτομία της εργασίας εντοπίζεται στην ρητή αναπαράσταση των περιορισμών παράδοσης εφεδρείας, οι οποίοι λαμβάνουν υπόψη τη φυσική ικανότητα ροής του συστήματος και τη συνδεσιμότητα μεταξύ των επιπέδων TN και DN. Με τον τρόπο αυτό, διερευνάται πώς η χωρική δομή και η διασύνδεση των Δικτύων Διανομής επηρεάζουν τη διαθεσιμότητα και την αποδοτική κατανομή των εφεδρειών, καθώς και τη διαμόρφωση των σχετικών τιμών.

Για τον σκοπό αυτό αναπτύχθηκαν τρία διακριτά σχέδια λειτουργίας (designs). Το πρώτο λειτουργεί ως σημείο αναφοράς χωρίς εφεδρεία, το δεύτερο εισάγει ενιαία ζήτηση εφεδρείας στο επίπεδο του TN, ενώ το τρίτο επεκτείνει το μοντέλο ώστε να λαμβάνει υπόψη την τοπολογία των Δικτύων

Διανομής και τους περιορισμούς μεταφοράς, επιτρέποντας την αποτίμηση των επιπτώσεων της δομής του συστήματος στη δυνατότητα παράδοσης εφεδρείας.

Η εργασία φιλοδοξεί να αναδείξει τη σημασία της ρεαλιστικής αναπαράστασης της παράδοσης εφεδρείας και τη σύνδεση μεταξύ τοπολογίας δικτύου και τιμολόγησης των υπηρεσιών ευελιξίας, συμβάλλοντας στην κατανόηση των μηχανισμών που διέπουν τον συντονισμό TSO–DSO στο πλαίσιο των μελλοντικών αγορών ενέργειας.

1.3 Μεθοδολογική Προσέγγιση

Η ερευνητική προσέγγιση που ακολουθήθηκε βασίζεται στην ανάπτυξη ενός μαθηματικού μοντέλου βελτιστοποίησης τύπου Unit Commitment (UC), το οποίο επιλύεται με τεχνικές μεικτού ακέραιου γραμμικού προγραμματισμού. Το μοντέλο αποσκοπεί στη βέλτιστη κατανομή παραγωγής και εφεδρείας, λαμβάνοντας υπόψη χρονικούς, τεχνικούς και λειτουργικούς περιορισμούς των μονάδων και των δικτύων.

Η διαδικασία ξεκινά με τη δημιουργία του συστήματος δεδομένων, το οποίο περιλαμβάνει τους κόμβους, τις γραμμές μεταφοράς, τα όρια ισχύος και τις τεχνικές παραμέτρους των μονάδων παραγωγής. Οι ροές ισχύος προσεγγίζονται με γραμμικό μοντέλο DC, ώστε να επιτυγχάνεται ισορροπία μεταξύ ακρίβειας και υπολογιστικής αποδοτικότητας.

Στη συνέχεια πραγματοποιείται η επίλυση του μοντέλου για ένα σύνολο αντιπροσωπευτικών ημερών, που καλύπτουν διαφορετικές εποχές και τύπους ημερών (εργάσιμες και μη εργάσιμες). Η επιλογή αυτού του δείγματος επιτρέπει την ανάλυση της λειτουργικής συμπεριφοράς του συστήματος υπό ρεαλιστικές συνθήκες, χωρίς να απαιτείται προσομοίωση ολόκληρου του έτους.

Κατά την επίλυση, το λογισμικό υπολογίζει τις δυικές μεταβλητές των περιορισμών ισορροπίας, από τις οποίες προκύπτουν οι τιμές ενέργειας (LMPs) και οι τιμές εφεδρείας. Οι τιμές αυτές αξιοποιούνται στη φάση της ανάλυσης των αποτελεσμάτων, όπου συγκρίνονται τα σενάρια λειτουργίας και αξιολογούνται οι επιπτώσεις των τεχνικών και χωρικών παραγόντων στη λειτουργία της αγοράς και του συστήματος.

Η μεθοδολογική αυτή διαδικασία επιτρέπει τη συστηματική αξιολόγηση των επιπτώσεων που έχουν οι λειτουργικοί περιορισμοί και η τοπολογία του συστήματος στις τιμές, στην κατανομή των πόρων και στην αποδοτικότητα της συνολικής λειτουργίας.

Κεφάλαιο 2: Επισκόπηση βιβλιογραφίας και σχετικών ερευνητικών προσεγγίσεων

Τα σύγχρονα δίκτυα διανομής χαρακτηρίζονται από την αυξανόμενη διείσδυση αποκεντρωμένων ενεργειακών πόρων (Distributed Energy Resources – DERs). Πρόκειται για μονάδες παραγωγής, αποθήκευσης ή διαχείρισης του φορτίου, μεσαίας ή χαμηλής κλίμακας, οι οποίες συνδέονται στα δίκτυα διανομής. Για παράδειγμα, τα φωτοβολταϊκά, οι μικρές ανεμογεννήτριες, τα συστήματα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας (μπαταρίες), τα ηλεκτρικά οχήματα καθώς και οι σταθμοί φόρτισής τους εντάσσονται σε αυτήν την κατηγορία στοιχείων του δικτύου.

Παραδοσιακά, η ευθύνη για την εξισορρόπηση ζήτησης και προσφοράς, αλλά και η παροχή επικουρικών υπηρεσιών, άνηκε αποκλειστικά στον Διαχειριστή του Συστήματος Μεταφοράς (Transmission System Operator – TSO). Ωστόσο, η αυξημένη συμμετοχή των DERs στο δίκτυο δημιούργησε την ανάγκη για πιο ενεργή συμμετοχή του Διαχειριστή του Συστήματος Διανομής (Distribution System Operator – DSO), με αποτέλεσμα η ερευνητική κοινότητα να εστιάσει έντονα στον συντονισμό μεταξύ TSO και DSO τα τελευταία χρόνια.

Η βιβλιογραφία που έχει αναπτυχθεί γύρω από το TSO-DSO coordination είναι πολυεπίπεδη. Ορισμένοι ερευνητές έχουν προτείνει θεωρητικά και εννοιολογικά πλαίσια, που καταδεικνύουν τους ρόλους και τις ευθύνες των διαχειριστών. Από την άλλη πλευρά, έχουν αναπτυχθεί μαθηματικά μοντέλα που προσεγγίζουν πρακτικά το πρόβλημα του συντονισμού μέσω βελτιστοποίησης. Τέλος, εμφανίζονται μοντέλα που είναι προσανατολισμένα στην εκκαθάριση της αγοράς συνδυάζοντας ενέργεια και εφεδρείες σε ενιαία πλαίσια κατανομής.

Το παρόν κεφάλαιο παρουσιάζει μία συστηματική επισκόπηση της έρευνας γύρω από τον συντονισμό TSO-DSO με στόχο την ανάδειξη της πορείας από τα εννοιολογικά σχήματα έως τις πιο πρόσφατες πρακτικές εφαρμογές σε αγορές.

2.1 Εξέλιξη της έρευνας του TSO-DSO coordination

2.1.1 Αρχικά πλαίσια και θεωρητικές βάσεις για τον συντονισμό TSO–DSO

Η επίδραση της μεγάλης διείσδυσης των DERs στη λειτουργία των Διαχειριστών Δικτύων Διανομής (DSOs) στην Ευρώπη αναδεικνύεται μέσα από την εργασία των Ruester et al. (2014)[\[3\]](#). Οι συγγραφείς πραγματεύονται τον μετασχηματισμό των δικτύων διανομής ηλεκτρικής ενέργειας σε «έξυπνα συστήματα διανομής» καθώς και τις ρυθμιστικές επιπτώσεις που θα είχε ένας τέτοιος μετασχηματισμός στην Ευρωπαϊκή Ένωση.

Πιο συγκεκριμένα, τα νέα DNs εισάγουν νέα επιχειρηματικά μοντέλα στην αγορά. Η βασική ιδέα είναι η συσσώρευση (aggregation) των πόρων. Με αυτόν τον τρόπο, το ρίσκο και οι επιπλέον δαπάνες που προκύπτουν όταν μεμονωμένες μονάδες δεν τηρούν τις υποχρεώσεις τους απέναντι στην αγορά

μειώνονται. Επιπλέον, η συγχώνευση μεμονωμένων DERs σε ένα ενιαίο πακέτο, προσδίδει ευελιξία αυξάνοντας την πιθανότητα συμμετοχής τους σε αγορές παροχής επικουρικών υπηρεσιών στο σύστημα.

Οι μετασχηματισμοί που προτείνονται ωστόσο, συνεπάγονται αλλαγή αρχικά στον ρόλο των DSOs. Πέρα από τον παραδοσιακό τους ρόλο, ως διαχειριστές δικτύου, γίνονται και ενεργοί παίκτες στην εφοδιαστική αλυσίδα αλληλεπιδρώντας με τον TSO και εμπορικούς φορείς. Μια τέτοια αλληλεπίδραση απαιτεί σαφή διάκριση και ιεραρχία αρμοδιοτήτων μεταξύ των TSO-DSO, αλλά και αυξημένο συντονισμό για ανταλλαγή δεδομένων που εξασφαλίζει την ομαλή λειτουργία του συστήματος. Παράλληλα, επιτάσσει αναθεώρηση των κινήτρων του DSO για ενεργή συμμετοχή του στην αγορά.



Σχήμα 2.1: Σχηματική απεικόνιση του μετασχηματισμού των δικτύων διανομής σε «έξυπνα συστήματα διανομής», σύμφωνα με τη μελέτη των Ruester et al. (2014). Το σχήμα παρουσιάζει τον εξελισσόμενο ρόλο των DSOs και τη μετάβαση προς ένα πλαίσιο ενεργής συμμετοχής στις αγορές ενέργειας και υπηρεσιών.

Τέλος, η μελέτη των Ruester et al. Καταλήγει στο συμπέρασμα ότι λόγω της πολυμορφίας των δικτύων διανομής και μεταφοράς σε όλη την Ευρώπη (πλήθος DSOs, κοινωνικός ρόλος μικρών επιχειρήσεων κτλ.), η Ε.Ε. δε θα πρέπει να επιβάλει μία ενιαία ρύθμιση για την αλληλεπίδραση TSO-DSO καθώς δεν είναι βιώσιμο να βρεθεί μία λύση που να εξυπηρετεί όλα τα κράτη-μέλη. Αντίθετα, οφείλει να διαμορφώσει ελάχιστες κοινές απαιτήσεις, να δώσει κατευθυντήριες γραμμές και να ενισχύσει τη διαφάνεια. Η τελική μεταρρύθμιση έγκειται στο εκάστοτε κράτος-μέλος.

Σε αυτό το πνεύμα κινείται και η εργασία του Lorenzo Kristov (2019)^[4] ο οποίος παρουσιάζει ένα αποκεντρωμένο-ενοποιημένο (decentralized-integrated) σύστημα που επιτρέπει την ομαλή ένταξη των DERs και τον συντονισμό μεταξύ TSO-DSO. Το εν λόγω σύστημα είναι αποκεντρωμένο γιατί εμπεριέχει πολλαπλά επίπεδα λήψης αποφάσεων. Δηλαδή, επιτρέπει την αξιοποίηση τοπικών πόρων

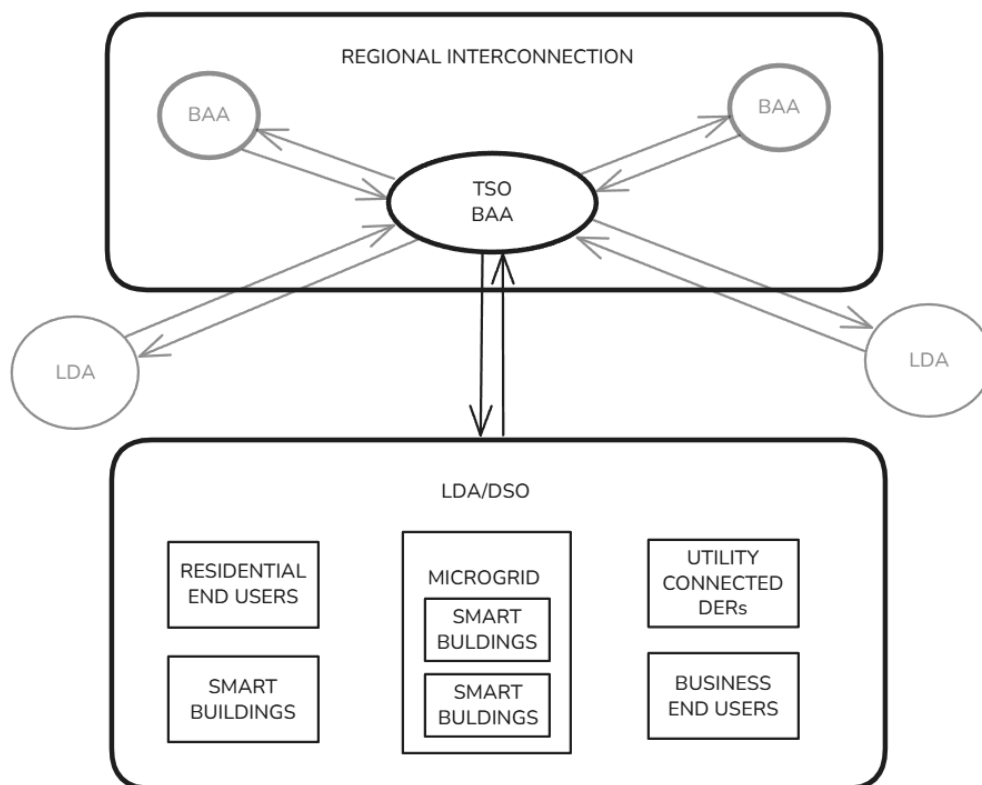
παράλληλα με τους μεγάλες μονάδες παραγωγής του δικτύου. Είναι τους ενοποιημένο αφού όλοι συμμετέχουν στην αγορά, ακόμα και οι καταναλωτές λιανικής και υπάρχει πολυεπίπεδη συνεργασία.

Το δίκτυο διανομής αναλύεται σε επιμέρους στοιχεία: τους καταναλωτές σε οικιακό επίπεδο (residential end users), τους επιχειρήσεις/βιομηχανίες (business end users), τους αποκεντρωμένους ενεργειακούς πόρους που συνδέονται στο δίκτυο (utility connected DERs) και στα έξυπνα κτήρια (smart buildings). Μάλιστα, πολλά έξυπνα κτήρια μπορούν να ομαδοποιηθούν σε μικροδίκτυα (microgrids). Επομένως, μπορούν να βρίσκονται είτε ανεξάρτητα μέσα στο δίκτυο, είτε ως μέρος τους microgrid όπου επικοινωνεί με τον DSO μέσω κάποιου διαχειριστή του microgrid.

Το προτεινόμενο σχήμα, δηλαδή, παρουσιάζει μία πολυεπίπεδη αρχιτεκτονική. Στο χαμηλότερο επίπεδο βρίσκονται τα έξυπνα κτήρια, τα οποία διαθέτουν δυνατότητα τοπικής παραγωγής και ευελιξίας. Σε ανώτερο επίπεδο βρίσκεται το σύνολο των χρηστών μικροδικτύων και DERs, που υπάγονται στη δικαιοδοσία του DSO.

Ως LDA (Local Distribution Area) ορίζεται η τοπική περιοχή διανομής που λειτουργεί και διαχειρίζεται τους DSO. Κάθε LDA αλληλεπιδρά με το επίπεδο μεταφοράς. Τέλος τα BAAs (Balancing Authority Areas), δηλαδή οι περιοχές όπου ο TSO φροντίζει για την ισορροπία παραγωγής-κατανάλωσης, αλληλεπιδρούν μεταξύ τους για να σχηματίσουν το ενιαίο διασυνδεδεμένο σύστημα.

Παρακάτω φαίνεται σε σχηματική αναπαράσταση το σύστημα που παρουσιάζει ο Kristov:



Σχήμα 2.2: Πολυεπίπεδη αρχιτεκτονική συντονισμού TSO–DSO όπως προτείνεται από τον Kristov (2019). Απεικονίζεται η ιεραρχική δομή μεταξύ επιπέδου μεταφοράς, περιοχών διανομής (LDAs), μικροδικτύων και τοπικών χρηστών, καθώς και οι ροές πληροφορίας και ισχύος μεταξύ τους.

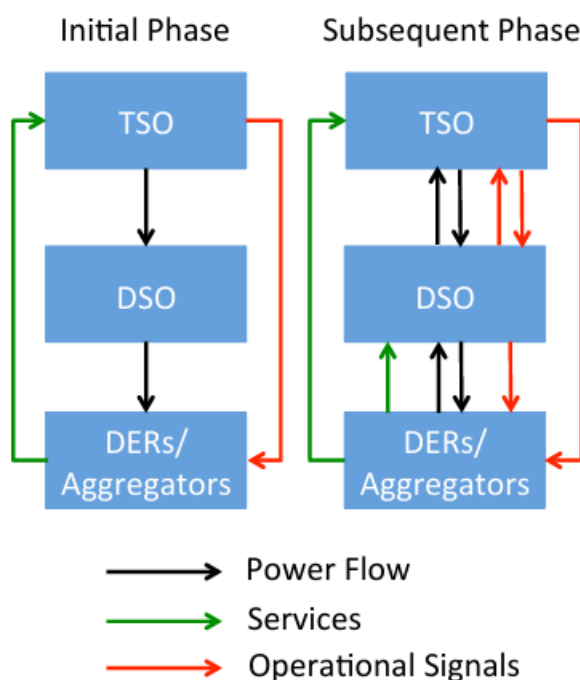
Μέχρι στιγμής έχει αναδειχθεί η ανάγκη για μεταρρυθμίσεις στους ρόλους των διαχειριστών ώστε να εντάσσονται ομαλά οι αποκεντρωμένοι ενεργειακοί πόροι στο δίκτυο. Ωστόσο, πρέπει να καταστεί σαφής ο ρόλος που δύνανται να διαδραματίσουν αυτοί οι πόροι. Σύμφωνα με μελέτη του MIT (2017) [5], οι υπηρεσίες που μπορούν να παρέχουν τα DERs διακρίνονται σε δύο θεμελιώδεις κατηγορίες: ενεργειακές υπηρεσίες (energy related) και υπηρεσίες αξιοπιστίας του δικτύου (network related).

Η πρώτη κατηγορία αφορά την παροχή ισχύος, τη ρύθμιση συχνότητας στην ονομαστική της τιμή (50 Hz για την Ευρώπη και 60 Hz για την Αμερική), την παροχή λειτουργικής εφεδρείας στο σύστημα κτλ. Η δεύτερη κατηγορία σχετίζεται με τον έλεγχο του επιπέδου τάσης μέσω υποστήριξης άεργου ισχύος, τη διασύνδεση του δικτύου και τη μείωση των απωλειών στο δίκτυο.

Ταυτόχρονα, η εν λόγω μελέτη προτείνει τη διεύθυνση των DERs σε δύο ξεχωριστές φάσεις. Κατά την πρώτη φάση, τα δίκτυα διανομής αναμένεται να μπορούν να υποστηρίξουν περιορισμένη παρουσία DERs. Το ζητούμενο κατά την αρχική φάση είναι να μπορούν να παρακολουθούνται και να ρυθμίζονται οι πόροι του δικτύου διανομής. Η ροή ισχύος γίνεται προς μία κατεύθυνση (TSO → DSO → DERs). Τα DERs παρέχουν επικουρικές υπηρεσίες στον TSO και δέχονται σήματα λειτουργίας απ' τον τελευταίο.

Η δεύτερη φάση υποστηρίζει την ύπαρξη μεγάλου αριθμού DERs. Η ροή ισχύος είναι πλέον αμφίδρομη (TSO ↔ DSO ↔ DERs). Τα DERs παρέχουν επικουρικές υπηρεσίες και στον TSO και στον DSO. Τέλος, τα DERs δέχονται σήματα λειτουργίας και απ' τους δύο διαχειριστές, οι οποίοι επικοινωνούν και μεταξύ τους.

Παρακάτω παρατίθεται σχηματική αναπαράσταση των δύο αυτών φάσεων όπως διατυπώνεται:



Σχήμα 2.3: Αναπαράσταση των δύο φάσεων διείσδυσης αποκεντρωμένων ενεργειακών πόρων (DERs) σύμφωνα με τη μελέτη του MIT (2017). Στην πρώτη φάση η ροή ισχύος είναι μονόδρομη με παροχή υπηρεσιών στον TSO, ενώ στη δεύτερη καθίσταται αμφίδρομη, απαιτώντας συντονισμό μεταξύ TSO και DSO.

Συνοψίζοντας, τα πρώτα θεωρητικά και εννοιολογικά πλαίσια στη βιβλιογραφία αναδεικνύουν την ανάγκη για μετασχηματισμό των DSOs από παθητικούς διαχειριστές σε ενεργούς διαχειριστές συστήματος. Παράλληλα, αποτυπώνουν τόσο τις ρυθμιστικές προκλήσεις (Ruester), όσο και τις αρχιτεκτονικές λύσεις (Kristov) και τις νέες υπηρεσίες/λειτουργίες που μπορούν να αναληφθούν (MIT). Αυτές οι μελέτες θέτουν το υπόβαθρο πάνω στο οποίο αναπτύχθηκαν αργότερα πιο αλγοριθμικά και αγοραστικά μοντέλα συντονισμού.

2.1.2 Αλγοριθμικές και Μαθηματικές προσεγγίσεις στον συντονισμό TSO-DSO

Η μετάβαση από τα εννοιολογικά και ρυθμιστικά πλαίσια συντονισμού TSO-DSO σε πιο πρακτικές εφαρμογές απαιτεί την ανάπτυξη μαθηματικών μοντέλων και αλγοριθμικών μεθόδων που να αποτυπώνουν με ακρίβεια τη λειτουργία του συστήματος. Στη βιβλιογραφία έχουν προταθεί διάφορες προσεγγίσεις που βασίζονται σε προβλήματα βελτιστοποίησης, με στόχο είτε την οικονομική κατανομή (Economic Dispatch - ED) είτε τη συνδυασμένη εκκαθάριση αγορών ενέργειας και εφεδρείας. Τα μοντέλα αυτά επιχειρούν να γεφυρώσουν το χάσμα ανάμεσα στη θεωρητική συζήτηση και στην επιχειρησιακή πραγματικότητα, αντιμετωπίζοντας ζητήματα όπως η αποκεντρωμένη επίλυση, η ανταλλαγή δεδομένων μεταξύ TSO και DSO και η διασφάλιση της αξιοπιστίας του δικτύου. Στα επόμενα τμήματα παρουσιάζονται συνοπτικά χαρακτηριστικές μελέτες που έχουν συμβάλει στην αλγοριθμική θεμελίωση του προβλήματος, ξεκινώντας από ιεραρχικά μοντέλα κατανομής ενέργειας και καταλήγοντας σε προσεγγίσεις συν-βελτιστοποίησης ενέργειας και εφεδρειών, οι οποίες αποτελούν και το σημείο σύνδεσης με το μοντέλο που αναπτύσσεται στην παρούσα εργασία.

Αποκεντρωμένες Προσεγγίσεις Οικονομικής Κατανομής

Χαρακτηριστικό παράδειγμα της μετάβασης από εννοιολογικές διατυπώσεις σε τεχνικές προσεγγίσεις αποτελεί η εργασία των Yuan & Hesamzadeh (2017)[\[6\]](#). Πρόκειται για μια διατύπωση του προβλήματος TSO-DSO coordination ως ιεραρχικό μηχανισμό ED. Η μεθοδολογία τους είναι βασισμένη σε Benders Decomposition και σε κυρτή προσέγγιση του ACOPF μέσω Second Order Cone Programming (SOCP), με αποτέλεσμα να μειώνεται σημαντικά η πολυπλοκότητα της επίλυσης. Κεντρικό στοιχείο αποτελεί η έννοια του Generalized Bid Function (GBF), με την οποία κάθε DSO συνοψίζει τις δυνατότητες και το κόστος των τοπικών του πόρων χωρίς να αποκαλύπτει το πλήρες δίκτυό του στον TSO. Με άλλα λόγια η επίλυση ακολουθεί τα εξής βήματα:

1. Ο TSO λύνει το κύριο πρόβλημα οικονομικής κατανομής με δεδομένα από τους DSOs.
2. Οι DSOs λύνουν τα δικά τους υποπροβλήματα με τους τοπικούς περιορισμούς (ACOPF με SOCP μορφή)
3. Οι DSOs στέλνουν πίσω στον TSO πληροφορία (Generalized Bid Functions -GBFs, Benders Cut)
4. Ο TSO ενημερώνει το κύριο πρόβλημα και το ξαναλύνει
5. Η διαδικασία επαναλαμβάνεται μέχρι να συγκλίνει (δηλ. οι αποφάσεις του TSO να είναι συνεπείς με τα αποτελέσματα των DSOs)

Σε αντίστοιχη κατεύθυνση κινείται και η μελέτη των Mohammadi et al. (2019)[\[7\]](#), η οποία εστιάζει επίσης σε ιεραρχική βελτιστοποίηση ενέργειας. Η μέθοδος που ακολουθείται εδώ είναι Διαγώνια Τετραγωνική Προσέγγιση (Diagonal Quadratic Approximation – DQA) για το ACOPF, γεγονός που οδηγεί σε πιο απλή μαθηματική μορφή και ταχύτερη επίλυση. Το πρόβλημα χωρίζεται σε υποπροβλήματα TSO και DSOs, τα οποία επιλύονται επαναληπτικά με κατάλληλες συνθήκες καθιστώντας το μοντέλο πιο ευέλικτο για μεγάλα συστήματα με πολλούς διαχειριστές. Η διαδικασία ακολουθεί τα εξής βήματα:

1. Ο TSO επιλύει το δικό του υποπρόβλημα με βάση τη μέθοδο DQA
2. Οι DSOs λύνουν τα δικά τους υποπροβλήματα, επίσης με DQA

3. Ο TSO ενημερώνει το δικό του υποπρόβλημα με βάση την πληροφορία που έχει δεχτεί από τους DSOs

Κοινό χαρακτηριστικό των δύο προσεγγίσεων είναι ότι επικεντρώνονται αποκλειστικά στην ενέργεια, χωρίς να εξετάζουν ρητά τη συν-βελτιστοποίηση εφεδρειών. Παρόλα αυτά, αποτελούν σημαντικά βήματα προς την κατεύθυνση της αλγοριθμικής θεμελίωσης του προβλήματος TSO–DSO coordination, καθώς αναδεικνύουν πρακτικούς τρόπους αποκεντρωμένης επίλυσης και μερικής ανταλλαγής δεδομένων μεταξύ TSO και DSOs.

Συν-βελτιστοποίηση ενέργειας και εφεδρείας στο πλαίσιο του TSO-DSO coordination

Η βιβλιογραφία προχώρησε πέρα από την απλή οικονομική κατανομή ενέργειας, περνώντας στη συν-βελτιστοποίηση ενέργειας και εφεδρείας. Χαρακτηριστικό παράδειγμα αποτελεί η εργασία των Caramanis et al. (2016)[\[8\]](#), η οποία εισάγει ένα μαθηματικό μοντέλο βελτιστοποίησης τόσο για παραγωγή ενέργειας αλλά και παροχής εφεδρειών. Στο εν λόγω μοντέλο ενσωματώνονται περιορισμοί δικτύου και αξιοποιούνται οι δυϊκές μεταβλητές των περιορισμών για τον προσδιορισμό των τιμών ενέργειας και εφεδρείας. Οι τιμές της αγοράς αποτυπώνουν όχι μόνο τα οριακά κόστη των γεννητριών αλλά και την ικανότητα αξιόπιστης παράδοσης της εφεδρείας στο σύστημα. Ο συγγραφέας παρουσιάζει τη χρησιμότητα του μοντέλου του σε ένα ενιαίο δίκτυο που περιλαμβάνει και το TN αλλά και DN. Αν και η μελέτη δεν αναφέρεται αυστηρά στο πρόβλημα TSO-DSO coordination, η συμβολή της είναι σημαντική καθώς αναδεικνύει ότι οι εφεδρείες δεν αποτελούν μία αφηρημένη ποσότητα, αλλά εξαρτώνται από τους δικτυακούς περιορισμούς που σχετίζονται με τα επίπεδα μεταφοράς και διανομής. Με αυτόν τον τρόπο, θέτει τη βάση για την ένταξη της παράδοσης εφεδρείας σε μοντέλα συντονισμού TSO-DSO.

Η πιο πρόσφατη εργασία των Zejun Ruan et al. (2024)[\[9\]](#) επεκτείνει αυτή τη λογική στο πεδίο του TSO-DSO coordination. Το προτεινόμενο μοντέλο στοχεύει στον υπολογισμό των DLMPs σε συνθήκες συμφόρησης του δικτύου. Ενσωματώνει τόσο της καμπύλες ζήτησης λειτουργικής εφεδρείας (Operating Reserve Demand Curves – ORDCs) όσο και τους περιορισμούς παράδοσης εφεδρείας, ώστε να εξασφαλιστεί η παράδοση των εφεδρειών τοπικά. Το υψηλό υπολογιστικό κόστος αντιμετωπίζεται με τη μέθοδο Inscribed Boxes, η οποία επιτρέπει αποτελεσματική επίλυση του προβλήματος ακόμα και σε σύνθετα meshed networks.

Σε σύγκριση μεταξύ των δύο προσεγγίσεων, το μοντέλο του Caramanis αποτελεί το θεμελιώδες βήμα, καθώς εισάγει για πρώτη φορά τη συν-βελτιστοποίηση ενέργειας και εφεδρειών με ενσωμάτωση περιορισμών παράδοσης τόσο σε δίκτυα μεταφοράς όσο και σε δίκτυα διανομής. Αντίθετα, η εργασία του Zejun Ruan επεκτείνει αυτή τη λογική σε πιο ολοκληρωμένο πλαίσιο συντονισμού TSO–DSO, συνδέοντας τις καμπύλες ζήτησης εφεδρειών (ORDCs) και τον υπολογισμό DLMPs. Έτσι, ενώ ο Caramanis έθεσε τη θεωρητική βάση, ο Ruan προσέφερε μια πιο εφαρμοσμένη εκδοχή με σαφή χρησιμότητα σε πραγματικά συστήματα και αγορές.

2.2 Σύνοψη και σύνδεση με την παρούσα εργασία

Η ανασκόπηση που προηγήθηκε έδειξε ότι το ζήτημα του συντονισμού TSO–DSO έχει προσεγγιστεί σε διαφορετικά επίπεδα. Αρχικά, παρουσιάστηκαν θεωρητικές προσεγγίσεις οι οποίες ανέδειξαν την ανάγκη για πιο ενεργό ρόλο των DSOs και για αποτελεσματική αξιοποίηση των αποκεντρωμένων ενεργειακών πόρων. Στη συνέχεια, εξετάστηκαν αλγοριθμικές προσεγγίσεις που αποτυπώνουν τον συντονισμό μέσω αποκεντρωμένης επίλυσης προβλημάτων οικονομικής κατανομής ενέργειας. Τέλος, παρουσιάστηκαν μοντέλα συν-βελτιστοποίησης ενέργειας και εφεδρειών, τα οποία αναδεικνύουν τη σημασία της παράδοσης εφεδρείας και της τιμολόγησης σε δίκτυα μεταφοράς και διανομής.

Η παρούσα εργασία αξιοποιεί τα βασικά στοιχεία αυτών των ερευνητικών προσεγγίσεων και τα επεκτείνει σε ένα πλαίσιο Δέσμευσης Μονάδων (Unit Commitment), ενσωματώνοντας περιορισμούς παράδοσης εφεδρειών σε δίκτυα διανομής. Με τον τρόπο αυτό, συνδέεται η θεωρητική θεμελίωση του συντονισμού TSO–DSO με ένα εργαλείο που χρησιμοποιείται στον καθημερινό προγραμματισμό των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας, προσφέροντας μια πιο ολοκληρωμένη εικόνα για την ένταξη των αποκεντρωμένων πόρων στη λειτουργία της αγοράς και του δικτύου.

Κεφάλαιο 3: Βασικές θεωρητικές αρχές και μοντέλα αναφοράς

Το παρόν κεφάλαιο παρουσιάζει το θεωρητικό υπόβαθρο που υποστηρίζει τη διατύπωση και την ανάλυση του προτεινόμενου μοντέλου. Αρχικά, εξετάζονται οι βασικές αρχές του Προβλήματος Βέλτιστης Ροής Ισχύος υπό γραμμικές παραδοχές (DC Optimal Power Flow – DCOPF), το οποίο αποτελεί τη θεμελιώδη προσέγγιση για την ανάλυση των ροών ισχύος και τον καθορισμό των τιμών ενέργειας σε επίπεδο κόμβων. Στη συνέχεια, παρουσιάζονται οι επεκτάσεις του μοντέλου σε προβλήματα Μεικτού Ακέραιου Προγραμματισμού (Mixed-Integer Programming – MIP) και Βέλτιστου Προγραμματισμού Μονάδων (Unit Commitment – UC), τα οποία επιτρέπουν τη ρεαλιστική αποτύπωση των χρονικών και τεχνικών περιορισμών των μονάδων παραγωγής. Ακολουθεί η ανάλυση της έννοιας της εφεδρείας, των μηχανισμών παράδοσής της και των αντίστοιχων περιορισμών που προκύπτουν από τη φυσική δομή του συστήματος. Τέλος, εξετάζεται ο τρόπος με τον οποίο οι ανωτέρω παράγοντες επηρεάζουν τη διαμόρφωση των τιμών ενέργειας και εφεδρείας, θέτοντας τις βάσεις για την ανάπτυξη του ενοποιημένου μοντέλου των επόμενων κεφαλαίων.

3.1 Βέλτιστη ροή φορτίου συνεχούς ρεύματος

3.1.1 Εισαγωγή στη Βέλτιστη Ροή Ισχύος Συνεχούς Ρεύματος (DCOPF)

Η βέλτιστη ροή ισχύος (Optimal Power Flow – OPF) είναι το πρόβλημα προσδιορισμού του βέλτιστου τρόπου κατανομής της παραγωγής ώστε να ικανοποιηθεί η ζήτηση, λαμβάνοντας υπόψη τους φυσικούς νόμους που διέπουν τη ροή ισχύος και τους τεχνικούς περιορισμούς του συστήματος. Η ακριβής διατύπωση του προβλήματος (ACOPF) είναι μη γραμμική και μη κυρτή, καθώς στηρίζεται στις εξισώσεις εναλλασσόμενου ρεύματος που συνδέουν τις τάσεις, τις ροές και τις απώλειες στο δίκτυο. Η επίλυση του ACOPF, αν και δίνει την ακριβέστερη αναπαράσταση, είναι ιδιαίτερα απαιτητική υπολογιστικά και συχνά δύσκολα εφαρμόσιμη σε προβλήματα μεγάλης κλίμακας όπως το Unit Commitment ή ο σχεδιασμός αγορών ηλεκτρικής ενέργειας.

