



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

Βέλτιστη λειτουργία έξυπνων δικτύων διανομής και ενεργειακών κοινοτήτων

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Σάββας, Λ. Παναγή

Επιβλέπων : Γεώργιος Κορρές
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Μάρτιος 2023



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

Βέλτιστη λειτουργία έξυπνων δικτύων διανομής και ενεργειακών κοινοτήτων

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Σάββας, Λ. Παναγή

Επιβλέπων : Γεώργιος Κορρές
Καθηγητής

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την 9^η Μαρτίου 2023.

.....

Γεώργιος Κορρές
Καθηγητής

.....

Πάυλος Γεωργιλάκης
Καθηγητής

.....

Αντώνιος Παπαβασιλείου
Επίκουρος Καθηγητής

Αθήνα, Μάριος 2023

.....
Σάββας, Λ. Παναγή

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

Copyright © Σάββας, Παναγή , 2023.

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

Το μέλλον των ηλεκτρικών δικτύων ενδέχεται να επιφέρει τεράστιες αλλαγές, όχι μόνο στον τομέα της αρχιτεκτονικής του δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας, αλλά και στον τομέα του περιβάλλοντος και της οικονομίας. Η ανησυχία για την διαθεσιμότητα πρωτογενούς πηγών ενέργειας, οι περιβαλλοντικές επιπτώσεις των συμβατικών μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και η εξέλιξη της τεχνολογίας οδήγησαν στην εφεύρεση νέων καινοτόμων τεχνολογιών ενέργειας. Κάποιες από αυτές είναι η ενσωμάτωση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, των ηλεκτρικών αυτοκινήτων, των αποθηκευτικών μονάδων και των ελεγχόμενων φορτίων στο ηλεκτρικό δίκτυο. Αυτές οι καινούργιες οντότητες μέσα στο ηλεκτρικό δίκτυο δημιούργησαν πολλούς περιορισμούς και προκλήσεις που καθιστούν το μέλλον των ηλεκτρικών δικτύων πιο πολύπλοκο. Μερικά από τα ζητήματα που αυτές οι οντότητες έθεσαν είναι η αξιοπιστία, η βιωσιμότητα, η ποιότητα ισχύος και η αποδοτικότητα κόστους. Όλα αυτά οδήγησαν στην αξιολόγηση και αναδιάταξη του υπάρχον συστήματος υποδομών μεταφοράς και διανομής ενέργειας που χαρακτηρίζεται από “γήρανση”. Ως εκ τούτου δημιουργήθηκε η ανάγκη για εκσυγχρονισμό του παρόντος συστήματος και των υποδομών σε κάτι πιο ασφαλές, αξιόπιστο και ποιοτικό το οποίο αφενός θα πρέπει να είναι λειτουργικό και αφετέρου να εντάξει νέες μορφές παραγωγής και κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας. Έτσι, η εξέλιξη των μικροδικτύων σε συνδυασμό με τα έξυπνα δίκτυα έχουν αλλάξει τον παραδοσιακό τρόπο λειτουργίας των δικτύων διανομής από παθητικό σε ενεργητικό, με την έννοια ότι λαμβάνονται αποφάσεις, γίνονται έλεγχοι και πραγματοποιείται αμφίπλευρη ροή ισχύος σε επίπεδο διανομής. Ταυτόχρονα σημαντικό ρόλο στην εξέλιξη των ηλεκτρικών δικτύων παίζει και η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Η αγορά ενέργειας επηρεάζεται από ένα ευρύ φάσμα παραγόντων που δεν είναι κατ’ ανάγκη σχετιζόμενο με τον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας. Μπορεί δηλαδή να επηρεάζεται από την ζήτηση, την προσφορά, τις καιρικές συνθήκες, τον ανταγωνισμό, το κόστος μεταφοράς και αποθήκευσης. Παρόλα, αυτά μπορεί να επηρεάζεται και από εξωγενείς παράγοντες όπως τα γεωπολιτικά γεγονότα και τις κυβερνητικές πολιτικές. Παράλληλα λοιπόν με την ανάπτυξη της τεχνικής υποδομής του δικτύου, είναι απαραίτητο να αναπτύσσονται και νέα μοντέλα αγοράς ενέργειας τα οποία θα πετύχουν τους στόχους μείωσης της τιμής της ενέργειας και παράλληλα θα ανταποκρίνονται και στην μείωση του αποτυπώματος άνθρακα από τις συμβατικές μονάδες παραγωγής ενέργειας. Στην παρόν διπλωματική γίνεται μια βασική ανάλυση της νέας τεχνολογικής ανάπτυξης της τοπολογίας των δικτύων (μικροδικτύων). Στην συνέχεια γίνεται μια επίσης βασική ανάλυση των μοντέλων βελτιστοποίησης μέσω του μαθηματικού προγραμματισμού. Εξηγείται πώς τα μηχανικά προβλήματα και στην περίπτωση μας τα προβλήματα ηλεκτρικής ενέργειας μετατρέπονται σε μαθηματική μορφή, έτσι ώστε με τις απαραίτητες μεθόδους να βελτιστοποιήσουμε το αποτέλεσμα και να λάβουμε τις απαραίτητες αποφάσεις για την επίλυσή του. Τέλος, παρουσιάζεται το μοντέλο το οποίο προτείνεται με σκοπό την κεντρική βελτιστοποίηση τοπικής αγοράς ενέργειας και οι επιπτώσεις της αβεβαιότητας των μοντέλων πρόβλεψης ζήτησης/παραγωγής ισχύος στους συμμετέχοντες. Δηλαδή εξηγείται το πώς διαμορφώνεται ένα δίκτυο ενεργειακής κοινότητας, από ένα παραδοσιακό δίκτυο με μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής και αποθηκευτικές μονάδες. Και πώς μέσω της κεντρικής διαχείρισης του δικτύου διανομής υλοποιείται μια τοπική κοινότητα αγοράς ενέργειας, με σεβασμό στην ποιότητα ισχύος και τους περιορισμούς του δικτύου για μέγιστο δυνατό κέρδος των συμμετεχόντων και την μέγιστη δυνατή διείσδυση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.

Λέξεις κλειδιά: Έξυπνο Δίκτυο, Μικροδίκτυο, Τοπική Αγορά Ενέργειας, Βελτιστοποίηση, Μαθηματικός Προγραμματισμός, Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, Αποθηκευτικές Μονάδες, Αβεβαιότητα Μονάδων παραγωγής, Επιπτώσεις Αβεβαιότητας, Ενεργειακές Κοινότητες.

ABSTRACT

The future of electrical networks is possible to prompt huge changes not only in the architecture sector of the electric energy network, but also in the environmental and financial sector. The concern for the disposal of primary sources of energy, the environmental consequences of the conventional power plants and the advanced technology led to the invention of new innovative energy technologies. Some of them are the integration of renewable energy sources, electric cars, storage units and controlled loads in the electrical network. These new entities caused a great deal of restrictions and challenges that render the future of electrical networks more complicated. These entities addressed concerns about the reliability, viability, power quality and cost efficiency. All these led to the assessment and redeployment of the existing infrastructure of transport and distribution of energy, which is described of 'Ageing'. Therefore, these generated the need to modernize the current system and the infrastructures into a safer, more reliable and high quality which not only must it be functional but also integrate new production and consumption types of electric energy. Thus, the evolution of microgrids in combination with smart networks have changed the traditional function of distribution networks from passive to active, in the sense of decision making, inspections and a two way power flow is conducted. At the same time, the energy market, plays a major role in the evolution of electrical networks. The energy market is affected by a wide range of factors not necessarily related to the energy power sector. For example, it may be affected by the supply and demand, the weather conditions, competition, the transportation and storage cost. It may however be affected by external factors like the geopolitical affairs and government policies. Along with the network development of the technical infrastructure, it is essential to develop new energy market models which will reach the goals of energy cost reduction and at the same time they will comply with the carbon footprint reduction from the power plants.

In this Thesis a basic analysis of the new technological development of the network topologies is conducted. Subsequently another basic analysis of the optimization models is conducted through mathematical programming. It explains for instance how the mechanical problems and in this case, the energy problems are converted into a mathematical formula so that with the appropriate methods to optimize the result and take measures for its achievement. Finally, is presenting the proposed model for centralize optimization of local energy trading market and the consequences of the uncertainty of the demand/production energy prediction models on the participants. More specifically, it is specified how energy community grid is developed by a traditional network with distributed energy resources and storage units. It is also specified how through the central management of the distribution network manager, a local community energy market is implemented with respect to power quality and network constrains for a maximum profit to the participants and the maximum injection of renewable energy sources.

Keywords: Local energy trading market, renewable energies, microgrid, smart grids, Centralized, Mathematical programming, optimization, Storage systems, uncertainty, Energy Communities.

ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ

Θα ήθελα να εκφράσω τις ειλικρινείς μου ευχαριστίες στον καθηγητή κ. Γεώργιο Κορρέ για την ανάθεση της διπλωματικής μου εργασίας. Ιδιαίτερες ευχαριστίες θα ήθελα να δώσω και στον επιβλέποντα διδάκτορα ερευνητή κ. Άρη Δημέα για την πολύτιμη υποστήριξη και καθοδήγησή του σε όλη τη διάρκεια της μελέτης. Η τεχνογνωσία, η ενθάρρυνση και τα εποικοδομητικά σχόλια του συνέβαλαν καθοριστικά στη βελτίωση της ποιότητας της δουλειάς μου και στην ολοκλήρωση της εργασίας.

Θα ήθελα επιπρόσθετα να εκφράσω τις βαθύτατες ευχαριστίες μου στους γονείς, την οικογένεια και τους στενούς φίλους μου για την αμέριστη υποστήριξή τους καθ' όλη τη διάρκεια των προπτυχιακών μου σπουδών. Η αγάπη, η ενθάρρυνση και η πίστη τους σε μένα ήταν μια ουσιαστική κινητήρια δύναμη πίσω από την επιτυχία μου.

"Τίποτα που να αξίζει δεν αποκτάται εύκολα."

Σάββας Παναγή

Αθήνα , Μάρτιος 2023

Περιεχόμενα

ΠΕΡΙΛΗΨΗ.....	5
ABSTRACT.....	7
ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ.....	9
Κεφάλαιο 1.....	14
1. Εισαγωγή.....	14
1.1. Αντικείμενο της διπλωματικής εργασίας.....	14
1.2. Σκοπός.....	14
Κεφάλαιο 2.....	15
2. Μικροδίκτυα – Έξυπνα δίκτυα.....	15
2.1. Μικροδίκτυα.....	15
2.2. Έξυπνα δίκτυα.....	16
2.3. Τα βασικά στοιχεία των μικροδικτύων.....	17
2.4. Πλεονεκτήματα.....	18
2.5. Προκλήσεις.....	20
Κεφάλαιο 3.....	22
3. Τοπική αγορά ενέργεια – Ενεργειακές κοινότητες.....	22
3.1. Εισαγωγή.....	22
3.2. Το μοντέλο αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.....	23
3.2.1 Παραδοσιακό μοντέλο.....	23
3.2.2 Μοντέλο τοπικής αγοράς.....	24
3.3. Ο ρόλος του διαχειριστή συστήματος διανομής.....	24
3.3.1 Στο παραδοσιακό δίκτυο.....	24
3.3.2 Στην ενεργειακή κοινότητα.....	24
3.4. Στρατηγικές υποβολής προσφορών σε ενεργειακές κοινότητες.....	25
3.5. Τρόποι επίλυσης αβεβαιότητας και μεταβλητότητας σε ενεργειακές κοινότητες.....	25
3.6. Κεντρική λειτουργία (Centralized).....	26
3.7. Αποκεντρωμένη λειτουργία (De-centralized).....	26
3.8. Πλεονεκτήματα της τοπικής αγοράς.....	26
Κεφάλαιο 4.....	28
4. Μαθηματικός Προγραμματισμός.....	28
4.1. Επιλυτής GUROBI.....	29
4.2. Επιλυτής IPOPT.....	29
4.3. Γραμμικός Προγραμματισμός.....	30
4.3.1 Παράδειγμα : Οικονομική Κατανομή Ηλεκτρικής Ενέργειας (Electric Power Economic Dispatch).....	30