Για τον λόγο αυτό, στη βιβλιογραφία και στην πράξη χρησιμοποιείται ευρέως μια γραμμική προσέγγιση, η οποία είναι γνωστή ως βέλτιστη ροή ισχύος συνεχούς ρεύματος (DCOPF). Η προσέγγιση αυτή στηρίζεται σε τρεις βασικές παραδοχές: (i) τα μέτρα των τάσεων στους ζυγούς θεωρούνται ίσα με 1 p.u., (ii) οι διαφορές γωνιών τάσης μεταξύ ζυγών είναι μικρές, ώστε να ισχύει η γραμμικοποίηση $\sin\theta \approx \theta$ και (iii) οι αντιστάσεις των γραμμών παραλείπονται έναντι των αντιδράσεων [32]. Με αυτές τις παραδοχές, οι μη γραμμικές εξισώσεις ροής του ACOPF ανάγονται σε ένα γραμμικό πρόβλημα βελτιστοποίησης, που μπορεί να επιλυθεί αποδοτικά με μεθόδους γραμμικού προγραμματισμού.

Η χρήση του DCOPF έχει ιδιαίτερη σημασία σε εφαρμογές που σχετίζονται με αγορές ενέργειας και με τον έλεγχο της ασφάλειας λειτουργίας του συστήματος. Όπως σημειώνεται από τον Stott και τους

συνεργάτες του, το DCOPF αποτελεί το βασικό εργαλείο σε προβλήματα Security-Constrained Economic Dispatch (SCED), Security-Constrained Unit Commitment (SCUC) και στη διαμόρφωση Locational Marginal Prices (LMPs), τα οποία ενσωματώνουν την τιμή ενέργειας και το κόστος συμφόρησης ανά κόμβο. Παράλληλα, χρησιμοποιείται σε ανάλυση μεταφοράς, εκτίμηση περιθωρίων ικανότητας (transfer capability), σχεδιασμό επέκτασης δικτύου και κατανομή δικαιωμάτων μεταφοράς (FTRs/CRRs).

Η βασική ελκυστικότητα του DCOPF οφείλεται στην υπολογιστική του απλότητα και στο ότι παρέχει λύσεις οι οποίες είναι αξιόπιστες. Οι υπολογισμοί γίνονται χωρίς την ανάγκη επαναληπτικών μεθόδων, οι απαιτήσεις σε δεδομένα είναι περιορισμένες και το γραμμικό του πλαίσιο είναι πλήρως συμβατό με την οικονομική θεωρία που διέπει τις αγορές ενέργειας. Ωστόσο, η ακρίβεια του μοντέλου είναι εξαρτώμενη από το σύστημα: σε πολλές περιπτώσεις η προσέγγιση είναι επαρκής, αλλά υπάρχουν συνθήκες (π.χ. έντονη φόρτιση δικτύου, μεγάλες γωνίες τάσης) όπου τα σφάλματα μπορεί να είναι σημαντικά.

Συνοψίζοντας, το DCOPF μπορεί να θεωρηθεί ως το τυπικό εργαλείο σύνδεσης μεταξύ του οικονομικού προγραμματισμού παραγωγής (UC, ED) και των φυσικών περιορισμών του δικτύου, ενώ ταυτόχρονα αποτελεί τη βάση για τον καθορισμό των τιμών ενέργειας στις αποκεντρωμένες αγορές. Στο πλαίσιο της παρούσας εργασίας, η ανάλυση του DCOPF είναι απαραίτητη, καθώς οι περιορισμοί δικτύου που εισάγει συνδέονται άμεσα με το πρόβλημα συν-βελτιστοποίησης ενέργειας και εφεδρειών και με τη μελέτη της παράδοσης εφεδρειών (reserve deliverability).

3.1.2 Μαθηματική Διατύπωση του DCOPF

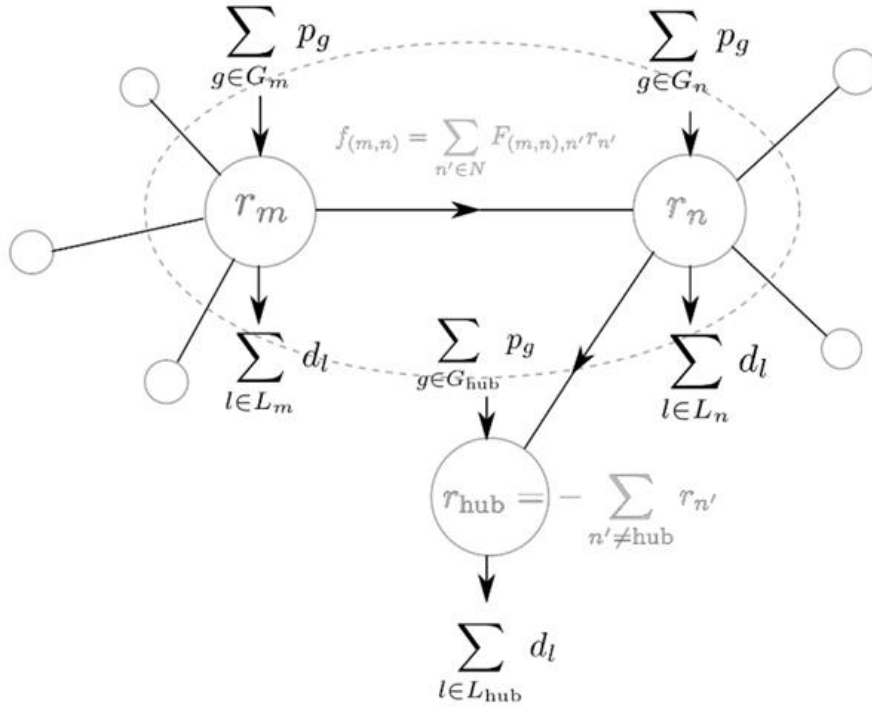
Το DC Optimal Power Flow (DCOPF) μπορεί να διατυπωθεί ως ένα πρόβλημα γραμμικού προγραμματισμού. Ως μεταβλητές απόφασης θεωρούνται η παραγόμενη ποσότητα ισχύος κάθε γεννήτριας p_g , $g \in G$, καθώς και η ποσότητα ισχύος που καταναλώνει κάθε φορτίο d_l , $l \in L$.

Για να έχει νόημα το μοντέλο, θα πρέπει να θεωρηθεί κάποιος κόμβος αναφοράς (hub). Με βάση αυτόν τον κόμβο ορίζεται η μεταβλητή r_n , δηλαδή η ποσότητα ισχύος που αποστέλλεται από έναν κόμβο $n \in N$ στον κόμβο αναφοράς. Με άλλα λόγια, η μεταβλητή r_n εκφράζει την καθαρή έγχυση ισχύος στον κόμβο n .

Τέλος, όπως έχει ήδη αναφερθεί, το πρόβλημα DCOPF επικεντρώνεται στη ροή ισχύος μέσα στο δίκτυο μεταφοράς. Για να είναι βιώσιμη η επίλυση λοιπόν, θα πρέπει να οριστεί η μεταβλητή f_k , $k \in K$, η οποία δηλώνει τη ροή ισχύος σε μία γραμμή k και να ληφθούν περιορισμοί για την τήρηση των προδιαγραφών του δικτύου αλλά και των φυσικών νόμων.

Ως δεδομένο εισόδου για το μοντέλο λαμβάνονται οι συντελεστές διανομής μεταφοράς ισχύος (PTDFs, βλ. [Παράρτημα 1](#)). Πρόκειται για συντελεστές που ορίζονται για κάθε ζεύγος γραμμής – κόμβου. Συμβολίζονται ως F_{kn} . Οι συντελεστές αυτοί εκφράζουν την ποσότητα ισχύος που ρέει στη γραμμή k με την αποστολή 1MW από τον κόμβο n προς τον κόμβο αναφοράς hub. Προφανώς, ισχύει $F_{k, \text{hub}} = 0$. Ο αναλυτικός τρόπος υπολογισμού των συντελεστών PTDFs βρίσκεται στο παράρτημα της εργασίας.

Παρακάτω παρατίθεται μία σχηματική αναπαράσταση του μοντέλου DCOPF που βασίζεται σε συντελεστές διανομής μεταφοράς ισχύος:



Σχήμα 3.1: Αναπαράσταση του μοντέλου DC Optimal Power Flow (DCOPF) με χρήση των συντελεστών κατανομής ροής ισχύος (Power Transfer Distribution Factors – PTDF). Το σχήμα απεικονίζει τη συσχέτιση μεταξύ κόμβων, ροών ισχύος και όρων υπολοίπου κόμβου, όπως παρουσιάζεται στο βιβλίο του Αντώνιου Παπαβασιλείου «Μοντέλα βελτιστοποίησης σε αγορές ηλεκτρικής ενέργειας», [11]

Περιορισμοί του μοντέλου [11]

1) Τεχνικά όρια γραμμών

Η ισχύς που ρέει σε μια γραμμή θα πρέπει να μην ξεπερνάει το τεχνικό της γραμμής (T_k) κατά απόλυτη τιμή. Δηλαδή:

$$|f_k| \leq T_k \Rightarrow -T_k \leq f_k \leq T_k, k \in K$$

2) Περιορισμός για τη ροή ισχύος συναρτήσει των συντελεστών PTDFs

Εξ ορισμού, η ροή ισχύος πάνω σε μία γραμμή δίνεται από τη σχέση:

$$f_k = \sum_{n \in N} F_{kn} \cdot r_n, k \in K$$

3) Περιορισμός για τη συνολική έγχυση ισχύος

Ο εν λόγω περιορισμός είναι μία εφαρμογή της αρχής διατήρησης της ενέργειας, υπαγορεύοντας ότι όλη η παραγόμενη ισχύς θα καταναλώνεται. Με χρήση της μεταβλητής r_n , ο περιορισμός διαμορφώνεται ως εξής:

$$\sum_{n \in N} r_n = 0$$

4) Ισοζύγιο ισχύος για κάθε κόμβο

Με βάση τον ορισμό για τη μεταβλητή r_n , θα πρέπει για κάθε κόμβο n η έγχυση ισχύος να ισούται με τη διαφορά της ισχύος που παράγεται στον κόμβο n , μείον την καταναλισκόμενη ισχύ στον ίδιο κόμβο:

$$r_n - \sum_{g \in G_n} p_g + \sum_{l \in L_n} d_l = 0, n \in N$$

Αντικειμενική Συνάρτηση

Το υπό εξέταση πρόβλημα είναι ένα πρόβλημα μεγιστοποίησης του κοινωνικού οφέλους. Δηλαδή, η αντικειμενική συνάρτηση διατυπώνεται με τη γενική μορφή:

$$(DCOPF): \max_{p,d,f,r} \sum_{l \in L} \int_0^{d_l} MB_l(x) dx - \sum_{g \in G} \int_0^{p_g} MC_g(x) dx$$

Για λόγους απλοποίησης, θεωρείται ότι τα οριακά οφέλη MB και τα οριακά κόστη MC είναι σταθερά και έτσι προκύπτει η κάτωθι συνάρτηση:

$$(DCOPF): \max_{p,d,f,r} \sum_{l \in L} MB_l \cdot d_l - \sum_{g \in G} MC_g \cdot p_g$$

Λαμβάνοντας υπόψιν όλους τους περιορισμούς και την αντικειμενική συνάρτηση, προκύπτει το βασικό πρόβλημα βέλτιστης ροής ισχύος συνεχούς ρεύματος (DCOPF):

$$(DCOPF): \max_{p,d,f,r} \sum_{l \in L} MB_l \cdot d_l - \sum_{g \in G} MC_g \cdot p_g$$

s. t

$$f_k \leq T_k, k \in K$$

$$-f_k \leq T_k, k \in K$$

$$f_k - \sum_{n \in N} F_{kn} \cdot r_n = 0, k \in K$$

$$r_n - \sum_{g \in G_n} p_g + \sum_{l \in L_n} d_l = 0, n \in N$$

$$\sum_{n \in N} r_n = 0$$

$$p_g \geq 0, g \in G$$

$$d_l \geq 0, l \in L$$

3.1.3 Ισοδύναμο μοντέλο βασισμένο στη χωρητική αγωγιμότητα (B-θ)

Το μοντέλο με συντελεστές PTDFs και το μοντέλο B-θ αποτελούν δύο διαφορετικές μαθηματικές εκφράσεις του ίδιου φυσικού προβλήματος [11]. Η βασική διαφορά τους βρίσκεται στο πώς περιγράφονται οι ροές γραμμών:

- Μοντέλο PTDF: οι ροές γραμμών εκφράζονται άμεσα ως γραμμικός συνδυασμός των καθαρών εγχύσεων ισχύος σε κάθε κόμβο. Για κάθε γραμμή $k \in K$ και κόμβο $n \in N$, ο συντελεστής F_{kn} δείχνει πόση ισχύς ρέει στη γραμμή όταν εισάγεται 1 MW στον κόμβο $n \in N$ (με αντίστοιχη απόσυρση στο slack bus).
- Μοντέλο B-θ: οι ροές γραμμών εκφράζονται ως συνάρτηση των γωνιών τάσης των άκρων τους. Για μία γραμμή (i, j) με αντίδραση X_{ij} , η ροή δίνεται από:

$$f_{ij} = \frac{1}{X_{ij}}(\theta_i - \theta_j)$$

Οι γωνίες υπολογίζονται μέσω της σχέσης ισοζυγίου στους κόμβους:

$$\sum_{g \in G_i} P_g - D_i = \sum_{j: (i,j) \in L} \frac{1}{X_{ij}}(\theta_i - \theta_j), \forall i \in N$$

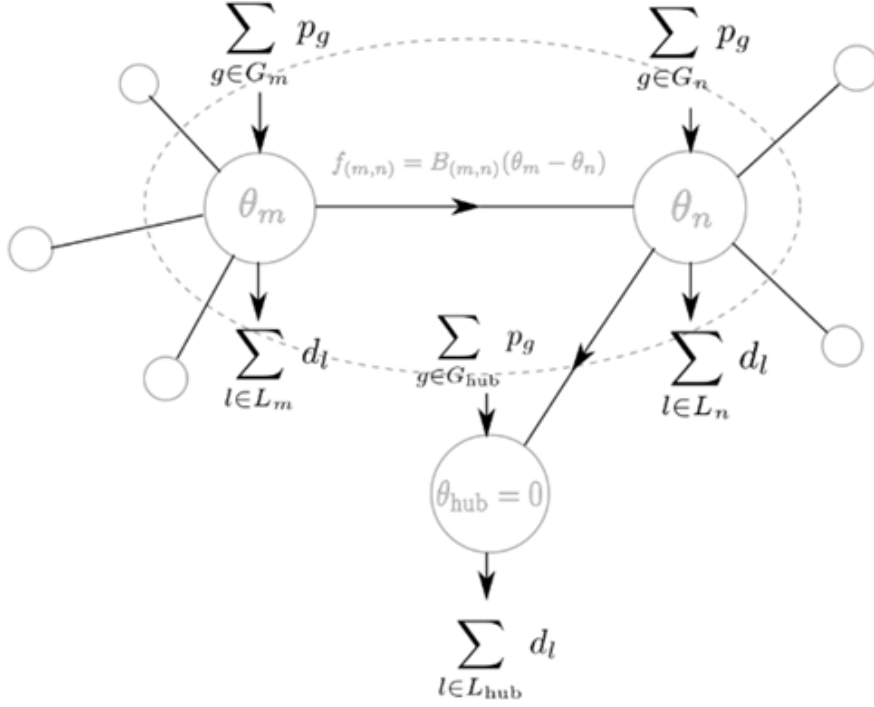
Παρά τις φαινομενικές τους διαφορές, τα δύο μοντέλα είναι ισοδύναμα:

- Το μοντέλο B-θ μπορεί να μετασχηματιστεί σε μορφή PTDFs αν υπολογιστεί η αντίστροφη του μειωμένου πίνακα αγωγιμοτήτων B_{bus} . Συγκεκριμένα, οι PTDFs προκύπτουν από τον πολλαπλασιασμό των πινάκων $B_f \cdot B_{bus}^{-1}$.
- Αντίστροφα, ξεκινώντας από το μοντέλο PTDFs, μπορεί κανείς να ανακτήσει τις εξισώσεις B-θ αν «αναδομήσει» τις σχέσεις μεταξύ εγχύσεων, γωνιών και ροών.

Ουσιαστικά, τα δύο μοντέλα περιγράφουν την ίδια φυσική πραγματικότητα: την εξάρτηση των ροών από τις εγχύσεις ισχύος και την τοπολογία του δικτύου. Η διαφορά τους είναι στο πώς διατυπώνεται το πρόβλημα βελτιστοποίησης:

- Το μοντέλο PTDFs είναι πιο συμπαγές όταν τα δεδομένα PTDF είναι ήδη διαθέσιμα (π.χ. σε αγορές ηλεκτρικής ενέργειας).
- Το μοντέλο B-θ είναι πιο γενικό και πιο άμεσα συνδεδεμένο με τα μεγέθη του συστήματος (γωνίες τάσης και αντιδράσεις γραμμών), και προτιμάται όταν χρειάζεται να μοντελοποιηθούν αλλαγές στην τοπολογία (π.χ. προσθήκη/αφαίρεση γραμμών).

Παρακάτω παρατίθεται μία σχηματική αναπαράσταση του μοντέλου DCOPF B-θ:



Σχήμα 3.2: Αναπαράσταση του μοντέλου DC Optimal Power Flow (DCOPF) με χρήση των γωνιών φάσης των κόμβων (μοντέλο B-θ). Το σχήμα παρουσιάζει τις ροές ισχύος ως συνάρτηση των διαφορών φάσης μεταξύ κόμβων και των συντελεστών αγωγιμότητας των γραμμών, όπως παρουσιάζεται στο βιβλίο του Αντώνιου Παπαβασιλείου «Μοντέλα βελτιστοποίησης σε αγορές ηλεκτρικής ενέργειας», [11]

Το ολοκληρωμένο μοντέλο B-θ:

$$(DCOPF2): \max_{p,d,f,\theta} \sum_{l \in L} MB_l \cdot d_l - \sum_{g \in G} MC_g \cdot p_g$$

s. t

$$f_k \leq T_k, k \in K$$

$$-f_k \leq T_k, k \in K$$

$$f_k - B_k \cdot (\theta_m - \theta_n) = 0, k = (m, n) \in K$$

$$-\sum_{g \in G_n} p_g - \sum_{k=(\cdot, n)} f_k + \sum_{k=(n, \cdot)} f_k + \sum_{l \in L_n} d_l = 0, n \in N$$

$$p_g \geq 0, g \in G$$

$$d_l \geq 0, l \in L$$

Στο πλαίσιο της παρούσας εργασίας, το βασικό θεωρητικό υπόβαθρο που παρουσιάστηκε παραπάνω δεν εφαρμόζεται αυτούσιο. Το μοντέλο που χρησιμοποιείται αποτελεί επέκταση της PTDF διατύπωσης, η οποία ενσωματώνει επιπλέον περιορισμούς που σχετίζονται με τη δέσμευση μονάδων (Unit Commitment constraints, ramping, min up/down times) και την παράδοση εφεδρειών μέσω του δικτύου (reserve deliverability).

Με αυτόν τον τρόπο, η εργασία στηρίζεται στην κλασική θεωρητική διατύπωση του DCOPF, αλλά την επεκτείνει ώστε να καλύψει τις ιδιαίτερες απαιτήσεις του προβλήματος που εξετάζεται.

3.2 Μεικτός ακέραιος προγραμματισμός και προσεγγίσεις επίλυσης

Ο Μεικτός Ακέραιος Προγραμματισμός (Mixed Integer Programming – MIP) αποτελεί ένα από τα βασικότερα εργαλεία της επιχειρησιακής έρευνας και χρησιμοποιείται για την επίλυση προβλημάτων που περιλαμβάνουν τόσο συνεχείς όσο και ακέραιες (συνχνά δυαδικές) μεταβλητές. Στα προβλήματα αυτού του τύπου, η λύση πρέπει να ικανοποιεί ένα σύνολο γραμμικών περιορισμών, ενώ ο στόχος είναι η ελαχιστοποίηση ή η μεγιστοποίηση μιας γραμμικής αντικειμενικής συνάρτησης.

Η γενική μαθηματική μορφή ενός MIP είναι η εξής:

$$\min c^T x, \text{ υπό τους περιορισμούς } Ax \leq b, x \in \mathbb{Z}^P \times \mathbb{R}^q$$

όπου:

- x : το διάνυσμα μεταβλητών απόφασης,
- c : το διάνυσμα συντελεστών κόστους,
- A, b : οι πίνακες/διανύσματα περιορισμών,
- $\mathbb{Z}^P$: οι ακέραιες μεταβλητές (συνχνά 0–1, δηλαδή δυαδικές),
- $\mathbb{R}^q$: οι συνεχείς μεταβλητές.

Το Unit Commitment (UC) είναι χαρακτηριστικό παράδειγμα MIP:

- Οι δυαδικές μεταβλητές εκφράζουν την κατάσταση κάθε μονάδας (ενεργή ή ανενεργή).
- Οι συνεχείς μεταβλητές αντιπροσωπεύουν την παραγωγή ισχύος ή τις διαθέσιμες εφεδρείες.
- Οι περιορισμοί (όρια παραγωγής, ισοζύγιο ισχύος, min up/down, ramping) συνδέουν τις μεταβλητές και καθιστούν το πρόβλημα ιδιαίτερα πολύπλοκο.

Υπολογιστική πολυπλοκότητα

Τα MIP προβλήματα ανήκουν στην κατηγορία NP-hard, γεγονός που σημαίνει ότι ο απαιτούμενος χρόνος επίλυσης αυξάνει εκθετικά με το μέγεθος του προβλήματος (πλήθος μονάδων, χρονικός ορίζοντας, κόμβοι δικτύου). Για τον λόγο αυτό, οι κλασικές μέθοδοι επίλυσης (π.χ. απλή γραμμική βελτιστοποίηση) δεν επαρκούν.

Μέθοδοι επίλυσης

Για την επίλυση MIP προβλημάτων χρησιμοποιούνται εξειδικευμένες τεχνικές, όπως:

- Branch-and-Bound: συστηματική εξερεύνηση του χώρου λύσεων με δέντρα απόφασης.
- Branch-and-Cut: ενσωματώνει και cutting planes για να περιορίσει το χώρο αναζήτησης.
- Decomposition techniques (Lagrangian ή Benders decomposition): εκμεταλλεύονται τη δομή του προβλήματος (π.χ. στο UC διαχωρίζουν αποφάσεις ανά μονάδα από τους περιορισμούς του συστήματος).

Η επιτυχία της εφαρμογής MIP σε προβλήματα όπως το UC εξαρτάται από την ανάπτυξη αποδοτικών αλγορίθμων και προσεγγίσεων που μειώνουν τον υπολογιστικό χρόνο, διατηρώντας ταυτόχρονα την ακρίβεια της λύσης.

Προσεγγίσεις και Χαλαρώσεις MIP

Τα προβλήματα Μεικτού Ακέραιου Προγραμματισμού (MIP), όπως το Unit Commitment, είναι γνωστά για την υψηλή τους υπολογιστική πολυπλοκότητα, αφού ανήκουν στην κατηγορία NP-hard. Αυτό σημαίνει ότι ο απαιτούμενος χρόνος επίλυσης αυξάνει εκθετικά με το μέγεθος του συστήματος (πλήθος μονάδων, χρονικός ορίζοντας, κόμβοι δικτύου). Για τον λόγο αυτό, στη βιβλιογραφία έχουν αναπτυχθεί διάφορες χαλαρώσεις (relaxations) και προσεγγίσεις (approximations) που στοχεύουν στη μείωση της υπολογιστικής δυσκολίας, διατηρώντας παράλληλα αποδεκτή ακρίβεια στη λύση.

1. LP Relaxation

Η πιο βασική χαλάρωση είναι η γραμμική χαλάρωση (LP relaxation), όπου οι ακέραιες μεταβλητές επιτρέπεται να λάβουν συνεχείς τιμές στο διάστημα $[0,1]$.

- Παρέχει ένα κάτω φράγμα (lower bound) για προβλήματα ελαχιστοποίησης.
- Αν η βέλτιστη λύση της LP χαλάρωσης είναι ήδη ακέραια, τότε είναι και βέλτιστη λύση του MIP.
- Διαφορετικά, χρησιμοποιείται μέσα σε αλγορίθμους branch-and-bound για να καθορίσει αν αξίζει να συνεχιστεί η εξερεύνηση ενός κλαδιού.

2. Lagrangian Relaxation

Στη Lagrangian relaxation, κάποιους “δύσκολους” περιορισμούς (π.χ. το ισοζύγιο ισχύος ή οι coupling constraints μεταξύ μονάδων και δικτύου) χαλαρώνονται και μεταφέρονται στην αντικειμενική συνάρτηση με πολλαπλασιαστές Lagrange.

- Το αρχικό πρόβλημα διασπάται σε ανεξάρτητα υποπροβλήματα (π.χ. ανά γεννήτρια), τα οποία είναι πιο εύκολα στην επίλυση.
- Το άθροισμα των λύσεων δίνει ένα χαμηλότερο φράγμα στο αρχικό πρόβλημα.
- Με κατάλληλη αναζήτηση στους πολλαπλασιαστές, προκύπτουν καλές προσεγγιστικές λύσεις.
- Είναι πολύ διαδεδομένη τεχνική στο UC (γνωστή και ως Lagrangian UC).

3. Benders Decomposition

Η μέθοδος Benders decomposition αξιοποιεί τη δομή “master–subproblem”:

- Οι ακέραιες αποφάσεις (π.χ. ON/OFF μονάδων) μπαίνουν στο master problem.
- Οι συνεχείς αποφάσεις (π.χ. dispatch ισχύος, δίκτυο) επιλύονται σε υποπρόβλημα.
- Αν το υποπρόβλημα δεν είναι εφικτό, εισάγονται “Benders cuts” στο master problem.
- Έτσι μειώνεται το μέγεθος που αντιμετωπίζει κάθε επιμέρους βήμα.

4. Προσεγγιστικές μέθοδοι (Heuristics & Metaheuristics)

Πέρα από τις “κλασικές” χαλαρώσεις, στη βιβλιογραφία έχουν χρησιμοποιηθεί και ευρετικές μέθοδοι (π.χ. genetic algorithms, simulated annealing, tabu search), κυρίως για μεγάλης κλίμακας UC.

- Δεν δίνουν εγγύηση βέλτιστης λύσης.
- Μπορούν όμως να βρουν αποδεκτές λύσεις σε λογικό χρόνο, όταν τα ακριβή MIP γίνονται απαγορευτικά.

3.3 Πρόβλημα Δέσμευσης Μονάδων

Η λειτουργία των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας απαιτεί τη συνεχή εξισορρόπηση της ζήτησης με την παραγωγή. Οι αποφάσεις που λαμβάνονται σε πραγματικό χρόνο (π.χ. κατανομή φορτίου στις διαθέσιμες μονάδες) εξαρτώνται σε μεγάλο βαθμό από προγενέστερες επιλογές, καθώς οι θερμικές μονάδες υπόκεινται σε χρονικά εξαρτημένους περιορισμούς. Για παράδειγμα, απαιτούνται ελάχιστοι χρόνοι παραμονής σε λειτουργία ή εκτός λειτουργίας, καθώς και περιορισμοί ράμπας που καθορίζουν πόσο γρήγορα μπορεί να μεταβληθεί η ισχύς εξόδου. Αυτές οι αλληλεξαρτήσεις οδηγούν στην ανάγκη για ένα πλαίσιο προγραμματισμού βελτιστοποίησης της παραγωγής σε διακριτά χρονικά βήματα.

Το πρόβλημα Δέσμευσης Μονάδων (Unit Commitment – UC) είναι ακριβώς αυτό το πρόβλημα προγραμματισμού: προσδιορίζει ποιες μονάδες θα βρίσκονται σε λειτουργία σε κάθε χρονική περίοδο και σε ποια επίπεδα παραγωγής, με σκοπό την ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους λειτουργίας του συστήματος, υπό τον περιορισμό ότι η ζήτηση και οι απαιτήσεις εφεδρείας καλύπτονται σε κάθε χρονικό βήμα

3.3.1 Μεταβλητές Απόφασης

- Δυαδικές μεταβλητές δέσμευσης: $u_{gt} \in \{0,1\}$ που δηλώνουν αν η μονάδα g είναι ενεργή στην περίοδο t .
- Μεταβλητές παραγωγής: p_{gt} , η παραγόμενη ισχύς της μονάδας g τη χρονική στιγμή t .
- Μεταβλητές εφεδρειών: r_{gt} , η διαθέσιμη ισχύς που μπορεί να προσφέρει η μονάδα ως εφεδρεία.
- Δυαδικές μεταβλητές εκκίνησης/τερματισμού: $startup_{gt}, shutdown_{gt}$, που δηλώνουν την απόφαση εκκίνησης ή απενεργοποίησης για τη γεννήτρια g τη χρονική στιγμή t .

3.3.2 Βασικοί Περιορισμοί

1) Ελάχιστος χρόνος εντός/εκτός λειτουργίας

Αρχικά, είναι σημαντικό να οριστεί η έννοια των μεταβάσεων για μια γεννήτρια g . Η απόφαση δέσμευσης ή όχι της γεννήτριας σε μια συγκεκριμένη χρονική περίοδο t , δηλαδή η τιμή της δυαδικής μεταβλητής u_{gt} , θα είναι μία συσχέτιση της τιμής της ίδιας μεταβλητής για την προηγούμενη χρονική περίοδο ($u_{g,t-1}$) και των μεταβλητών $startup_{gt}$ & $shutdown_{gt}$ ως εξής:

$$u_{gt} = u_{g,t-1} + startup_{gt} - shutdown_{gt}, g \in G, t = 2, \dots, T$$

Για τη χρονική περίοδο $t = 1$:

$$u_{g1} = U_{g0} + startup_{g1} - shutdown_{g1}, \forall g \in G$$

Όπου U_{g0} η αρχική κατάσταση της γεννήτριας g .

Για την ορθότερη προσέγγιση, λαμβάνεται υπόψιν η ανάγκη των γεννητριών να ψυχρανθούν για ένα ελάχιστο χρονικό διάστημα αφότου τεθούν εκτός λειτουργίας και αντίστοιχα να παραμείνουν εντός λειτουργίας για ένα ελάχιστο χρόνο. Συμβολίζονται με UT_g/DT_g οι ελάχιστοι χρόνοι παραμονής εντός/εκτός λειτουργίας για τη γεννήτρια g .

Οι περιορισμοί για τον ελάχιστο χρόνο παραμονής εντός και εκτός λειτουργίας εκφράζονται ως εξής:

$$\sum_{\tau=t-UT_g+1}^t startup_{g\tau} \leq u_{gt}, g \in G, t = UT_g, \dots, T$$

$$\sum_{\tau=t-DT_g+1}^t shutdown_{g\tau} \leq 1 - u_{gt}, g \in G, t = DT_g, \dots, T$$

2) Παραγωγή όταν η γεννήτρια είναι διαθέσιμη προς παραγωγή

Συμβολίζονται με P_g^+ και P_g^- το τεχνικό μέγιστο και το τεχνικό ελάχιστο της γεννήτριας g αντίστοιχα. Τα όρια παραγωγής της γεννήτριας εκφράζονται απ' τον εξής περιορισμό:

$$P_g^- \cdot u_{gt} \leq p_{gt} \leq P_g^+ \cdot u_{gt}, g \in G, t = 1, \dots, T$$

3) Όρια Ράμπας

Τα όρια ράμπα ορίζουν η παραγωγή μιας μονάδας μεταξύ περιόδων να μην είναι ταχύτερη από ένα όριο, είτε ανοδικά είτε καθοδικά. Τα όρια ράμπας συμβολίζονται με R_g^- και R_g^+ καθοδικά και ανοδικά αντίστοιχα.

Ο περιορισμός:

$$R_g^- \leq p_{gt} - p_{g,t-1} \leq R_g^+, g \in G, t = 2, \dots, T$$

4) Ισοζύγιο Ισχύος

Ο περιορισμός για το ισοζύγιο ισχύος αναφέρεται στην κάλυψη της ζήτησης (D_t) από τις μονάδες του συστήματος:

$$\sum_{g \in G} p_{gt} = D_t, t = 1, \dots, T$$

5) Κάλυψη Εφεδρείας

Αντίστοιχα με τον περιορισμό (4) οι μονάδες παραγωγής πρέπει για κάθε χρονική περίοδο να καλύπτουν τη ζήτηση εφεδρείας του δικτύου:

$$\sum_{g \in G} r_{gt} \geq R_t, t = 1, \dots, T$$

3.3.3 Αντικειμενική Συνάρτηση του προβλήματος

Το Unit Commitment πρόβλημα ορίζεται για ένα σύνολο χρονικών περιόδων T . Για λόγους απλοποίησης, αγνοούνται οι περιορισμοί μεταφοράς ισχύος και εφεδρείας. Επιπλέον, η ζήτηση ενέργειας και εφεδρείας θεωρείται σταθερή παράμετρος, όπως και το οριακό κόστος των γεννητριών.

Το πρόβλημα θα εκφραστεί ως ένα πρόβλημα ελαχιστοποίησης του κόστους των γεννητριών, $TC_g(u_g, p_g)$. Το συνολικό αυτό κόστος μπορεί να αναλυθεί σε δύο επιμέρους κόστη:

- Το κόστος δέσμευσης γεννητριών, $UC_g(u_g) = K_g \cdot u_{gt} + S_g \cdot startup_{gt}$
- Το κόστος παραγωγής γεννητριών, $PC_g(p_{gt}) = MC_g \cdot p_{gt}$

Συνεπώς, για το συνολικό κόστος ισχύει η σχέση:

$$TC_g(u_g, p_g) = UC_g(u_g) + \sum_{t=1}^T PC_g(p_{gt})$$

Η αντικειμενική συνάρτηση είναι η κάτωθι:

$$(UC): \min_{u,p,r} \sum_{g \in G} TC_g(u_g, p_g)$$

3.3.4 Το συνολικό μοντέλο

Λαμβάνοντας υπόψιν όλους αυτούς τους περιορισμούς προκύπτει το βασικό πρόβλημα μεικτού ακέραιου προγραμματισμού (UC):

$$(UC): \min_{u,p,r} \sum_{g \in G} \sum_{t=1}^T (K_g \cdot u_{gt} + S_g \cdot startup_{gt} + MC_g \cdot p_{gt})$$

s. t.

$$u_{gt} = u_{g,t-1} + startup_{gt} - shutdown_{gt}, g \in G, t = 2, \dots, T$$

$$u_{g1} = U_{g0} + startup_{g1} - shutdown_{g1}, \forall g \in G$$

$$\sum_{\tau=t-UT_g+1}^t startup_{g\tau} \leq u_{gt}, g \in G, t = UT_g, \dots, T$$

$$\sum_{\tau=t-DT_g+1}^t shutdown_{g\tau} \leq 1 - u_{gt}, g \in G, t = DT_g, \dots, T$$

$$P_g^- \cdot u_{gt} \leq p_{gt} \leq P_g^+ \cdot u_{gt}, g \in G, t = 1, \dots, T$$

$$R_g^- \leq p_{gt} - p_{g,t-1} \leq R_g^+, g \in G, t = 2, \dots, T$$

$$\sum_{g \in G} p_{gt} = D_t, t = 1, \dots, T$$

$$\sum_{g \in G} r_{gt} = R_t, t = 1, \dots, T$$

$$u_{gt} \in \{0,1\}, g \in G, t = 1, \dots, T$$

$$p_{gt}, r_{gt} \geq 0, g \in G, t = 1, \dots, T$$

Το βασικό αυτό μοντέλο UC επεκτείνεται στην παρούσα εργασία ώστε να συμπεριλάβει και τους περιορισμούς παράδοσης εφεδρειών στα δίκτυα.