4.4.	Μεικτός ακέραιος γραμμικός προγραμματισμός	34
4.4.1	Παράδειγμα : Δέσμευση Θερμοηλεκτρικών Μονάδων (Unit Commitment of Thermal Power Units)	34
4.5.	Μη γραμμικός Προγραμματισμός	37
4.5.1	Παράδειγμα Βέλτιστης ροής ισχύος (Optimal Power Flow)	37
Κεφάλαιο 5		39
5.	Υλοποίηση κεντρικής λειτουργίας τοπικής αγοράς σε επίπεδο διανομής.	39
5.1.	Εισαγωγή	39
5.2.	Προτεινόμενη μέθοδος χωρίς αποθηκευτική μονάδα	40
5.2.1	Υποβολή προσφορών	40
5.2.2	Διατύπωση προβλήματος βελτιστοποίησης	42
5.2.3	Υπολογισμός κανονικοποίησης και συνολικής τιμής κόστους/εσόδων από την συμμετοχή στην ενεργειακή κοινότητα πριν ληφθεί υπόψη η αβεβαιότητα κατανάλωσης/παραγωγής	44
5.2.4	Καθορισμός του συνολικού κόστους/εσόδων λειτουργίας αφού ληφθεί υπόψη η αβεβαιότητα κατανάλωσης/παραγωγής	45
5.2.5	Υπολογισμός του συνολικού οφέλους	46
5.2.6	Παράδειγμα υλοποίησης μοντέλου	47
5.3.	Προτεινόμενη μέθοδος με αποθήκευση (Τελική μορφή μοντέλου)	56
5.3.1	Διαμόρφωση μαθηματικού προβλήματος.....	56
5.3.2	Διαμόρφωση μεθόδου κανονικοποίησης πριν ληφθεί υπόψη η αβεβαιότητα παραγωγής/κατανάλωση.	58
5.3.3	Καθορισμός του συνολικού κόστους/εσόδων λειτουργίας αφού ληφθεί υπόψη η αβεβαιότητα κατανάλωσης/παραγωγής	59
5.3.4	Παράδειγμα υλοποίησης μοντέλου	60
Κεφάλαιο 6		68
6.	Προσομοιώσεις, αποτελέσματα και αξιολόγηση μοντέλου	68
6.1.	Εισαγωγή	69
6.2.	Παρουσίαση του παραδοσιακού δικτύου διανομής αξιολόγησης.....	69
6.3.	Παρουσίαση του δικτύου διανομής αξιολόγησης της ενεργειακής κοινότητας.....	71
6.4.	Αποτελέσματα - Παρατηρήσεις	76
6.5.	Στόχοι και τελικά συμπεράσματα του μοντέλου	89
Βιβλιογραφία.....		91
Παραρτήματα		92
Παράρτημα 1: Κώδικας υλοποίησης γραμμικού προγραμματισμού		92
Παράρτημα 2: Κώδικας υλοποίησης μεικτού ακέραιου γραμμικού προγραμματισμού		93
Παράρτημα 3: Κώδικας υλοποίησης μη γραμμικού προγραμματισμού.....		95

Παράρτημα 4: Τιμές προσφοράς καταναλωτών στην ενεργειακή κοινότητα	96
--	----

Πίνακας Περιεχομένων εικόνων

Εικόνα 2.1 Δομή υβριδικού μικροδικτύου	15
Εικόνα 2.2 Δομή έξυπνου δικτύου	16
Εικόνα 2.3 Δίκτυο διανομής με ολοκληρωμένο σύστημα έξυπνης λειτουργίας	17
Εικόνα 3.1 Μικρογραφία ενεργειακής κοινότητας.....	22
Εικόνα 3.2 Ανάγκες ζήτησης ενέργειας	23
Εικόνα 5.1 Κεντρική ενεργειακή κοινότητα με ανταλλαγή δεδομένων και ισχύος	41
Εικόνα 5.2 Δομή απλού δικτύου χωρίς αποθηκευτικές μονάδες	47
Εικόνα 5.3 Δομή απλού δικτύου με αποθηκευτικές μονάδες	60
Εικόνα 6.1 Δομή πραγματικού παραδοσιακού δικτύου	68
Εικόνα 6.2 δομή και δεδομένα δικτύου ενεργειακής κοινότητας 1 ^{ου} σεναρίου	71
Εικόνα 6.3: Δομή και δεδομένα δικτύου ενεργειακής κοινότητας 2 ^{ου} σεναρίου	74
Εικόνα 6.4: Δομή και δεδομένα δικτύου ενεργειακής κοινότητας 3 ^{ου} σεναρίου.....	75

Κεφάλαιο 1

1. Εισαγωγή

1.1. Αντικείμενο της διπλωματικής εργασίας

Το επίκεντρο αυτής της διπλωματικής εργασίας είναι η ανάλυση των σύγχρονων μορφών των ηλεκτρικών δικτύων τα γνωστά μικροδίκτυα και έξυπνα δίκτυα. Τα μικροδίκτυα είναι ενεργειακά συστήματα μικρής κλίμακας που έχουν σχεδιαστεί για να λειτουργούν και ανεξάρτητα από το κεντρικό δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας. Τα έξυπνα δίκτυα είναι ένα άλλο σημαντικό στοιχείο των σύγχρονων ενεργειακών συστημάτων. Αυτά τα δίκτυα χρησιμοποιούν προηγμένη τεχνολογία για την παρακολούθηση και τον έλεγχο της ροής της ηλεκτρικής ενέργειας. Επιπρόσθετα γίνεται αναφορά στην τοπική αγορά ενέργειας και τις ενεργειακές κοινότητες. Οι ανταλλαγή ενέργειας αποτελεί ουσιαστικό στοιχείο των ενεργειακών συστημάτων, καθώς επιτρέπουν την αγορά και πώληση ενέργειας μεταξύ παραγωγών και καταναλωτών. Αναλύεται η κεντρική και η αποκεντρωμένη λειτουργία της τοπικής αγοράς. Εξηγούνται επίσης, οι διάφορες στρατηγικές υποβολής προσφορών που οι συμμετέχοντες σε μία ενεργειακή κοινότητα χρησιμοποιούν. Επιπλέον, τονίζεται η χρησιμότητα του μαθηματικού προγραμματισμού. Ο μαθηματικός προγραμματισμός είναι ένα ισχυρό εργαλείο για τη βελτιστοποίηση των ενεργειακών συστημάτων, καθώς επιτρέπει την ανάπτυξη μαθηματικών μοντέλων που μπορούν να χρησιμοποιηθούν για την πρόβλεψη και τη βελτιστοποίηση της χρήσης ενέργειας. Μετά την θεωρητική ανάλυση των βασικών αυτών τεχνολογιών και εργαλείων αναπτύχθηκε ένα μοντέλο βέλτιστης λειτουργίας μιας τοπικής αγοράς ανταλλαγής ενέργειας. Το μοντέλο που αναπτύχθηκε έχει σχεδιαστεί για τη βελτιστοποίηση τα έσοδα όλων των συμμετεχόντων της ενεργειακής κοινότητας. Χρησιμοποιεί τεχνικές μαθηματικού προγραμματισμού για τον εντοπισμό των πιο οικονομικά συμφερούσων στρατηγικών ανταλλαγής ενέργειας. Επιπρόσθετα λαμβάνει υπόψη μια σειρά από μεταβλητές, συμπεριλαμβανομένης της ζήτησης ενέργειας, της παραγωγής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές, της ικανότητας αποθήκευσης ενέργειας και των τιμών της αγοράς.

1.2. Σκοπός

Σκοπός αυτής της διπλωματικής είναι να διερευνήσει τις δυνατότητες της τοπικής αγοράς ενέργειας για τη βελτίωση της αποδοτικότητας και της αξιοπιστίας των ενεργειακών συστημάτων, προωθώντας παράλληλα την υιοθέτηση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και τη μείωση των εκπομπών άνθρακα. Συνολικά, αυτή η διπλωματική εργασία αντιπροσωπεύει μια σημαντική συμβολή στον τομέα της βελτιστοποίησης ενεργειακών συστημάτων, εστιάζοντας σε μικροδίκτυα, έξυπνα δίκτυα, μαθηματικό προγραμματισμό και τοπικές αγορές ενέργειας. Επίσης, αυτή η μελέτη παρέχει πολύτιμες πληροφορίες για το πώς τα ενεργειακά συστήματα μπορούν να βελτιστοποιηθούν για αποδοτικότητα, βιωσιμότητα και ανθεκτικότητα. Το μοντέλο που αναπτύχθηκε σε αυτή τη εργασία έχει τη δυνατότητα να χρησιμοποιηθεί από παραγωγούς και καταναλωτές ενέργειας σε όλο τον κόσμο, συμβάλλοντας στη δημιουργία ενός πιο βιώσιμου και αποδοτικού ενεργειακού μέλλοντος.

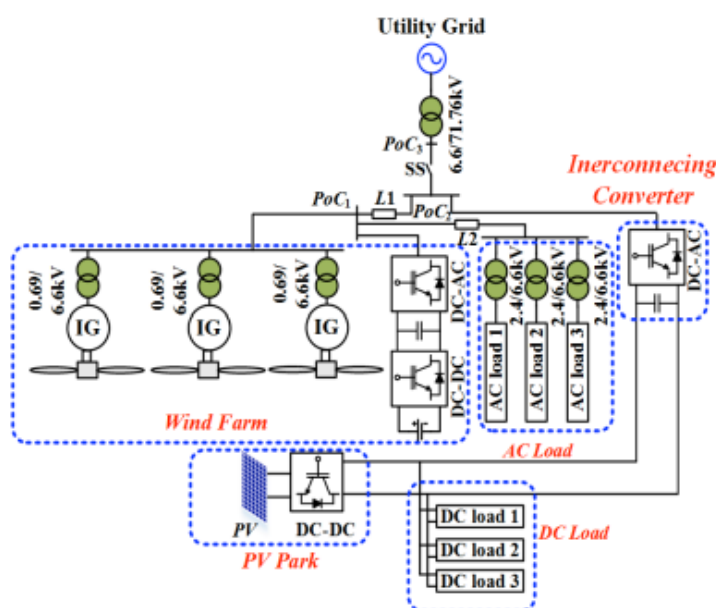
Κεφάλαιο 2

2. Μικροδίκτυα – Έξυπνα δίκτυα

2.1. Μικροδίκτυα

Τα μικροδίκτυα έχουν σχεδιαστεί για να παρέχουν αποδοτική ενέργεια στα ηλεκτρικά δίκτυα, χρησιμοποιώντας έναν συνδυασμό ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, αποθηκευτικών μονάδων και προηγμένων τεχνολογιών ελέγχου. Το μικροδίκτυο μπορεί να υπάρξει και στο δίκτυο κοινής ωφέλειας (παραδοσιακό δίκτυο) αλλά και να λειτουργήσει αυτόνομο μέσα σε μία ενεργειακή κοινότητα. Ένα ολοκληρωμένο μικροδίκτυο έχει σκοπό να ικανοποιήσει τις ανάγκες παροχής ηλεκτρικής ενέργειας μέσα σε μία κοινότητα προσφέροντας ευελιξία και έλεγχο στην παραγωγή και διανομή ενέργειας. Επιπλέον, τα μικροδίκτυα μπορούν να βελτιστοποιηθούν χρησιμοποιώντας τις έξυπνες τεχνολογίες και χρησιμοποιώντας την ανάλυση δεδομένων σε πραγματικό χρόνο. Σκοπός των μικροδικτύων είναι η ικανότητα παροχής ενέργειας σε περιοχές όπου η πρόσβαση του δικτύου κοινής ωφέλειας είναι δύσκολη. Επιπρόσθετα, τα μικροδίκτυα δημιουργήθηκαν από την ανάγκη να μετατραπεί το μοντέλο ηλεκτρικής ενέργειας σε κάτι πιο σύγχρονο, όπου θα δίνει κίνητρο σε όλους του καταναλωτές να γίνουν παραγωγοί και έτσι να αυξηθεί η αξιοποίηση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Βασικοί στόχοι είναι η μείωση των εκπομπών λόγω αξιοποίησης καθαρών μορφών παραγωγής ενέργειας, η μείωση του κόστους ηλεκτρικής ενέργειας και η αύξηση της αξιοπιστίας του δικτύου.

Τα μικροδίκτυα κατηγοριοποιούνται σε 3 βασικές κατηγορίες, τα AC (Alternating Current), τα DC (Direct Current) και AC/DC μικροδίκτυα, βάση του είδους που ο ζυγός σύνδεσης έχει. Τα AC μικροδίκτυα διασυνδέουν τόσο AC όσο και DC φορτία με το πλεονέκτημα της απευθείας σύνδεσης του στο δίκτυο. Παρόλα αυτά, τα DC φορτία συνδέονται μέσω αντιστροφέν κάτι που μειώνει την αποδοτικότητα. Τα DC μικροδίκτυα έχουν καλύτερη συμβατότητα διασύνδεσης των καταναμημένων ενεργειακών πόρων. Το υβριδικό μοντέλο του DC/AC μικροδικτύου συνδυάζει τα θετικά των δύο πιο πάνω αρχιτεκτονικών.



Εικόνα 2.1 Δομή υβριδικού μικροδικτύου

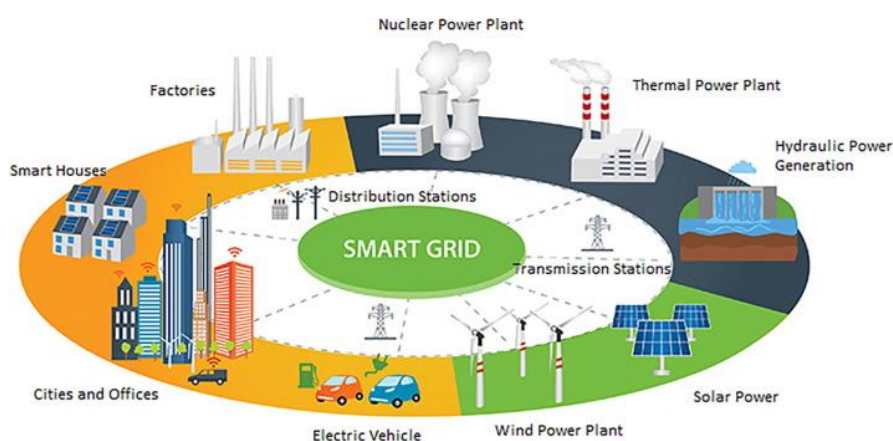
2.2. Έξυπνα δίκτυα

Η έννοια των έξυπνων δικτύων στηρίζεται στην πρόοδο των ηλεκτρικών δικτύων (μικροδικτύων) όπου σε συνδυασμό με τις προηγμένες τεχνολογίες προϊόντων, υπηρεσιών και την ανάλυση δεδομένων σε πραγματικό χρόνο, έχουν σκοπό την πιο αποτελεσματική, αξιόπιστη και βιώσιμη διανομή ενέργειας. Συνήθως η αξιοποίηση των νέων αυτών τεχνολογιών, επιφέρει σημαντικές βελτιώσεις σε σχέση με τα παραδοσιακά δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας. Βελτιώσεις όπως οι χαμηλότερες τιμές ενέργειας, το χαμηλότερο κόστος συντήρησης, η αύξηση ποιότητας και η διαθεσιμότητα ηλεκτρικής ενέργειας ή ακόμη και περιβαλλοντικές βελτιώσεις.

Τα μικροδίκτυα έχουν αναπτύξει αρκετές τεχνικές απαιτήσεις όπως την ενσωμάτωση των ΑΠΕ. Οι αλγόριθμοι που μπορούν να χρησιμοποιηθούν σε ένα έξυπνο δίκτυο σε συνδυασμό με την ρύθμιση των παραμέτρων του συστήματος σε πραγματικό χρόνο βοηθούν στο να αντιμετωπιστούν αυτές οι τεχνικές απαιτήσεις και να αξιοποιείται η παραγωγή ΑΠΕ στο μέγιστο βαθμό. Επιπρόσθετα τα έξυπνα δίκτυα είναι ένα δυνατό εργαλείο και για τους καταναλωτές. Οι καταναλωτές διαθέτουν μια πιο ακριβή πληροφορία για τις συνθήκες κατανάλωσης ενέργειας που κάνουν. Θα μπορούν λοιπόν να εκτιμούν καλύτερα και να λαμβάνουν αποφάσεις οι οποίες σε αρκετές περιπτώσεις θα οδηγήσουν και σε εξοικονόμηση ενέργειας και κατ' επέκταση και κόστους.

Ένα παράδειγμα υπηρεσιών που χρησιμοποιείται τον τελευταίο καιρό είναι η ανάπτυξη μοντέλων εκτίμησης της κατανάλωσης και της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας όλων των μονάδων του δικτύου διανομής. Κάνοντας αυτές τις προβλέψεις πιο ποιοτικές και ακριβείς, τα έξυπνα δίκτυα μπορούν να προσαρμόζουν δυναμικά τις ροές ισχύος για να ελαχιστοποιούν τη σπατάλη και να βελτιώνουν την συνολική απόδοση του συστήματος. Έτσι, σε επίπεδο διανομής κρίνεται απαραίτητο να υπάρχει έλεγχος της κατανομημένης παραγωγής από τους διαχειριστές συστημάτων διανομής και η αναλυτική μέτρηση της ζήτησης ενέργειας μέσω έξυπνων μετρητών.

Γενικά λοιπόν, καθώς η ζήτηση για καθαρή ενέργεια συνεχίζει να αυξάνεται, τα έξυπνα δίκτυα θα διαδραματίζουν ολοένα και πιο σημαντικό ρόλο στην κάλυψη των παγκόσμιων ενεργειακών αναγκών, ελαχιστοποιώντας παράλληλα τις επιπτώσεις στο περιβάλλον.



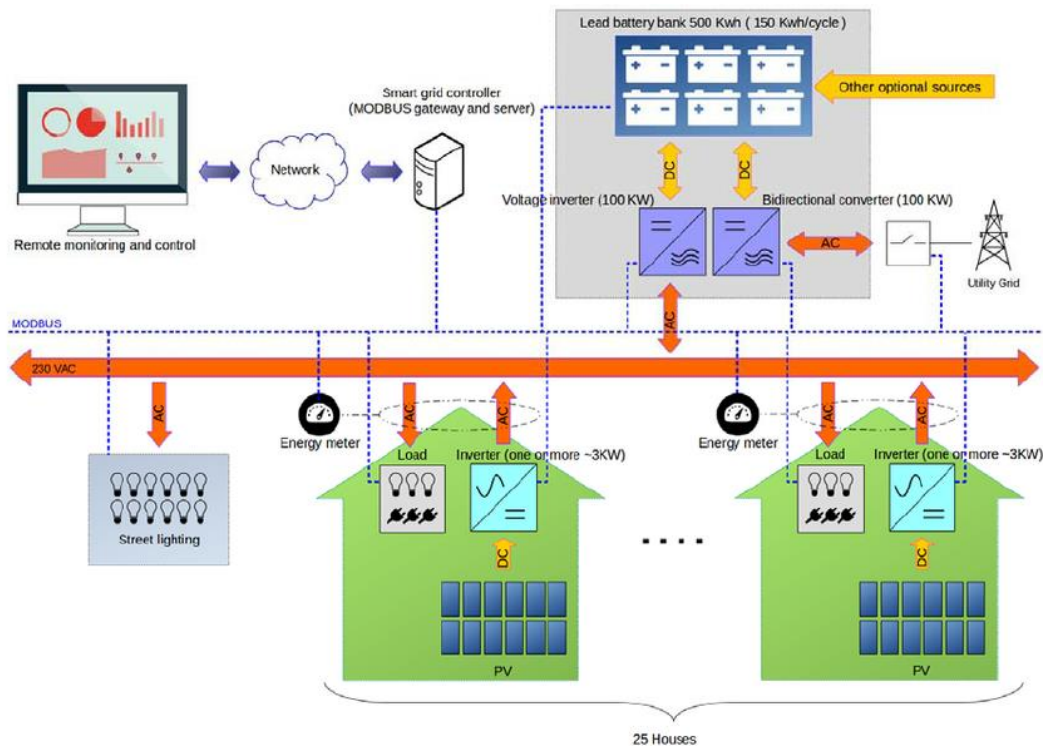
Εικόνα 2.2 Δομή έξυπνου δικτύου

[5] (Hatziargyriou, 2014)

[14] (Yeliz Yoldaş , Ahmet Önena , S.M.Muyeen , Athanasios V.Vasilakos , İrfan Alana, 2017)

2.3. Τα βασικά στοιχεία των μικροδικτύων

Τα μικροδίκτυα αποτελούνται από τις μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής όπου μπορεί να προέρχονται από ανανεώσιμες μορφές όπως είναι τα φωτοβολταϊκά, η αιολική ενέργεια, οι μικροί υδροστρόβιλοι, η βιομάζα κλπ. αλλά και από μη ανανεώσιμες μορφές ενέργειας όπως τους αεριοστρόβιλους (Gas turbines) και τις μονάδες συμπαραγωγής (CHP). Αυτές οι μονάδες συνήθως βρίσκονται στο σημείο κατανάλωσης ή και πολύ κοντά σε αυτό με όλα τα θετικά που μπορεί αυτό να φέρει όπως θα αναλυθούν στην συνέχεια. Μία άλλη βασική μονάδα ενός έξυπνου δικτύου είναι οι μονάδες αποθήκευσης οι οποίες παίζουν ένα καθοριστικό ρόλο στο δίκτυο διανομής, δίνοντας λύσεις σε αρκετά ζητήματα ποιότητας ισχύος που προκύπτουν. Επιπρόσθετα, τα μικροδίκτυα αποτελούνται από φορτία τα οποία μπορεί να είναι οικιακά, επαγγελματικά ή βιομηχανικά. Αυτά τα 3 είδη φορτίων μπορούν να κατηγοριοποιηθούν σε 2 βασικές κατηγορίες τα κρίσιμα και τα μη κρίσιμα. Τα κρίσιμα συνήθως αποτελούνται από τα επαγγελματικά και τα βιομηχανικά ενώ τα μη κρίσιμα αποτελούνται από τα οικιακά. Σε κάθε περίπτωση κρίνεται απαραίτητο τα κρίσιμα φορτία να έχουν υψηλή ποιότητα και αξιοπιστία ισχύος. Τέλος, τα έξυπνα συστήματα ηλεκτρονικών ισχύος όπως για παράδειγμα οι έξυπνοι μετατροπείς, μπορούν να ρυθμίσουν σε πραγματικό χρόνο την ροή ισχύος, να ελέγχουν την διανομή ηλεκτρικής ενέργειας ακόμη και να σταματούν συστήματα παραγωγής από το να εγχείουν ενέργεια στο δίκτυο.



Εικόνα 2.3 Δίκτυο διανομής με ολοκληρωμένο σύστημα έξυπνης λειτουργίας

2.4. Πλεονεκτήματα

Η ραγδαία ανάπτυξη των έξυπνων δικτύων παρά την πολυπλοκότητα που δημιούργησε στα δίκτυα διανομής, παραθέτει ένα πολύ ευέλικτο εργαλείο για τους παραγωγούς, τους καταναλωτές και τους διαχειριστές των συστημάτων διανομής.

Λειτουργικά:

Αρχικά αυτός ο σχεδιασμός επιτρέπει την **απομονωμένη λειτουργία** ενός μικροδικτύου μιας κοινότητας για την ανταλλαγή ενέργειας. Δηλαδή, μπορεί να υπάρξει ένα δίκτυο διανομής ενέργειας το οποίο να μην απαιτεί σύνδεση στο δίκτυο κοινής ωφέλειας για την λειτουργία του. Αυτό, δίνει την δυνατότητα σε απομονωμένες περιοχές όπου η ανάπτυξη του δικτύου κοινής ωφέλειας δεν είναι εφικτή, να τροφοδοτούνται με ηλεκτρική ενέργεια. Ακόμη τα μικροδίκτυα έχουν αυξήσει την **ελαστικότητα** του δικτύου. Με την έννοια της ελαστικότητας εννοούμε ότι ένα δίκτυο ανταποκρίνεται σε διαταραχές χαμηλής πιθανότητας υψηλού αντίκτυπου. Δηλαδή ένα δίκτυο είναι εφικτό να λειτουργεί και απομονωμένα σε πιθανές περιπτώσεις “black out”. Επιπρόσθετα, τα μικροδίκτυα ενισχύουν και την **αξιοπιστία** δηλαδή αντιθέτως με την ελαστικότητα, ένα δίκτυο διανομής είναι αξιόπιστο όταν μπορεί να ανταποκρίνεται σε σφάλματα μεγάλης πιθανότητας μικρού όμως αντίκτυπου. Η αξιοπιστία επιτυγχάνεται με την «ανακούφιση» του δικτύου σε περιόδους αιχμής, όπου η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας αναγκάζει τις μονάδες παραγωγής να βρίσκονται σε πλήρης λειτουργία. Με αυτόν τον τρόπο μειώνεται και ο βαθμός χρησιμοποίησης αυτών των μονάδων, αυξάνοντας έτσι την διάρκεια ζωής τους. Εκτός από αυτό, η μείωση των εξωτερικών διαταραχών και των συντηρήσεων του δικτύου οδηγούν και αυτά στην επίτευξη της αξιοπιστίας.

Ένα άλλο πλεονέκτημα των μικροδικτύων είναι και η **αξιοποίηση των μονάδων αποθήκευσης**. Συγκεκριμένα οι μονάδες αποθήκευσης μπορούν να αποτελέσουν μια σημαντική λύση στο θέμα ισοζυγίου ισχύος, το οποίο είναι ένα ζήτημα που οι συμβατικές μονάδες παραγωγής ενέργειας έχουν να αντιμετωπίσουν καθημερινά προσφέροντας έτσι καλύτερη ποιότητα ισχύος. Επιπρόσθετα οι αποθηκευτικές μονάδες είναι από τις βασικές οντότητες μέσα σε ένα απομονωμένο δίκτυο αφού εκμεταλλεύονται τις καλές συνθήκες παραγωγής ενέργεια για να εξισορροπήσουν τις κακές συνθήκες παραγωγής που προκύπτουν όπως π.χ. άπνοια και έλλειψη ηλιακής ακτινοβολίας.