3.4 Εφεδρεία

3.4.1 Εισαγωγή

Η εφεδρεία ορίζεται ως η πλεονάζουσα χωρητικότητα η οποία δεσμεύεται για τη διασφάλιση ότι το σύστημα είναι σε θέση να αντιμετωπίσει απροσδόκητες αστοχίες παραγωγής, διατηρώντας σταθερή τη συχνότητα λειτουργίας του συστήματος αλλά και την παροχή ηλεκτρισμού προς τους καταναλωτές.

Γενικά, τα σφάλματα οφείλονται σε αστοχία στην πρόγνωση είτε της παραγωγής είτε του καταναλισκόμενου φορτίου, αλλά και σε διακριτές αστοχίες στοιχείων του συστήματος (Μ/Σ, γραμμές μεταφορές, γεννήτριες κ.α.). Η χρησιμοποίηση των ΑΠΕ στην παραγωγή έχει αυξήσει ακόμα περισσότερο την ανάγκη για παροχή εφεδρείας στο σύστημα, λόγω της στοχαστικότητας που εισάγουν τέτοιες μονάδες παραγωγής. Διαφορετικά είδη εφεδρειών χρησιμοποιούνται για την αντιμετώπιση διαφορετικών πηγών αβεβαιότητας.

Η εφεδρεία που παρέχεται στο σύστημα διακρίνεται σε τρεις θεμελιώδεις κατηγορίες:

- 1) Η εφεδρεία συγκράτησης συχνότητας (πρωταρχική εφεδρεία) η οποία είναι η πρώτη γραμμή άμυνας. Μέσω αυτόματων ελεγκτών ανιχνεύεται τυχόν σφάλμα και εν συνεχεία γίνεται άμεση αλλαγή αδράνειας στους ρότορες των γεννητριών. Ενεργοποιείται εντός δευτερολέπτων.
- 2) Η αυτόματη και χειροκίνητη εφεδρεία επαναφοράς συχνότητας (δευτερογενής εφεδρεία), η δεύτερη γραμμή άμυνας. Διακρίνεται σε στρεφόμενη εφεδρεία (παρέχεται από γεννήτριες που βρίσκονται εντός λειτουργίας) και μη στρεφόμενη (παρέχεται από γεννήτριες που είναι εκτός λειτουργίας αλλά μπορούν να ξεκινήσουν άμεσα). Η πλήρης αντίδραση γίνεται σε διάστημα 5-10 λεπτών.
- 3) Η εφεδρεία αποκατάστασης (τριτογενής εφεδρεία), η τρίτη γραμμή άμυνας, η οποία ενεργοποιείται σε διάστημα μερικών λεπτών.

3.4.2 Η μετάβαση από την ανελαστική απαίτηση εφεδρειών στις καμπύλες ORDC

Στις κλασικές αγορές ηλεκτρικής ενέργειας, η απαίτηση για εφεδρείες συνήθως θεωρείται σταθερή και ανελαστική. Δηλαδή, ο διαχειριστής ορίζει ότι το σύστημα πρέπει πάντα να διαθέτει ένα συγκεκριμένο επίπεδο εφεδρείας (π.χ. X MW), χωρίς να λαμβάνεται υπόψη το κόστος ή το πραγματικό όφελος κάθε επιπλέον μονάδας εφεδρείας. Αυτή η απλοποιημένη παραδοχή έχει ως αποτέλεσμα να μην αποτυπώνεται η πραγματική αξία που έχει η εφεδρεία για την αξιοπιστία του συστήματος, ειδικά σε περιόδους όπου το περιθώριο είναι μικρό. Με άλλα λόγια, ενδέχεται να οδηγήσουν σε τιμές ενέργειας με υψηλή μεταβλητότητα σε καταστάσεις πίεσης. Αυτό το αποτέλεσμα, οδηγεί σε ένα περιβάλλον που δεν ευνοεί τις επενδύσεις στην αγορά εφεδρείας.

Αντίθετα, οι Καμπύλες Ζήτησης Λειτουργικής Εφεδρείας (Operating Reserve Demand Curves - ORDC) εισάγουν ελαστικότητα στη ζήτηση εφεδρειών. Η ORDC εκφράζει την αξία της εφεδρείας ως συνάρτηση του διαθέσιμου επιπέδου της και συνδέεται με την πιθανότητα απώλειας φορτίου (LOLP) και την αξία χαμένου φορτίου (VOLL). Έτσι, η τιμή της εφεδρείας αυξάνεται όταν οι διαθέσιμες εφεδρείες είναι λίγες και μειώνεται όταν υπάρχει αφθονία, αποτυπώνοντας με πιο ρεαλιστικό τρόπο

τον ρόλο της στην αξιοπιστία. Ωστόσο, ένα βασικό μειονέκτημα των καμπυλών ζήτησης λειτουργικής εφεδρείας είναι η προσαύξηση στις τιμές ενέργειας σε συνθήκες σπανιότητας.

Αποδεικνύεται (στο παράρτημα, σελ.190 βιβλίο) ότι η τιμή ενέργειας και η τιμή εφεδρείας ακολουθούν η μία την άλλη. Επομένως, η εισαγωγή της ελαστικότητας ως προς την τιμή της εφεδρείας, έχει ως αποτέλεσμα την πιο ομαλή συμπεριφορά και της τιμής ενέργειας ως συνάρτηση της (ανελαστικής) ζήτησης του συστήματος.

Η διαφορά αυτή αποτυπώνεται και στη μελέτη των Cartuyvels & Papavasiliou (2022), οι οποίοι με προσομοιώσεις στο βελγικό σύστημα έδειξαν ότι η χρήση ORDC δεν αυξάνει το συνολικό κόστος λειτουργίας σε σχέση με την ανελαστική προσέγγιση, αλλά οδηγεί σε πιο στοχευμένα σήματα τιμών (scarcity adders). Αυτά τα σήματα εμφανίζονται όταν το σύστημα είναι «σφιχτό», ενισχύουν την αποζημίωση των ευέλικτων μονάδων και δημιουργούν ένα πιο σταθερό περιβάλλον για επενδύσεις στην ευελιξία.

Μαθηματική Διατύπωση των ORDCs [\[11\]](#)

Το θεωρητικό υπόβαθρο της καμπύλης ζήτησης λειτουργικής εφεδρείας, που εισήγαγε ο Hogan, συνδέει τη μορφή των ORDCs με την πιθανότητα απώλειας φορτίου (Loss of Load Probability, LOLP) και την αποτίμηση της απώλειας φορτίου (Value of Lost Load, VOLL). Η βασική σχέση υπολογισμού της ORDC είναι:

$$MR(x) = (VOLL - \widehat{MC}) \cdot LOLP(x)$$

Όπου $\widehat{MC}$ είναι το οριακό κόστος της οριακής μονάδας.

Η συνάρτηση $LOLP(x)$, όπως αναφέρθηκε παραπάνω, εκφράζει την πιθανότητα απώλειας φορτίου δεδομένου ότι το σύστημα φέρει x MW εφεδρείας. Πρόκειται για μία φθίνουσα συνάρτηση του x : όσο μεγαλύτερη εφεδρεία φέρει το σύστημα, τόσο μικρότερη είναι η πιθανότητα αποκοπής φορτίου. Συνεπώς, οι ORDCs είναι επίσης φθίνουσες καμπύλες.

Από τη θεωρία στην πράξη: διακριτή γραμμική προσέγγιση

Παρότι η θεωρητική μορφή της ORDC είναι συνεχής, οι αλγόριθμοι βελτιστοποίησης (UC/ED) και οι μηχανισμοί αγοράς απαιτούν γραμμική και διακριτή αναπαράσταση. Για τον λόγο αυτό, η συνεχής συνάρτηση $LOLP \cdot VOLL$ προσεγγίζεται από μια διακριτή-γραμμική καμπύλη με blocks, με τα εξής χαρακτηριστικά:

- Κάθε block αντιστοιχεί σε μία ποσότητα εφεδρείας $QR(MW)$
- Η ποσότητα αυτή αποτιμάται σε μία τιμή $PR(€/MW)$, που προκύπτει απ' τη μέση οριακή τιμή της θεωρητικής-συνεχούς ORDC στο συγκεκριμένο διάστημα.
- Η ORDC αναπαρίσταται έτσι ως μία λίστα ζευγών (QR_i, PR_i) , για $i = 1, 2, \dots, k$

Στην εκκαθάριση, τα blocks καταναλώνονται ξεκινώντας από το ακριβότερο προς το φθηνότερο, ώστε να αναπαραχθεί η φθίνουσα μορφή της θεωρητικής καμπύλης.

Παράδειγμα υπολογισμού συνεχούς καμπύλης ORDC και μετατροπή σε διακριτή

Λαμβάνεται σύστημα με $VOLL = 1000€/MWh$.

Το οριακό κόστος της οριακής μονάδας είναι $\widehat{MC} = 50€/MWh$

Η πιθανότητα απώλειας του φορτίου είναι: $LOLP(x) = \mathbb{P}(imb \geq x)$, όπου η τυχαία μεταβλητή imb ακολουθεί κανονική κατανομή: $imb \sim \mathcal{N}(\mu = 0, \sigma = 1.5 \text{ MW})$.

Συνεπώς, η συνεχής καμπύλη ORDC δίνεται απ' τη σχέση:

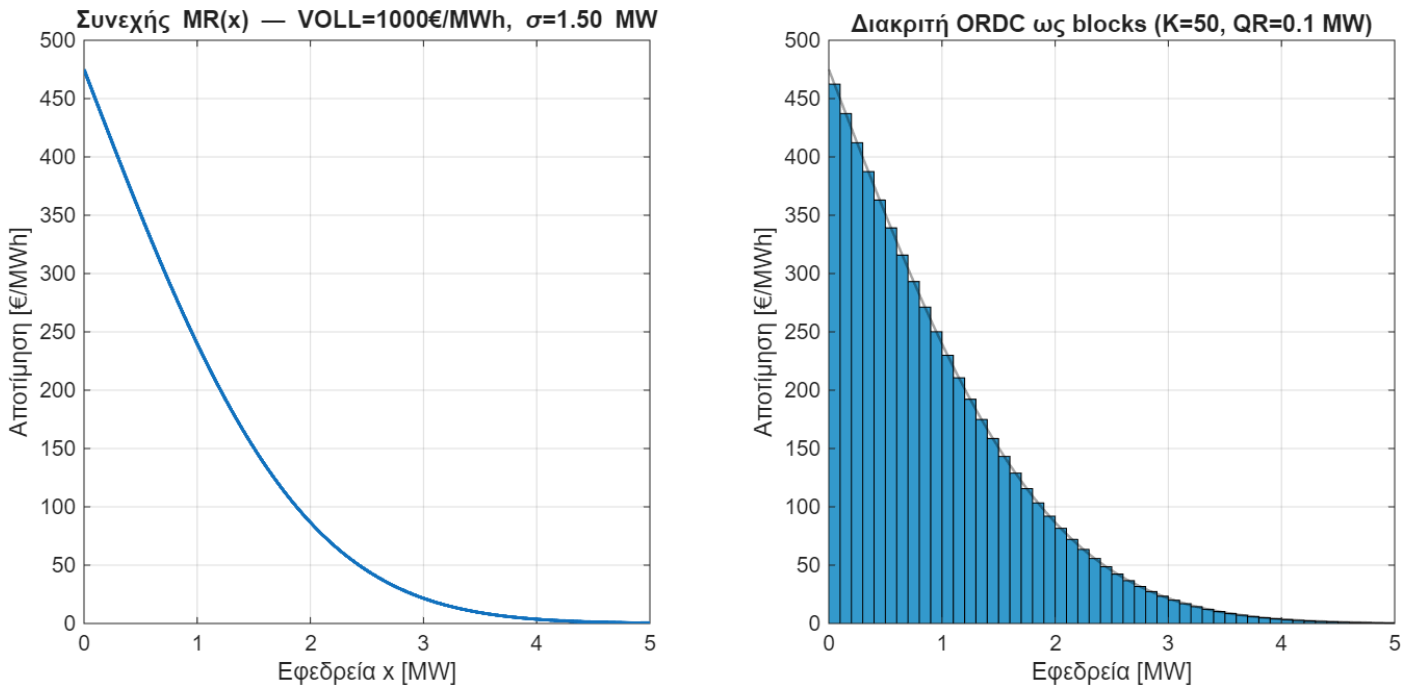
$$MR(x) = (VOLL - \widehat{MC}) \cdot LOLP(x) \Rightarrow MR(x) = 950 \cdot \mathbb{P}(imb \geq x)$$

Η μετατροπή σε διακριτή ORDC γίνεται με εύρεση του μέσου της τιμής της συνεχούς καμπύλης στο διάστημα που εξετάζεται:

$$PR_i = \frac{1}{\Delta x} \cdot \int_{x_{i-1}}^{x_i} MR(x) dx$$

Για λόγους ευκρίνειας, επιλέγεται η διακριτή καμπύλη να χωριστεί σε 50 blocks.

Παρακάτω φαίνονται οι καμπύλες όπως αυτές προκύπτουν ύστερα από προσομοίωση σε MATLAB:



Σχήμα 3.3: Αναπαράσταση της καμπύλης ζήτησης λειτουργικής εφεδρείας (Operating Reserve Demand Curve – ORDC). Στο αριστερό διάγραμμα παρουσιάζεται η συνεχής μορφή της καμπύλης οριακής αποτίμησης $MR(x)$, ενώ στο δεξί η αντίστοιχη διακριτή προσέγγιση σε blocks, για $K=50$ και ποσότητα εφεδρείας $QR=0.1 \text{ MW}$. Η καμπύλη αποτυπώνει τη μείωση της αξίας της εφεδρείας όσο αυξάνεται η διαθέσιμη ποσότητα.

Σύνδεση με το μοντέλο της εργασίας

Η ανάλυση των καμπυλών ORDC δεν έχει μόνο θεωρητικό ενδιαφέρον, αλλά συνδέεται άμεσα με τη μεθοδολογία που ακολουθείται στη διπλωματική εργασία. Στο μαθηματικό μοντέλο UC, η ORDC ενσωματώνεται ως ζήτηση για εφεδρείες με διακριτή αναπαράσταση (blocks QR, PR). Αυτό σημαίνει ότι, σε περίπτωση ανεπαρκούς εφεδρείας, το μοντέλο «αγοράζει» από τα blocks, δημιουργώντας scarcity adders στις τιμές ενέργειας και εφεδρείας. Με αυτό τον τρόπο, το μοντέλο αποτιμά την αξιοπιστία σε πραγματικό χρόνο, αποφεύγοντας τις αδυναμίες της παραδοσιακής ανελαστικής απαίτησης.

Ένα ακόμη στοιχείο που έχει ληφθεί υπόψη είναι η εποχικότητα. Η αβεβαιότητα στο φορτίο και στην παραγωγή ΑΠΕ δεν είναι σταθερή όλο τον χρόνο: το χειμώνα οι αιχμές φορτίου έχουν διαφορετική συχνότητα και μεταβλητότητα σε σχέση με το καλοκαίρι, ενώ την άνοιξη και το φθινόπωρο η συμβολή των ΑΠΕ είναι πιο έντονα στοχαστική. Για τον λόγο αυτό, η ORDC λήφθηκε ξεχωριστά για κάθε εποχή (χειμώνας, άνοιξη, καλοκαίρι, φθινόπωρο) με βάση τα αντίστοιχα ιστορικά δεδομένα ανισορροπιών. Η προσέγγιση αυτή εξασφαλίζει ότι η αποτίμηση της εφεδρείας είναι ρεαλιστική και προσαρμοσμένη στις συνθήκες λειτουργίας κάθε περιόδου, και συνεπώς τα σήματα τιμών που παράγονται από το μοντέλο έχουν μεγαλύτερη αξιοπιστία.

Έτσι, στη διπλωματική εργασία χρησιμοποιούνται τέσσερις διαφορετικές καμπύλες ORDC – μία για κάθε εποχή – οι οποίες ενσωματώνονται στο UC κατά την επίλυση των αντιπροσωπευτικών ημερών. Με τον τρόπο αυτό, η μεθοδολογία καταφέρνει να συνδέσει άμεσα τη στατιστική ανάλυση των ανισορροπιών με την οικονομική αποτίμηση της αξιοπιστίας μέσω των ORDCs.

3.5 Παράδοση εφεδρείας

Εισαγωγή στο Reserve Deliverability

Η έννοια της παραδοτέας εφεδρείας (reserve deliverability) αναφέρεται στην ικανότητα των δεσμευμένων εφεδρειών να είναι πραγματικά αξιοποιήσιμες σε συνθήκες ενεργοποίησης, λαμβάνοντας υπόψη τους φυσικούς περιορισμούς του δικτύου. Με απλά λόγια, μια μονάδα μπορεί να δηλώνει διαθέσιμη εφεδρεία, ωστόσο αν βρίσκεται «πίσω» από μια συμφόρηση στο δίκτυο, η ισχύς αυτή δεν μπορεί να φτάσει στον κόμβο όπου απαιτείται, άρα πρακτικά δεν συμβάλλει στην ασφάλεια του συστήματος. Η μη ενσωμάτωση του κριτηρίου της deliverability οδηγεί σε στρεβλώσεις, καθώς οι μονάδες αυτές εξακολουθούν να πληρώνονται, δημιουργώντας λανθασμένα σήματα τιμών και κίνητρα επενδύσεων.

Η σημασία της έννοιας αυξάνεται καθώς τα δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας ενσωματώνουν ολοένα και περισσότερες στοχαστικές και αποκεντρωμένες πηγές παραγωγής (ΑΠΕ, ευέλικτα φορτία, ηλεκτρικά οχήματα). Σε τέτοιες συνθήκες, οι εφεδρείες δεν είναι απλώς ζήτημα ποσοτικής επάρκειας, αλλά και χωρικής διαθεσιμότητας: το πού βρίσκονται στο δίκτυο καθορίζει αν μπορούν να παραδοθούν όταν χρειαστούν. Για τον λόγο αυτό, η reserve deliverability έχει συνδεθεί στενά με τη θεωρία των Distribution Locational Marginal Prices (DLMPs) και με την ενσωμάτωση Operating Reserve Demand Curves (ORDCs) στα μοντέλα αγοράς. Ο στόχος είναι οι scarcity adders να μεταφέρονται μόνο σε

εκείνα τα σημεία του δικτύου που πράγματι μπορούν να υποστηρίξουν το σύστημα, αποφεύγοντας αδικαιολόγητες αποζημιώσεις.

Μαθηματική Ιδέα

Η έννοια της παραδοτέας εφεδρείας διατυπώνεται μαθηματικά μέσω ενός συνόλου περιορισμών που εξασφαλίζουν ότι η ενεργοποίηση των δεσμευμένων εφεδρειών είναι εφικτή για κάθε πιθανό σενάριο. Η βασική λογική είναι κοινή στα περισσότερα μοντέλα:

1. Ισοζύγιο ενέργειας

Για κάθε ζυγό και κάθε χρονικό βήμα, η παραγόμενη ισχύς, η κατανάλωση και οι εισαγωγές/εξαγωγές μέσω του δικτύου πρέπει να ισορροπούν. Στις διατυπώσεις με deliverability, το ισοζύγιο αυτό εμπλουτίζεται με όρους που αφορούν την ενεργοποίηση εφεδρειών.

2. Ισοζύγιο εφεδρειών

Οι upward και downward εφεδρείες που προσφέρονται από τους παραγωγούς κατανέμονται στα σημεία ζήτησης (ORDC blocks). Η αντιστοίχιση αυτή πρέπει να σέβεται τα όρια χωρητικότητας του δικτύου.

3. Περιορισμοί γραμμών (PTDF based)

Οι ροές υπολογίζονται μέσω συντελεστών κατανομής ισχύος (PTDFs). Για να εξασφαλιστεί η εφικτότητα όλων των πιθανών ενεργοποιήσεων, εισάγονται βοηθητικές μεταβλητές που εκφράζουν τις ροές εφεδρειών σε κάθε γραμμή (fr^+ , fr^-). Έτσι, οι περιορισμοί χωρητικότητας ισχύουν για κάθε πιθανή κατεύθυνση ροής.

4. Όρια παραγωγής και εφεδρειών

Κάθε μονάδα πρέπει να λειτουργεί εντός των φυσικών της ορίων: το τεχνικό ελάχιστο/μέγιστο ισχύος, καθώς και τα διαθέσιμα περιθώρια για upward και downward εφεδρεία.

Η καινοτομία του μοντέλου Inscribed Boxes είναι ότι δεν εξετάζει όλα τα σενάρια ενεργοποίησης (κάτι που θα ήταν εκθετικά πολύπλοκο), αλλά προσεγγίζει το εφικτό πολυεδρικό σύνολο με ένα μέγιστου όγκου box. Το κουτί αυτό αντιπροσωπεύει ένα σύνολο εφικτών κατανομών εφεδρειών που είναι σίγουρα παραδοτέες. Έτσι, οι περιορισμοί γραμμών αναδιατυπώνονται με τέτοιο τρόπο ώστε να καλύπτουν όλες τις πιθανές ενεργοποιήσεις μέσα στο κουτί, διατηρώντας την υπολογιστική ευστάθεια του προβλήματος.

Με αυτό τον τρόπο, η deliverability ενσωματώνεται στο μοντέλο αγοράς μέσω πρόσθετων γραμμικών περιορισμών, που «φιλτράρουν» ποιες προσφορές εφεδρείας θεωρούνται πραγματικά αξιοποιήσιμες.

Οικονομική Ερμηνεία και Σύνδεση με ORDC/DLMPs

Η ενσωμάτωση περιορισμών παραδοτέας εφεδρείας δεν είναι μόνο τεχνικό ζήτημα εφικτότητας, αλλά έχει και άμεσες οικονομικές συνέπειες. Οι δυϊκές τιμές (dual variables) που προκύπτουν από τους

περιορισμούς deliverability προσδιορίζουν πώς τα σήματα σπανιότητας (scarcity adders) κατανέμονται χωρικά στο δίκτυο.

Πιο συγκεκριμένα:

- Οι τιμές ενέργειας σε δύο κόμβους που συνδέονται μέσω μιας γραμμής διαφέρουν κατά ακριβώς το ίδιο ποσό με τη διαφορά στις τιμές εφεδρείας στους ίδιους κόμβους. Με αυτό τον τρόπο, οι scarcity adders της ORDC μεταφέρονται μόνο σε εκείνα τα σημεία που πράγματι μπορούν να παραδώσουν εφεδρεία μέσω του δικτύου.
- Αν ένας πόρος βρίσκεται πίσω από συμφόρηση, τότε η τοπική του τιμή εφεδρείας μηδενίζεται (δεν αμείβεται για εφεδρεία που δεν μπορεί να παραδοθεί). Έτσι αποφεύγονται στρεβλές αποζημιώσεις και δημιουργούνται πιο αξιόπιστα κίνητρα επενδύσεων.

Η σύνδεση με τις Operating Reserve Demand Curves (ORDCs) είναι καθοριστική. Σε κλασικά μοντέλα χωρίς deliverability, οι ORDC adders εμφανίζονται ομοιόμορφα σε όλο το σύστημα, ανεξάρτητα από το αν οι εφεδρείες είναι πραγματικά αξιοποιήσιμες. Με την προσθήκη της deliverability, οι ORDCs παραμένουν η πηγή του scarcity pricing, αλλά τα πρόσθετα σήματα διαφοροποιούνται χωρικά ανάλογα με τη δομή του δικτύου. Αυτό οδηγεί σε Distribution Locational Marginal Prices (DLMPs) που αντικατοπτρίζουν όχι μόνο το κόστος ενέργειας και συμφόρησης, αλλά και την παραδοτέα αξία της εφεδρείας.

Από πλευράς επενδύσεων, το πλαίσιο αυτό εξασφαλίζει ότι τα κίνητρα κατευθύνονται σε εκείνες τις περιοχές του δικτύου όπου η εφεδρεία είναι πραγματικά χρήσιμη. Έτσι, η deliverability λειτουργεί ως μηχανισμός που αποθαρρύνει επενδύσεις πίσω από χρόνια συμφόρηση και ενθαρρύνει επενδύσεις σε σημεία όπου η ευελιξία μπορεί πράγματι να ενισχύσει την αξιοπιστία του συστήματος.

Εφαρμογή στο πρόβλημα της παρούσας εργασίας

Η παρούσα εργασία πατάει ακριβώς πάνω σε αυτό το πλαίσιο: αξιοποιεί τη μεθοδολογία Inscribed Boxes, όχι όμως μόνο σε ένα στατικό πρόβλημα κατανομής, αλλά σε ένα Unit Commitment μοντέλο με πλήρεις χρονικούς περιορισμούς (min up/down, ramping, startup/shutdown). Με αυτόν τον τρόπο, επεκτείνεται η θεωρητική βάση της βιβλιογραφίας σε ένα ρεαλιστικό πλαίσιο προγραμματισμού, όπου η παραδοτέα εφεδρεία δεν εξαρτάται μόνο από τη θέση στο δίκτυο, αλλά και από το πότε και πώς οι μονάδες μπορούν να είναι διαθέσιμες.

Παράλληλα, το συνδυαστικό πλαίσιο ORDC–deliverability που ενσωματώνεται στο UC οδηγεί στη δημιουργία DLMPs που αντανακλούν:

1. το κόστος ενέργειας,
2. το κόστος συμφόρησης και
3. την αξία της παραδοτέας εφεδρείας.

Έτσι, η εργασία φιλοδοξεί να γεφυρώσει τη θεωρία με την πράξη, δείχνοντας πώς ένα state-of-the-art θεωρητικό εργαλείο (Inscribed Boxes) μπορεί να ενσωματωθεί σε ένα UC μοντέλο και να δώσει πιο ρεαλιστικά σήματα τιμών και επενδυτικά κίνητρα.

3.6 Τιμολόγηση

3.6.1 Τιμολόγηση σε αγορές με μη κυρτότητες

Στο κλασικό πρόβλημα οικονομικής κατανομής (economic dispatch) με συνεχείς μεταβλητές, η εφικτή περιοχή είναι κυρτή. Αυτό έχει δύο βασικές συνέπειες: πρώτον, οι σκιάδεις τιμές (shadow prices) που προκύπτουν από το δυϊκό πρόβλημα είναι συνεπείς με τη βέλτιστη λύση, και δεύτερον, αυτές οι τιμές αντανακλούν με ακρίβεια το οριακό κόστος παραγωγής. Έτσι, η αγορά μπορεί να εκκαθαριστεί μόνο με τις τιμές ενέργειας, χωρίς την ανάγκη για πρόσθετες διορθώσεις ή πληρωμές.

Η κατάσταση όμως είναι διαφορετική όταν εξετάζουμε το πρόβλημα δέσμευσης μονάδων (Unit Commitment). Η ύπαρξη start-up και no-load κοστών, καθώς και περιορισμών όπως οι ελάχιστοι χρόνοι λειτουργίας και παύσης (min-up/min-down), εισάγουν μη κυρτότητες στο πρόβλημα. Η εφικτή περιοχή δεν είναι πλέον κυρτή και αυτό σημαίνει ότι οι τυπικές ιδιότητες της δυϊκότητας δεν ισχύουν. Στην πράξη, η λύση που προκύπτει από το primal (UC) δεν μπορεί πάντα να υποστηριχθεί από ένα συνεπές διάλυμα τιμών του δυϊκού.

Αυτό το φαινόμενο περιγράφεται ως duality gap: υπάρχει διαφορά ανάμεσα στη βέλτιστη primal τιμή και στη βέλτιστη dual τιμή. Η ύπαρξη duality gap σημαίνει ότι οι τιμές που προκύπτουν αποκλειστικά από το dual δεν είναι επαρκείς για να καλύψουν το συνολικό κόστος λειτουργίας των μονάδων. Για παράδειγμα, μια μονάδα μπορεί να χρειάζεται να ανακτήσει σημαντικά start-up κόστη, τα οποία δεν αντανακλώνται στην οριακή τιμή που βγαίνει από το dual. Σε αυτήν την περίπτωση, αν ακολουθούσαμε μόνο τις τιμές αγοράς, ο παραγωγός θα είχε ζημία και θα αποθαρρυνόταν από το να συμμετέχει στην αγορά.

Για να διασφαλιστεί η βιωσιμότητα της αγοράς, εισάγονται οι λεγόμενες uplift πληρωμές ή make-whole payments. Αυτές είναι πρόσθετες αποζημιώσεις που καταβάλλονται σε παραγωγούς ώστε να καλύψουν το πραγματικό τους κόστος, πέραν των εσόδων από τις τιμές αγοράς. Η ύπαρξή τους αποτελεί ένδειξη του duality gap και της μη κυρτότητας του προβλήματος.

Το ζήτημα αυτό είναι θεμελιώδες για τον σχεδιασμό των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας. Σε αγορές με μη κυρτότητες, οι οριακές τιμές (LMPs) δεν επαρκούν για να αποτυπώσουν το πραγματικό οριακό κόστος και να εξασφαλίσουν πλήρη ανάκτηση του κόστους από τους παραγωγούς. Για τον λόγο αυτό απαιτούνται μεθοδολογίες τιμολόγησης, όπως το Integer Programming (IP) pricing – που βασίζεται στη χαλάρωση του μεικτού ακέραιου προγράμματος (MIP) σε γραμμικό (LP) ώστε να εξαχθούν συνεπείς τιμές αγοράς – και το Convex Hull pricing, το οποίο προσεγγίζει το πρόβλημα μέσω του κυρτού φλοιού του εφικτού συνόλου. Οι προσεγγίσεις αυτές στοχεύουν στη μείωση ή ακόμη και στην εξάλειψη της ανάγκης για uplift πληρωμές, παρέχοντας πιο αποδοτικά και διαφανή σήματα τιμών. Η αναλυτική παρουσίασή τους ακολουθεί στις επόμενες ενότητες.

3.6.2 Μέθοδοι Τιμολόγησης σε Μη Κυρτά Μοντέλα

Η ύπαρξη μη κυρτοτήτων στο πρόβλημα δέσμευσης μονάδων σημαίνει ότι οι σκιάδεις τιμές του dual δεν μπορούν να λειτουργήσουν ως συνεπείς τιμές αγοράς. Για τον λόγο αυτό, έχουν αναπτυχθεί

διαφορετικές μεθοδολογίες τιμολόγησης με σκοπό να αποκαταστήσουν την οικονομική αποδοτικότητα και να εξασφαλίσουν την ανάκτηση του κόστους από τους παραγωγούς.

Convex Hull Pricing

Η πιο καθαρή θεωρητική προσέγγιση είναι το Convex Hull Pricing. Η ιδέα είναι ότι το μη κυρτό εφικτό σύνολο του UC αντικαθίσταται από τον κυρτό φλοιό του (convex hull). Η επίλυση αυτού του κυρτού προβλήματος οδηγεί σε τιμές που:

- Ελαχιστοποιούν το συνολικό κόστος uplift στο σύστημα.
- Είναι συνεπείς με την έννοια του market-clearing σε κυρτό περιβάλλον.

Ωστόσο, η πρακτική εφαρμογή είναι δύσκολη, καθώς ο ακριβής υπολογισμός του convex hull απαιτεί έναν πολύ μεγάλο αριθμό περιορισμών. Γι' αυτό και το Convex Hull Pricing παραμένει κυρίως θεωρητικό σημείο αναφοράς και όχι καθημερινή πρακτική σε πραγματικές αγορές.

Integer Programming (IP) Pricing

Το πρόβλημα δέσμευσης μονάδων (Unit Commitment) είναι μη κυρτό, εξαιτίας της ύπαρξης δυαδικών μεταβλητών και μη γραμμικών κοστών όπως το Startup Cost και το No Load Cost. Αυτό σημαίνει ότι οι τιμές που θα προέκυπταν απευθείας από το dual δεν μπορούν να χρησιμοποιηθούν για την εκκαθάριση της αγοράς, καθώς δεν υποστηρίζουν πάντα τη βέλτιστη λύση. Για τον λόγο αυτό έχει αναπτυχθεί το Integer Programming (IP) Pricing, που αποτελεί την πιο διαδεδομένη πρακτική μέθοδο.

Η κεντρική ιδέα του IP Pricing είναι ότι οι τιμές πρέπει να προκύπτουν με βάση τη βέλτιστη λύση του UC (δηλαδή τις πραγματικές αποφάσεις commitment), ενώ ταυτόχρονα να παραμένουν οι κλασικές οριακές τιμές (LMPs) ενός κυρτού προβλήματος. Επειδή το ίδιο το UC είναι μεικτό ακέραιο και δεν έχει καλά ορισμένο dual, η διαδικασία στηρίζεται σε δύο φάσεις: πρώτα επίλυση του UC, και στη συνέχεια επανεπίλυση ενός γραμμικού προβλήματος με σταθερές τις αποφάσεις commitment.

Διαδικασία IP pricing:

- Επίλυση UC (MIP)
Λύνεται το πλήρες πρόβλημα δέσμευσης μονάδων με όλες τις δυαδικές μεταβλητές. Από αυτό το βήμα προκύπτει η βέλτιστη δέσμευση u^* και το αντίστοιχο dispatch.
- Fix των δυαδικών μεταβλητών
Οι αποφάσεις commitment u «παγώνουν» στις τιμές u^* . Έτσι, θεωρείται δεδομένο ποιες μονάδες λειτουργούν σε κάθε χρονικό διάστημα.
- Χαλάρωση του προβλήματος
Οι υπόλοιπες δυαδικές μεταβλητές startup & shutdown, μετατρέπονται σε συνεχείς στο διάστημα $[0,1]$. Έτσι, το πρόβλημα γίνεται καθαρά γραμμικό (LP) με συνεχείς μεταβλητές ισχύος, ροής και εφεδρειών.
- Εξαγωγή τιμών
Το LP επιλύεται ξανά. Οι τιμές των περιορισμών ισοζυγίου και ροής δίνουν τις τιμές ενέργειας. Αντίστοιχα για τις εφεδρείες.