Από την “σκοπιά” του **διαχειριστή συστήματος** διανομής όλες οι μικρό-πηγές, οι μονάδες αποθήκευσης, οι πληροφορίες σε πραγματικό χρόνο και η ευελιξία του δικτύου μπορούν να αποδειχτούν δυνατά σημεία με τα οποία θα επιλυθούν τα διάφορα προβλήματα όπως η **βύθιση της τάσης, η διακύμανση της συχνότητας κλπ.** Ακόμη, οι διεσπαρμένες μονάδες παραγωγής βρίσκονται κοντά στα σημεία κατανάλωσης **μειώνοντας** έτσι **τις απώλειες** στα συστήματα υποδομών όπως, τις γραμμές, τους μετασχηματιστές και τα διακοπτικά στοιχεία. Επίσης ο διαχειριστής δικτύου μπορεί να αποτελέσει το κεντρικό ελεγκτή για την λειτουργία μιας τοπικής αγοράς διανομής ηλεκτρικής ενέργειας. Συγκεκριμένα οι αρμοδιότητες του μπορεί να χωριστούν σε δύο βασικές κατηγορίες. Πρώτων να λαμβάνει τις προσφορές όλων των συμμετεχόντων μέσα στην ενεργειακή κοινότητα και κατά δεύτερον να αξιοποιεί τις πληροφορίες που έχει να αναλύσει το δίκτυο για περιορισμούς και να ρυθμίσει την βέλτιστη λειτουργία μιας ενεργειακής κοινότητας λαμβάνοντας αμοιβή για τις υπηρεσίες αυτές.

Η αυξημένη χρησιμοποίηση των διεσπαρμένων μέσων παραγωγής έχει επιφέρει τόσο άμεσα όσο και έμμεσα αρκετά θετικά στις διάφορες οντότητες που υπάρχουν μέσα στο δίκτυο διανομής αλλά και μεταφοράς. Ένα πολύ βασικό πλεονέκτημα είναι η **αναβολή των επενδύσεων** στο δίκτυο διανομής και μεταφοράς το οποίο οφείλεται στην αξιοποίηση του δυναμικού από τις μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής για την εξυπηρέτηση της αύξησης του φορτίου. Συγκεκριμένα, οι

υπηρεσίες κοινής ωφέλειας διενεργούν συνεχώς προβλέψεις για να εκτιμήσουν την αύξηση του φορτίου και όταν υπάρξει ανάγκη κάνουν τις απαραίτητες αλλαγές. Για παράδειγμα γίνονται αναβαθμίσεις σε εξοπλισμό όπως, υποσταθμούς, αναχωρήσεις, γραμμές διανομής και μεταφοράς αλλά και στις διεπαφές μεταξύ δικτύου διανομής και μεταφοράς για να ικανοποιήσουν τις ανάγκες των καταναλωτών.

Περιβαλλοντικά:

Η έλλειψη ορυκτών καύσιμων βρίσκει λύσεις με τις νέες καινοτόμες τεχνολογίες, οι οποίες προωθούν τους καταναλωτές να γίνουν και παραγωγοί και έτσι μέσω των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας να οδηγηθούμε στην **ενεργειακή ανεξαρτησία**. Επιπρόσθετα η αύξηση παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές οδηγεί αναμφισβήτητα σε ένα πιο **πράσινο, οικολογικό και φιλικό περιβάλλον**. Αυτό είναι άλλωστε και μια προτεραιότητα που τα περισσότερα κράτη αλλά και η ευρωπαϊκή ένωση έχει θέσει για την αντιμετώπιση της οικολογικής αλλά και κλιματικής αλλαγής.

Κοινωνικά:

Όλα αυτά τα πλεονεκτήματα από την πλευρά των καταναλωτών μόνο θετικά μπορεί να τους επηρεάσει αφού αυξάνει την τοπική **αξιοπιστία**, βελτιώνει την **ποιότητα ισχύος** και **μειώνει το κόστος** ηλεκτρικής ενέργειας. Η μείωση του κόστους ηλεκτρικής ενέργειας για τους καταναλωτές οφείλεται σε διάφορους λόγους. Καταρχήν η εγκατάσταση φωτοβολταϊκών συστημάτων που είναι και η συνηθέστερη μέθοδος παραγωγής ενέργειας από οικιακούς και επαγγελματικούς καταναλωτές με την εξέλιξη της τεχνολογίας είναι κοινός αποδεκτό ότι αποτελεί μια βιώσιμη οικονομικά λύση. Επιπλέον, η κλιματική κρίση οδήγησε την ευρωπαϊκή ένωση και τα διάφορα κράτη να θεσπίσουν νόμους με τους οποίους ο καταναλωτής πληρώνει φόρο αναλόγως της εκπομπής αερίων που κάνει έτσι η διείσδυση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ) μειώνει αυτούς τους επιπρόσθετους φόρους για τους καταναλωτές. Μια ακόμη αίτια μείωσης της τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας είναι η συνεχής εξέλιξη των ακαδημαϊκών ερευνών στο τομέα των κοινοτήτων ανταλλαγής ηλεκτρικής ενέργειας. Συγκεκριμένα το μοντέλο ανταλλαγής ηλεκτρικής ενέργειας (P2P) μεταξύ καταναλωτών και παραγωγών, η αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας και τα μοντέλα πρόβλεψης παραγωγής και κατανάλωσης αποτελούν δυνατά εργαλεία για να αναπτυχθεί μια κοινότητα ανταλλαγής ενέργειας.

2.5. Προκλήσεις

Παρά το γεγονός ότι η λειτουργία ενός μικροδικτύου έχει τόσα προτερήματα η υλοποίηση και η λειτουργία ενός ιδανικού δικτύου διανομής ηλεκτρικής ενέργειας που να περιέχει όλες τις προαναφερθέντες οντότητες και λειτουργίες δεν είναι καθόλου εύκολη και οι προκλήσεις που θα πρέπει να ξεπεραστούν είναι αρκετές:

- **Συμβατότητα:** Υπάρχει ένα μεγάλο εύρος συστημάτων μέσα σε ένα μικροδίκτυο με διαφορετικά χαρακτηριστικά το καθένα. Για παράδειγμα ορισμένες συσκευές ελέγχου και επικοινωνίας μπορεί να μην είναι συμβατές με άλλες συσκευές που το μικροδίκτυο χρησιμοποιεί.
- **Αβεβαιότητα ΑΠΕ:** Όπως είναι γνωστό οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας παράγουν ισχύς όσο οι συνθήκες παραγωγής είναι ευνοϊκές. Για παράδειγμα σε αιολικά συστήματα οι ενδεικτικές τιμές ταχύτητας ανέμου όπου είναι σχεδιασμένες οι ανεμογεννήτριες να παράγουν, είναι 5m/sec ως 25m/sec. Έτσι λόγω της μεταβλητότητας, της μη προβλεψιμότητας και τις εξάρτησης από καιρικές συνθήκες είναι ιδιαίτερα εμφανές τα προβλήματα επάρκειας ισχύος και σταθερότητας ιδιαίτερα σε μικροδίκτυα απομονωμένης λειτουργίας όπου δεν είναι εφικτή η αξιοποίηση του δικτύου.
- **Αρμονικές παραμορφώσεις :** Κάποιες από τις μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής που αναφέρθηκαν πιο πάνω όπως είναι για παράδειγμα τα φωτοβολταϊκά απαιτούν μετατροπείς ισχύος έτσι ώστε να μετατρέψουν την παραγόμενη ενέργεια από την συνεχής μορφή (DC) σε εναλλασσόμενη (AC). Όμως, τα διακοπτικά αυτά στοιχεία που χρησιμοποιούνται λόγω της υψηλής διακοπτικής συχνότητας τους, προσθέτουν αρμονικές παραμορφώσεις οι οποίες επηρεάζουν την ποιότητα ισχύος. Αυτό το πρόβλημα έχει περιοριστεί με την χρήση φίλτρων (L ,LC ,LCL με αντίσταση απόσβεσης) τα οποία φιλτράρουν τα σήματα υψηλών συχνοτήτων, δεν έχουν όμως και το ανάλογο αποτέλεσμα σε χαμηλές συχνότητες οι οποίες επηρεάζουν την ποιότητα ισχύος.
- **Προστασίες:** Το παραδοσιακό δίκτυο είναι με τέτοιο τρόπο σχεδιασμένο έτσι ώστε να χειρίζονται τα μονοκατευθυντικά ρεύματα σφάλματος από το δίκτυο προς το φορτίο. Με την εμφάνιση των διεσπαρμένων μονάδων παραγωγής εισάγονται αμφίδρομες ροές ισχύος. Έτσι, σε περίπτωση σφαλμάτων από την πλευρά του πελάτη προς το δίκτυο τα υπάρχοντα συστήματα είναι ανίκανα να περιορίσουν την διάδοση του ρεύματος σφάλματος. Επίσης το πλάτος του σφάλματος οφείλεται στο τρόπο λειτουργίας του μικροδικτύου το οποίο διαφέρει κατά πολύ σε περίπτωση που είναι συνδεδεμένο στο δίκτυο ή δουλεύει αυτόνομα . Επομένως θα πρέπει με τον απαραίτητο εξοπλισμό να αντιμετωπιστούν τα πολύπλοκα αυτά φαινόμενα για την προστασία του συνολικού συστήματος.
- **Προκλήσεις αποθηκευτικών μονάδων:** Η έρευνα γύρω από την τεχνολογία των αποθηκευτικών μονάδων βρίσκεται σε προχωρημένο επίπεδο, παρόλα αυτά υπάρχουν κάποια σημαντικά εμπόδια που δυσκολεύουν την αξιοποίησή τους. Μπορεί αναμφίβολα να δίνει λύσεις σε προβλήματα όπως υπερπαραγωγή από ΑΠΕ και εφεδρείες, όμως η τιμή παρά τα δραματικά άλματα που έχει κάνει τα τελευταία χρόνια αποτελεί μειονέκτημα. Έτσι σε πολλές περιπτώσεις η οικονομική βιωσιμότητα ενός συστήματος με αποθηκευτικές μονάδες δεν είναι το αναμενόμενο και η υλοποίηση του είναι ασύμφορη.
- **Επενδύσεις σε τεχνολογίες πληροφορίας και επικοινωνιών:** Οι διεσπαρμένες μονάδες παραγωγής αλλά και τα φορτία κατανάλωσης θα πρέπει να ελέγχονται συγκεντρωτικά κάτι που προϋποθέτει την επένδυση σε τεχνολογίες πληροφοριών και επικοινωνίας σε επίπεδο διανομής.

- **Επίπεδο άνεσης καταναλωτών:** Με την ανάπτυξη έξυπνων συσκευών επικοινωνίας και πληροφοριών το μέλλον των έξυπνων δικτύων ενδέχεται να εξοπλίσει τους καταναλωτές με έξυπνα συστήματα μέτρησης και διαχείρισης ενέργειας (Energy Management System) . Όμως εδώ θα πρέπει να υπάρξει η προσοχή στο γεγονός ότι το ενδιαφέρον των καταναλωτών είναι η μείωση του λογαριασμού διατηρώντας όμως το επίπεδο άνεσης, διαθεσιμότητας και ευκολίας χρήσης στα ίδια επίπεδα.

[5] (Hatzargyriou, 2014)

[7] (Jip Kim , Yury Dvorkin , 2020)

[10] (Papathanassiou, 2022)

[11] (Pikkanate Angaphiwatchawal , Surachai Chaitusaney, 2022)

[14] (Yeliz Yoldaş , Ahmet Önen , S.M.Muyeen , Athanasios V.Vasilakos , İrfan Alana, 2017)

[15] (Zhiyi Lia , Mohammad Shahidehpour , Ahmed Alabdulwahab , Yusuf Al-Turki, 2019)

Κεφάλαιο 3

3. Τοπική αγορά ενέργειας – Ενεργειακές κοινότητες

3.1. Εισαγωγή

Όπως προαναφέρθηκε και στο [Κεφάλαιο 2](#), οι δομικές αλλαγές στα διαθέσιμα τεχνολογικά προϊόντα επικοινωνίας και ελέγχου αλλά και μια σωρεία από έρευνες και μελέτες, έχουν φέρει την ενεργειακή επανάσταση στην αγορά ενέργειας. Τα μικροδίκτυα έχουν ανοίξει τον δρόμο για να φτιαχτούν ενεργειακές κοινότητες μέσα από τις οποίες οι συμμετέχοντες θα μπορούν να αλληλοεπιδρούν μεταξύ τους για το δικό τους αλλά και το κοινό όφελος. Συγκεκριμένα, οι ενεργειακές κοινότητες δίνουν τον απαραίτητο χώρο στους παραγωγούς έτσι ώστε να μπορέσουν να διαπραγματευτούν την περίσσεια ισχύος που έχουν την δυνατότητα να παράγουν. Με αυτόν τον τρόπο οι συμμετέχοντες μέσα σε μία κοινότητα οι οποίοι μπορεί να είναι οικιακοί/εμπορικοί καταναλωτές, μονάδες αποθήκευσης ή και ευέλικτα φορτία μπορούν να έχουν όφελος από συμφέρουσες τοπικές τιμές. Η τοπική αγορά ενέργειας είναι περισσότερο αποκεντρωμένη από την άποψη ότι δεν ακολουθεί μια σταθερή δομή παραγωγής – προμήθειας και διανομής της ενέργειας όπως επίσης δεν περιορίζεται στο πλήθος των πιθανών πηγών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Με αυτόν τον τρόπο μικρής κλίμακας παραγωγοί και καταναλωτές μπορούν να συναλλάσσονται ενέργεια και άλλες υπηρεσίες π.χ. πρόβλεψη ζήτησης/παραγωγής και να γίνεται έτσι πιο ευέλικτη η παράδοση ηλεκτρικής ενέργειας. Το μοντέλο της τοπικής αγοράς συχνά στην βιβλιογραφία βλέπουμε να χωρίζεται σε δύο βασικές υποκατηγορίες οι οποίες δείχνουν τον τρόπο λειτουργίας της. Η πρώτη κατηγορία είναι η απευθείας ανταλλαγή ενέργειας το λεγόμενο peer to peer κατά το οποίο οι ενδιαφερόμενοι επιλέγουν τα ζεύγη τους με τα οποία θα ανταλλάξουν ενέργεια βάση των δικών τους προτιμήσεων. Ένας δεύτερος τρόπος είναι και το συγκεντρωτικό-κεντρικό ταίριασμα μέσω μιας ενιαίας εποπτικής οντότητας η οποία λαμβάνει και ταιριάζει τις προσφορές όλων των ενδιαφερομένων. Όλα τα παραπάνω επιταχύνουν την διείσδυση ΑΠΕ, αυξάνουν την σταθερότητα και παρέχουν βοηθητικές υπηρεσίες στο υπόλοιπο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας.