Για την εξαγωγή των τιμών στην παρούσα μελέτη χρησιμοποιείται η μέθοδος IP pricing.

Κεφάλαιο 4: Μαθηματικό μοντέλο και περιγραφή του συστήματος

Στο παρόν κεφάλαιο παρουσιάζεται το μεθοδολογικό πλαίσιο πάνω στο οποίο βασίζεται η εργασία. Αρχικά περιγράφεται το μαθηματικό μοντέλο Unit Commitment με ενσωμάτωση περιορισμών παραδοτέας εφεδρείας, όπως αυτό αναπτύχθηκε και προσαρμόστηκε στις ανάγκες της μελέτης. Στη συνέχεια παρουσιάζεται το εξεταζόμενο δίκτυο, το οποίο στηρίζεται σε δεδομένα από το TYNDP του ENTSO-E και εμπλουτίζεται με ακτινικά δίκτυα διανομής, ώστε να αποτυπωθεί με ρεαλιστικό τρόπο η τοπική διάσταση των περιορισμών.

Περαιτέρω, ορίζονται τα διαφορετικά σχέδια ανάλυσης (designs) που χρησιμοποιούνται για τη σύγκριση αποτελεσμάτων, καθώς και το σύνολο δεδομένων που τροφοδοτούν το μοντέλο – όπως τα χαρακτηριστικά των γεννητριών, τα προφίλ φορτίου και οι καμπύλες ORDC. Με αυτόν τον τρόπο, καθίσταται σαφές το θεωρητικό και πρακτικό υπόβαθρο πάνω στο οποίο στηρίζονται τα αποτελέσματα που παρουσιάζονται στο επόμενο κεφάλαιο.

4.1 Παρουσίαση του μοντέλου

Η διατύπωση στηρίζεται στο κλασικό πρόβλημα Unit Commitment (UC), το οποίο επεκτείνεται με στόχο να ενσωματώσει τόσο την παροχή εφεδρειών όσο και την ικανότητα παράδοσης αυτών (reserve deliverability). Η επιλογή αυτή αποσκοπεί στη δημιουργία ενός πλαισίου που συνδυάζει την ελαχιστοποίηση του κόστους λειτουργίας με την παροχή ρεαλιστικών σημάτων τιμών ενέργειας και εφεδρειών, σε ένα περιβάλλον όπου οι περιορισμοί του δικτύου και η στοχαστικότητα του φορτίου/ΑΠΕ καθιστούν απαραίτητη την ύπαρξη πρόσθετης ευελιξίας.

Η προσέγγιση που ακολουθείται βασίζεται στη μεθοδολογία των Inscribed Boxes, όπως αυτή έχει παρουσιαστεί στη βιβλιογραφία (Ruan, Papavasiliou & Madani, 2019), και επεκτείνεται σε περιβάλλον Unit Commitment. Με αυτόν τον τρόπο, το μοντέλο παραμένει υπολογιστικά διαχειρίσιμο ακόμη και για μεγάλης κλίμακας προβλήματα, ενώ ταυτόχρονα εξασφαλίζεται ότι οι δεσμευμένες εφεδρείες είναι πράγματι παραδοτέες. Παράλληλα, το μοντέλο περιλαμβάνει τις καμπύλες Operating Reserve Demand Curves (ORDCs) ώστε να αποτυπώνεται η αξία της αξιοπιστίας και να ενσωματώνονται τα scarcity adders στα σήματα τιμών.

Παρακάτω, παρατίθεται αναλυτικά το μοντέλο όπως αυτό αναπτύχθηκε.

4.1.1 Απαιτούμενα Σύνολα

Τα σύνολα τα οποία χρησιμοποιήθηκαν είναι προσαρμοσμένα στις ανάγκες του dataset που χρησιμοποιήθηκε. Πιο συγκεκριμένα:

G : το σύνολο των γεννητριών του δικτύου

G_n : το σύνολο των γεννητριών του κόμβου n

K : το σύνολο των ακμών του δικτύου

N : το σύνολο των κόμβων του δικτύου

T : το σύνολο των χρονικών περιόδων που εξετάζονται

S : το σύνολο των κόμβων του δικτύου για τους οποίους ορίζεται ζήτηση εφεδρείας

VS_n : το σύνολο των blocks για την καμπύλη ORDC που αναφέρεται στον κόμβο $n \in S$

4.1.2 Παράμετροι των στοιχείων του δικτύου

Για τις ανάγκες του μοντέλου πρέπει να οριστούν συγκεκριμένες παράμετροι των στοιχείων. Πιο συγκεκριμένα, για κάθε κατηγορία:

1. Γεννήτριες

- P_g^+, P_g^- : τεχνικό μέγιστο/ελάχιστο ισχύος μονάδας g
- MC_g : οριακό κόστος παραγωγής μονάδας g
- R_g^+, R_g^- : όρια ράμπας ανοδικά/καθοδικά μονάδας g
- UT, DT : ελάχιστος χρόνος παραμονής εντός/εκτός λειτουργίας για τη μονάδα g
- K_g : κόστος ελαχίστου φορτίου μονάδας g
- S_g : κόστος δέσμευσης μονάδας g
- $P_{g,0}$: η αρχική παραγωγή της μονάδας g κατά το προηγούμενο χρονικό βήμα
- $U_{g,0}$: η αρχική κατάσταση δέσμευσης της μονάδας g κατά το προηγούμενο χρονικό βήμα

2. Γραμμές μεταφοράς

- F_k^+ : μέγιστη χωρητικότητα ισχύος της γραμμής k
- $PTDF_{k,n}$: Power Transfer Distribution Factor για τη γραμμή k και τον κόμβο n
- $A_{k,k'}$: Παράμετρος αλληλεπίδρασης μεταξύ των γραμμών k & k' . Προκύπτει στη διατύπωση του Inscribed Boxes. (βλ. [Παράρτημα 2](#))

3. Κόμβοι

- P_n : η σταθερή παραγωγή ισχύος του κόμβου n
- $D_{n,t}$: η ζήτηση ισχύος του κόμβου n κατά τη χρονική στιγμή t

4.1.3 Μεταβλητές απόφασης του μοντέλου

Παρακάτω παρουσιάζονται οι μεταβλητές απόφασης του ολοκληρωμένου μοντέλου.

1. Δυναδικές Μεταβλητές

- a. Δυναδικές μεταβλητές δέσμευσης: $u_{gt} \in \{0,1\}$ που δηλώνουν αν η μονάδα g είναι ενεργή στην περίοδο t .
 - b. Μεταβλητές εκκίνησης/τερματισμού: $startup_{gt}, shutdown_{gt} \in \{0,1\}$, που δηλώνουν την απόφαση εκκίνησης ή απενεργοποίησης για τη γεννήτρια g τη χρονική στιγμή t .
2. Συνεχείς μεταβλητές παραγωγής & εφεδρειών
- a. Μεταβλητές παραγόμενης ισχύος: $p_{g,t} \geq 0$, παραγόμενη ισχύς της μονάδας g κατά τη χρονική στιγμή t
 - b. Μεταβλητές παρεχόμενης εφεδρείας: $r_{g,t} \geq 0$, παρεχόμενη upward εφεδρεία της μονάδας g κατά τη χρονική στιγμή t
3. Συνεχείς μεταβλητές συστήματος
- a. Μεταβλητές καθαρής έγχυσης ενέργειας: $pe_{n,t}$, η καθαρή έγχυση ισχύος στον κόμβο n κατά τη χρονική στιγμή t
 - b. Μεταβλητές καθαρής έγχυσης εφεδρείας: $pr_{n,t}$, η καθαρή έγχυση εφεδρείας στον κόμβο n κατά τη χρονική στιγμή t
 - c. Μεταβλητές ροής εφεδρείας: $fr_{k,t}^+, fr_{k,t}^- \geq 0$, ανοδική/καθοδική ροή εφεδρείας στη γραμμή k κατά τη χρονική στιγμή t
4. Μεταβλητές αγοράς (ORDC blocks)
- a. Μεταβλητές κατανάλωσης των blocks: $dr_{n,l,t} \geq 0$, η κατανάλωση του block l της καμπύλης ORDC στον κόμβο n κατά τη χρονική στιγμή t

4.1.4 Περιορισμοί του μοντέλου

Οι περιορισμοί του μοντέλου διακρίνονται σε δύο κατηγορίες: σε αυτούς που προκύπτουν απ' τη θεωρητική προσέγγιση του Inscribed Boxes και σε αυτούς που προκύπτουν απ' το γενικό πρόβλημα Unit Commitment. Παρακάτω παρατίθενται αναλυτικά:

Περιορισμοί Ενέργειας και Εφεδρείας

1. Έγχυση Ισχύος: Διασφαλίζει ότι για κάθε κόμβο το ισοζύγιο παραγωγής, φορτίου και καθαρής έγχυσης ενέργειας ικανοποιείται.

$$\sum_{g \in G_n} (p_{g,t} + P_{g,0}) + P_n - D_{n,t} - ne_{n,t} = 0, n \in N, t \in T$$

2. Έγχυση Εφεδρείας: Επιβάλλει το ισοζύγιο εφεδρείας ανά κόμβο: η προσφερόμενη εφεδρεία από τις μονάδες ισούται με την καθαρή έγχυση στο δίκτυο και την τοπική κατανάλωση ORDC.

$$\sum_{g \in G_n} r_{g,t} - nr_{n,t} - \mathbf{1}_{\{n \in S\}} \cdot \sum_{l \in VS_n} dr_{n,l,t} = 0, n \in N, t \in T$$

3. Ισοζύγιο Ισχύος: Η συνολική καθαρή έγχυση ενέργειας στο σύστημα πρέπει να ισούται με μηδέν (συνθήκη ισορροπίας ισχύος).

$$\sum_{n \in N} ne_{n,t} = 0, t \in T$$

4. Ροή Εφεδρείας: Συνδέει τις καθαρές εγχύσεις εφεδρείας στους κόμβους με τις ροές εφεδρείας στις γραμμές (fr^+, fr^-).

$$nr_{n,t} = \sum_{k=(n,\cdot)} fr_{k,t}^+ - \sum_{k=(\cdot,n)} fr_{k,t}^+ - \sum_{k=(n,\cdot)} fr_{k,t}^- + \sum_{k=(\cdot,n)} fr_{k,t}^-, n \in N, t \in T$$

5. Τήρηση τεχνικού ορίου γραμμών (κατώτατο): Διασφαλίζει ότι οι ροές ενέργειας και εφεδρείας προς την αρνητική κατεύθυνση μιας γραμμής δεν υπερβαίνουν το κατώτερο τεχνικό όριο.

$$-\sum_{n \in N} PTDF_{k,n} \cdot ne_{n,t} + \sum_{k_2 \in K} \max\{A_{k,k_2}, 0\} \cdot fr_{k_2,t}^- + \sum_{k_2 \in K} \max\{-A_{k,k_2}, 0\} \cdot fr_{k_2,t}^+ \leq F_k^+, k \in K, t \in T$$

6. Τήρηση τεχνικού ορίου γραμμών (ανώτατο): Διασφαλίζει ότι οι ροές ενέργειας και εφεδρείας προς την θετική κατεύθυνση μιας γραμμής δεν υπερβαίνουν το ανώτερο τεχνικό όριο.

$$\sum_{n \in N} PTDF_{k,n} \cdot ne_{n,t} + \sum_{k_2 \in K} \max\{-A_{k,k_2}, 0\} \cdot fr_{k_2,t}^- + \sum_{k_2 \in K} \max\{A_{k,k_2}, 0\} \cdot fr_{k_2,t}^+ \leq F_k^+, k \in K, t \in T$$

7. Τήρηση τεχνικού μεγίστου μονάδων παραγωγής: Ορίζει ότι η παραγωγή και η παροχή εφεδρείας κάθε μονάδας δεν μπορούν να υπερβούν τη μέγιστη ισχύ της.

$$p_{g,t} + r_{g,t} + P_{g,0} \leq P_g^+ \cdot u_{g,t}, g \in G$$

8. Τήρηση τεχνικού ελαχίστου μονάδων παραγωγής: Εξασφαλίζει ότι μια δεσμευμένη μονάδα λειτουργεί τουλάχιστον στο τεχνικό ελάχιστο φορτίο της.

$$p_{g,t} \geq P_g^- \cdot u_{g,t}, g \in G$$

9. Περιορισμός κατανάλωσης εφεδρείας: Περιορίζει την κατανάλωση κάθε block ORDC ώστε να μην υπερβαίνει την προσφερόμενη ποσότητα.

$$dr_{n,l,t} \leq QR_{n,l,t}, n \in N, l \in VS_n, t \in T$$

Περιορισμοί Unit Commitment

1. Άνω όριο ράμπας: Περιορίζει την αύξηση παραγωγής μιας μονάδας μεταξύ δύο διαδοχικών χρονικών βημάτων στο μέγιστο επιτρεπτό ramp-up.

$$p_{g,t} - p_{g,t-1} \leq R_g^+, g \in G, t = 2, \dots, T$$

2. Άνω όριο ράμπας για το πρώτο χρονικό βήμα

$$p_{g,1} - P_{g,0} \leq R_g^+, g \in G$$

3. Κάτω όριο ράμπας: Περιορίζει τη μείωση παραγωγής μιας μονάδας μεταξύ δύο διαδοχικών χρονικών βημάτων στο μέγιστο επιτρεπτό ramp-down

$$p_{g,t-1} - p_{g,t} \leq R_g^-, g \in G, t = 2, \dots, T$$

4. Κάτω όριο ράμπας για το πρώτο χρονικό βήμα

$$P_{g,0} - p_{g,1} \leq R_g^-, g \in G$$

5. Περιορισμός παροχής εφεδρείας: Ορίζει το μέγιστο ποσό εφεδρείας που μπορεί να προσφέρει μια μονάδα, ανάλογα με το ramp-up και τον χρόνο πλήρους ενεργοποίησης (7.5 λεπτά).

$$r_{g,t} \leq 7.5 \cdot R_g^+ \cdot u_{g,t}, g \in G, t \in T$$

Το 7.5 εκφράζει την πλήρη ενεργοποίηση εφεδρείας στο πρώτο μισό του imbalance interval (15'), σύμφωνα με τον ορισμό της ευρωπαϊκής ORDC (aFRR).

6. Περιορισμός ελαχίστου χρόνου παραμονής εντός λειτουργίας: Διασφαλίζει ότι αν μια μονάδα εκκινήσει, θα παραμείνει σε λειτουργία τουλάχιστον για τον χρόνο UT_g .

$$\sum_{\tau=t-UT_g+1}^t startup_{g,\tau} \leq u_{g,t}, g \in G, t = UT_g, \dots, T$$

7. Περιορισμός ελαχίστου χρόνου παραμονής εκτός λειτουργίας: Εξασφαλίζει ότι αν μια μονάδα σβήσει, θα παραμείνει εκτός λειτουργίας τουλάχιστον για τον χρόνο DT_g .

$$\sum_{\tau=t-DT_g+1}^t shutdown_{g,\tau} \leq 1 - u_{g,t}, g \in G, t = DT_g, \dots, T$$

8. Περιορισμός μετάβασης κατάστασης: Συνδέει την κατάσταση της μονάδας με τις αποφάσεις εκκίνησης/τερματισμού, ώστε το commitment να εξελίσσεται συνεπώς στον χρόνο.

$$u_{g,t} = u_{g,t-1} + startup_{g,t} - shutdown_{g,t}, g \in G, t = 2, \dots, T$$

9. Περιορισμός μετάβασης κατάστασης για το πρώτο χρονικό βήμα

$$u_{g,1} = U_{g,0} + startup_{g,1} - shutdown_{g,1}, g \in G$$

4.1.5 Αντικειμενική Συνάρτηση

Το εν λόγω πρόβλημα είναι ένα πρόβλημα ελαχιστοποίησης κόστους. Οι όροι οι οποίοι θα πρέπει να ληφθούν υπόψιν είναι το κόστος δέσμευσης μονάδων $UC_g(u_g)$ και το κόστος παραγωγής μονάδων $PC_g(p_g)$. Επίσης, θα πρέπει να αφαιρεθεί από το κόστος ο όρος $MR_l(dr_l)$ εκφράζει την ωφέλεια που προκύπτει από την κατανάλωση blocks της ORDC, δηλαδή την αποτίμηση της αξιοπιστίας που προσφέρει η ύπαρξη επαρκούς παραδοτέας εφεδρείας.

Συνεπώς, το συνολικό κόστος δίνεται από τη σχέση:

$$\begin{aligned}
TC &= \sum_{g \in G} \sum_{t \in T} UC_g(u_{gt}) + \sum_{g \in G} \sum_{t \in T} PC_g(p_{gt}) - \sum_{n \in S} \sum_{l \in VS_n} \sum_{t \in T} MR_l(dr_{n,l,t}) \\
\Rightarrow TC &= \sum_{g \in G} \sum_{t \in T} (K_g \cdot u_{g,t} + S_g \cdot startup_{g,t}) + \sum_{g \in G} \sum_{t \in T} MC_g \cdot p_{g,t} - \sum_{n \in S} \sum_{l \in VS_n} \sum_{t \in T} PR_{n,l,t} \cdot dr_{n,l,t}
\end{aligned}$$

4.1.6 Συνολικό Μοντέλο

Παρακάτω παρατίθεται το πλήρες μοντέλο που μελετήθηκε στο πλαίσιο της παρούσας εργασίας:

$$(IB - UC): \min \sum_{g \in G} \sum_{t \in T} (K_g \cdot u_{g,t} + S_g \cdot startup_{g,t} + MC_g \cdot p_{g,t}) - \sum_{n \in S} \sum_{l \in VS_n} \sum_{t \in T} PR_{n,l,t} \cdot dr_{n,l,t}$$

s. t.

$$(\lambda_n): \sum_{g \in G_n} p_{g,t} + P_n - D_{n,t} - ne_{n,t} = 0, n \in N, t \in T$$

$$(\rho_n): \sum_{g \in G_n} r_{g,t} - nr_{n,t} - \mathbf{1}_{\{n \in N\}} \cdot \sum_{l \in L_n} dr_{n,l,t} = 0, n \in N, t \in T$$

$$(\lambda_0): \sum_{n \in N} ne_{n,t} = 0, t \in T$$

$$(\kappa_n): nr_{n,t} = \sum_{k=(\cdot, \cdot)} fr_{k,t}^+ - \sum_{k=(\cdot, n)} fr_{k,t}^+ - \sum_{k=(n, \cdot)} fr_{k,t}^- + \sum_{k=(\cdot, n)} fr_{k,t}^-, n \in N, t \in T$$

$$(\mu_k^+): \sum_{n \in N} PTDF_{k,n} \cdot ne_{n,t} + \sum_{k_2 \in K} \max\{A_{k,k_2}, 0\} \cdot fr_{k_2,t}^- + \sum_{k_2 \in K} \max\{-A_{k,k_2}, 0\} \cdot fr_{k_2,t}^+ \leq F_k^+, k \in K, t \in T$$

$$(\mu_k^-): - \sum_{n \in N} PTDF_{k,n} \cdot ne_{n,t} + \sum_{k_2 \in K} \max\{-A_{k,k_2}, 0\} \cdot fr_{k_2,t}^- + \sum_{k_2 \in K} \max\{A_{k,k_2}, 0\} \cdot fr_{k_2,t}^+ \leq F_k^+, k \in K, t \in T$$

$$p_{g,t} + r_{g,t} \leq P_g^+ \cdot u_{g,t}, g \in G$$

$$p_{g,t} \geq P_g^- \cdot u_{g,t}, g \in G$$

$$p_{g,t} - p_{g,t-1} \leq R_g^+, g \in G, t = 2, \dots, T$$

$$p_{g,1} - P_{g,0} \leq R_g^+, g \in G$$

$$p_{g,t-1} - p_{g,t} \leq R_g^-, g \in G, t = 2, \dots, T$$

$$P_{g,0} - p_{g,1} \leq R_g^-, g \in G$$

$$r_{g,t} \leq 7.5 \cdot R_g^+ \cdot u_{g,t}, g \in G, t \in T$$

$$\begin{aligned}
\sum_{\tau=t-UT_g+1}^t startup_{g,\tau} &\leq u_{g,t}, g \in G, t = UT_g, \dots, T \\
\sum_{\tau=t-DT_g+1}^t shutdown_{g,\tau} &\leq 1 - u_{g,t}, g \in G, t = DT_g, \dots, T \\
u_{g,t} &= u_{g,t-1} + startup_{g,t} - shutdown_{g,t}, g \in G, t = 2, \dots, T \\
u_{g,1} &= U_{g,0} + startup_{g,1} - shutdown_{g,1}, g \in G \\
p_{g,t}, r_{g,t} &\geq 0, g \in G, t \in T \\
u_{g,t}, startup_{g,t}, shutdown_{g,t} &\in \{0,1\}, g \in G, t \in T \\
dr_{n,l,t} &\geq 0, n \in S, l \in VS_n, t \in T
\end{aligned}$$

4.1.7 Παρατηρήσεις – Ιδιότητες του Μοντέλου

- Πολλαπλές τοπικές απαιτήσεις εφεδρείας: Το μοντέλο μπορεί να δεχθεί περισσότερες από μία καμπύλες ORDC, σε διαφορετικούς κόμβους του δικτύου, ώστε να αποτυπώνεται η χωρική διαφοροποίηση της αξιοπιστίας.
- Συνδυασμός UC και deliverability: Ενσωματώνει τους τεχνικούς περιορισμούς του Unit Commitment (min-up/down, ramping, startup/shutdown) με τους περιορισμούς παραδοτέας εφεδρείας, ώστε η λύση να είναι ταυτόχρονα τεχνικά ρεαλιστική και δικτυακά εφικτή.
- Συμβατότητα με δίκτυα μεταφοράς και διανομής: Η διατύπωση με PTDF και Inscribed Boxes καθιστά το μοντέλο εφαρμόσιμο τόσο σε meshed όσο και σε radial δίκτυα.
- Δυνατότητα εξαγωγής χωρικών τιμών: Η διαδικασία IP Pricing που εφαρμόζεται μετά τη λύση του UC επιτρέπει τον υπολογισμό DLMPs, οι οποίοι ενσωματώνουν το κόστος ενέργειας, συμφόρησης και παραδοτέας εφεδρείας.

4.2 Παρουσίαση του Δικτύου

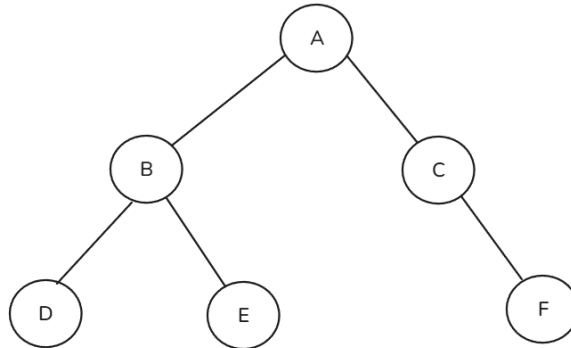
4.2.1 Ακτινικά και μη ακτινικά δίκτυα

Η τοπολογία ενός ηλεκτρικού δικτύου επηρεάζει καθοριστικά την ανάλυση της ασφάλειας και της αξιοπιστίας του. Γενικά, τα δίκτυα μπορούν να διακριθούν σε δύο βασικές κατηγορίες:

- **Ακτινικά (radial) δίκτυα:**
Έχουν δομή δέντρου, χωρίς βρόχους, και κάθε κόμβος συνδέεται με το υπόλοιπο δίκτυο μέσω μίας μόνο διαδρομής. Η κατανομή της ισχύος είναι μονοσήμαντη και σχετικά εύκολη στον υπολογισμό. Ωστόσο, η ευστάθεια τους είναι περιορισμένη, καθώς μια βλάβη σε μια

γραμμή απομονώνει το downstream τμήμα. Τα ακτινικά δίκτυα συναντώνται κυρίως σε επίπεδο διανομής (χαμηλή και μέση τάση).

Παράδειγμα ακτινικού δικτύου:

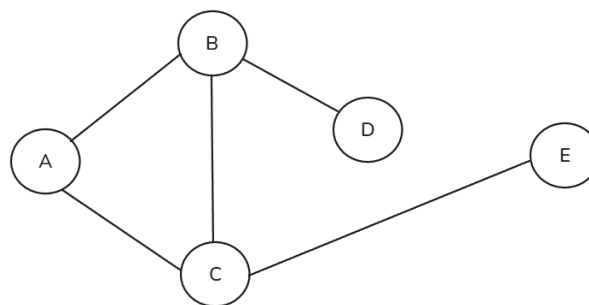


Σχήμα 4.1: Παράδειγμα ακτινικού δικτύου

- **Μη ακτινικά (meshed) δίκτυα:**

Διαθέτουν πολλαπλές διαδρομές σύνδεσης μεταξύ κόμβων, δημιουργώντας βρόχους. Η ύπαρξη αυτών των βρόχων επιτρέπει μεγαλύτερη ευελιξία και αξιοπιστία, αφού η ισχύς μπορεί να ρέει μέσω εναλλακτικών διαδρομών σε περίπτωση βλαβών. Παράλληλα, η ανάλυση των ροών είναι πιο σύνθετη, καθώς εξαρτάται από τα χαρακτηριστικά ολόκληρου του δικτύου και απαιτεί τη χρήση εργαλείων όπως οι συντελεστές κατανομής ισχύος (Power Transfer Distribution Factors – PTDFs). Τα συστήματα μεταφοράς υψηλής τάσης είναι τυπικά παραδείγματα meshed δικτύων.

Παράδειγμα μη ακτινικού δικτύου:



Σχήμα 4.2: Παράδειγμα μη ακτινικού δικτύου

Η διάκριση αυτή έχει άμεσες συνέπειες στο πρόβλημα της παραδοτέας εφεδρείας (reserve deliverability). Στην αρχική διατύπωση των Caramanis et al. (2016), το κριτήριο παράδοσης σε όλα τα σενάρια ενεργοποίησης ήταν διαχειρίσιμο σε ακτινικά δίκτυα, αλλά γινόταν υπολογιστικά απαγορευτικό σε meshed συστήματα. Η πιο πρόσφατη μεθοδολογία των Ruan, Papavasiliou και Madani (2024) εισήγαγε την προσέγγιση των Inscribed Boxes, που επιτρέπει την αποδοτική

ενσωμάτωση του deliverability σε πλέγμα δίκτυα μεγάλης κλίμακας, διατηρώντας ρεαλιστική απεικόνιση των περιορισμών

4.2.2 Παρουσίαση του Δικτύου

Το εξεταζόμενο σύστημα βασίζεται σε μία εκδοχή του δικτύου μεταφοράς του Βελγίου, στο οποίο, με βάση το Ten Year Network Development Plan (TYNDP) του E-NTSOE [\[11\]](#), όλες οι πυρηνικές μονάδες παραγωγής έχουν αντικατασταθεί από άλλες τεχνολογίες παραγωγής (θερμικές μονάδες και ΑΠΕ).

Το αρχικό δίκτυο μεταφοράς περιλαμβάνει 628 ζυγούς, 766 ακμές και 617 μονάδες παραγωγής (εκ των οποίων για τις 266 δίνονται δεδομένα για το unit commitment σκέλος του μοντέλου, πχ. UT, DT κτλ.)

Εισαγωγή ακτινικών δικτύων διανομής στο αρχικό δίκτυο μεταφοράς

Η παραδοσιακή μοντελοποίηση του προβλήματος δέσμευσης μονάδων και της αγοράς ενέργειας εστιάζει στο επίπεδο μεταφοράς, όπου οι περιορισμοί του δικτύου αποτυπώνονται μέσω του DCOPF και τα σήματα τιμών αντιστοιχούν στα Locational Marginal Prices (LMPs). Ωστόσο, η ταχεία διείσδυση αποκεντρωμένων πόρων, όπως φωτοβολταϊκά, αιολικά πάρκα μικρής κλίμακας, ευέλικτα φορτία και ηλεκτρικά οχήματα, λαμβάνει χώρα κυρίως στο επίπεδο της διανομής. Η ενσωμάτωση των δικτύων διανομής στα μοντέλα συν-βελτιστοποίησης ενέργειας και εφεδρειών καθίσταται συνεπώς απαραίτητη, καθώς τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά τους – ακτινική τοπολογία, περιορισμένη χωρητικότητα γραμμών και υψηλή στοχαστικότητα παραγωγής και ζήτησης – επηρεάζουν καθοριστικά την ικανότητα παράδοσης εφεδρειών. Με τον τρόπο αυτό, η ανάλυση επεκτείνεται πέρα από την αποτίμηση σε επίπεδο μεταφοράς και οδηγεί στη δημιουργία Distribution Locational Marginal Prices (DLMPs), τα οποία αποτυπώνουν με μεγαλύτερη ακρίβεια την αξία της ενέργειας και των εφεδρειών σε τοπικό επίπεδο.

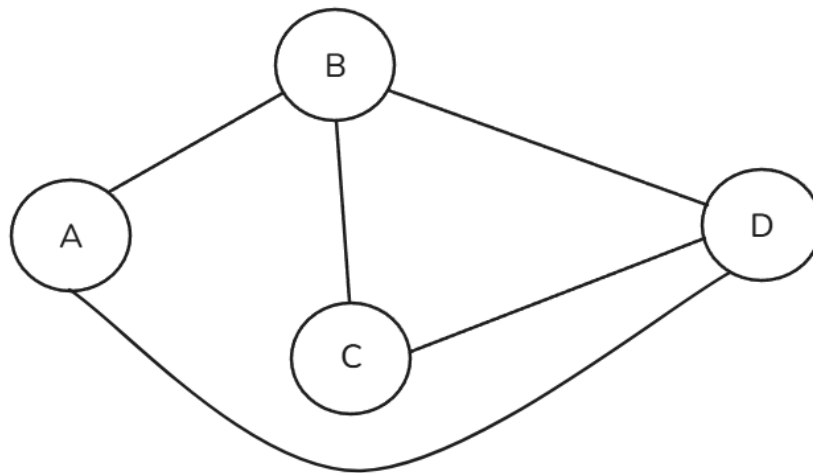
Στην παρούσα εργασία, έχουν επιλεγθεί τέσσερις διαφορετικές τοπολογίες δικτύων διανομής (1 meshed και 3 radial). Πιο συγκεκριμένα κάθε τοπολογία έχει τα εξής χαρακτηριστικά:

- 1^ο DN: 61 ζυγοί, 18 φορτία, 65 ακμές, 2 γεννήτριες (meshed)
- 2^ο DN: 413 ζυγοί, 411 φορτία, 412 ακμές, 23 γεννήτριες (radial)
- 3^ο DN: 344 ζυγοί, 342 φορτία, 343 ακμές, 23 γεννήτριες (radial)
- 4^ο DN: 356 ζυγοί, 354 φορτία, 355 ακμές, 23 γεννήτριες (radial)

Συνολικά, στο αρχικό δίκτυο μεταφοράς εισάγονται 8 δίκτυα διανομής. Χρησιμοποιούνται 2 δίκτυα κάθε τύπου και εισάγονται σε κόμβους του TN οι οποίοι διαθέτουν φορτίο στο αρχικό δίκτυο και μάλιστα συγκριτικά υψηλό ώστε να αποτυπώνεται καλύτερα η επίδραση τους. Τα δίκτυα εισάγονται κατά τη διαδικασία που περιγράφεται παρακάτω.

Ανάλυση διαδικασίας εισαγωγής των Δικτύων Διανομής

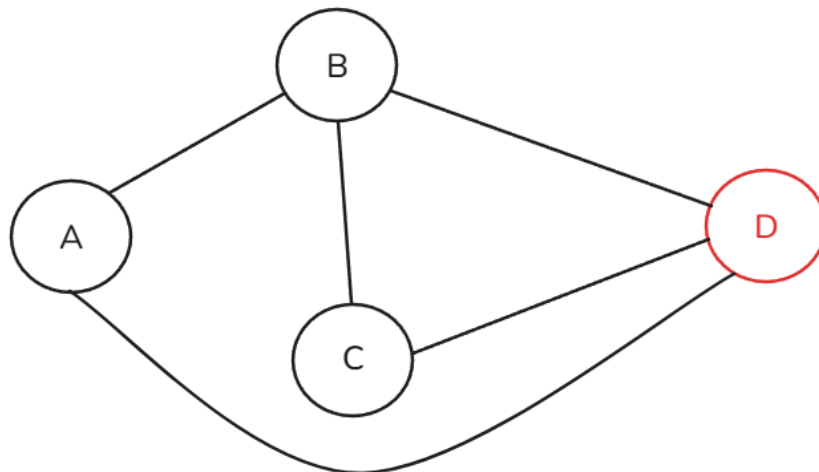
Θεωρείται απλό meshed network όπως φαίνεται κάτωθι.



Σχήμα 4.3

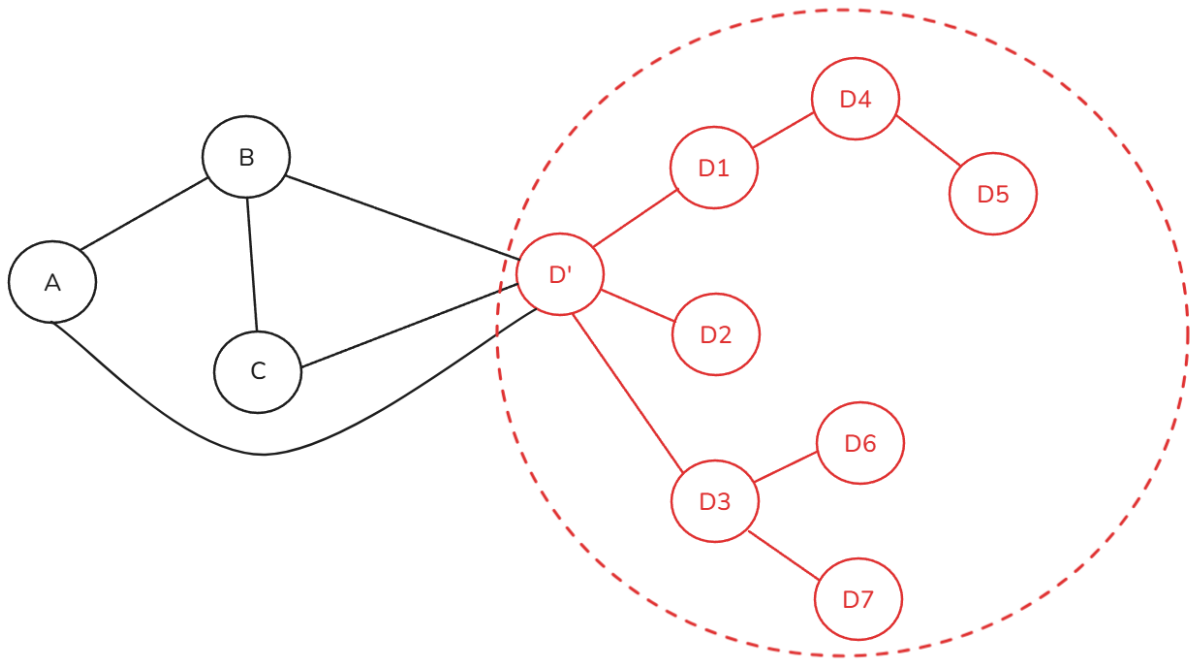
Η διαδικασία εισαγωγής ενός δικτύου διανομής είναι η εξής:

- 1) Επιλογή ενός κόμβου του δικτύου μεταφοράς ο οποίος θα είναι ο κόμβος αναφοράς του δικτύου διανομής (εν προκειμένω ο κόμβος D):



Σχήμα 4.4

- 2) Στη θέση του κόμβου D εισάγεται το δίκτυο διανομής:



Σχήμα 4.5

Σχήματα 4.3-5: Περιγραφή της διαδικασίας εισαγωγής δικτύου διανομής στο δίκτυο μεταφοράς

Το υπόλοιπο δίκτυο δεν έχει μεταβληθεί.