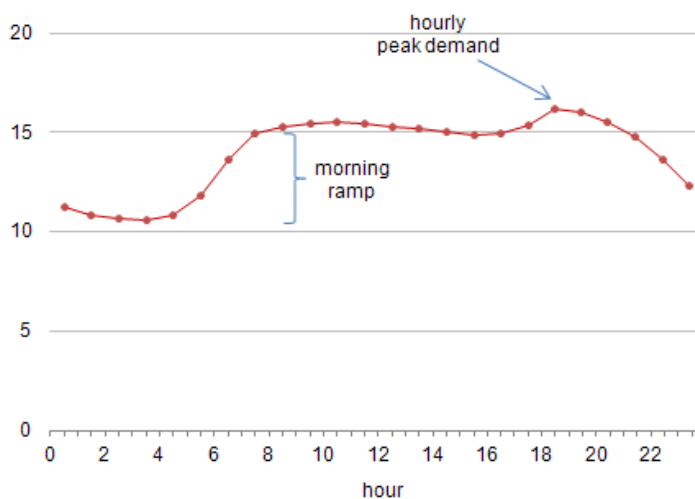


Εικόνα 3.1 Μικρογραφία ενεργειακής κοινότητας

3.2. Το μοντέλο αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας

3.2.1 Παραδοσιακό μοντέλο

Η ηλεκτρική ενέργεια χωρίζεται σε διάφορες μορφές όπως υπερύψηλη , υψηλή , μέση και χαμηλή τάση αναλόγως της χρήσης της. Στην αγορά ενέργειας μέσα σε ένα ηλεκτρικό σύστημα διανομής, μας ενδιαφέρουν δύο κύριες μορφές , η μέση τάση η οποία συνήθως ανήκει στην χονδρική πώληση και η χαμηλή τάση η οποία ανήκει στην λιανική πώληση. Στην χονδρική πώληση ανήκουν τα συστήματα μεταφοράς ενέργειας , οι μεγάλες μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και οι μεγάλοι πελάτες όπως για παράδειγμα οι διανομείς ηλεκτρικής ενέργειας ή μεγάλες βιομηχανίες. Σκοπός της διανομής είναι να αγοράσει την ενέργεια από την χονδρική αγορά έτσι ώστε να ικανοποιήσει της ανάγκες των καταναλωτών σε κάθε περιοχή. Οι συμφωνίες με τις οποίες γίνεται η πώληση ενέργειας μπορεί να είναι κάποια μορφή δημοπρασία ή διμερής συμφωνία. Παρόλα αυτά η διαδικασία δεν είναι εξίσου εύκολη με ανάλογες περιπτώσεις πώλησης προϊόντων/υπηρεσιών από χονδρική σε λιανική έτσι υπάρχει ο διαχειριστής συστήματος διανομής (DSO). Ο DSO έχει ως κύριο σκοπό να διατηρεί την αξιοπιστία του δικτύου λαμβάνοντας υπόψη διάφορους περιορισμούς. Εκτενής ανάλυση για τον ρόλο του DSO θα παρουσιαστεί στην συνέχεια, όπου η αλλαγή της δομής της αγοράς τον επηρεάζει άμεσα και είναι αρκετές οι ιδιαιτερότητες αλλά και οι ευκαιρίες που δημιουργούνται γι' αυτούς τους οργανισμούς. Το άνοιγμα της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, την ελεύθερη δηλαδή αγορά από χονδρική και μεταπώληση σε λιανική βοήθησε κατά πολύ τους καταναλωτές αφού αυτό αύξησε τον ανταγωνισμό και έδωσε την επιλογή να διαλέξουν τους πωλητές που αυτοί θέλουν. Η ηλεκτρική ενέργεια συνήθως τιμολογείται βάση δύο τιμών μέσα στην μέρα , την τιμή υψηλής ζήτησης και την τιμή χαμηλής ζήτησης όπως αυτή φαίνεται από τις ανάγκες ενέργειας από το πιο κάτω διάγραμμα. Ο διαχωρισμός αυτός γίνεται για να δώσουν κίνητρα στους χρήστες να χρησιμοποιούν ηλεκτρική ενέργεια σε μη ώρες αιχμής αποφορτίζοντας έτσι το δίκτυο από υπερφόρτωση. Ο τρόπος με τον οποίο επιλέγονται οι τιμές σε κάθε κόμβο του δικτύου κανονικά θα έπρεπε να συνυπολογίζει τις ιδιαιτερότητες του δικτύου καθώς μερικά ζητήματα όπως οι απώλειες ισχύς και οι συντηρήσεις εξαρτώνται από τον κάθε κόμβο ξεχωριστά. Κάτι τέτοιο λόγω της περιορισμένης εποπτείας δεν είναι εφικτό και έτσι συνήθως τίθενται ταρίφες συνήθως στα όρια των δήμων.



Εικόνα 3.2 Ανάγκες ζήτησης ενέργειας

3.2.2 Μοντέλο τοπικής αγοράς

Οι κλιματικές αλλαγές , η ανεπάρκεια σε ορυκτά καύσιμα , τα αυστηρά νομοθετικά πλαίσια , η διείσδυση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και μία σειρά από πολλές άλλες αιτίες οδήγησαν στην δημιουργία της τοπικής αγοράς μέσα στην ενεργειακή κοινότητα. Παρόλο που το παραδοσιακό μοντέλο αγοράς έχει διανύσει αιώνες μέχρι να διαμορφωθεί και συνεχίζει να βελτιώνεται αυτή η ενεργειακή επανάσταση θα παρασύρει και θα τροποποιήσει ακόμη πιο ριζικά το μοντέλο αγοράς ιδιαίτερα στην λιανική πώληση δηλαδή σε επίπεδο διανομής. Αυτό το μοντέλο πρέπει να είναι όσο το δυνατό πιο αόρατο, έξυπνο και προβλέψιμο. Θα πρέπει δηλαδή να αξιοποιεί τα υπάρχοντα δεδομένα, να εκτιμά καταστάσεις στο μέλλον και με βάση αυτές τις καταστάσεις, οι συμμετέχοντες να ακολουθούν την πολιτική που προτιμούν για την συνεργασία τους μέσα στην ενεργειακή κοινότητα. Η συνεργασία μεταξύ των συμμετεχόντων μπορεί να κατηγοριοποιηθεί σε απευθείας διεπαφή ή σε συγκεντρωτική διεπαφή. Οι δύο αυτές βασικές κατηγορίες θα αναλυθούν εκτενέστερα στην συνέχεια καθώς η διαδικασία που ακολουθείται σε κάθε περίπτωση είναι πολύ διαφορετική. Τελικός σκοπός μέσα σε αυτήν την κοινότητα είναι να γίνονται ανταλλαγές ενέργειας σε πραγματικό χρόνο για το κοινό όφελος. Σκοπός επίσης είναι και να προωθηθούν οι μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής , να αξιοποιηθούν γεινιάζουσες αποθηκευτικές μονάδες για άμεση αποθήκευση και να δημιουργηθούν νησιωτικές συνδέσεις σε απομονωμένες/ανεξάρτητες περιοχές.

3.3. Ο ρόλος του διαχειριστή συστήματος διανομής

3.3.1 Στο παραδοσιακό δίκτυο

Ο διαχειριστής του συστήματος διανομής είναι σαν μια πύλη για να μπορέσουν οι καταναλωτές να έχουν πρόσβαση στις υπηρεσίες. Ο ρόλος του διαχειριστή είναι πολύ σημαντικός και όλες οι βασικές αρχές με τις οποίες είναι σχεδιασμένο το εκάστοτε δίκτυο πρέπει να ακολουθούνται για να αποφύγουμε δυσμενείς καταστάσεις. Ο διαχειριστής είναι υπεύθυνος να αντισταθμίσει την ζήτηση ισχύος με την παραγωγή και σε περίπτωση που οι μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής δεν μπορούν να δώσουν επαρκεί ισχύς να δίνει ενέργεια από το δίκτυο. Ακόμη ο διαχειριστής του συστήματος πρέπει να επιβεβαιώσει κατά πόσο η ισχύς που είναι διατεθειμένος να εγκαταστήσει ο ενδιαφερόμενος στον εκάστοτε ζυγό είναι αποδεκτή. Εδώ βασικοί περιορισμοί όπως στάθμη βραχυκύκλωσης , οι προστασίες και η ικανότητα των Μ/Σ και γραμμών μεταφοράς θα πρέπει να ελεγχθούν. Μια ακόμη υπευθυνότητα του διαχειριστή είναι και ο έλεγχος του επιπέδου της τάσης. Από απλή εφαρμογή των νόμων του Kirchhoff , με την αύξηση της παραγόμενης ισχύς έχουμε ανύψωση τάσης ενώ με την μείωση της παραγόμενης ισχύς έχουμε βύθιση τάσης. Έτσι σε ένα δίκτυο το οποίο η ισχύς από τις μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής μεταβάλλεται η διακύμανση της τάσης είναι ένα σημαντικός παράγοντας ο οποίος θα πρέπει να ελέγχεται και ανάλογα να τηρούνται και επιπρόσθετα μέτρα.

3.3.2 Στην ενεργειακή κοινότητα

Με την δημιουργία των ενεργειακών κοινοτήτων και της τοπικής αγοράς σίγουρα ο ρόλος του διαχειριστή μέσα στην ανταλλαγή ενέργειας αναλόγως και του μοντέλου συναλλαγής που θα επιλεγεί αυξάνεται. Υπάρχει, μια πληθώρα από μοντέλα τα οποία αξιοποιούν τους παραδοσιακούς περιορισμούς εμπλουτίζοντας τους με διάφορα προβλήματα βελτιστοποίησης κοινωνικών , οικονομικών και διαφόρων άλλων παραμέτρων. Σκοπός δηλαδή είναι ο διαχειριστής ενέργειας να συλλέξει από τους συμμετέχοντες της ενεργειακής κοινότητας διαπραγματευτικές τιμές/πληροφορίες και να λύσει το πρόβλημα για το μεγαλύτερο δυνατό κέρδος. Είναι κοινός αντιληπτό λοιπόν πως ο ρόλος του διαχειριστή δεν περιορίζεται μόνο σε ενεργειακούς περιορισμούς αλλά και σε μεγάλα λογιστικά προβλήματα τα οποία απαιτούν μεγάλη και γρήγορη

υπολογιστική ισχύς για να επιλύονται όσο πιο κοντά στον πραγματικό χρόνο. Η εξέλιξη των συσκευών παρακολούθησης και ελέγχου , των έξυπνων μετρητών, οι διεσπαρμένες μονάδες παραγωγής , οι συσσωρευτές , οι τηλεπικοινωνιακές συσκευές καθώς και μονάδες διαχείρισης ζήτησης θα πρέπει να είναι από τα μεγαλύτερα «όπλα» στην φαρέτρα ενός διαχειριστή για τον έλεγχο της ποιότητας ισχύος. Προβλήματα υπερπαραγωγής ή υπό παραγωγής στα παραδοσιακά δίκτυα μπορούν εύκολα με γειτονικές μονάδες αποθήκευσης να επιλυθούν. Η ρύθμιση του συντελεστή ισχύος μπορεί να γίνει πιο γρήγορα , οικονομικά και ευέλικτα με την χρήση των ηλεκτρονικών ισχύος αντί πυκνωτών και άλλων παραδοσιακών στοιχείων. Τέλος, όπως και στα παραδοσιακά δίκτυα τουλάχιστο κατά το μεταβατικό στάδιο η ύπαρξή και η αξιοποίηση του «άπειρου» δικτύου για αντιστάθμιση ισχύος είναι αναπόφευκτη.