Ισχύουν τα εξής:

- $D \equiv D'$
- Έστω D_i ένας κόμβος του δικτύου διανομής, με αρχικό φορτίο D_{D_i} . Επιπλέον, D_D το φορτίο του κόμβου D στο δίκτυο μεταφοράς. Για το ανηγμένο φορτίο του κόμβου D_i , θα ισχύει:

$$D'_{D_i} = \frac{D_{D_i}}{\sum_{i \in DN} D_{D_i}} \cdot D_D$$

- Έστω k μία γραμμή του δικτύου διανομής και F_k η χωρητικότητα της γραμμής. Για την ανηγμένη χωρητικότητα της γραμμής F'_k ισχύει η σχέση:

$$F'_k = F_k \cdot \frac{D_D}{\sum_{i \in DN} D_{D_i}}$$

- Έστω P_{D_i} η σταθερή παραγωγή ισχύος του κόμβου D_i στο δίκτυο διανομής. Η ανηγμένη τιμή P'_{D_i} , δίνεται απ' τη σχέση:

$$P'_{D_i} = P_{D_i} \cdot \frac{D_D}{\sum_{i \in DN} D_{D_i}}$$

Με αυτόν τον τρόπο, τα δίκτυα διανομής εισέρχονται ομαλά στο αρχικό δίκτυο μεταφοράς δημιουργώντας ένα καινούριο διευρυμένο dataset. Οι περιορισμοί της διανομής περνούν στο UC και επηρεάζουν άμεσα τις τιμές, οδηγώντας σε τοπικά διαφοροποιημένα DLMPs. Η χρήση ενός πραγματικού δικτύου μεταφοράς (TYNDP ENTSO-E) εμπλουτισμένου με δίκτυα διανομής εξασφαλίζει ότι τα αποτελέσματα έχουν ρεαλιστική βάση και μπορούν να δώσουν χρήσιμα σήματα για επενδύσεις σε αποκεντρωμένους πόρους.

4.3 Δεδομένα Συστήματος

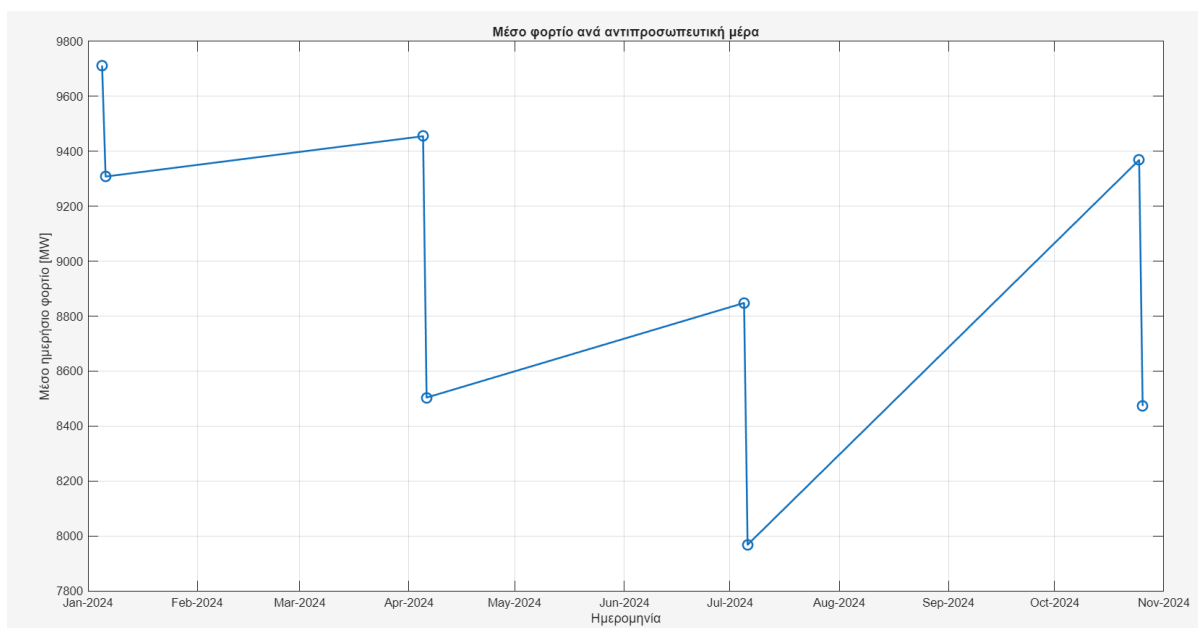
Περίοδος Μελέτης

Η περίοδος επίλυσης του προβλήματος είναι ένα διάστημα 8 ημερών. Οι μέρες έχουν επιλεγεί με κατάλληλο τρόπο ώστε να εξετάζεται κάθε δυνατή περίπτωση ζήτησης. Πιο συγκεκριμένα, έχουν ληφθεί υπόψιν δύο ημέρες για κάθε εποχή του χρόνου (χειμώνας – άνοιξη – καλοκαίρι – φθινόπωρο). Η μία μέρα είναι καθημερινή και η άλλη είναι μέρα Σαββατοκύριακου. Αυτή η επιλογή γίνεται συνειδητά καθώς με αυτόν τον τρόπο δίνεται μια σαφής εικόνα συμπεριφοράς του μοντέλου καθ' όλη τη διάρκεια του χρόνου. Καλύπτονται δηλαδή όλοι οι πιθανοί συνδυασμοί εποχής-μέρας της εβδομάδας.

Ζήτηση

Τα δεδομένα φορτίου αντλήθηκαν από την [Transparency Platform](#) του ENTSO-E (European Network of Transmission Systems Operators for Electricity – Ευρωπαϊκό Δίκτυο Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας), η οποία παρέχει δημόσια στοιχεία κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας για όλα τα κράτη-μέλη. Έγινε εξαγωγή του πραγματικού φορτίου των 8 υπό μελέτη ημερών για κάθε χρονική περίοδο (ανά 15').

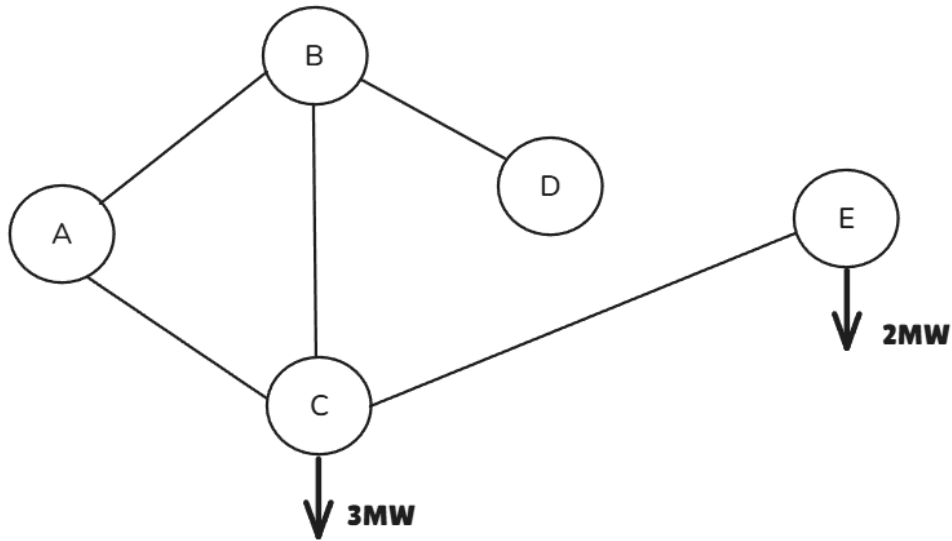
Στο κάτωθι διάγραμμα φαίνεται η μέση ημερήσια ζήτηση κάθε μέρας:



Σχήμα 4.6: Μέση ημερήσια ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας για τις αντιπροσωπευτικές ημέρες που χρησιμοποιήθηκαν στη μελέτη. Τα δεδομένα προέρχονται από την πλατφόρμα Transparency Platform του ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity).

Παρατηρείται ότι το μέσο ημερήσιο φορτίο είναι υψηλότερο κατά τους χειμερινούς μήνες, γεγονός που συνδέεται με την αυξημένη χρήση θέρμανσης και φωτισμού. Αντίθετα, το καλοκαίρι εμφανίζεται η χαμηλότερη ζήτηση, καθώς στο βελγικό σύστημα η χρήση κλιματισμού είναι περιορισμένη. Οι ενδιάμεσες τιμές της άνοιξης και του φθινοπώρου αντανακλούν την απουσία ακραίων θερμικών αναγκών. Επιπλέον, διαπιστώνεται ότι τα Σαββατοκύριακα η ζήτηση είναι χαμηλότερη σε σχέση με τις καθημερινές, λόγω της μειωμένης βιομηχανικής και εμπορικής δραστηριότητας.

Η ζήτηση παρέχεται απ' την πλατφόρμα με μία ενιαία τιμή για όλη τη χώρα για κάθε χρονική περίοδο. Επομένως, πρέπει να γίνει κανονικοποίηση για να προκύψει το φορτίο κάθε ζυγού, με αντίστοιχη μέθοδο με αυτή που ακολουθείται για την κανονικοποίηση των φορτίων του δικτύου διανομής, αυτή τη φορά για ολόκληρο το δίκτυο. Για παράδειγμα, έστω για το παρακάτω δίκτυο δίνεται ζήτηση 10MW και οι κόμβοι έχουν τα φορτία που φαίνονται στην τοπολογία:



Σχήμα 4.7: Ενδεικτικό παράδειγμα κανονικοποίησης φορτίου σε απλό δίκτυο πέντε κόμβων. Τα φορτία των κόμβων C και E (3 MW και 2 MW αντίστοιχα) κανονικοποιούνται ως προς το συνολικό φορτίο του συστήματος, ώστε να διαμορφωθούν αναλογικά φορτία D'_n με βάση τη συνολική ζήτηση των 10 MW.

Τα κανονικοποιημένα φορτία προκύπτουν απ' τις παρακάτω σχέσεις:

$$D'_C = 10MW \cdot \frac{D_C}{\sum_{n \in N} D_n} \Rightarrow D'_C = 10MW \cdot \frac{3MW}{2MW + 3MW} \Rightarrow D'_C = 6MW$$

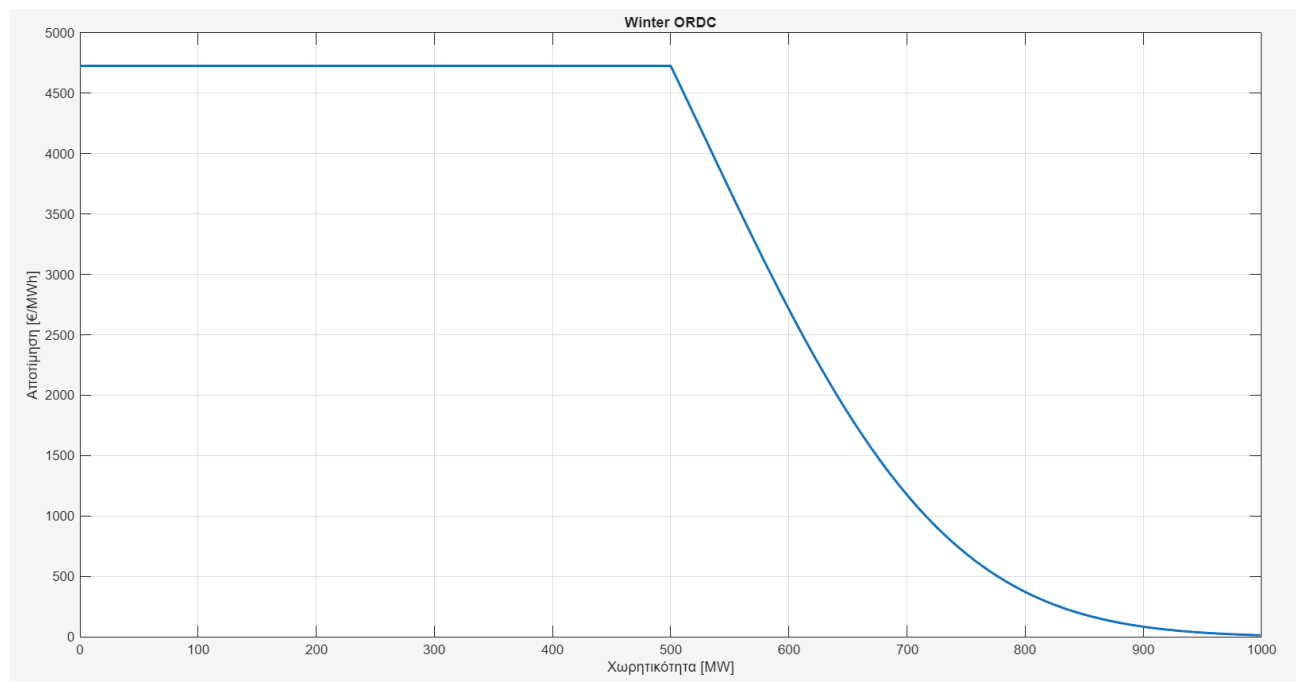
$$D'_E = 10MW \cdot \frac{D_E}{\sum_{n \in N} D_n} \Rightarrow D'_E = 10MW \cdot \frac{2MW}{2MW + 3MW} \Rightarrow D'_E = 4MW$$

Καμπύλες Ζήτησης Λειτουργικής Εφεδρείας

Στην εργασία χρησιμοποιούνται ORDC καμπύλες ανά εποχή (Χειμώνας, Άνοιξη, Καλοκαίρι, Φθινόπωρο) και ανά ώρα της μέρας (διαφορετική καμπύλη ανά 4 ώρες), αξιοποιώντας τη θεωρητική διατύπωση που ήδη παρουσιάστηκε. Κάθε εποχική ORDC αποτυπώνει διαφορετικό επίπεδο αξίας αξιοπιστίας και απαιτήσεων εφεδρείας: τον χειμώνα η αποτίμηση της εφεδρείας είναι υψηλότερη (μεγαλύτερη πιθανότητα ανεπάρκειας λόγω υψηλών φορτίων), ενώ το καλοκαίρι χαμηλότερη. Οι καμπύλες υλοποιούνται ως κλιμακωτές (block) καμπύλες αποτίμησης σε συνάρτηση με τη ποσότητα εφεδρείας. Η εποχική παραμετροποίηση επιτρέπει στο μοντέλο να δίνει ρεαλιστικά σήματα τόσο στο UC όσο και στη χωρική τιμολόγηση (DLMPs).

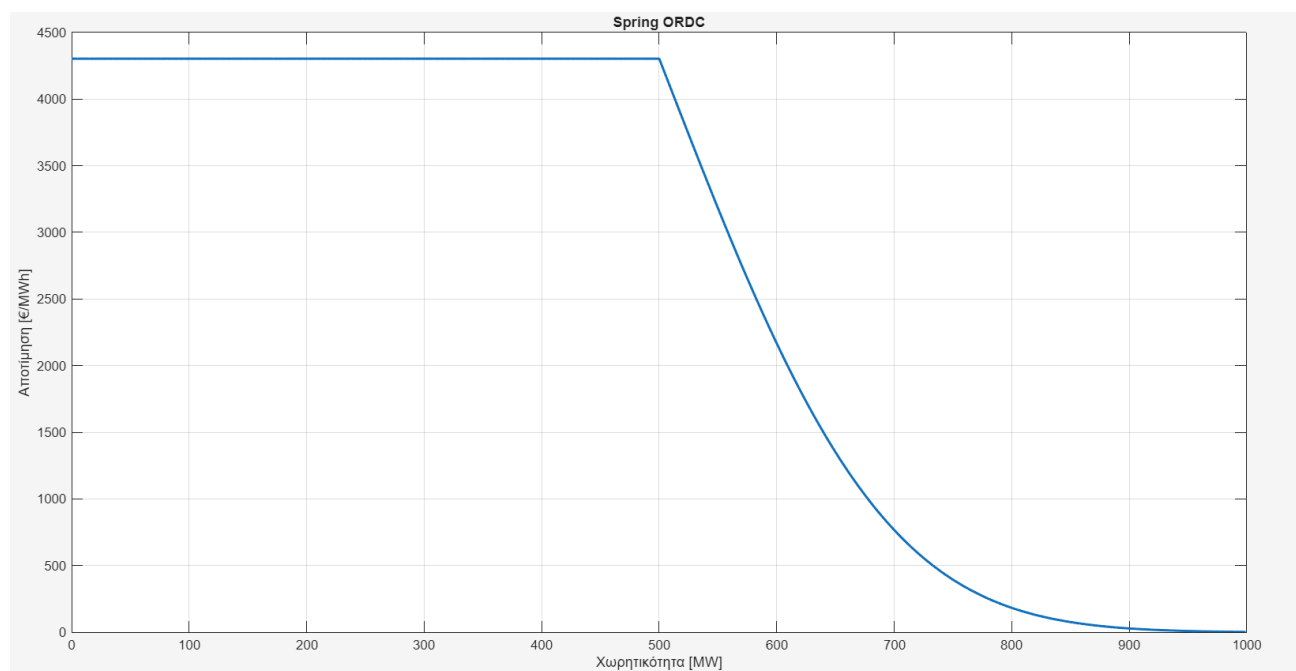
Παρακάτω παρατίθενται οι καμπύλες ORDC που χρησιμοποιήθηκαν:

- Για τις ημέρες του χειμώνα:



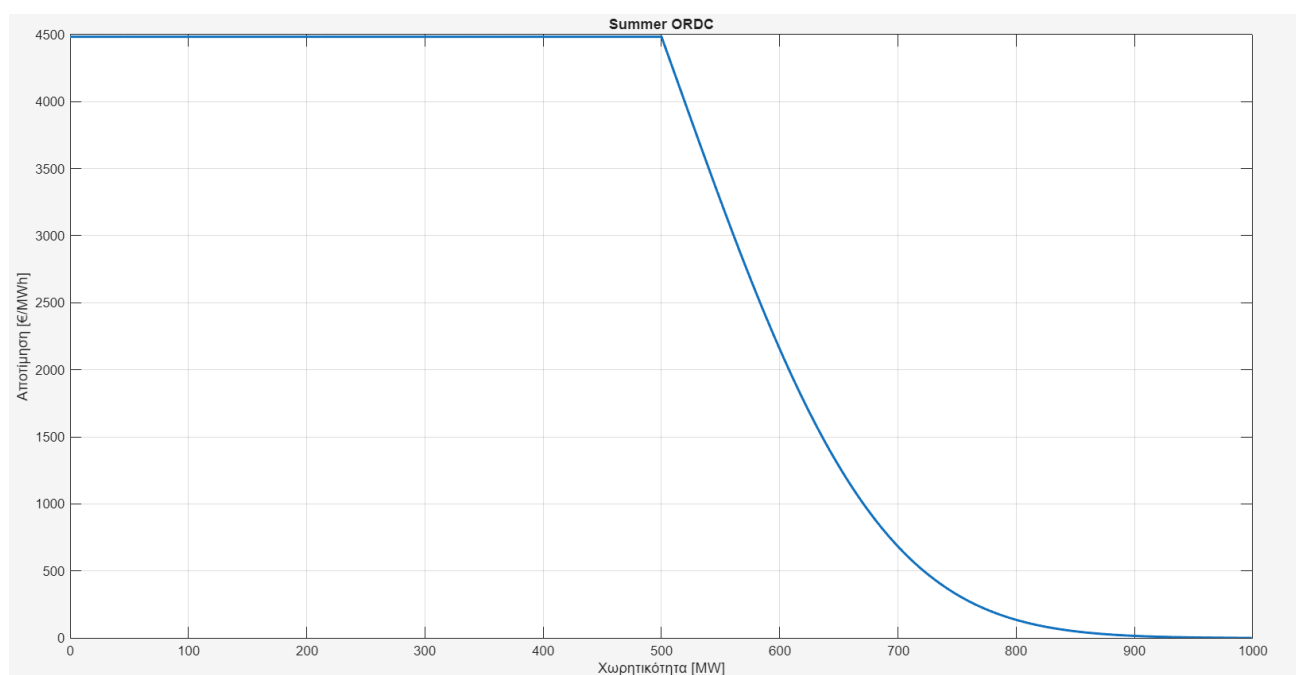
Σχήμα 4.8: Αναπαράσταση καμπύλης ORDC χειμώνα

- Για τις ημέρες της άνοιξης:



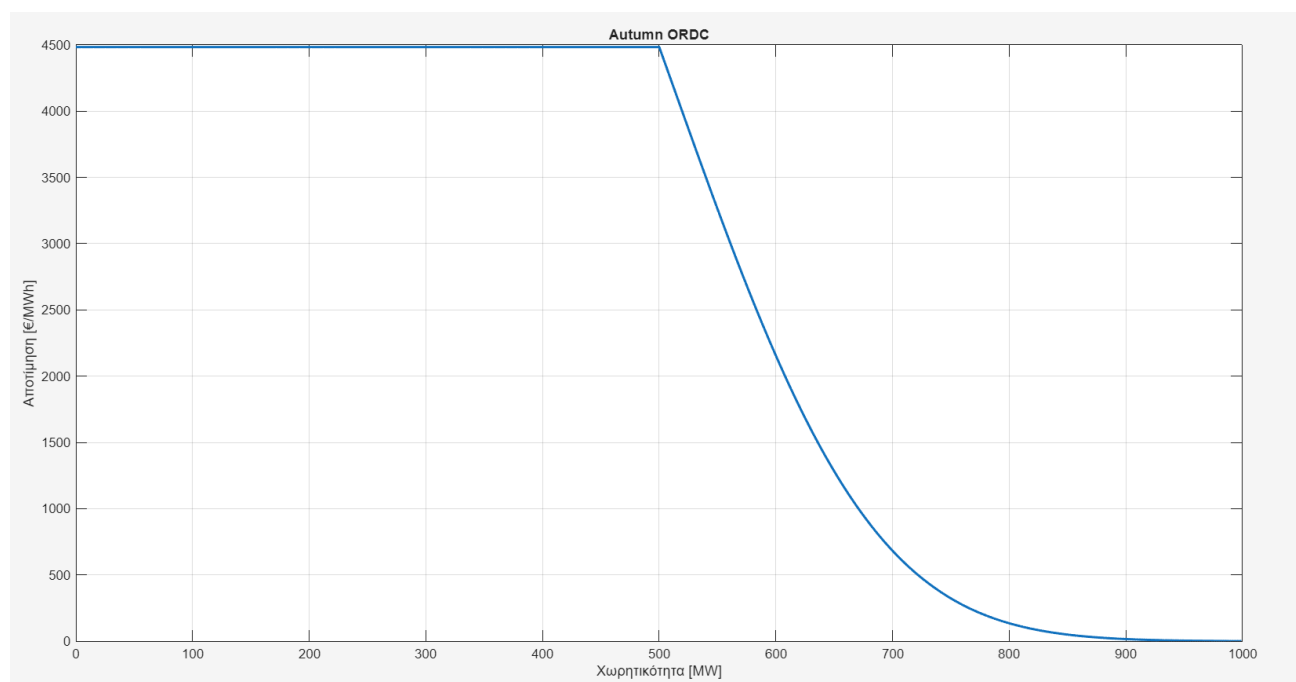
Σχήμα 4.9: Αναπαράσταση καμπύλης ORDC άνοιξης

- Για τις ημέρες του καλοκαιριού:



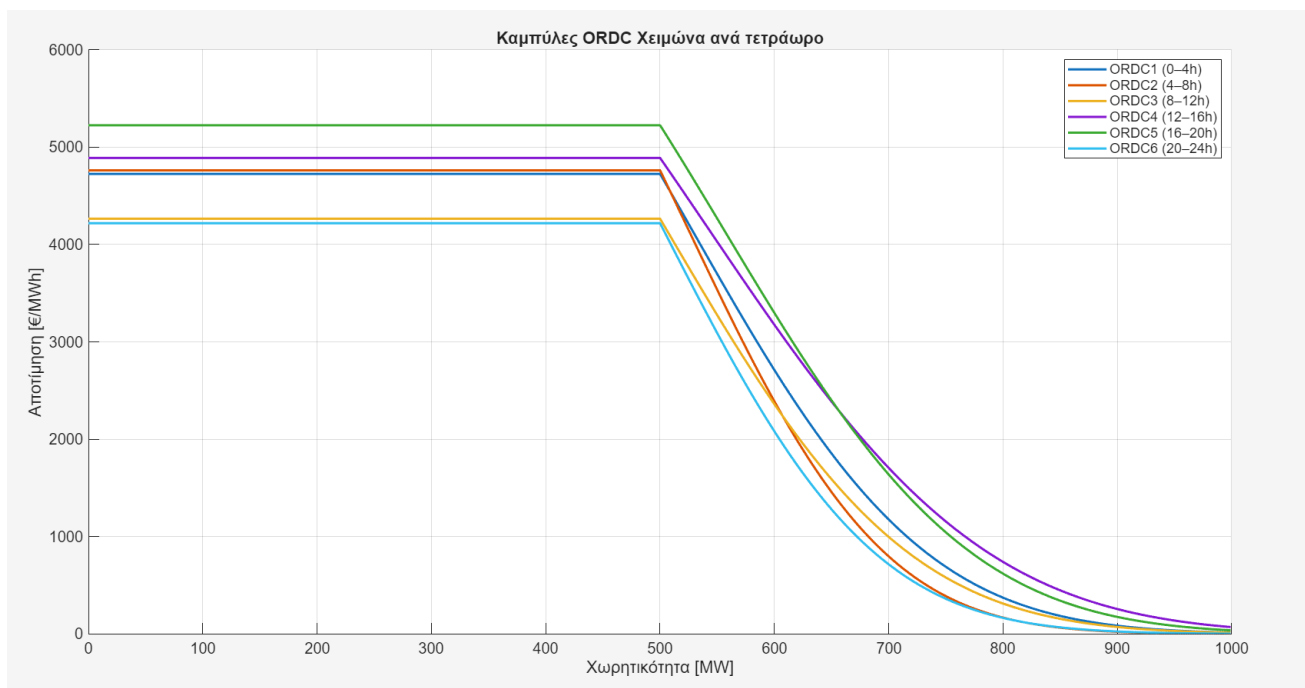
Σχήμα 4.10: Αναπαράσταση καμπύλης ORDC καλοκαιριού

- Για τις ημέρες του φθινοπώρου:



Σχήμα 4.11: Αναπαράσταση καμπύλης ORDC φθινοπώρου

Επιπλέον, όπως αναφέρθηκε παραπάνω, οι καμπύλες διαφοροποιούνται μεταξύ των τετραώρων, αντανακλώντας τη μεταβολή της επάρκειας εφεδρείας και του κινδύνου ανεπαρκούς ισχύος μέσα στην ημέρα. Στις πρώτες ώρες (00:00–04:00) η καμπύλη βρίσκεται σχετικά ψηλά, υποδηλώνοντας μέτρια επάρκεια αλλά αυξημένη τιμή εφεδρείας, καθώς το σύστημα λειτουργεί με περιορισμένες διαθέσιμες μονάδες. Στα επόμενα τετράωρα (04:00–12:00) η αποτίμηση μειώνεται, καθώς περισσότερες μονάδες τίθενται σε λειτουργία για να καλύψουν τη ζήτηση, αυξάνοντας τη διαθέσιμη εφεδρεία και μειώνοντας τον κίνδυνο. Αντίθετα, από το μεσημέρι και ιδίως στο διάστημα 16:00–20:00, η καμπύλη γίνεται σαφώς υψηλότερη, δείχνοντας την περίοδο αιχμής όπου η ζήτηση είναι μέγιστη και υπάρχει συμφόρηση. Μετά τις 20:00, η αποτίμηση μειώνεται ξανά, καθώς η ζήτηση υποχωρεί και η εφεδρεία αποκαθίσταται. Συνολικά, η μορφή των καμπυλών αποτυπώνει ρεαλιστικά τον ημερήσιο κύκλο του ενεργειακού ρίσκου: χαμηλή αποτίμηση όταν υπάρχει αφθονία εφεδρείας και απότομη αύξηση όταν η διαθέσιμη ισχύς πλησιάζει τα όρια του συστήματος. Παρακάτω φαίνονται οι 6 διαφορετικές καμπύλες που χρησιμοποιούνται μέσα στη διάρκεια μίας μέρας του χειμώνα. Αντίστοιχη συμπεριφορά παρατηρείται και για τις άλλες εποχές του χρόνου.



Σχήμα 4.12: Καμπύλες ζήτησης λειτουργικής εφεδρείας (Operating Reserve Demand Curves – ORDC) για τα έξι τετράωρα μίας αντιπροσωπευτικής χειμερινής ημέρας. Παρατηρείται διαφοροποίηση στην αποτίμηση της εφεδρείας ανάλογα με τη χρονική περίοδο, με υψηλότερες τιμές κατά τις ώρες αιχμής και χαμηλότερες κατά τις περιόδους μειωμένης ζήτησης.

4.4 Σενάρια Σχεδιασμού Αγορών (Market Designs)

Στην παρούσα μελέτη εξετάζονται τρία διαφορετικά σενάρια σχεδιασμού της αγοράς. Στόχος είναι να αποτιμηθεί πώς η εισαγωγή απαιτήσεων και περιορισμών εφεδρείας επηρεάζει τα αποτελέσματα του μοντέλου, τόσο ως προς το κόστος όσο και ως προς τα σήματα τιμών και την αξιοπιστία του συστήματος. Κάθε σενάριο προκύπτει με χρήση των κατάλληλων περιορισμών του συνολικού μοντέλου που αναλύεται στην ενότητα 4.2:

1) Design 1 – Energy Only

Στο πρώτο σενάριο η αγορά λειτουργεί αποκλειστικά με βάση την ενέργεια. Δεν επιβάλλεται καμία απαίτηση για παροχή ή δέσμευση εφεδρειών. Το σενάριο αυτό λειτουργεί ως αναφορά, καθώς δείχνει την ελάχιστη δυνατή δαπάνη για την κάλυψη της ζήτησης χωρίς καμία πρόβλεψη για αξιοπιστία μέσω εφεδρειών. Αφαιρούνται όλοι οι περιορισμοί που σχετίζονται με την εφεδρεία (τόσο οι γενικοί περιορισμοί UC για παροχή εφεδρείας, όσο και οι Inscribed Boxes). Το μοντέλο περιλαμβάνει αποκλειστικά την κάλυψη της ζήτησης ενέργειας με τους τεχνικούς περιορισμούς δέσμευσης μονάδων και τους περιορισμούς παράδοσης ενέργειας.

2) Design 2 – Απαιτήσεις εφεδρειών χωρίς deliverability (scarcity)

Στο δεύτερο σενάριο προστίθεται απαίτηση για ύπαρξη επαρκών εφεδρειών, ώστε να διασφαλίζεται η κάλυψη σε επίπεδο ποσότητας. Ωστόσο, δεν εξετάζεται αν οι δεσμευμένες εφεδρείες μπορούν πράγματι να παραδοθούν στο σύστημα όταν απαιτηθούν, λόγω των περιορισμών του δικτύου. Διατηρούνται οι γενικοί περιορισμοί του Unit Commitment (min-up/down, ramping κτλ.) και οι περιορισμοί που εξασφαλίζουν την παροχή απαιτούμενης ποσότητας εφεδρείας, αλλά αφαιρούνται οι περιορισμοί των Inscribed Boxes που αφορούν τη δικτυακή παράδοση της εφεδρείας.

3) Design 3 – Παραδοτέα εφεδρεία (scarcity & deliverability)

Στο τρίτο σενάριο εφαρμόζονται οι περιορισμοί παράδοσης εφεδρείας από τα δίκτυα διανομής προς το δίκτυο μεταφοράς μέσω της μεθοδολογίας των Inscribed Boxes. Έτσι, εξασφαλίζεται ότι οι εφεδρείες που δεσμεύονται είναι όχι μόνο επαρκείς σε ποσότητα, αλλά και δικτυακά εφικτές ως προς την παράδοσή τους, λαμβάνοντας υπόψη τα τεχνικά όρια των γραμμών. Περιλαμβάνει όλους τους περιορισμούς της ενότητας 4.2, δηλαδή τόσο τους γενικούς περιορισμούς UC όσο και αυτούς των Inscribed Boxes.

Η συγκριτική ανάλυση των τριών σχεδίων επιτρέπει την αποτίμηση του κόστους και της αξιοπιστίας σε διαδοχικά πιο ρεαλιστικά περιβάλλοντα. Με τον τρόπο αυτό αναδεικνύεται η σημασία της παραδοτέας εφεδρείας για την ορθή τιμολόγηση και τα επενδυτικά σήματα στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας.

Κεφάλαιο 5: Αποτελέσματα της εφαρμογής του μοντέλου

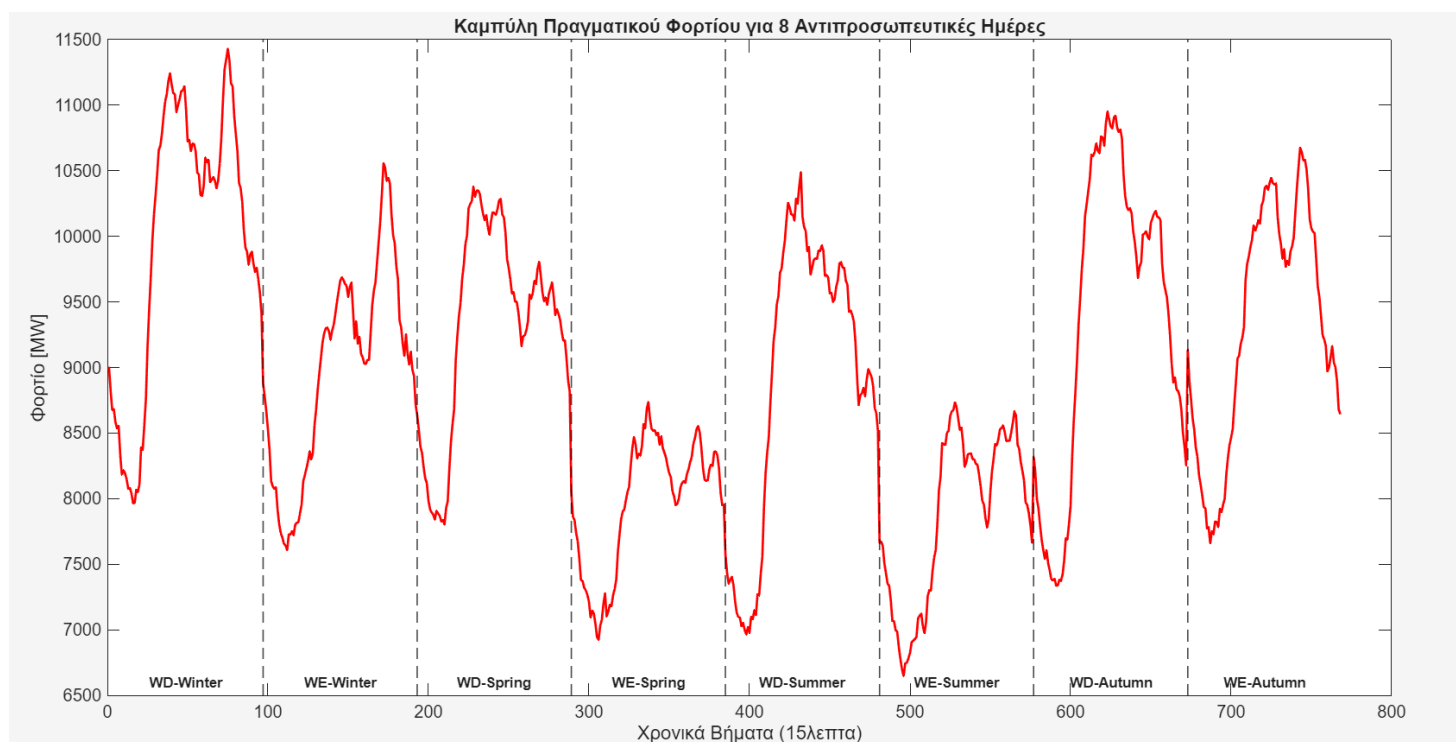
Όπως έχει ήδη αναφερθεί το πείραμα βασίζεται σε τρεις διαφορετικούς σχεδιασμούς της αγοράς (Energy-Only, Scarcity, Scarcity & Reserve Deliverability). Στο παρόν κεφάλαιο παρουσιάζονται τα αποτελέσματα για την προσομοίωση του κάθε σχεδιασμού στο υπάρχον δίκτυο με πραγματικά φορτία όπως αυτά προκύπτουν από την Transparency Platform του ENTSOE.

Για την αξιολόγηση των σεναρίων πραγματοποιήθηκαν επιλύσεις για αντιπροσωπευτικές ημέρες κάθε εποχής, λαμβάνοντας υπόψη τόσο εργάσιμες όσο και μη εργάσιμες ημέρες, ώστε να προκύψουν αντιπροσωπευτικά αποτελέσματα για ολόκληρο το έτος. Τα αποτελέσματα περιλαμβάνουν δείκτες όπως η συνολική παραγωγή και εφεδρεία, οι τιμές ενέργειας και εφεδρείας στους κόμβους του συστήματος, καθώς και το οικονομικό όφελος των παραγωγών.

Σκοπός του κεφαλαίου είναι η ερμηνεία των ευρημάτων και η ανάδειξη των διαφορών μεταξύ των τριών σχεδιασμών, προκειμένου να εξαχθούν χρήσιμα συμπεράσματα σχετικά με τη λειτουργία του προτεινόμενου μοντέλου και τα πλεονεκτήματα της αποκεντρωμένης συμμετοχής των μονάδων των δικτύων διανομής στην αγορά ενέργειας και εφεδρείας.

5.1 Προφίλ Ζήτησης

Παρακάτω φαίνεται η καμπύλη φορτίου των αντιπροσωπευτικών ημερών που επιλέχθηκαν:

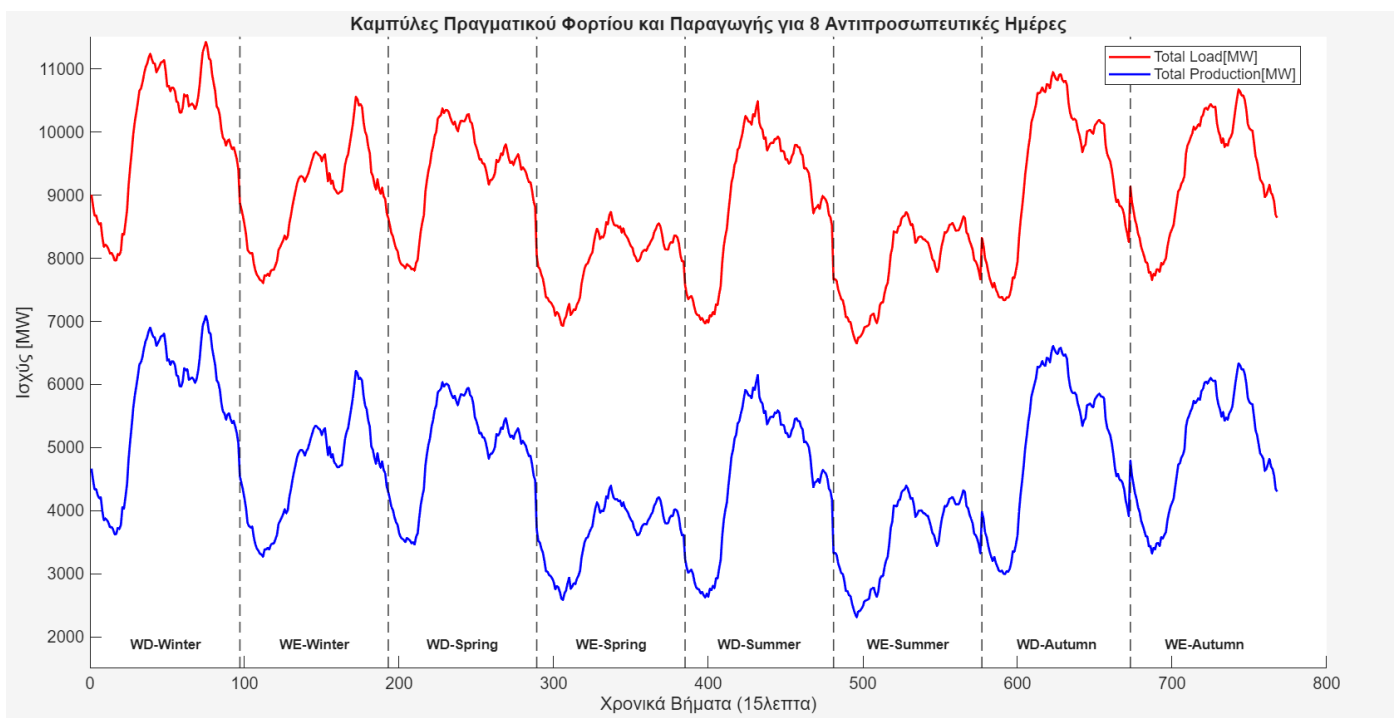


Σχήμα 5.1: Καμπύλες ζήτησης (προφίλ φορτίου) για τις οκτώ αντιπροσωπευτικές ημέρες του έτους. Παρουσιάζεται η ημερήσια μεταβολή της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας για διαφορετικές εποχές και τύπους ημερών (εργάσιμες και μη εργάσιμες).

Στο δίκτυο που μελετάται υπάρχει σταθερή παραγωγή σε κόμβους κάθε χρονική στιγμή $P_n = 4517.21 \text{ MW}$. Επομένως για κάθε χρονική στιγμή θα ισχύει:

$$\sum_{g \in G} p_g = D - 4517.21 \text{ MW}$$

Σχηματική αναπαράσταση της παραπάνω σχέσης:



Σχήμα 5.2: Σχηματική αναπαράσταση της ισορροπίας ισχύος στο εξεταζόμενο δίκτυο. Η συνολική παραγωγή ισούται με τη συνολική ζήτηση σε κάθε χρονικό βήμα μείον τη σταθερή παραγωγή σε κόμβους.

Όσον αφορά τους Unit Commitment περιορισμούς, οι αρχικές γεννήτριες του δικτύου δε διέθεταν παραμέτρους UC (RampUp, RampDown, UT, DT κτλ.). Για να είναι συμβατό το δίκτυο με το μοντέλο έγινε αντιστοίχιση των γεννητριών. Σε όσες γεννήτριες είχαν παρόμοια χαρακτηριστικά χωρητικότητας [13] με αυτές του ανατέθηκαν τα επιπλέον χαρακτηριστικά του εν λόγω dataset.

Επιπλέον, έγινε διάκριση των γεννητριών σε “FAST” & “SLOW” ανάλογα με το καύσιμό τους. Ως “FAST” χαρακτηρίζονται οι ευέλικτες γεννήτριες που έχουν δυνατότητα παροχής εφεδρείας στο δίκτυο. Οι “SLOW” γεννήτριες δεν παρέχουν εφεδρεία στο δίκτυο.

5.2 Συγκεντρωτικά αποτελέσματα

Από την επίλυση των τριών διαφορετικών σχεδιασμών της αγοράς για 8 ημέρες προκύπτει ο κάτωθι πίνακας για την παραγωγή των γεννητριών του TN και των DNs:

Ενέργεια [GW]		
Design	TN Generators	DN Generators
Energy-Only	33.842	1.691
Scarcity	34.492	1.041
Scarcity & Deliverability	34.611	0.923

Πίνακας 5.1: Συνολική παραγωγή ενέργειας των γεννητριών σε κάθε σχεδιασμό της αγοράς

Εφεδρεία [GW]		
Design	TN Generators	DN Generators
Energy-Only	-	-
Scarcity	2.995	3.76
Scarcity & Deliverability	2.987	3.762

Πίνακας 5.2: Συνολική παροχή εφεδρείας των γεννητριών για κάθε σχεδιασμό της αγοράς

Από τους παραπάνω πίνακες προκύπτει ότι στο σενάριο Energy-Only η συνολική παραγωγή ενέργειας των γεννητριών του TN είναι ελαφρώς μικρότερη σε σχέση με τα υπόλοιπα δύο σενάρια, ενώ οι γεννήτριες των DNs συμμετέχουν περισσότερο στην κάλυψη της ζήτησης. Με την εισαγωγή των μηχανισμών εφεδρείας στα σενάρια Scarcity και Scarcity & Deliverability, παρατηρείται αύξηση της παραγωγής στο TN και αντίστοιχη μείωση στα DNs, γεγονός που δείχνει ότι η αγορά προσανατολίζεται σε μονάδες σε επίπεδο διανομής για την παροχή εφεδρείας. Επιπλέον, η συνολική εφεδρεία παραμένει παρόμοια μεταξύ των δύο σχεδιασμών με εφεδρεία, κάτι που υποδηλώνει ότι η προσθήκη του περιορισμού παράδοσης δεν μεταβάλλει σημαντικά το συνολικό επίπεδο εφεδρείας,

αλλά επηρεάζει κυρίως τη χωρική της κατανομή και τη δυνατότητα αξιοποίησής της σε συνθήκες συμφόρησης.

Όσον αφορά τις τιμές ενέργειας και εφεδρείας προκύπτουν τα παρακάτω:

Τιμές Ενέργειας [€/MWh]			
Market Design	TN BUS	NON-CONGESTED DN BUS	CONGESTED DN BUS
Energy-Only	29.57	54.63	54.63
Scarcity	33.37	59.49	59.49
Scarcity & Deliverability	33.39	59.53	1.08

Πίνακας 5.3: Μέση τιμή ενέργειας ανά σχεδιασμό της αγοράς σε διαφορετικά σημεία του δικτύου

Τιμές Εφεδρείας [€/MWh]			
Market Design	TN BUS	NON-CONGESTED DN BUS	CONGESTED DN BUS
Energy-Only	-	-	-
Scarcity	57.67	57.67	57.67
Scarcity & Deliverability	58.44	58.44	0

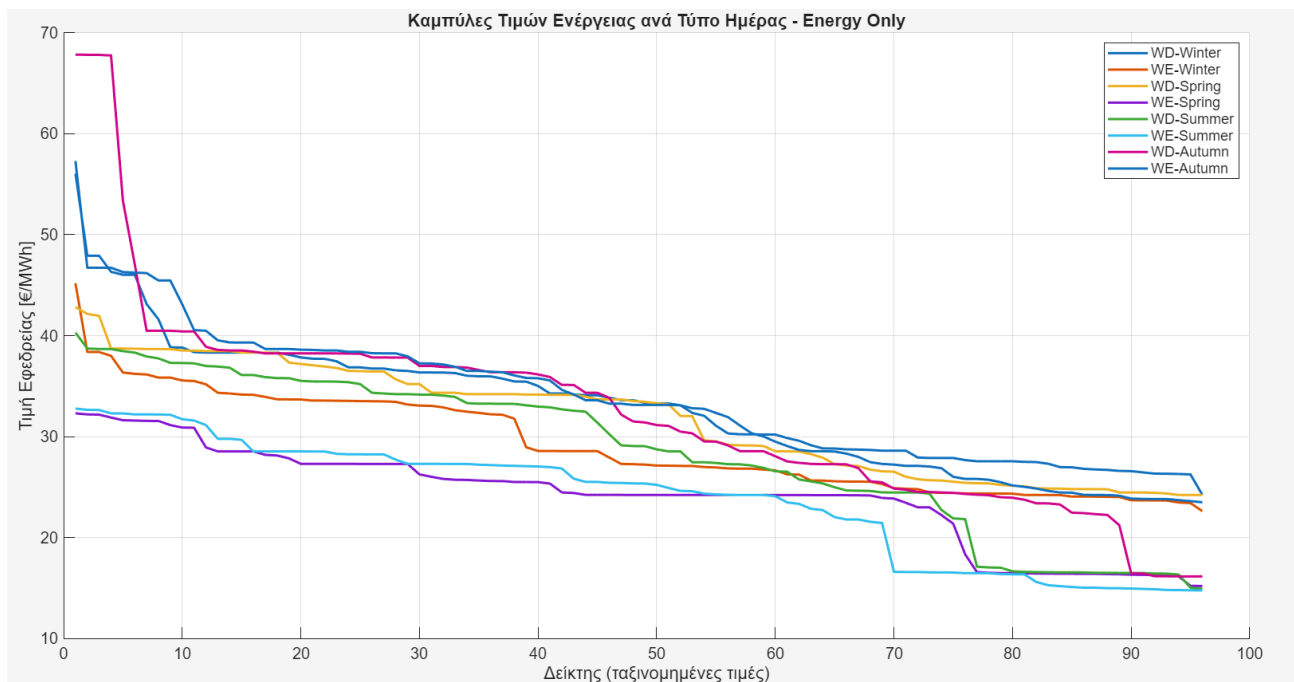
Πίνακας 5.4: Μέση τιμή εφεδρείας ανά σχεδιασμό της αγοράς σε διαφορετικά σημεία του δικτύου

Από τους πίνακες παρατηρείται ότι οι τιμές ενέργειας αυξάνονται προοδευτικά από το *Energy-Only* στο *Scarcity* design, γεγονός που αντανάκλα την προσθήκη του κόστους εφεδρείας στη συνολική αποζημίωση των μονάδων. Η μικρή περαιτέρω αύξηση στο *Scarcity & Deliverability* δείχνει ότι ο περιορισμός παράδοσης δεν επηρεάζει σημαντικά τις τιμές σε κόμβους χωρίς συμφόρηση, ωστόσο στους κόμβους των δικτύων διανομής με συμφόρηση προκαλεί σημαντική διαφοροποίηση, με τις τιμές να μειώνονται έντονα λόγω της αδυναμίας παράδοσης εφεδρείας. Παρόμοια εικόνα παρουσιάζουν και οι τιμές εφεδρείας: στο *Scarcity* είναι ίδιες σε όλους τους κόμβους, καθώς η αγορά θεωρείται ενιαία, ενώ στο *Scarcity & Deliverability* εμφανίζεται μηδενική τιμή στον κόμβο με συμφόρηση, υποδηλώνοντας ότι η εφεδρεία εκεί δεν μπορεί να αξιοποιηθεί. Συνολικά, τα αποτελέσματα καταδεικνύουν ότι η έννοια της παράδοσης επιτρέπει τη χωρική διαφοροποίηση των σημάτων τιμής, αποτυπώνοντας πιο ρεαλιστικά τους περιορισμούς του δικτύου.

5.3 Αποτελέσματα Design 1 – Energy Only

Στο ενεργειακό μοντέλο χωρίς αγορά εφεδρείας, οι τιμές ενέργειας (LMPs) προκύπτουν αποκλειστικά από τον περιορισμό ισορροπίας ισχύος του συστήματος. Η οριακή τιμή ενέργειας διαφέρει από κόμβο σε κόμβο λόγω των περιορισμών παράδοσης ενέργειας.

Παρακάτω φαίνονται οι τιμές ενέργειας ενός κόμβου του δικτύου μεταφοράς όπως αυτές προκύπτουν για το Design 1 – Energy Only από την επίλυση για τις 8 ημέρες (παρόμοια συμπεριφορά και στους κόμβους των δικτύων διανομής):



Σχήμα 5.3: Τιμές ενέργειας (LMPs) στον κόμβο του δικτύου μεταφοράς για το Design 1 – Energy-Only. Παρατηρούνται ομαλές διακυμάνσεις και χαμηλή μεταβλητότητα λόγω επάρκειας παραγωγής και απουσίας συμφόρησης.

Η καμπύλη παρουσιάζει μικρή μεταβλητότητα των τιμών ενέργειας κατά τη διάρκεια του 24ώρου, με σχετικά ομαλές διακυμάνσεις γύρω από μια μέση τιμή. Το γεγονός αυτό οφείλεται στην επάρκεια διαθέσιμης παραγωγικής ικανότητας και στην απουσία συμφόρησης στο δίκτυο, που επιτρέπουν την εξυπηρέτηση της ζήτησης. Οι LMPs αντικατοπτρίζουν ουσιαστικά το οριακό κόστος της ενεργειακής τεχνολογίας που λειτουργεί στο περιθώριο. Η μέση τιμή ενέργειας κατά την επίλυση είναι 29.58€/MWh.

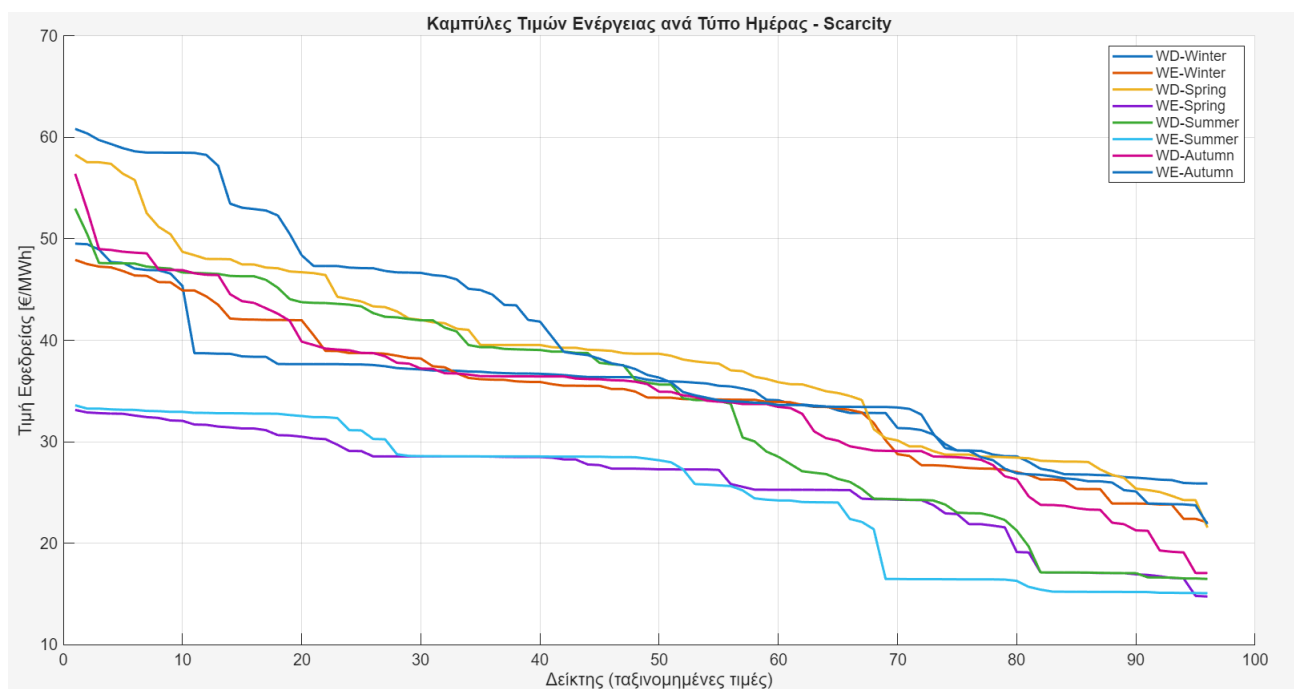
Οι ημερήσιες καμπύλες τιμών ενέργειας παρουσιάζουν εποχικότητα και διαφοροποίηση ανά τύπο ημέρας. Κατά τη χειμερινή περίοδο οι τιμές είναι υψηλότερες, με έντονες πρωινές και απογευματινές αιχμές λόγω αυξημένης ζήτησης και περιορισμένης ευελιξίας του συστήματος. Την άνοιξη και το φθινόπωρο οι τιμές παραμένουν σχετικά αυξημένες, ενώ το καλοκαίρι εμφανίζεται η χαμηλότερη στάθμη και η μικρότερη ημερήσια μεταβλητότητα. Επιπλέον, τα Σαββατοκύριακα παρατηρούνται ηπιότερες αιχμές, ιδίως τον χειμώνα και το φθινόπωρο, γεγονός που αντανακλά τη διαφοροποίηση του φορτίου μεταξύ εργάσιμων και μη εργάσιμων ημερών.

5.4 Αποτελέσματα Design 2 – Scarcity

Οι τιμές ενέργειας στο Design 2 παρουσιάζουν ήπια μεταβλητότητα, η οποία συνδέεται κυρίως με τις μεταβολές του φορτίου και τη διαφοροποίηση της οριακής μονάδας κατά τη διάρκεια της ημέρας. Προφανώς το σύστημα δε διαθέτει την ίδια «άνεση» με το Design 1 αφού έχει ενταχθεί πλέον και η αγορά εφεδρειών.

Όπως και στο design 1, οι περιορισμοί ροής έχουν ως αποτέλεσμα διαφοροποίηση των τιμών μεταξύ κόμβων του δικτύου. Η μέση τιμή ενέργειας για τις 8 μέρες είναι 33.37€/MWh.

Παρακάτω φαίνονται οι τιμές ενέργειας στον ίδιο κόμβο του δικτύου μεταφοράς :

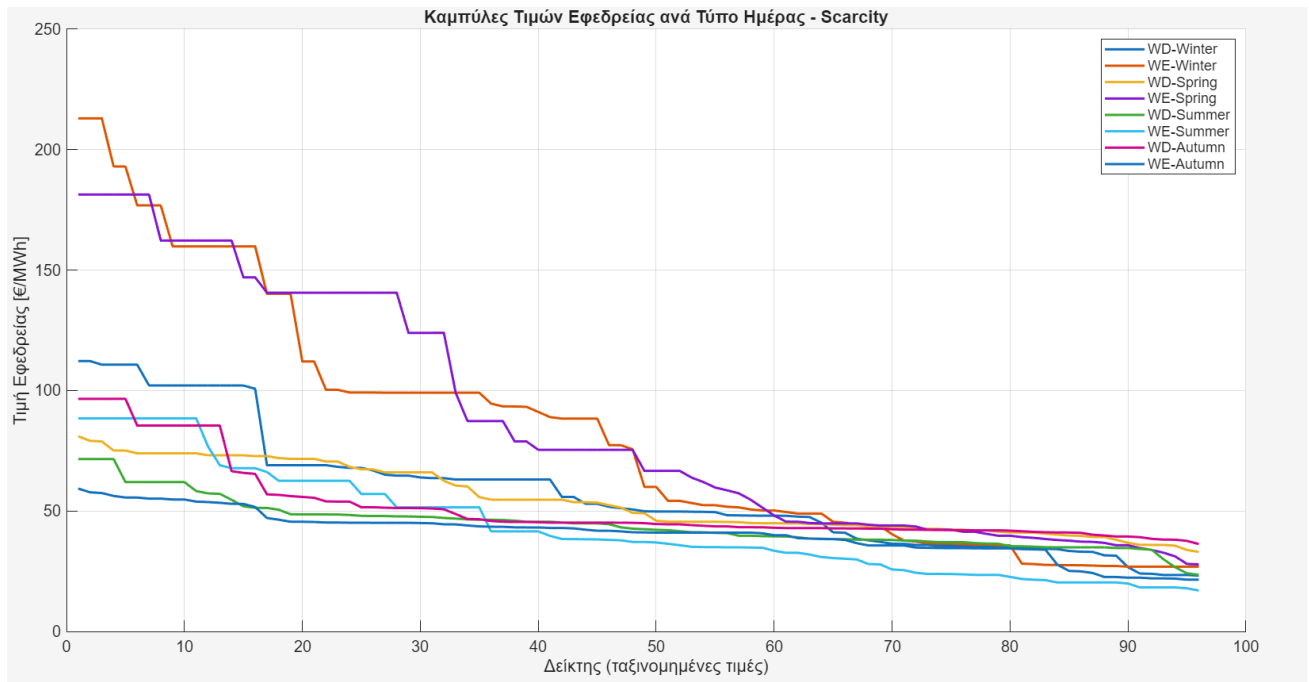


Σχήμα 5.4: Τιμές ενέργειας στον ίδιο κόμβο του δικτύου μεταφοράς για το Design 2 – Scarcity. Οι διακυμάνσεις είναι εντονότερες σε ώρες αιχμής, με υψηλότερες τιμές τον χειμώνα και χαμηλότερες το καλοκαίρι.

Το καλοκαίρι παραμένει η περίοδος με τις χαμηλότερες τιμές, ενώ οι εργάσιμες ημέρες παρουσιάζουν γενικά υψηλότερα επίπεδα από τα Σαββατοκύριακα, αντανακλώντας τη διαφοροποίηση του φορτίου και την επίδραση του scarcity pricing κυρίως σε ώρες αιχμής.

Όσον αφορά την αγορά των εφεδρειών, η τιμή είναι άμεσα εξαρτώμενη από την ποσότητα εφεδρείας που παρέχεται κάθε στιγμή στο δίκτυο. Η ζήτηση κάθε χρονική στιγμή είναι 9.99MW. Όσο πιο κοντά σε αυτή την ποσότητα παρέχουν οι γεννήτριες, τόσο μειώνεται η τιμή εφεδρείας. Λόγω απουσίας περιορισμών παράδοσης εφεδρείας στο Design 2, η τιμή είναι ενιαία σε όλη την έκταση του δικτύου.

Η τιμή εφεδρείας για κάθε μέρα διαμορφώνεται ως εξής:



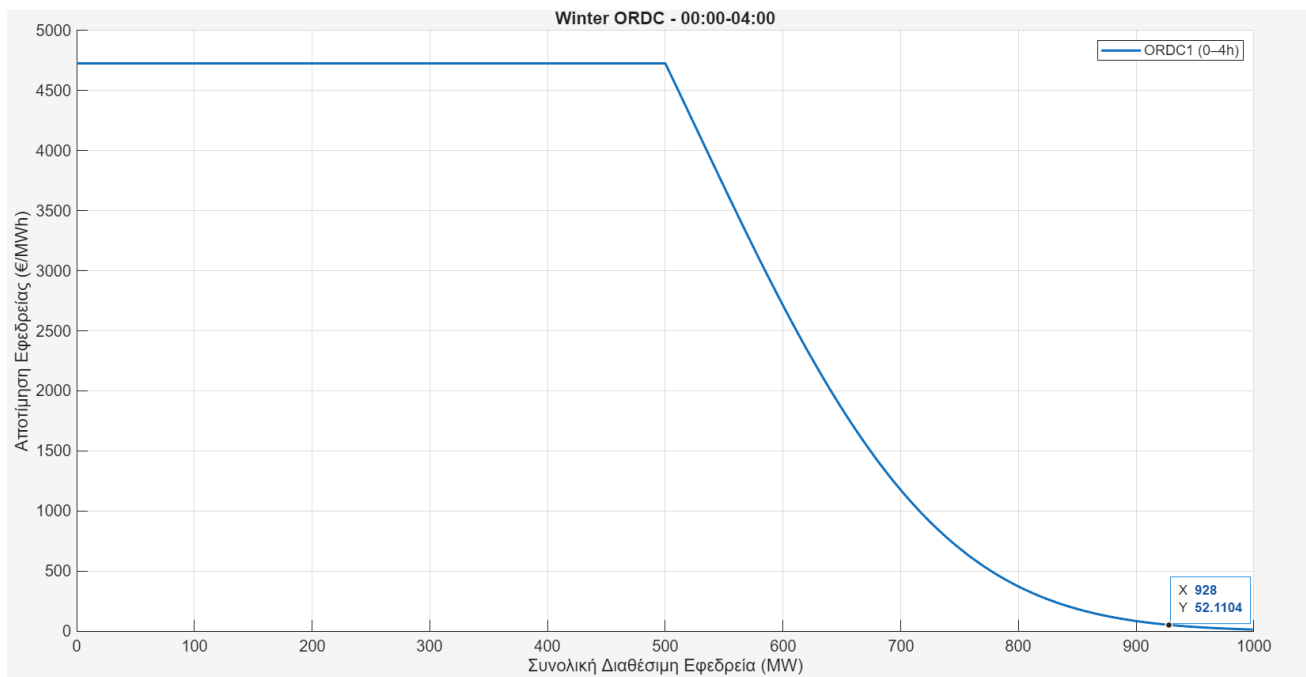
Σχήμα 5.5: Ημερήσιες τιμές εφεδρείας (*reserve prices*) για το Design 2 – Scarcity. Οι τιμές διαμορφώνονται βάσει των καμπυλών ORDC και μειώνονται όσο αυξάνεται η παρεχόμενη εφεδρεία.

Από τη θεωρία των καμπυλών ORDC, η τιμή εφεδρείας ισούται με την αποτίμηση (PR) της καμπύλης στο σημείο φτάνει η εφεδρεία που παρέχεται ($\sum dr$). Αυτό επιβεβαιώνεται και στην επίλυση του μοντέλου.

Για παράδειγμα, τη χρονική στιγμή $t = 1$ για την πρώτη μέρα (WD-Winter) το σύστημα έχει συνολική εφεδρεία:

$$\sum_{g \in G} r_g = 928 MW$$

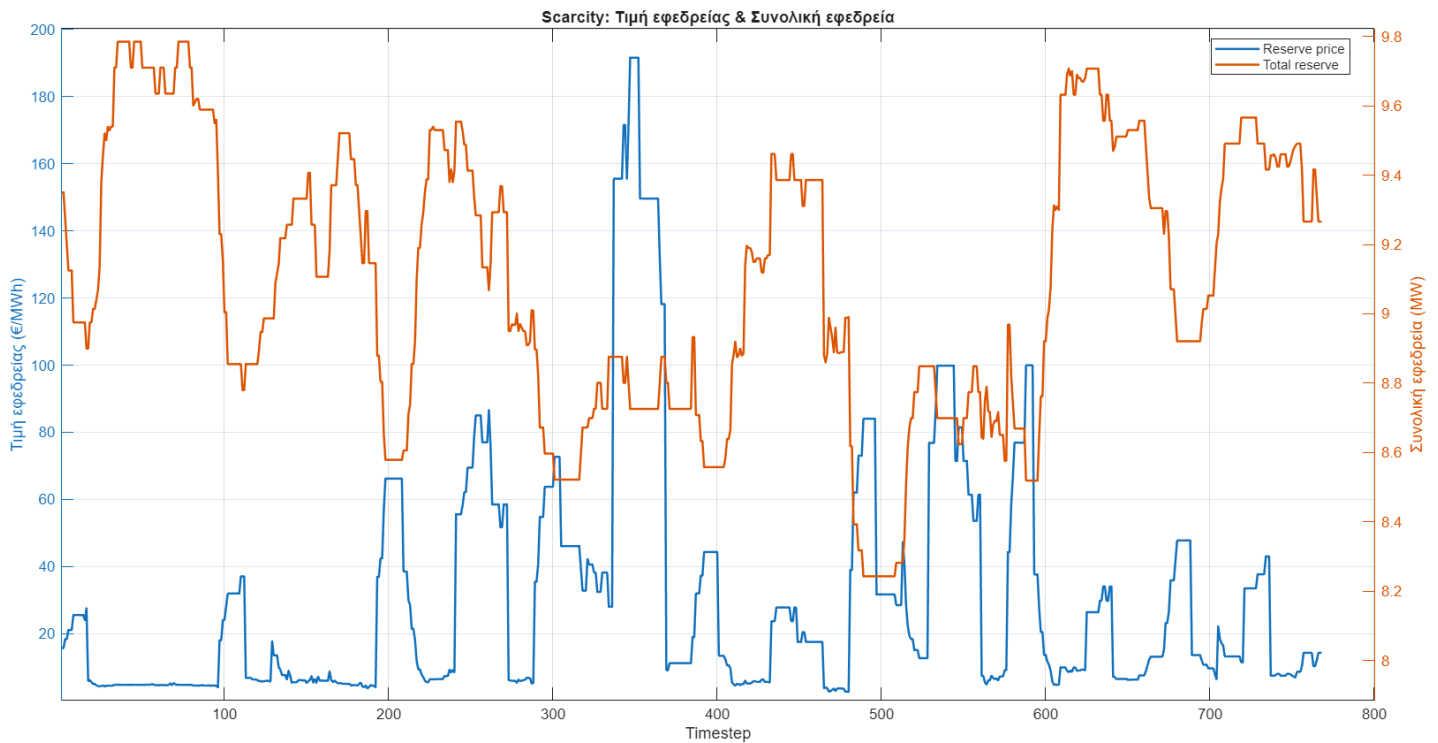
Η τιμή εκείνη τη χρονική στιγμή είναι 52.11€/MWh. Το αποτέλεσμα είναι αναμενόμενο και από την καμπύλη ORDC:



Σχήμα 5.6: Απόδειξη απόρριψης της τιμής εφεδρείας από την καμπύλη ORDC

Βάσει θεωρίας, όσο μεγαλώνει η παρεχόμενη εφεδρεία, τόσο μειώνεται η τιμή εφεδρείας. Αυτό επιβεβαιώνεται και στο παρόν μοντέλο.