3.4. Στρατηγικές υποβολής προσφορών σε ενεργειακές κοινότητες

Σε αυτή τη παράγραφο θα αναλυθούν δύο είδη συμπεριφορών που χρησιμοποιούνται από τους πλειοδότες στις ενεργειακές κοινότητες. Η πρώτη και πιο απλή μέθοδος είναι η στρατηγική μηδενικής λογικής. Κατά την διάρκεια αυτή ο πλειοδότης τοποθετεί άτακτα της προσφορές του χωρίς διάφοροι παράγοντες να επηρεάζουν την επιλογή του. Έτσι η υλοποίηση αυτής της μεθόδου είναι εύκολη αφού μπορεί ο καθένας να θέσει τα δικά του όρια βάση των δικών του αναγκών και είναι σαφώς γρήγορη αφού δεν απαιτεί υπολογιστική ισχύ. Παρόλα τα θετικά της είναι σαφώς τυχαία προσέγγιση και τα αποτελέσματα της δεν είναι ανάλογα θετικά ή τουλάχιστο δεν είναι συνεχώς σε καλά επίπεδα. Αυτή η στρατηγική υπάρχει στην βιβλιογραφία με την φράση zero-intelligence agents. Μια δεύτερη στρατηγική είναι η ευφυής μέθοδος , κατά την διάρκεια αυτής της συμπεριφοράς οι συμμετέχοντες βάση των επιλεγμένων κριτηρίων τους επηρεάζονται από διάφορες παραμέτρους. Για παράδειγμα δημιουργούνται μοντέλα που κύριο σκοπό έχουν το μικρό ρίσκο και έτσι τοποθετούν ψηλές προσφορές με μικρό περιθώριο κέρδους ή και το αντίθετο. Μία άλλη συχνά χρησιμοποιούμενη μέθοδος αξιοποιεί ιστορικά και τρέχουσα δεδομένα τα οποία μπορεί να είναι καιρικά ή και οικονομικά και εξάγει αποτελέσματα απόφασης σχετικά με τις προσφορές υποβολής. Τα μοντέλα πρόβλεψης είναι επίσης μια καλή τεχνική όπου με την ανάπτυξη της μηχανικής μάθησης προσφέρει ένα πολύ καλό εργαλείο στα χέρια των πλειοδοτών για την λήψη αποφάσεων και στρατηγικών. Είναι σαφές λοιπόν πως αυτή η μέθοδος είναι πιο πολύπλοκη αλλά δεν ακολουθεί τυχαίες λογικές και οι έρευνες έχουν δείξει καλά αποτελέσματα. Αυτή η στρατηγική είναι γνωστή με την φράση intelligently bidding agents.

3.5. Τρόποι επίλυσης αβεβαιότητας και μεταβλητότητας σε ενεργειακές κοινότητες

Σύνθετο πρόβλημα που αντιμετωπίζουμε με την χρήση των μικροδικτύων και αναλύεται εκτενέστερα αργότερα μέσα από τις προσομοιώσεις , είναι η αβεβαιότητα των μονάδων παραγωγής αλλά και η μεταβλητότητα στην ζήτηση φορτίου. Σε αντίθεση με τα παραδοσιακά δίκτυα όπου η καμπύλη ζήτησης είναι σε γενικές γραμμές προβλέψιμη. Η νέα δομή δικτύου με τις ενεργειακές κοινότητες αναγκάζει τους συμμετέχοντες να αγοράζουν ενέργεια σε ώρες όπου αυτή είναι διαθέσιμη. Εκτός αυτού παρατηρείται και έντονα η αύξηση της ζήτησης φορτίου η οποία προκύπτει από νέες ανάγκες της τεχνολογίας και του ανθρώπου όπως για παράδειγμα των ηλεκτρονικών αυτοκινήτων. Όλα αυτά τροποποιούν την καμπύλη ζήτησης και θέτουν νέα ερωτήματα για πιο σύγχρονους τρόπους διαχείρισης της ενέργειας.

Η χρήση **αποθηκευτικών μονάδων** είναι σίγουρα μια καλή και αξιόπιστη λύση, παρόλα αυτά η οικονομική βιωσιμότητα της δεν είναι συνεχώς εφικτή και έτσι έγινε στροφή και σε άλλες ενδιαφέρουσες λύσεις.

Μία άλλη σημαντική λύση είναι οι υπηρεσίες ευελιξίας οι οποίες παρέχονται στο δίκτυο διανομής διαμέσου της **διαχείρισης ζήτησης(Demand Response)**. Πρόκειται για πρόγραμμα έξυπνης

διαχείρισης φορτίου το οποίο αλληλοεπιδρά σε πραγματικό χρόνο με τον τελικό χρήστη για να προσαρμόσει την ισχύ στο δίκτυο σε συγκεκριμένη χρονική στιγμή. Όλες οι οντότητες του δικτύου όπως για παράδειγμα παραγωγοί, καταναλωτές και εταιρείες ενέργειας ανταλλάζουν συνεχώς πληροφορίες για τοπική λήψη αποφάσεων. Ένα παράδειγμα εφαρμογών διαχείρισης ζήτησης είναι τα ελεγχόμενα συστήματα ψύξης και θέρμανσης, συστήματα διαχείρισης ενέργειας στο σπίτι, τα συστήματα αυτοματισμού και τα ηλεκτρικά αυτοκίνητα. Μια επίσης ενδιαφέρουσα λύση για την αντιμετώπιση αυξημένης ζήτησης ισχύος είναι η χρήση των **ηλεκτρικών αυτοκινήτων** για να εγχέεται η περίσσεια ισχύος πίσω στο δίκτυο από τα ηλεκτρικά αυτοκίνητα.

3.6. Κεντρική λειτουργία (Centralized)

Η κεντρική λειτουργία ενεργειακής κοινότητας, χρησιμοποιεί μια κεντρική πλατφόρμα με ένα κεντρικό διαχειριστή, όπου όλοι οι συμμετέχοντες επισυνάπτουν σύμβαση με την πλατφόρμα αυτή για ανταλλαγή ενέργειας. Αυτή η μέθοδος συχνά χρησιμοποιεί την λογική της δημοπρασίας, κατά την οποία όλοι οι ενδιαφερόμενοι καταθέτουν τις προσφορές τους για αγορά και πώληση ενέργειας. Στην συνέχεια ένας κεντρικός διαχειριστής βάση των κριτηρίων που έχουν συμφωνηθεί ταριάζει τις προσφορές μεταξύ των πωλητών και την αγοραστών. Σε κάθε περίπτωση χρησιμοποιείται μια συγκεκριμένη επαναληπτική διαδικασία διαπραγμάτευσης με συγκεκριμένους σκοπούς όπως για παράδειγμα τα οικονομικά οφέλη των συμμετεχόντων. Επιπρόσθετα σκοπός του διαχειριστή είναι και να διατηρεί τους διάφορους περιορισμούς που διέπουν το δίκτυο διανομής ενέργειας. Πολύ συχνά οι ανάγκες για ηλεκτροδότηση δεν επαρκούν και γίνεται αγορά ενέργειας από το δίκτυο κοινής ωφέλειας όπου αυτό είναι εφικτό.

3.7. Αποκεντρωμένη λειτουργία (De-centralized)

Μια ακόμη ενδιαφέρουσα λειτουργία είναι και η αποκεντρωμένη, η οποία μπορεί να χαρακτηριστεί και ως διαπροσωπική ή Peer to Peer (P2P). Κατά την διάρκεια αυτή οι συναλλαγές γίνονται ξεχωριστά από άτομο προς άτομο και κάθε συναλλαγή έχει ξεχωριστή και μη εξαρτώμενη από οποιαδήποτε άλλη συναλλαγή, τιμή. Μια γνωστή τεχνολογία που χρησιμοποιείται σε αυτού του είδους συναλλαγές, είναι η blockchain. Blockchain είναι μια ασφαλής τεχνολογία ψηφιακής συναλλαγής η οποία επιτρέπει την έξυπνη πραγματοποίηση συμβάσεων μεταξύ των συμμετεχόντων. Στην συνέχεια βάση αυτών των συμβάσεων ο υποψήφιος συνεργάτης θα πρέπει μέσω κάποιου είδους πρωτόκολλο συμφωνίας να αποδεκτή την συναλλαγή. Σε αυτού του είδους λειτουργία ο ρόλος του διαχειριστή του συστήματος διανομής δεν είναι να διαχειρίζεται την αγορά παράλα αυτά παρέχει μια πλατφόρμα για να μπορούν οι συμμετέχοντες να έχουν πρόσβαση στις συναλλαγές.

3.8. Πλεονεκτήματα της τοπικής αγοράς

Η ανάπτυξη των ενεργειακών κοινοτήτων και κατ' επέκταση της τοπικής αγοράς έχει αρκετές οικονομικά, κοινωνικά, περιβαλλοντικά και τεχνικά οφέλη.

Οικονομικά οφέλη:

Αρχικά, η τοπική αγορά θα έχει ένα σημαντικό αντίκτυπο στους λογαριασμούς των καταναλωτών. Ο ανταγωνισμός στην ενεργειακή κοινότητα θα είναι σίγουρα έντονος και όπως σε κάθε αγορά προϊόντων/υπηρεσιών ο ανταγωνισμός έχει θετικό αντίκτυπο στους λογαριασμούς των καταναλωτών. Επίσης οικονομικό αντίκτυπο θα έχει και στους μικροπαραγωγούς οι οποίοι με την παραδοσιακή λειτουργία του δικτύου δεν μπορούσαν να συμμετέχουν στην πώληση ενέργειας. Ως εκ τούτου, θα μπορούν να βρουν χώρο να διαπραγματευτούν την ενέργεια τους με πολύ μικρές απώλειες ισχύος διανομής. Οικονομικό όφελος θα έχουν και οι μεγάλοι παραγωγοί οι οποίοι πλέον δεν θα περιορίζονται στην πώληση ενέργειας σε μία συγκεκριμένη οντότητα σε συγκεκριμένη ταρίφα, αντιθέτως θα μπορούν να πωλήσουν την ενέργεια τους σε μια πληθώρα από διαθέσιμους

πελάτες. Ακόμη θα μπορούν να διαμορφώσουν την δική τους στρατηγική προσφορών και με βάση αυτήν να κάνουν την κατάλληλη επένδυση που κρίνουν πιο αποτελεσματική. Αυτό θα είναι και ένα κίνητρο να αναβαθμίσει το επίπεδο τεχνολογίας των μοντέλων που ο κάθε πωλητής χρησιμοποιεί. Τέλος το ίδιο το δίκτυο θα μπορεί να επωφεληθεί οικονομικά από την τοπική αγορά. Πρωτίστως η χρήση του δικτύου θα πρέπει να χρεώνεται αφού είναι ένα περιουσιακό στοιχείο το οποίο ανήκει στον διαχειριστή του συστήματος διανομής. Έτσι θα συνεχίσει να χρεώνει υπηρεσίες χρήσης του δικτύου για να μπορούν να γίνονται και οι ανάλογες συντηρήσεις αλλά και επεκτάσεις. Επιπρόσθετα ο διαχειριστής θα μπορεί να παίρνει ποσοστά από την χρήση της πλατφόρμας ανταλλαγής ενέργειας. Δηλαδή αφού θα παρέχει υπηρεσίες πρόσβασης, ελέγχου και σε κάποια μοντέλα υπηρεσίες απόφασης θα πρέπει να αμείβεται ανάλογα.

Κοινωνικά και περιβαλλοντικά οφέλη:

Το παραδοσιακό μοντέλο διανομής ενέργειας περιορίζει τους ενδιαφερόμενους παραγωγούς ανανεώσιμων πηγών ενέργειας καθώς θέτει όρια στην ισχύς παραγωγής ή και δεν μπορεί να εξυπηρετήσει άλλους παραγωγούς λόγο κορεσμού του δικτύου. Έτσι λοιπόν με την υιοθέτηση μιας πιο πλούσιας σε επιλογές και δυνατότητες τοπικής αγοράς θα αυξηθούν οι μονάδες ανανεώσιμων πηγών ενέργειας με τα αντίστοιχα κοινωνικά αλλά και περιβαλλοντικά αποτελέσματα που αυτό θα έχει ως αντίκτυπο. Η πώληση ηλεκτρικής ενέργειας είναι μια συμφωνία συναλλαγής πώλησης αγαθών, έτσι νόμοι πρέπει να καθοριστούν βάση των περιορισμών που θέτει η κάθε χώρα. Οι ρυθμιστικές αρχές πρέπει επίσης να καθοριστούν για την σταθερότητα και την ασφάλεια του δικτύου και τις υποχρεώσεις των συμμετεχόντων έναντι αυτού. Τέλος, αφού η τοπική αγορά θα κάνει χρήση του υπάρχοντος συστήματος διανομής, θα πρέπει να θεσπιστούν κανονισμοί χρήσης του αναλόγως της δομής που το δίκτυο είναι κατασκευασμένο σε κάθε περιοχή.