Στην παρακάτω σχηματική αναπαράσταση φαίνεται η συσχέτιση της τιμής εφεδρείας με τη συνολική εφεδρεία που παρέχουν οι γεννήτριες για κάθε χρονική στιγμή:



Σχήμα 5.7: Συσχέτιση μεταξύ συνολικής παρεχόμενης εφεδρείας και τιμής αγοράς εφεδρείας για το Design 2. Επιβεβαιώνεται η αντίστροφη σχέση μεταξύ ποσότητας και τιμής, σύμφωνα με τη θεωρία των ORDC.

Χρησιμοποίηση γραμμών δικτύου

Τέλος εξετάζεται η χρησιμοποίηση των γραμμών του δικτύου. Σημειώνεται ότι οι γραμμές 1-766 ανήκουν στο TN, ενώ οι γραμμές 767-3116 στα DN.

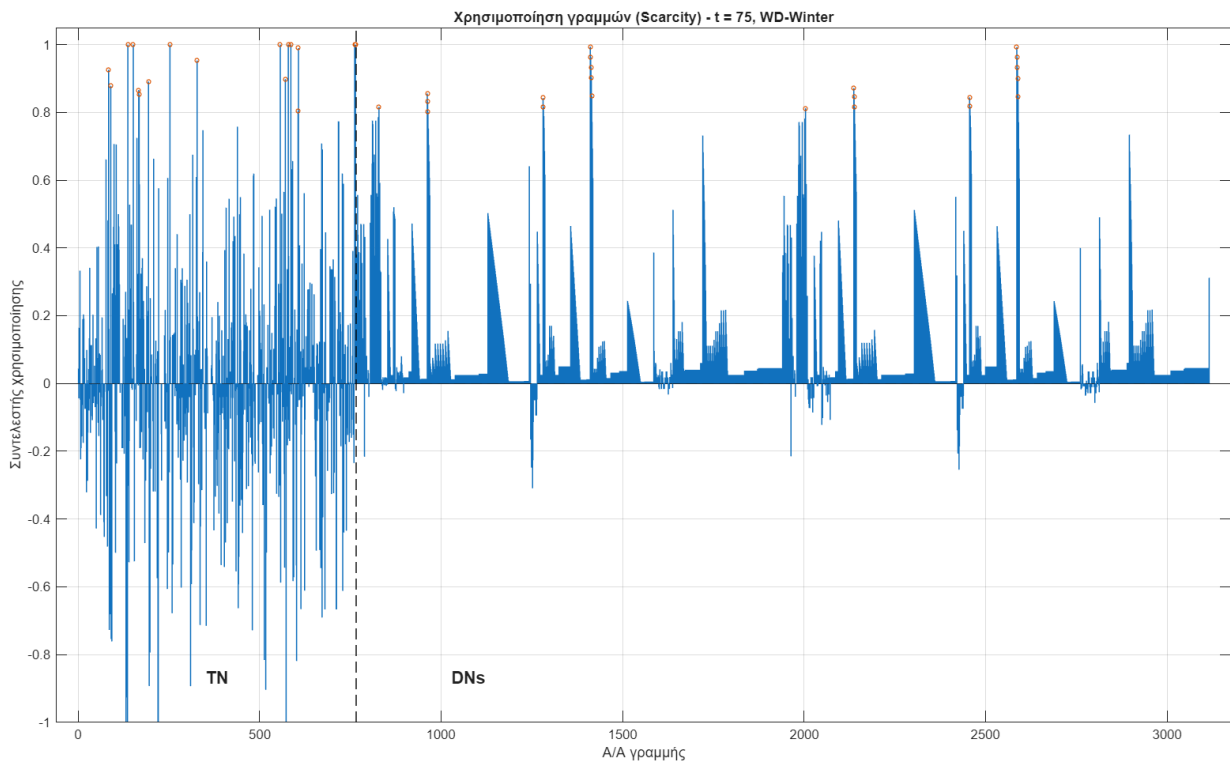
Λαμβάνονται οι χρονικές στιγμές όπου υπάρχουν τα min/max φορτία:

- Το μέγιστο φορτίο είναι $D_{max} = 10753.36 \text{ MW}$ τη χρονική στιγμή $t = 75$ της ημέρας WD-Winter
- Το ελάχιστο φορτίο είναι $D_{min} = 6650.1 \text{ MW}$ τη χρονική στιγμή $t = 16$ της ημέρας WE-Summer

Ορίζεται ο συντελεστής χρησιμοποίησης των γραμμών ως εξής:

$$\eta_k = \frac{\sum_{n \in N - \{hub\}} F_{kn} \cdot ne_n}{F_k^+}, k \in K$$

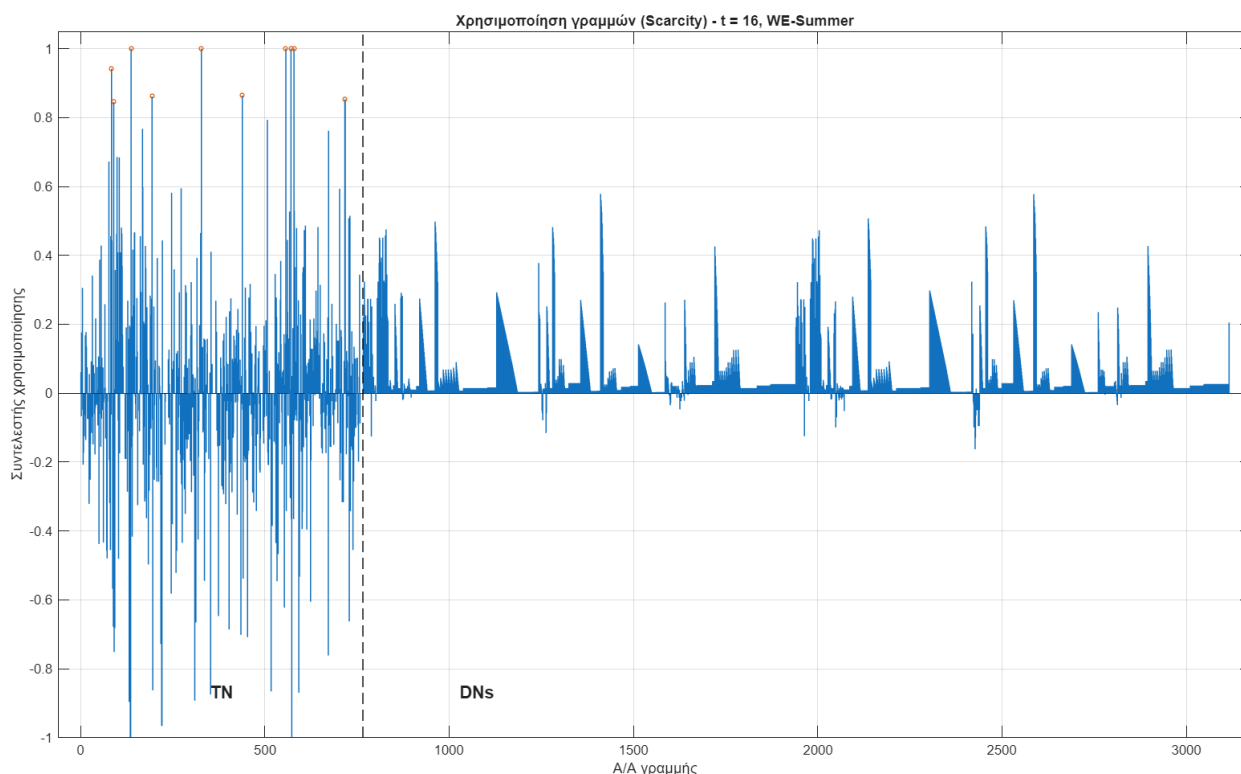
Για το μέγιστο φορτίο:



Σχήμα 5.8: Συντελεστής χρησιμοποίησης γραμμών του δικτύου για μέγιστο φορτίο (Design 2). Ο αριθμός γραμμών που φτάνουν στα τεχνικά τους όρια είναι περιορισμένος, δείχνοντας μικρό βαθμό συμφόρησης.

Συνολικά 13 γραμμές χρησιμοποιούνται πλήρως ($|\eta| = 1$) και 114 γραμμές δε χρησιμοποιούνται καθόλου ($\eta = 0$). Παρατηρείται ότι ο αριθμός των γραμμών που έχουν συμφόρηση είναι πολύ μικρός, σχεδόν αμελητέος, ακόμα και στο μέγιστο φορτίο.

Για το ελάχιστο φορτίο:



Σχήμα 5.9: Συντελεστής χρησιμοποίησης γραμμών του δικτύου για ελάχιστο φορτίο (Design 2). Η συμφόρηση παραμένει χαμηλή, με πλήρη αξιοποίηση κυρίως σε γραμμές του δικτύου μεταφοράς.

Συνολικά 8 γραμμές χρησιμοποιούνται πλήρως ($|η| = 1$) και 130 γραμμές δε χρησιμοποιούνται καθόλου ($η = 0$).

Και στις δύο περιπτώσεις φορτίου, η συμφόρηση παρατηρείται κυρίως στις γραμμές του δικτύου μεταφοράς και όχι σε αυτές των δικτύων διανομής.

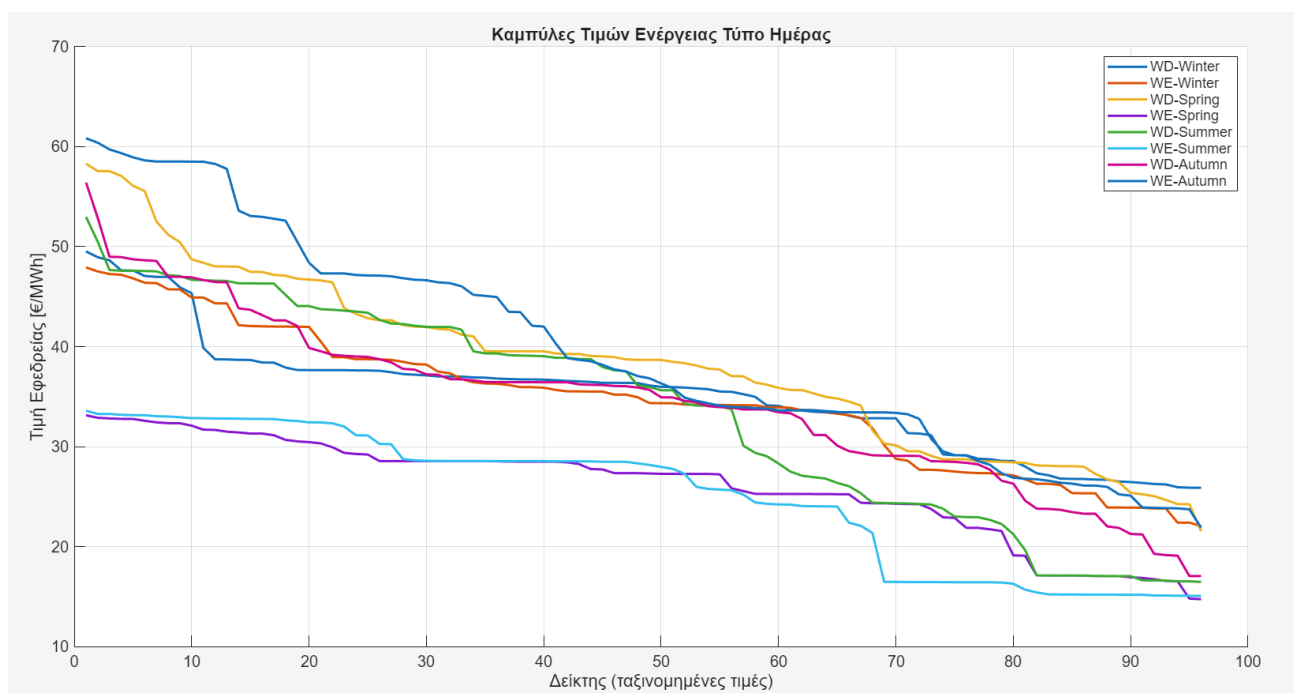
5.5 Αποτελέσματα Design 3 – Scarcity & Reserve Deliverability

Στο Design 3 παρατηρείται τοπική τιμολόγηση λόγω περιορισμών ροής ισχύος και εφεδρείας. Στην αγορά ενέργειας υπάρχει τοπική τιμολόγηση σε ολόκληρο το δίκτυο, ενώ στην αγορά εφεδρείας μόνο στα δίκτυα διανομής λόγω περιορισμών. Επομένως στο παρόν design θα εξεταστούν τρεις διαφορετικές περιπτώσεις κόμβων:

- Κόμβος του δικτύου μεταφοράς (ο ίδιος με τα προηγούμενα Designs)
- Κόμβος δικτύου διανομής χωρίς συμφόρηση
- Κόμβος δικτύου διανομής με συμφόρηση

Κόμβος TN

Μελετάται ο ίδιος κόμβος του δικτύου μεταφοράς με τα προηγούμενα designs. Παρατηρείται ότι οι τιμές ενέργειας δεν έχουν μεταβληθεί σε σχέση με το Design 2:

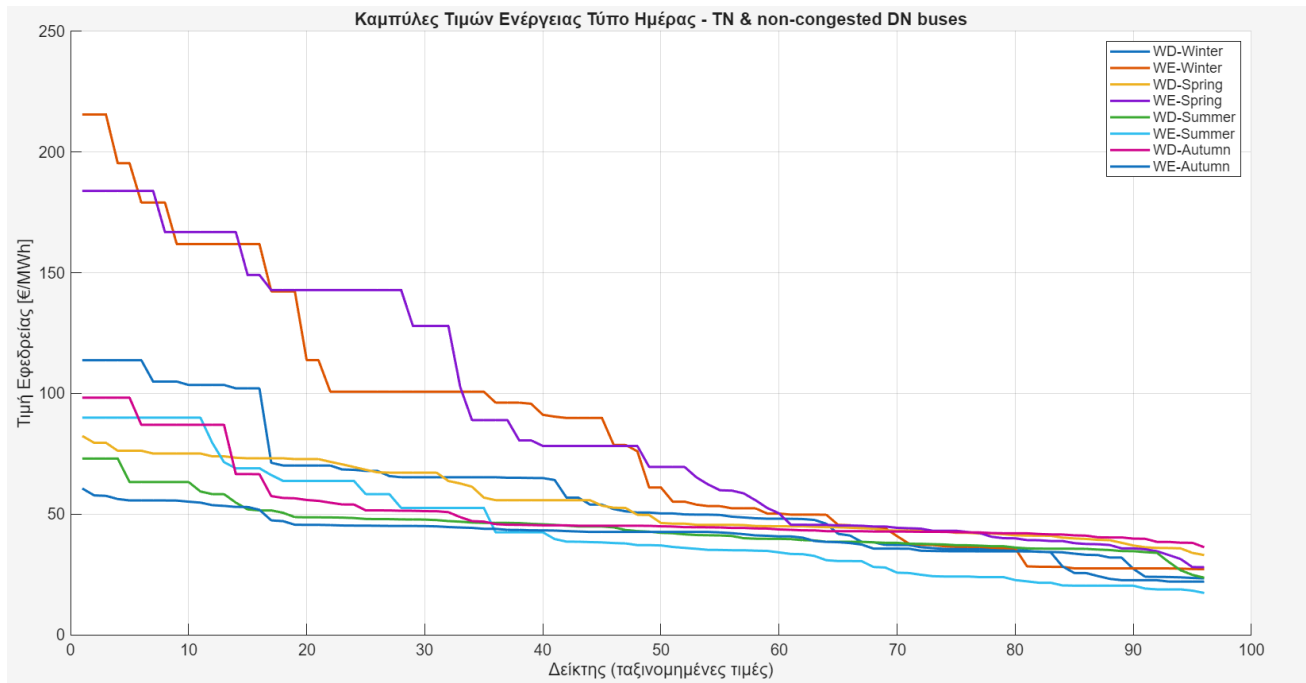


Σχήμα 5.10: Τιμές ενέργειας στον κόμβο του δικτύου μεταφοράς για το Design 3 – Scarcity + Reserve Deliverability. Οι τιμές είναι παρόμοιες με εκείνες του Design 2 λόγω απουσίας συμφόρησης στο TN.

Η ισότητα των τιμών ενέργειας μεταξύ των δύο σχεδιασμών (Scarcity και Reserve Deliverability) αποδίδεται κυρίως στην τοπολογία και τη διαστασιολόγηση του δικτύου. Το υπό εξέταση σύστημα είναι πυκνά συνδεδεμένο, με επαρκή ικανότητα μεταφοράς στις γραμμές τόσο του δικτύου μεταφοράς όσο και των δικτύων διανομής, γεγονός που αποτρέπει την εμφάνιση ενεργειακής συμφόρησης. Έτσι, ακόμη και με την εισαγωγή των περιορισμών παράδοσης εφεδρείας στο Design 3, η ροή ισχύος μπορεί να ανακαταταξινομηθεί ελεύθερα και η οριακή μονάδα παραγωγής που καθορίζει την τιμή ενέργειας παραμένει η ίδια για όλο το σύστημα.

Αντίθετα, διαφοροποίηση στις τιμές ενέργειας μεταξύ των δύο σχεδιασμών θα παρατηρούνταν σε περίπτωση που οι γραμμές μεταφοράς ή οι ζεύξεις μεταξύ TN και DNs έφταναν στα τεχνικά τους όρια, δημιουργώντας τοπικές συμφορήσεις και οδηγώντας σε διαφορετικά οριακά κόστη ενέργειας (LMPs) ανά κόμβο. Σε αυτό το ενδεχόμενο, η προσθήκη των περιορισμών παράδοσης εφεδρείας θα επηρέαζε και την ενεργειακή αγορά, μεταβάλλοντας τη χωρική κατανομή των τιμών.

Όσον αφορά την εφεδρεία, δεδομένου ότι οι περιορισμοί παράδοσης εφεδρείας λαμβάνονται μόνο για τις γραμμές των δικτύων διανομής, θα είναι ενιαία για όλο το δίκτυο μεταφοράς και τους κόμβους των δικτύων διανομής όπου δεν υπάρχει συμφόρηση:

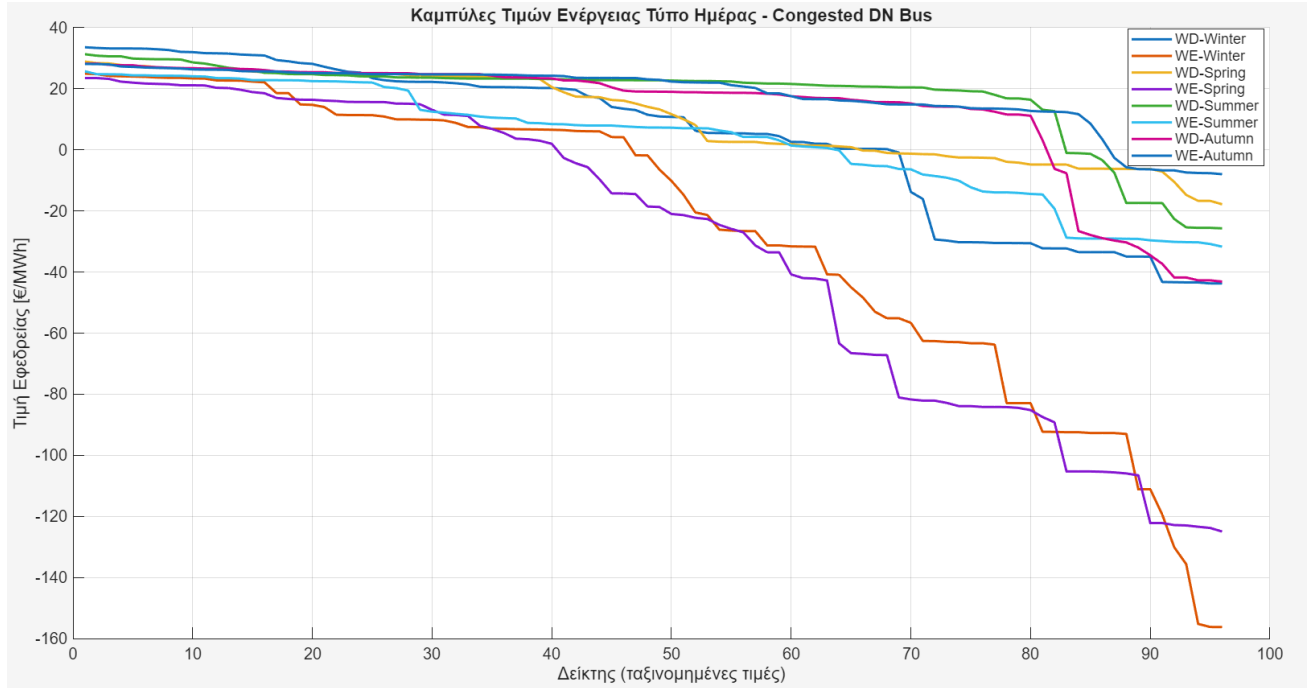


Σχήμα 5.11: Τιμές εφεδρείας για το Design 3 στους κόμβους του δικτύου χωρίς συμφόρηση. Παρατηρούνται υψηλότερες τιμές τον χειμώνα και την άνοιξη, ιδίως στις ώρες αιχμής.

Όπως και στο Design 2, οι τιμές εφεδρείας παρουσιάζουν έντονη ημερήσια και εποχική μεταβλητότητα, με κορυφές στις ώρες αιχμής και υψηλότερες τιμές τον χειμώνα και την άνοιξη. Οι τιμές εφεδρείας είναι ελαφρώς αυξημένες σε σχέση με το Design 2. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι έχει μειωθεί η συνολική παρεχόμενη εφεδρεία στο δίκτυο λόγω συμφόρησης σε γραμμές των δικτύων διανομής. Η τοπολογία του εξεταζόμενου δικτύου είναι τέτοια που δεν παρουσιάζει συνθήκες μεγάλης σπανιότητας στα δίκτυα διανομής. Σε περίπτωση που υπήρχε τέτοιο φαινόμενο, η παρεχόμενη εφεδρεία θα μειωνόταν σημαντικά και η τιμή εφεδρείας θα αυξανόταν αντίστοιχα.

Κόμβος DN με συμφόρηση

Παρακάτω φαίνονται οι τιμές ενέργειας του κόμβου:



Σχήμα 5.12: Τιμές ενέργειας για κόμβο δικτύου διανομής με συμφόρηση (Design 3). Οι αρνητικές LMPs υποδηλώνουν εξαγωγική λειτουργία του κόμβου και επιβάρυνση του συστήματος σε περιόδους υπερεπάρκειας.

Παρατηρείται ότι οι τιμές ενέργειας στο μεγαλύτερο μέρος του δημέρου είναι αρνητικές. Εφόσον η γραμμή σύνδεσης με το υπόλοιπο δίκτυο είναι δεσμευμένη στην κατεύθυνση εξαγωγής, κάθε επιπλέον MW ενέργειας στον κόμβο επιβαρύνει το σύστημα, γεγονός που αποτυπώνεται σε αρνητική LMP. Σε στιγμές που η ροή αντιστρέφεται και ο κόμβος χρειάζεται ισχύ, η LMP γίνεται θετική, εκφράζοντας το οριακό όφελος μιας υποθετικής αύξησης της παροχής από το υπόλοιπο δίκτυο.

Η γεννήτρια του εν λόγω κόμβου παρέχει εφεδρεία στο σύστημα χωρίς να φτάνει στο μέγιστό της καθώς δεν το επιτρέπει η χωρητικότητα της γραμμής. Επομένως, η γεννήτρια διατηρεί διαθέσιμη ισχύ η οποία ωστόσο δεν μπορεί να αξιοποιηθεί λόγω ανεπάρκειας του δικτύου. Στην αγορά αυτό το φαινόμενο μεταφράζεται σε μηδενική τιμή εφεδρείας στον κόμβο με συμφόρηση.

Η συμπεριφορά της τιμολόγησης σε δίκτυο διανομής εξηγείται καλύτερα με χρήση των συνθηκών KKT (βλ. Παράρτημα) για τη μεταβλητή έγχυσης ισχύος ne_n . Η εξίσωση για τη μεταβλητή γράφεται ως εξής:

$$\lambda_n = \lambda_0 + \sum_{k \in K} F_{k,n} \cdot (\mu_k^+ - \mu_k^-) \quad (1)$$

Όπου λ_n : η τιμή ενέργειας του κόμβου n (δυϊκός πολλαπλασιαστής του περιορισμού ισοζυγίου ισχύος σε κόμβο)

λ_0 : ο δυϊκός πολλαπλασιαστής του περιορισμού ισοζυγίου ισχύος του δικτύου

μ_k^+, μ_k^- : οι δυϊκοί πολλαπλασιαστές των περιορισμών τήρησης των τεχνικών ορίων των γραμμών

Για τα δίκτυα διανομής η παραπάνω σχέση μπορεί να αναλυθεί ως εξής:

$$\lambda_n = \lambda_0 + \sum_{k \in K_{TN}} F_{k,n} \cdot (\mu_k^+ - \mu_k^-) + \sum_{k \in K_{DN}} F_{k,n} \cdot (v_k^+ - v_k^-), n \in N_{DN} \quad (2)$$

Όπου v_k^+, v_k^- : οι δυϊκοί πολλαπλασιαστές των περιορισμών τήρησης ορίων γραμμών των γραμμών των DN.

Οι κόμβοι του DN συνδέονται με το TN μέσω του ίδιου σημείου (Point of Interconnection, POI). Επομένως αν αυξηθεί η έγχυση σε κάποιον κόμβο του DN, η επίδραση στο TN θα εκφραστεί μέσω του POI. Η κατανομή ισχύος στο TN θα είναι ίδια όπως αν αυξανόταν η έγχυση στο POI. Άρα, για κάθε κόμβο $n \in N_{DN}$ και κάθε γραμμή $k \in K_{TN}$, θα ισχύει η σχέση:

$$F_{k,n} = F_{k,POI} \Rightarrow \sum_{k \in K_{TN}} F_{k,n} = \sum_{k \in K_{TN}} F_{k,POI}, n \in N_{DN} \quad (3)$$

Η εξίσωση (2) με χρήση της (3) γράφεται ως εξής:

$$\lambda_n = \lambda_0 + \sum_{k \in K_{TN}} F_{k,POI} \cdot (\mu_k^+ - \mu_k^-) + \sum_{k \in K_{DN}} F_{k,n} \cdot (v_k^+ - v_k^-), n \in N_{DN}$$

Όταν στο δίκτυο διανομής δεν υπάρχει συμφόρηση τότε μηδενίζεται η συνιστώσα της διανομής λόγω μηδενικών δυϊκών πολλαπλασιαστών (v_k^+, v_k^-) και η τιμή στους κόμβους είναι σταθερή και ίση με την τιμή του POI:

$$\lambda_n = \lambda_0 + \sum_{k \in K_{TN}} F_{k,POI} \cdot (\mu_k^+ - \mu_k^-)$$

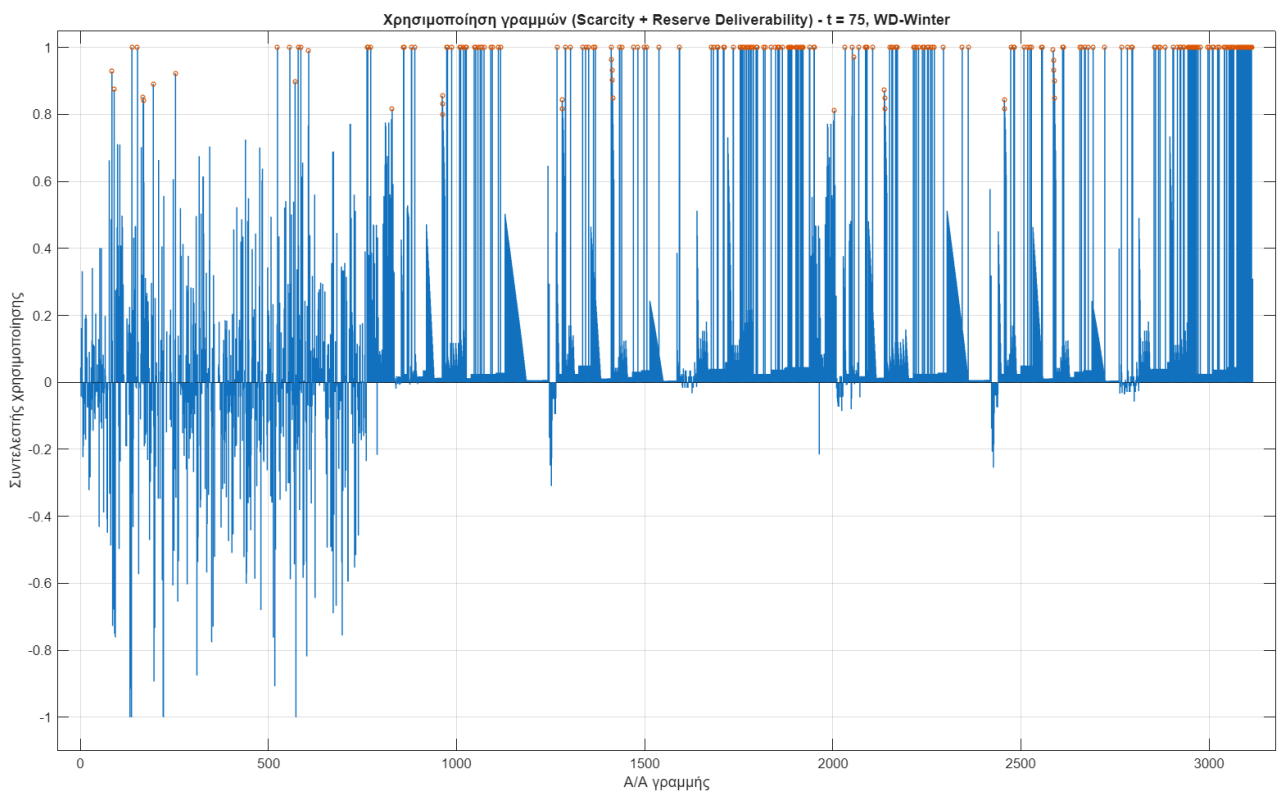
Όταν κάποια γραμμή έχει συμφόρηση τότε αυτό έχει ως αποτέλεσμα οι πολλαπλασιαστές να μην είναι μηδενικοί ($v_k^+ > 0$ ή $v_k^- > 0$) και ο όρος $\sum_{k \in K_{DN}} F_{k,n} \cdot (v_k^+ - v_k^-)$ να είναι μη μηδενικός. Έτσι διαφοροποιείται η τιμή σε κάποιους κόμβους του δικτύου διανομής.

Χρησιμοποίηση γραμμών δικτύου

Ακολουθείται αντίστοιχη διαδικασία με το Design 2. Δηλαδή, εξετάζεται η χρησιμοποίηση των γραμμών σε ακραίες περιπτώσεις φορτίου. Η μόνη διαφοροποίηση έγκειται στα δίκτυα διανομής όπου εισάγεται και η παράδοση εφεδρείας. Έτσι, στις γραμμές του δικτύου μεταφοράς ο ορισμός του συντελεστή χρησιμοποίησης των γραμμών παραμένει ο ίδιος, ενώ στις γραμμές των δικτύων διανομής διατυπώνεται ως εξής:

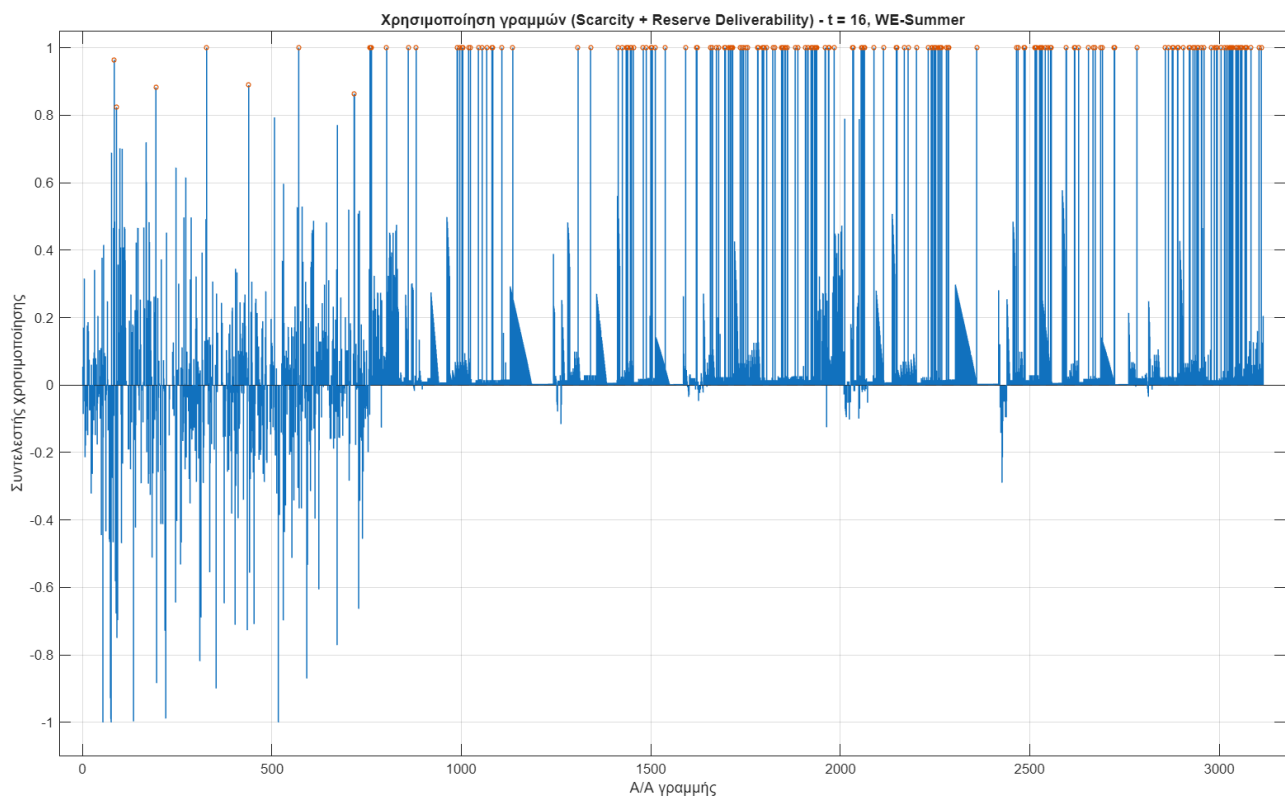
$$\eta_k = \frac{\sum_{n \in N} PTDF_{k,n} \cdot ne_{n,t} + \sum_{k_2 \in K} \max\{-A_{k,k_2}, 0\} \cdot fr_{k_2,t}^- + \sum_{k_2 \in K} \max\{A_{k,k_2}, 0\} \cdot fr_{k_2,t}^+}{F_k^+}, k \in K_2$$

Για το μέγιστο φορτίο:



Σχήμα 5.13: Συντελεστής χρησιμοποίησης γραμμών για το Design 3 υπό μέγιστο φορτίο. Η συμφόρηση εντοπίζεται κυρίως σε γραμμές διανομής λόγω του περιορισμού παράδοσης εφεδρείας.