Τεχνικά οφέλη:

Κατά την χρήση των παραδοσιακών δικτύων με την ένταξη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και κυρίως τα κοινός εγκατεστημένα φωτοβολταϊκά συστήματα ο διαχωρισμός του λειτουργικού κόστους το οποίο αντιστοιχεί στο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας, απωλειών, ελέγχου κλπ. με το κόστος κεφαλαίου το οποίο αντιστοιχεί στο κόστος αναβάθμισης και επέκτασης δεν είναι εφικτό να διαχωριστεί στους παραγωγούς. Έτσι με την χρήση του εξοπλισμού των μικροδικτύων αυτό είναι κατορθωτό και αυξάνει τα κίνητρα εγκατάστασης μονάδων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Ακόμη οι πιθανότητες για μία ολική ή και μερική διακοπή ηλεκτρικής ενέργειας μειώνεται δραματικά αφού τώρα δεν εξαρτόμαστε από μια κεντρική παραγωγή αλλά ούτε και από συγκεκριμένες διεσπαρμένες μονάδες παραγωγής. Συγκεκριμένα εάν εμφανιστεί κάποιο σφάλμα σε κάποιους κόμβους του δικτύου τότε μπορούν να απομονωθούν οι συγκεκριμένοι κόμβοι και ο εκάστοτε επηρεαζόμενος να ζητήσει να εξυπηρετηθεί εάν το επιτρέπουν οι περιορισμοί από κάποιο άλλο παραγωγό. Πολλά τεχνικά πλεονεκτήματα αναφέρθηκαν και στο Κεφάλαιο 2.4 μέσα από το θετικά των μικροδικτύων.

[2] (Esther Mengelkamp, Philipp Staudt, Johannes Garttner, Christof Weinhardt, 2017)

[7] (Jip Kim, Yury Dvorkin, 2020)

[9] (Mohammad Esmaeil Honarmand, Vahid Hosseinneshad, Barry Hayes and Pierluigi Siano, 2021)

[10] (Papathanassiou, 2022)

Κεφάλαιο 4

4. Μαθηματικός Προγραμματισμός

Ο μαθηματικός προγραμματισμός είναι μια τεχνική που χρησιμοποιείται για την βελτιστοποίηση πραγματικών προβλημάτων και την λήψη αποφάσεων με στόχο το καλύτερο δυνατό αποτέλεσμα βάση των κριτηρίων που θέτονται. Συγκεκριμένα, αφού αρχικά οριστεί ένα πρόβλημα αυτό το πρόβλημα στην συνέχεια δομείται σε μαθηματική μορφή για να μπορεί να επιλυθεί μέσω διαφόρων τεχνικών όπου τα υπολογιστικά συστήματα χρησιμοποιούν. Για να λυθεί λοιπόν ένα πρόβλημα ακολουθούνται τα εξής βήματα :

1. Αρχικά χρειάζεται να ορισθούν οι μεταβλητές οι οποίες πρέπει να υπολογιστούν. Αυτές οι μεταβλητές μπορεί να εκφράζουν την ενέργεια εάν επιλύεται ένα ενεργειακό πρόβλημα ροής φορτίου, λεφτά εάν πρόκειται για πρόβλημα λήψεις απόφασης επένδυσης, απόσταση εάν είναι πρόβλημα μεταφοράς κλπ.
2. Στην συνέχεια αυτές οι μεταβλητές συνθέτουν την αντικειμενική συνάρτηση (objective function), η οποία θα πρέπει να μεγιστοποιηθεί ή να ελαχιστοποιηθεί ανάλογα με το πώς το πρόβλημα την ορίζει με σκοπό το καλύτερο δυνατό αποτέλεσμα. Για παράδειγμα σε ένα πρόβλημα παραγωγής ισχύος από συμβατικές γεννήτριες για τις οποίες το κόστος είναι γνωστό και διαφορετικό για την κάθε γεννήτρια εάν θέλουμε να ελαχιστοποιήσουμε το κόστος θα είχαμε την εξής αντικειμενική συνάρτηση, objective function = $\sum_i^{Ng} Cost, i * Pg, i$, όπου $Cost, i$ είναι το κόστος παραγωγής για την γεννήτρια i και Pg, i είναι η ισχύς που παράγει η γεννήτρια i . Σε πολλές περιπτώσεις μπορεί να μην είναι μόνο μία αντικειμενική συνάρτηση αλλά και περισσότερες οι οποίες εκτελούνται με συγκεκριμένη σειρά προτεραιότητας.
3. Τέλος για να μπορεί το πρόβλημα να ολοκληρωθεί θα πρέπει να οριστούν οι περιορισμοί, οι οποίοι μπορεί να είναι είτε άμεσοι είτε έμμεσοι οι περιορισμοί τους συστήματος. Άμεσοι περιορισμοί ορίζονται αυτοί που εφαρμόζονται απευθείας στις μεταβλητές λόγω διαθεσιμότητας και αναφέρονται ως lower και upper bounds στην βιβλιογραφία. Στο παράδειγμα που προαναφέρθηκε με τις γεννήτριες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας είναι η μέγιστη ικανότητα παραγωγής της κάθε γεννήτριας και η ελάχιστη παραγωγή που θα πρέπει να έχει ανά πάσα στιγμή η γεννήτρια. Έμμεσοι περιορισμοί είναι οι περιορισμοί που το σύνολο του συστήματος επιβάλλει όπως για παράδειγμα η μέγιστη μεταφορική ικανότητα γραμμών μεταφοράς στο παράδειγμα μας.

Τα προβλήματα αυτά αναλόγως της πολυπλοκότητας και του είδους τους διακρίνονται σε γραμμικό προγραμματισμό όταν η αντικειμενική συνάρτηση και οι περιορισμοί είναι γραμμικές συναρτήσεις. Μεικτός ακέραιος γραμμικός προγραμματισμός ο οποίος διαφέρει από τον γραμμικό προγραμματισμό στο γεγονός ότι οι μεταβλητές δεν είναι μόνο πραγματικοί αριθμοί αλλά μπορεί να είναι και ακέραιοι αριθμοί και σε αρκετές περιπτώσεις δυαδική αριθμοί (0 ή 1). Μη γραμμικός προγραμματισμός όταν οι περιορισμοί ή η αντικειμενική συνάρτηση είναι μη γραμμική. Ο μη γραμμικός προγραμματισμός στην πραγματική προσέγγιση των προβλημάτων υπερισχύει αφού οι συνθήκες από τις οποίες εξαρτώνται οι μεταβλητές δεν είναι γραμμικές και συνήθως ακολουθούν πολύπλοκες κατανομές 2^{ou} ή και ανώτερου βαθμού.

Στην συνέχεια θα αναλυθούν αυτές οι 3 κατηγορίες και θα δοθούν παραδείγματα σε κάθε κατηγορία όπως αναφέρονται στο βιβλίο (Enrique Castillo, Antonio J. Gonejo, Pablo Pedregal, Ricardo Garcia, Natalia Alguacil, 2001), τα οποία θα επιλυθούν με την βοήθεια του επιλυτή GUROBI και του επιλυτή IPOPT μέσω της Python.

4.1. Επιλυτής GUROBI

Το GUROBI είναι ένας ισχυρός επιλυτής που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την επίλυση πολύπλοκων μαθηματικών προβλημάτων βελτιστοποίησης σε διάφορους τομείς, συμπεριλαμβανομένων και των ενεργειακών συστημάτων. Θεωρείται ως ένας από τους πιο προηγμένους και αποτελεσματικούς λύτες με βελτιστοποίηση σε γρήγορο και ακριβή τρόπο. Μια πολύ βασική χρήση του θα αναλυθεί στα παραδείγματα των ενότητων 4.3 και 4.4 είναι η βελτιστοποίηση των δικτύων ενέργειας σε ενεργειακά συστήματα. Μπορεί δηλαδή να μεγιστοποιηθεί η αποτελεσματικότητα και η αξιοπιστία του συστήματος με ταυτόχρονη ελαχιστοποίηση του κόστους πολύπλοκων μαθηματικών μοντέλων. Το GUROBI λοιπόν μπορεί να λύσει αυτά τα μοντέλα σε πολύ μικρό χρονικό διάστημα σε σχέση με τις παραδοσιακές μεθόδους βοηθώντας τις ενεργειακές εταιρείες και οργανισμούς να λαμβάνουν αποφάσεις σε μικρότερο χρονικό διάστημα και όσο το δυνατό πιο κοντά στον πραγματικό χρόνο. Επιπρόσθετα το GUROBI μπορεί να χρησιμοποιηθεί και για βελτιστοποίηση συστημάτων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Σε αυτές τις εφαρμογές μέσω του GUROBI μπορεί να μεγιστοποιηθεί η παραγωγή από ΑΠΕ και ταυτόχρονα να ελαχιστοποιηθεί η παραγωγή από συμβατικές μεθόδους λαμβάνοντας υπόψη διάφορους περιορισμούς ασφαλείας. Για να επιτευχθεί αυτό χρησιμοποιούνται μοντέλα πρόβλεψης που λαμβάνουν υπόψη παράγοντες όπως τα καιρικά φαινόμενα και την ζήτηση ενέργειας. Ακόμη ο επιλυτής GUROBI σε ενεργειακά συστήματα χρησιμοποιείται και για την βελτιστοποίηση των συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας. Μπορεί να πάρει αποφάσεις για το βέλτιστο μέγεθος συστημάτων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας καθώς και να αποφανθεί για τις κατάλληλες περιόδους φόρτισης και εκ-φόρτισης των συστημάτων αυτών. Συνοπτικά, το GUROBI είναι ένα χρήσιμο εργαλείο στα χέρια των οργανισμών και εταιρειών ενεργειακών υπηρεσιών για την βελτιστοποίηση των συστημάτων παραγωγής και διανομής ενέργειας με πιο αποδοτικό και οικονομικό τρόπο. Η ικανότητα του να λύνει πολύπλοκα προβλήματα γρήγορα και με ακρίβεια αυξάνει την αξιοπιστία των υπηρεσιών αυτών αφού δεν είναι το ίδιο ευάλωτο σε μεταβολές της τελευταίας στιγμής. Με την εξέλιξη λοιπόν, της ενεργειακής βιομηχανίας και την εμφάνιση νέων προκλήσεων υπολογιστικά μοντέλα όπως αυτό του GUROBI βοηθάει στο να αντιμετωπιστούν αυτές οι προκλήσεις και να βρεθούν καινοτόμες λύσεις.

4.2. Επιλυτής IPOPT

Σε αντίθεση με το GUROBI που είναι ένας εμπορικός επιλυτής και χρησιμοποιείται κυρίως για προβλήματα γραμμικού και μικτού ακέραιου προγραμματισμού, το IPOPT είναι ένα λύτης ανοικτού κώδικα που έχει σχεδιαστεί ειδικά για προβλήματα μη γραμμικού προγραμματισμού. Ένα ενεργειακό πρόβλημα μη γραμμικού προγραμματισμού είναι αυτό που θα αναλυθεί στην ενότητα 4.5 στο οποίο χρησιμοποιείται ο επιλυτής IPOPT. Το IPOPT μπορεί να απαιτεί περισσότερο χειροκίνητο συντονισμό και ρύθμιση και να μην είναι το ίδιο γρήγορο αλλά μπορεί να χειριστεί προβλήματα με πολλούς και πολύπλοκους μη γραμμικούς περιορισμούς καλύτερα.

4.3. Γραμμικός Προγραμματισμός

Ο γραμμικός προγραμματισμός έχει σαφώς μικρότερο υπολογιστικό κόστος αφού αποτελεί την πιο απλή μορφή μαθηματικού προγραμματισμού. Παρόλο που τα πλείστα προβλήματα στην πραγματικότητα δεν είναι γραμμικά, πολύ συχνά απλοποιούνται σε γραμμικά έτσι ώστε να μπορούν να λυθούν μεγάλης έκτασης προβλήματα όσο πιο γρήγορα γίνεται.

Μορφή του προβλήματος:

Αντικειμενική Συνάρτηση:

$$Z = f(x) = \sum_{j=1}^n C_j * X_j$$

Περιορισμοί:

$$\sum_{j=1}^n a_{ij} * x_j = b_i, i = 1, 2, \dots, p - 1$$

$$\sum_{j=1}^n a_{ij} * x_j \geq b_i, i = p, \dots, q - 1$$

$$\sum_{j=1}^n a_{ij} * x_j \leq b_i, i = q, \dots, m$$

Όπου, $1 \leq p \leq q \leq m$ και p, q, m ακέραιοι θετικοί αριθμοί

Η αντικειμενική συνάρτηση είναι αυτή η οποία θα πρέπει να βελτιστοποιηθεί και οι περιορισμοί οι οποίοι είναι είτε ισότητας είτε ανισότητας θα πρέπει επίσης να τηρούνται για να είναι μια λύση αποδεκτή. Ένα πρόβλημα μπορεί να έχει πολλές εφικτές λύσεις αλλά η βέλτιστη λύση την οποία θα πάρουμε είναι μόνο μία.