Για το ελάχιστο φορτίο:



Σχήμα 5.14: Συντελεστής χρησιμοποίησης γραμμών για το Design 3 υπό ελάχιστο φορτίο. Αυξημένη συμμετοχή γραμμών διανομής σε σχέση με το Design 2, λόγω των πρόσθετων περιορισμών Deliverability.

Για το μέγιστο φορτίο υπάρχουν 258 γραμμές με $|\eta| = 1$ και 114 γραμμές με $\eta = 0$, όπως και στο Design 2. Για το ελάχιστο φορτίο, χρησιμοποιούνται πλήρως 215 γραμμές και 130 δε χρησιμοποιούνται καθόλου. Η σημαντική αύξηση της χρησιμοποίησης εντοπίζεται στις γραμμές των δικτύων διανομής και οφείλεται στον περιορισμό παράδοσης εφεδρείας.

5.6 Case Study ανεξάρτητου παραγωγού

Στην παρούσα ενότητα πραγματοποιείται σύγκριση των τριών σχεδιασμών της αγοράς από τη σκοπιά ανεξάρτητου παραγωγού ηλεκτρικής ενέργειας. Πιο συγκεκριμένα, λαμβάνονται οι τιμές ενέργειας και εφεδρείας όπως αυτές προέκυψαν και στη συνέχεια επιλύεται το μοντέλο μεγιστοποίησης του κέρδους του παραγωγού.

Το μοντέλο μεγιστοποίησης κέρδους για το Design 1 (Energy Only) είναι το εξής:

$$\max_{p_t} (\lambda_t - MC) \cdot p_t$$

s. t.

$$p_t \leq P^+, t \in T$$

$$p_t \geq 0, t \in T$$

Όπου λ_t : η τιμή ενέργειας τη χρονική στιγμή t

MC : το οριακό κόστος του παραγωγού

p_t : η παραγωγή κατά τη χρονική στιγμή t

Το μοντέλο για τα άλλα δύο Designs (Scarcity, Scarcity & Deliverability) είναι κοινό:

$$\max_{p_t, r_t} (\lambda_t - MC) \cdot p_t + \lambda_{R,t} \cdot r_t$$

s. t.

$$p_t + r_t \leq P^+, t \in T$$

$$r_t \leq R, t \in T$$

$$p_t, r_t \geq 0, t \in T$$

Όπου r_t : η εφεδρεία που παρέχει ο παραγωγός τη χρονική στιγμή t

$\lambda_{R,t}$: η τιμή εφεδρείας τη χρονική στιγμή t

R : το όριο ράμπας του παραγωγού

Διακρίνονται περιπτώσεις για την ελαστικότητα του παραγωγού. Τα τεχνικά χαρακτηριστικά είναι τα εξής:

- $P^+ = 1MW$
- $MC = 50 \text{ €/MWh}$
- $R = 0.1 \cdot P^+$ (ανελαστικός παραγωγός)
- $R = 0.75 \cdot P^+$ (ελαστικός παραγωγός)
- Κόστος Επένδυσης (Investment Cost): 5 €/MWh , το οποίο αντιστοιχεί πλήρες κόστος επένδυσης 4000 €/MW , διάρκεια ζωής της επένδυσης 25 έτη και επιτόκιο 12%

Στην ανάλυση η αξία της αντικειμενικής συγκρίνεται με το κόστος επένδυσης. Αν είναι μεγαλύτερη τότε έχει νόημα η παραγωγή και το καθαρό κέρδος ισούται με την αξία της αντικειμενικής συνάρτησης μείον το κόστος επένδυσης.

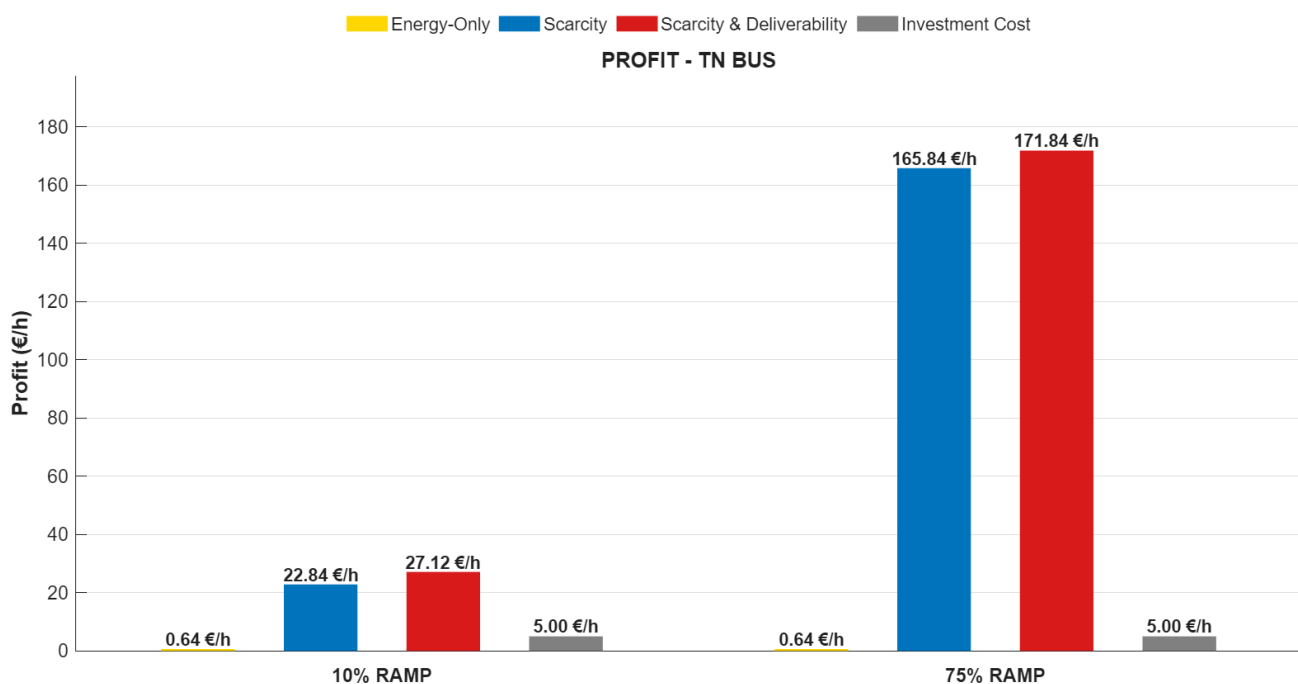
Από την επίλυση εξάγεται το σταθμισμένο μέσο κέρδος για κάθε σχεδιασμό σύμφωνα με την παρακάτω σχέση:

$$\bar{K} = \sum_{i \in Days} w_i \cdot \bar{K}_i$$

Όπου K_i : το κέρδος κάθε μέρας

w_i : το βάρος της κάθε μέρας (5/28 για τις καθημερινές και 2/28 για τα Σαββατοκύριακα)

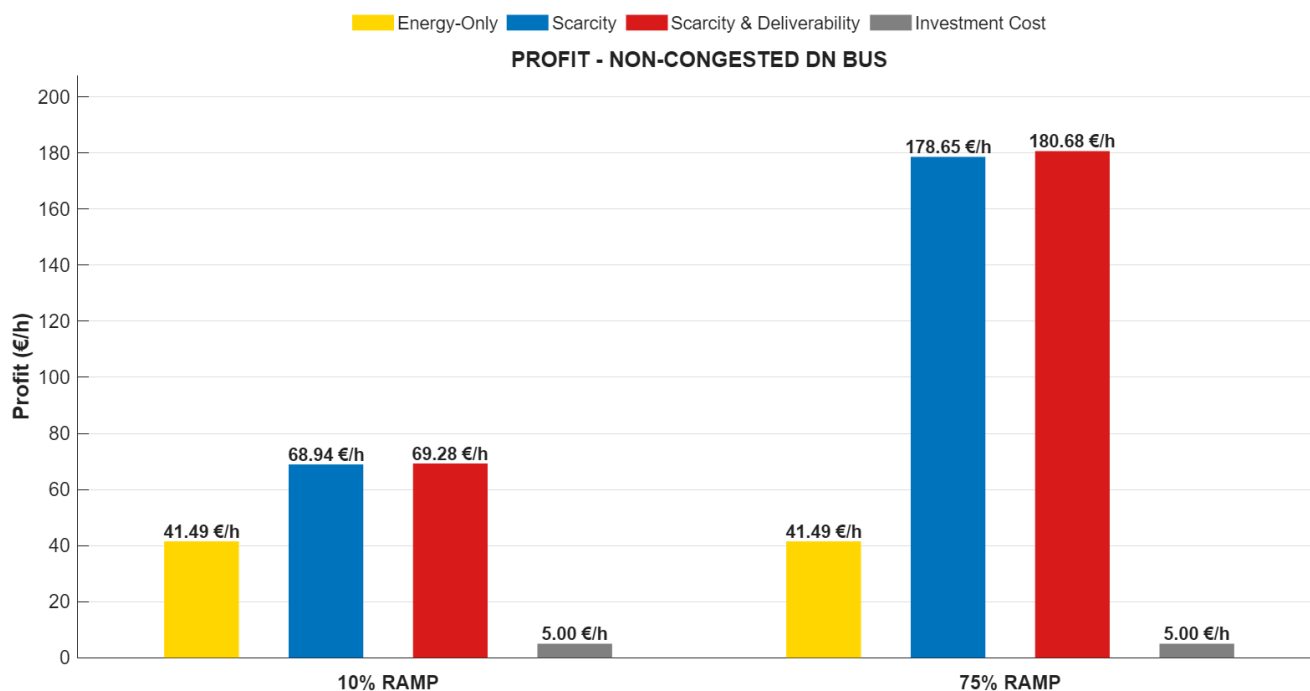
Στον παρακάτω πίνακα παρατίθενται τα αποτελέσματα του μέσου σταθμισμένου κέρδους από την επίλυση για τον κόμβο του δικτύου μεταφοράς και για τις δύο περιπτώσεις ευελιξίας:



Σχήμα 5.15: Συγκριτική αποτύπωση κέρδους ανεξάρτητου παραγωγού στον κόμβο του δικτύου μεταφοράς για τα τρία σχέδια αγοράς (Energy-Only, Scarcity, Scarcity & Deliverability).

Στον κόμβο του δικτύου μεταφοράς, το κέρδος του ανεξάρτητου παραγωγού στο μοντέλο Energy-only παραμένει σχεδόν μηδενικό, δείχνοντας ότι η συμμετοχή αποκλειστικά στην αγορά ενέργειας δεν επαρκεί για την κάλυψη του κόστους επένδυσης. Με την εισαγωγή της αγοράς εφεδρείας (Scarcity) το κέρδος αυξάνεται σημαντικά, ξεπερνώντας το επενδυτικό κόστος, ενώ η προσθήκη του περιορισμού Deliverability ενισχύει περαιτέρω τα έσοδα, ιδίως σε υψηλά επίπεδα ευελιξίας (75%). Η σύγκριση με τη γραμμή του investment cost δείχνει ότι μόνο τα μοντέλα που περιλαμβάνουν εφεδρεία καθιστούν την επένδυση βιώσιμη και εξασφαλίζουν τη μακροχρόνια κερδοφορία του παραγωγού. Όπως έχει ήδη αναφερθεί, σε τοπολογία που έχει πιο έντονη συμφόρηση, η τιμή εφεδρείας στο Design 3 αυξάνεται περαιτέρω και τα έσοδα θα ήταν ιδιαίτερος αυξημένα.

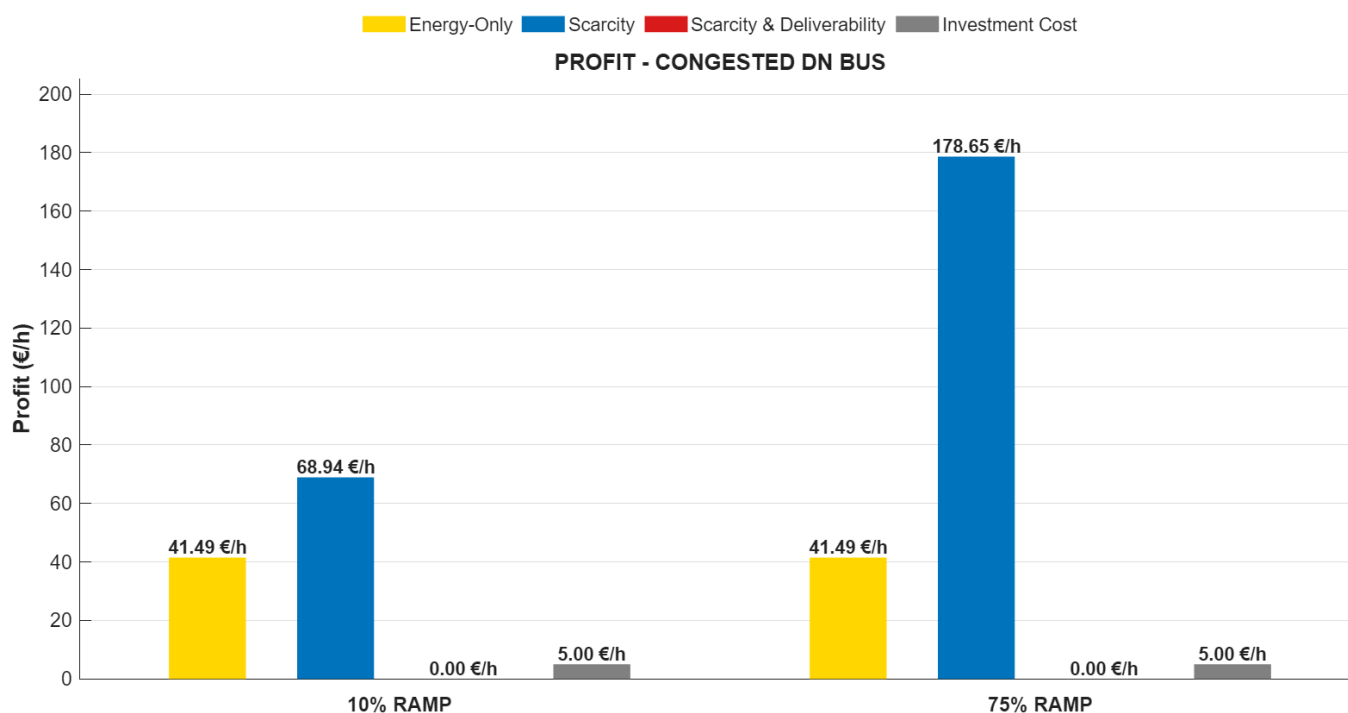
Για τον κόμβο δικτύου διανομής χωρίς συμφόρηση προκύπτουν τα εξής:



***Σχήμα 5.16:** Συγκριτική αποτύπωση κέρδους ανεξάρτητου παραγωγού στον κόμβο δικτύου διανομής χωρίς συμφόρηση για τα τρία σχέδια αγοράς (Energy-Only, Scarcity, Scarcity & Deliverability).*

Ο κόμβος ανήκει σε δίκτυο με αυξημένες τιμές (σε σχέση με τον κόμβο του TN που εξετάζεται παραπάνω). Γι' αυτόν τον λόγο παρατηρούνται αυξημένα κέρδη. Ωστόσο, αν είχαν ίδιες τιμές, δε θα υπήρχε καμία διαφορά.

Τέλος, ο κόμβος με συμφόρηση οδηγεί στις κάτωθι τιμές κέρδους:



Σχήμα 5.17: Συγκριτική αποτύπωση κέρδους ανεξάρτητου παραγωγού στον κόμβο δικτύου διανομής με συμφόρηση για τα τρία σχέδια αγοράς (Energy-Only, Scarcity, Scarcity & Deliverability).

Στον κόμβο του δικτύου διανομής με συμφόρηση, τα αποτελέσματα δείχνουν ότι το μοντέλο Energy-only αποφέρει μικρό αλλά θετικό κέρδος, καθώς η παραγωγή ενέργειας αντισταθμίζει μερικώς το κόστος επένδυσης. Ωστόσο, στο μοντέλο Scarcity, ενώ αναμένεται αύξηση του κέρδους λόγω της αποζημίωσης εφεδρείας, το αποτέλεσμα είναι παραπλανητικό: το μοντέλο αποδίδει παρόμοιες ή ακόμη και υψηλότερες τιμές σε περιοχές όπου υπάρχει συμφόρηση, χωρίς να λαμβάνει υπόψη αν η εφεδρεία μπορεί πράγματι να παραδοθεί.

Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι στο Scarcity design η τιμή εφεδρείας καθορίζεται μόνο από τη συνολική ζήτηση και τη διαθεσιμότητα, χωρίς να λαμβάνει υπόψη τους περιορισμούς του δικτύου. Έτσι, κόμβοι που βρίσκονται «πίσω» από μια συμφόρηση λαμβάνουν λανθασμένα υψηλό σήμα τιμής, παρότι η εφεδρεία τους δεν είναι τεχνικά αξιοποιήσιμη.

Αντίθετα, στο Scarcity & Deliverability design, η παράδοση της εφεδρείας ενσωματώνεται ρητά μέσω των περιορισμών ροής. Ως αποτέλεσμα, οι κόμβοι που βρίσκονται σε συμφόρηση λαμβάνουν μηδενικό ή χαμηλό κέρδος, καθώς η αγορά αναγνωρίζει ότι η παρεχόμενη εφεδρεία δεν μπορεί να μεταφερθεί στο σημείο που απαιτείται. Έτσι, το τρίτο design δίνει ορθά σήματα τοποθεσίας και αξιοπιστίας, αποτρέποντας την αποζημίωση παραγωγών σε μη παραδοτέες θέσεις.

5.7 Συμπεράσματα

5.7.1 Σύνοψη

Η συγκριτική αξιολόγηση των τριών σχεδιασμών ανέδειξε με σαφήνεια τις επιπτώσεις της ενσωμάτωσης της αγοράς εφεδρείας και του περιορισμού παράδοσης τόσο στη λειτουργία του συστήματος όσο και στην οικονομική αποδοτικότητα των παραγωγών.

Στο μοντέλο Energy-only, η αγορά λειτουργεί με βάση το οριακό κόστος παραγωγής, χωρίς δυνατότητα αποζημίωσης για διαθέσιμη εφεδρεία. Οι τιμές ενέργειας παραμένουν σχετικά ομοιόμορφες στο δίκτυο και η κερδοφορία των παραγωγών είναι πρακτικά μηδενική, γεγονός που δεν καθιστά ελκυστική την επένδυση σε νέες μονάδες.

Η εισαγωγή της αγοράς εφεδρείας στο Design 2 (Scarcity) αυξάνει σημαντικά την κερδοφορία και οδηγεί σε ρεαλιστικότερη αποτίμηση της ευελιξίας. Ωστόσο, η απουσία χωρικής διάστασης οδηγεί σε λανθασμένα σήματα τιμολόγησης σε περιπτώσεις συμφόρησης, καθώς κόμβοι με περιορισμένη δυνατότητα παράδοσης εφεδρείας αποζημιώνονται εξίσου με κόμβους που μπορούν πράγματι να εξυπηρετήσουν τη ζήτηση.

Το Design 3 (Scarcity & Deliverability) επιλύει αυτό το πρόβλημα, ενσωματώνοντας τους περιορισμούς ροής και επιτρέποντας την εμφάνιση τοπικών τιμών εφεδρείας. Έτσι, οι παραγωγοί σε περιοχές με συμφόρηση λαμβάνουν μειωμένα ή μηδενικά σήματα τιμής, ενώ οι μονάδες που βρίσκονται σε στρατηγικά σημεία του δικτύου ανταμείβονται ανάλογα με τη συνεισφορά τους στην αξιοπιστία του συστήματος. Το αποτέλεσμα είναι μια αποδοτικότερη και δικαιότερη αγορά, με ορθότερη γεωγραφική κατανομή κινήτρων και καλύτερη εκμετάλλευση των διαθέσιμων πόρων.

Τέλος, η σύγκριση των κερδών σε σχέση με το κόστος επένδυσης δείχνει ότι μόνο τα μοντέλα που ενσωματώνουν εφεδρεία καθιστούν την επένδυση βιώσιμη, ενώ η παράδοση προσφέρει επιπλέον σταθερότητα. Τα αποτελέσματα αυτά υπογραμμίζουν τη σημασία του συνδυασμού ενεργειακής και εφεδρικής αγοράς για τη μακροχρόνια βιωσιμότητα των ανεξάρτητων παραγωγών και την αποτελεσματική λειτουργία του συστήματος συνολικά.

5.7.2 Θέματα για περαιτέρω διερεύνηση

Με την ολοκλήρωση της εργασίας αναδείχθηκαν τα παρακάτω ιδιαίτερου ενδιαφέροντος σημεία που χρήζουν περαιτέρω διερεύνηση:

- Χρήση αλγορίθμων αποσύνθεσης του προβλήματος για την επίλυση ακόμη μεγαλύτερων συστημάτων.
- Αναπαράσταση των δικτύων διανομής με γραμμικοποιήσεις του ACOPF που περιλαμβάνουν και την παράδοση εφεδρείας.

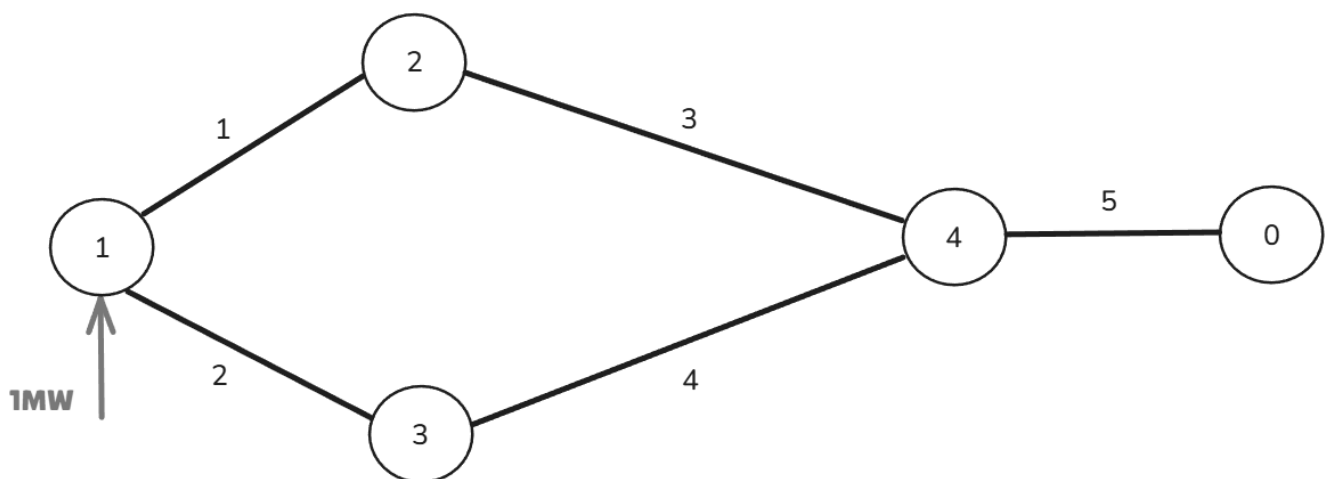
- Την επίδραση άλλων μεθόδων τιμολόγησης στο υπάρχον μοντέλο.

Παραρτήματα

Παράρτημα 1: Συντελεστές Διανομής Μεταφοράς Ισχύος

Ο συντελεστής διανομής μεταφοράς ισχύος (Power Transfer Distribution Factor – PTDF), για δεδομένη γραμμή $k \in K$ και ζυγό $n \in N$, εκφράζει την ποσότητα ροής ισχύος επί της γραμμής k που δημιουργείται ως αποτέλεσμα της μεταφοράς ενός MW ισχύος από τον κόμβο n προς τον κόμβο αναφοράς. Συμβολίζεται ως F_{kn} και η τιμή του εξαρτάται από την επιλογή του κόμβου αναφοράς.

Έστω το παρακάτω δίκτυο όπου κόμβος αναφοράς ο κόμβος 0. Όλες οι γραμμές του δικτύου θεωρούνται όμοιες (ίδια επαγωγική αντίδραση X):



Για μεταφορά 1MW από τον ζυγό 1 προς το 0 οι συντελεστές PTDF εκφράζουν τη ροή ισχύος επί των γραμμών:

$$F_{1,1} = F_{2,1} = F_{3,1} = F_{4,1} = 0.5$$

$$F_{5,1} = 1.0$$

Διαδικασία Υπολογισμού

Ορίζεται ο συμμετρικός πίνακας $T \in \mathbb{R}^{N \times N}$, όπου N το πλήθος των ζυγών του δικτύου. Τα στοιχεία του πίνακα T είναι:

$$T_{mn} = \begin{cases} -\frac{1}{X_{mn}}, (m,n) \in K, m \neq n \\ \sum_{n'=1, n' \neq m}^N \frac{1}{X_{mn}}, m = n \\ 0, (m,n) \notin K \end{cases}$$

Οι εξισώσεις ροής ισχύος σε κόμβους του δικτύου, αγνοώντας τη γωνία φάσης του κόμβου αναφοράς ($\theta_{hub} = 0$), μπορούν να γραφούν ως εξής:

$$P = T\theta \Rightarrow \theta = T^{-1}P$$

Όπου $P = (P_m), m \in N - \{hub\}, \theta = (\theta_m), m \in N - \{hub\}$

Η ροή ισχύος σε μία γραμμή του δικτύου (m, n) δίνεται από τη σχέση:

$$P_{mn} = \frac{1}{X_{mn}} \cdot (\theta_m - \theta_n)$$

Όπου θ_m, θ_n οι γωνίες τάσης στους κόμβους m και n αντίστοιχα.

Το επόμενο βήμα είναι ο ορισμός του πίνακα M ως εξής:

$$M = (M_{kn}), k \in K, n \in N - \{hub\}$$

Για τις τιμές του πίνακα:

$$M_{kn} = \begin{cases} \frac{1}{X_k}, \text{ αν } k = (n, \cdot), n \neq hub \\ -\frac{1}{X_k}, \text{ αν } k = (\cdot, n), n \neq hub \\ 0, \text{ αλλιώς} \end{cases}$$

Συνολικά για το δίκτυο, η εξίσωση για τις ροές ισχύος στις γραμμές, από τις σχέσεις (7.2) & (7.3), μπορεί να γραφτεί ως εξής:

$$P_L = M\theta$$

Όπου P_L το διάνυσμα των ροών ισχύος στις γραμμές.

Από (7.1), (7.4):

$$P_L = MT^{-1}P$$

Αυτή είναι η απεικόνιση από εγχύσεις P σε ροές γραμμής P_L . Η ποσότητα MT^{-1} εκφράζει τους συντελεστές PTDF. Δηλαδή:

$$F_{kn} = M_k \cdot (T^{-1})_n$$

Όπου M_k , η γραμμή k του πίνακα M και $(T^{-1})_n$ η στήλη n του πίνακα T^{-1} .

Παράρτημα 2: ο πίνακας A

Ο πίνακας $A \in \mathbb{R}^{|K| \times |K|}$, ο οποίος χρησιμοποιείται στους περιορισμούς μεταφοράς εφεδρείας στο πλήρες μοντέλο της εργασίας, εκφράζει την επίδραση που έχει μια μοναδιαία μεταφοράς ισχύος στη γραμμή $k' \in K$ πάνω σε μία άλλη γραμμή $k \in K$. Με άλλα λόγια, το στοιχείο $A_{k,k'}$ δείχνει πόσο θα αλλάξει η ροή στη γραμμή k όταν οδηγηθεί 1MW στη γραμμή k' .

Έστω $k, k' \in K$ και για τη γραμμή k' ισχύει: $k' = (m, n)$, $m, n \in N$, δηλαδή έχει κατεύθυνση από τον ζυγό m προς τον ζυγό n του δικτύου. Τα στοιχεία του πίνακα A ορίζονται ως εξής:

$$A_{k,k'} = \begin{cases} F_{k,m} - F_{k,n}, & \text{αν } m, n \neq \text{hub} \\ -F_{k,n}, & \text{αν } m = \text{hub} \\ F_{k,m}, & \text{αν } n = \text{hub} \end{cases}$$

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- [1] European Commission, “A policy framework for climate and energy in the period from 2020 to 2030,” no. 2014, pp. 1–18, 2012.
- [2] European Commission, “A Clean Planet for all. A European long-term strategic vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy,” COM(2018) 773, p. 114, 2018.
- [3] Ruester, S., Schwenen, S., Batlle, C., and Pérez-Arriaga, I. J., “From Distribution Networks to Smart Distribution Systems: Rethinking the Regulation of European Electricity DSOs,” *Energy Policy*, vol. 66, pp. 369–377, 2014.
- [4] Kristov, L., “The Bottom-Up Evolution of the Electric Power System,” *The Electricity Journal*, vol. 32, no. 8, pp. 2–9, 2019.
- [5] Massachusetts Institute of Technology (MIT), “TSO–DSO Coordination in a Context of Distributed Energy Resource Penetration,” Technical Report, 2017.
- [6] Yuan, H., and Hesamzadeh, M. R., “Hierarchical Coordination of TSO–DSO Economic Dispatch Considering Large-Scale Integration of Distributed Energy Resources,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 4, pp. 2803–2814, 2017.
- [7] Mohammadi, A., Amraee, T., and Ehsan, M., “Diagonal Quadratic Approximation for Decentralized Collaborative TSO+DSO Optimal Power Flow,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, no. 4, pp. 3608–3619, 2019.
- [8] Caramanis, M., Ntakou, E., Hogan, W., Chakraborty, A., and Schoene, J., “Co-Optimization of Power and Reserves in Dynamic T&D Power Markets With Non-Dispatchable Renewable Generation and Distributed Energy Resources,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 104, no. 4, pp. 807–836, 2016.
- [9] Ruan, Z., Papavasiliou, A., and Madani, V., “Distribution Locational Marginal Pricing under Generation and Network Scarcity Conditions,” Under Review in Current Sustainable/Renewable Energy Reports, 2025
- [10] Cartuyvels, T., and Papavasiliou, A., “Application of ORDC in the Belgian System,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 37, no. 6, pp. 4838–4849, 2022.
- [11] Papavasiliou, A., *Μοντέλα Βελτιστοποίησης σε Αγορές Ηλεκτρικής Ενέργειας*, Εκδόσεις ΚΡΙΤΙΚΗ, 2024.
- [12] ENTSO-E Transparency Platform, “Electricity Load Data,” <https://transparency.entsoe.eu/>, accessed, 2025.
- [13] Renewable Energy Integration in Zonal Markets (CWE), Dataset, 2023.
- [14] Hogan, W. W., “Electricity Scarcity Pricing Through Operating Reserves,” *Economics of Energy & Environmental Policy*, vol. 2, no. 2, pp. 65–86, 2013.

- [15] Wang, C., and Hobbs, B. F., “A Flexible Ramping Product: Can It Help Real-Time Dispatch Markets Approach the Stochastic Dispatch Ideal?” *Electric Power Systems Research*, vol. 109, pp. 128–140, 2014.
- [16] Kazempour, S. J., and Conejo, A. J., “Strategic Generation Investment Under Uncertainty via Benders Decomposition,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 1, pp. 424–432, 2012.
- [17] Papavasiliou, A., and Oren, S. S., “Multiarea Stochastic Unit Commitment for High Wind Penetration in a Transmission Constrained Network,” *Operations Research*, vol. 61, no. 3, pp. 578–592, 2013.
- [18] Bouffard, F., and Galiana, F. D., “Stochastic Security for Operations Planning with Significant Wind Power Generation,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, no. 2, pp. 306–316, 2008.
- [19] Morales, J. M., Conejo, A. J., and Pérez-Ruiz, J., “Economic Valuation of Reserves in Power Systems with High Penetration of Wind Power,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 2, pp. 900–910, 2009.
- [20] Wang, Q., and Hobbs, B. F., “Real-Time Markets for Flexiramp: A Stochastic Model,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 2, pp. 846–858, 2016.
- [21] Deane, J. P., Chiodi, A., Gargiulo, M., and Ó Gallachóir, B. P., “Soft-Linking of a Power Systems Model to an Energy Systems Model,” *Energy*, vol. 42, no. 1, pp. 303–312, 2012.
- [22] A. D. Papalexopoulos and E. T. Bitar, “Scarcity Pricing and Reserve Co-Optimization in Electricity Markets: Challenges and Future Directions,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 39, no. 2, pp. 1801–1813, 2024.
- [23] J. M. Morales, S. J. Kazempour, and A. J. Conejo, *Integrating Renewables in Electricity Markets: Operational Problems*, Springer, 2023.
- [24] C. Ordoudis and P. Pinson, “Reserve Activation Pricing in Co-Optimized Electricity Markets,” *Energy Economics*, vol. 121, 106799, 2024.
- [25] M. Otte, S. Lehnhoff, and D. Babazadeh, “Coordination of Aggregators, DSOs and TSOs for Distributed Flexibility Utilization,” *Electric Power Systems Research*, vol. 230, 110049, 2025.
- [26] V. C. Pandey, S. K. Pandey, and A. K. Singh, “Distribution Locational Marginal Prices for Active Distribution Networks: A Review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 157, 112076, 2022.
- [27] T. Rintamäki, A. Salo, and P. L. Eklin, “Impact of Scarcity Pricing on Investment Signals in Energy-Only Markets,” *Energy Policy*, vol. 180, 113387, 2023.
- [28] H. Holttinen, J. Kiviluoma, and M. Gibescu, “The Role of Flexibility in Future Power Systems with High RES Penetration,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 142, 108302, 2023.
- [29] Y. Wen, Y. Guo, Z. Hu, and G. Hug, “Quantifying and Optimizing Time-Coupled Flexibilities at the Distribution Level for TSO–DSO Coordination,” *arXiv preprint arXiv:2404.14386*, 2024.

- [30] Q. Wang, B. F. Hobbs, and J. S. L. Tan, “Real-Time Electricity Market Design for Flexibility and Reliability,” *Applied Energy*, vol. 328, 120212, 2022.
- [31] I. Aravena and A. Papavasiliou, “Renewable Energy Integration in Zonal Markets,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 5, pp. 3514–3523, 2017.
- [32] B. Stott, J. Jardim, and O. Alsac, “DC Power Flow Revisited,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 3, pp. 1290–1300, 2009.