4.3.1 Παράδειγμα : Οικονομική Κατανομή Ηλεκτρικής Ενέργειας (Electric Power Economic Dispatch)

Αρχικά θα παρουσιαστεί ένα γραμμικό πρόβλημα οικονομικής κατανομής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (Electric Power Economic Dispatch). Σύμφωνα με αυτό το πρόβλημα πρέπει να ελαχιστοποιηθεί το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από τις γεννήτριες σε ένα δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας σε κάθε περίοδο ικανοποιώντας τις ανάγκες του συστήματος. Γνωρίζοντας τις διαθέσιμες γεννήτριες και την ικανότητα παραγωγής της κάθε μίας, την δομή του δικτύου μεταφοράς (ζυγοί, γωνιές), την ζήτηση φορτίου σε κάθε ζυγό και τα όρια των γραμμών μεταφοράς.

- Η ισχύς που μεταφέρεται από ζυγό i στον ζυγό j είναι : p_{ij}

Εδώ δημιουργείται ο πρώτος περιορισμός με την μέγιστη ικανότητα μεταφοράς της γραμμής $i \rightarrow j$

$$-P_{ij}^{max} \leq p_{ij} \leq P_{ij}^{max}$$

- Η ισχύς που παράγεται από τις γεννήτριες έχουν ένα ελάχιστο όριο για λόγους σταθερότητας και ένα μέγιστο όριο αφού δεν μπορούν να παράγουν απεριόριστη ισχύς, έτσι εδώ δημιουργείται ένα δεύτερος περιορισμός όπου το p_i εκφράζει την ισχύς που παράγεται από την γεννήτρια i :

$$P_i^{min} \leq p_i \leq P_i^{max}$$

- Ο τρίτος περιορισμός είναι το ισοζύγιο ισχύος το οποίο θα πρέπει να ισχύει για κάθε ζυγό, δηλαδή ισχύς που εισέρχεται σε ένα ζυγό πρέπει να είναι ίση με την ισχύς που εξέρχεται από τον εκάστοτε ζυγό.

$$\sum_{j \in \Omega} p_{ij} = p_i + D_i, \quad \forall i$$

Όπου, D_i η ζήτηση ισχύος στον ζυγό i και Ω το σύνολο των ζυγών που είναι συνδεδεμένα στο ζυγό i διαμέσου των γραμμών μεταφοράς.

Δεδομένα:

n : Ο αριθμός των γεννητριών

P_i^{min} : Η ελάχιστη ισχύς εξόδου της γεννήτριας i

P_i^{max} : Η μέγιστη ισχύς εξόδου της γεννήτριας i

p_{ij} : Η ισχύς που μεταφέρεται από την γραμμή $i \rightarrow j$

C_i : Το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από την γεννήτρια i

Ω_i : Το σύνολο των ζυγών που είναι συνδεδεμένες μέσω των γραμμών μεταφοράς στον ζυγό i

D_i : Η ζήτηση ισχύος στο ζυγό i

Μεταβλητές:

p_i : Η ισχύς που παράγεται από την γεννήτρια i

p_{ij} : Η ισχύς που μεταφέρεται από την γραμμή μεταφοράς $i \rightarrow j$

Περιορισμοί:

$$-P_{ij}^{max} \leq p_{ij} \leq P_{ij}^{max}, \quad \forall j \in \Omega_i, \quad i = 1, 2, \dots, n$$

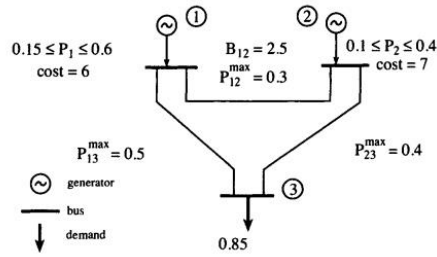
$$\sum_{j \in \Omega_i} p_{ij} = p_i + D_i, \quad i = 1, 2, \dots, n$$

$$P_i^{min} \leq p_i \leq P_i^{max}, \quad i = 1, 2, \dots, n$$

Αντικειμενική συνάρτηση:

$$z = \sum_{i=1}^n C_i * p_i$$

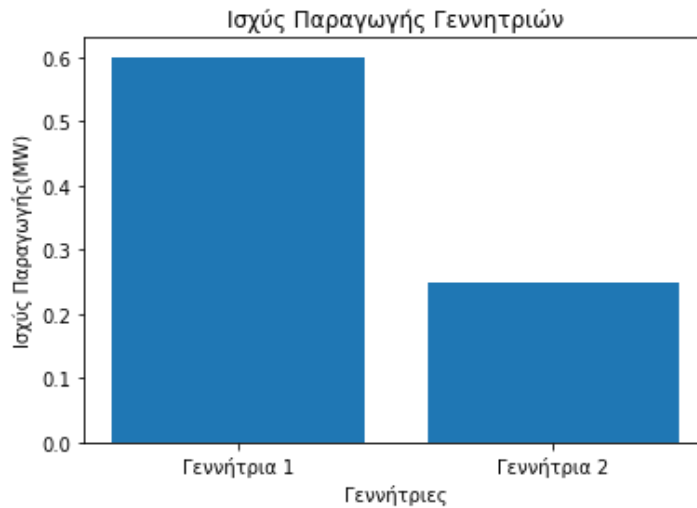
Τώρα αφού μετατράπηκε το πρόβλημα σε μαθηματική μορφή και ορίστηκαν όλες οι απαραίτητες μεταβλητές θα χρησιμοποιηθεί στο παράδειγμα μια απλή μορφή δικτύου με 2 γεννήτριες, 3 ζυγούς και 3 γραμμές μεταφοράς το οποίο θα επιλυθεί με GUROBI.



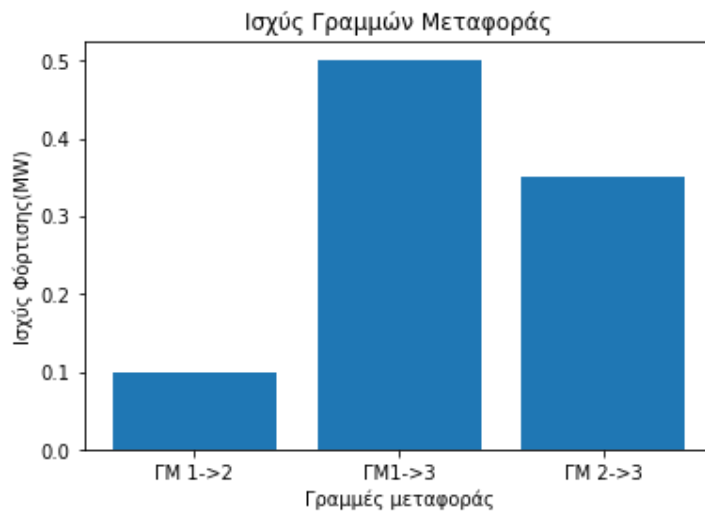
Διάγραμμα 4.1 Μορφή δικτύου σε παράδειγμα γραμμικού προγραμματισμού

Παράδειγμα : Παρατηρείται ότι υπάρχουν 2 ζυγοί (1,2) όπου εκεί βρίσκονται οι γεννήτριες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με κάτω όρια παραγωγής 0.15 και 0.1 αντίστοιχα και άνω όρια παραγωγής 0.6 και 0.4 αντίστοιχα. Επιπρόσθετα το κόστος ανά μονάδα παραγόμενης ηλεκτρικής ισχύς είναι 6 και 7 αντίστοιχα. Η μέγιστη μεταφερόμενη ισχύς στην γραμμή 1->2 είναι 0.3 , 2->3 είναι 0.4 και 1->3 είναι 0.5. Τέλος η ζήτηση φορτίου στο ζυγό 3 είναι 0.85. Σχετικά με μονάδες μέτρησης ποτέ δεν αναφέρονται σε τέτοια προβλήματα αφού γίνεται από την αρχή ο καθορισμός μιας συγκεκριμένης σύμβασης. Για παράδειγμα εδώ έχει οριστεί ότι το κόστος είναι σε €/MWh και όλες οι ισχύς είναι σε MW.

Παρουσίαση αποτελεσμάτων:



Διάγραμμα 4.2 Ισχύς παραγωγής για βέλτιστη κατανομή ισχύος



Διάγραμμα 4.3 Ισχύς γραμμών μεταφοράς στην βέλτιστη κατανομή



Διάγραμμα 4.4 Αποτέλεσμα αντικειμενικής συνάρτησης

Μετά την επίλυση η βέλτιστη λύση στο παραπάνω πρόβλημα εντοπίζεται για :

$$p1=0.6MW$$

$$p2=0.25MW$$

$$p13=0.5MW$$

$$p12=0.1MW$$

$$p23=0.35MW$$

Συνολικό κόστος: 5.35€

Στο [Παράρτημα 1](#): Κώδικας υλοποίησης γραμμικού προγραμματισμού, δίνεται αναλυτικά ο κώδικας υλοποίησης του παραπάνω προβλήματος το οποίο είχε υλοποιηθεί με τον επιλυτή GUROBI.

4.4. Μεικτός ακέραιος γραμμικός προγραμματισμός

Όπως αναφέρθηκε και στην αρχή του κεφαλαίου αρκετές φορές τα προβλήματα περιορίζονται σε ακέραιες μεταβλητές ή ακόμη και σε δυαδικές σε συνδυασμό με τις πραγματικές μεταβλητές. Ένα παράδειγμα δυαδικού ακέραιου προγραμματισμού είναι όταν, εντοπίζεται βάσει των συμπτωμάτων που παρουσιάζει ένας ασθενής εάν αντιμετωπίζει κάποια ασθένεια και αυτό θα συμβολίζεται με 0 όταν δεν έχει κάποια ασθένεια και 1 όταν έχει την ασθένεια. Ένα άλλο παράδειγμα είναι και η δέσμευση θερμοηλεκτρικών μονάδων όπως θα αναλυθεί στην συνέχεια

4.4.1 Παράδειγμα : Δέσμευση Θερμοηλεκτρικών Μονάδων (Unit Commitment of Thermal Power Units)

Αυτό είναι ένα παράδειγμα μικτού ακέραιου προγραμματισμού λίγο πιο σύνθετο από το προηγούμενο πρόβλημα. Ο προγραμματισμός της λειτουργίας των θερμοηλεκτρικών μονάδων γίνεται για ένα ευρύ οριζόντιο. Αυτό γίνεται καθώς οι θερμοηλεκτρικές μονάδες έχουν πολύ μεγάλο κόστος εκκίνησης, έτσι ο προγραμματισμός εκκίνησης και τερματισμού λειτουργίας των μονάδων πρέπει να γίνεται μεθοδικά και με προσοχή. Τεχνικοί περιορισμοί και περιορισμοί ασφάλειας λαμβάνονται υπόψη σε αυτές τις μονάδες βάση των τεχνικών τους χαρακτηριστικών αλλά και των χαρακτηριστικών ζήτησης. Κύριος σκοπός και πάλι είναι η ελαχιστοποίηση του κόστους παραγωγής.

Δεδομένα:

K : Ο αριθμός των περιόδων για τις οποίες θα γίνει η μελέτη.

C_j : Το κόστος εκκίνησης της μονάδας j

E_j : Το κόστος απενεργοποίησης της μονάδας j

A_j : Το σταθερό κόστος λειτουργίας της μονάδας j

B_j : Το μεταβλητό κόστος λειτουργίας της μονάδας j

P_j^{min} : Η ελάχιστη ισχύς εξόδου της μονάδας j

P_j^{max} : Η μέγιστη ισχύς εξόδου της μονάδας j

S_j : Η μέγιστη αύξηση ισχύος εξόδου της μονάδας j

P_j^0 : Η ισχύς εξόδου της μονάδας j πριν την πρώτη περίοδο προγραμματισμού

V_j^0 : δυαδική μεταβλητή η οποία είναι 1 εάν η μονάδα j είναι ενεργή πριν την πρώτη περίοδο

T_j : Η μέγιστη μείωση ισχύος εξόδου της μονάδας j

J : Ο αριθμός των μονάδων

D_k : Η ζήτηση την περίοδο k

R_k : Το αποθεματικό που θα πρέπει να υπάρχει στην περίοδο k .

Μεταβλητές:

y_{jk} : Δυαδική μεταβλητή η οποία είναι 1 όταν η μονάδα j αρχίζει στην αρχή της περιόδου k και 0 σε διαφορετική περίπτωση.

z_{jk} : Δυαδική μεταβλητή η οποία είναι 1 όταν η μονάδα j τερματίζει στην αρχή της περιόδου k και 0 σε διαφορετική περίπτωση.

u_{jk} : Δυαδική μεταβλητή η οποία είναι 1 όταν η μονάδα j είναι σε λειτουργία την περίοδο k και 0 σε διαφορετική περίπτωση.

p_{jk} : Η ισχύς εξόδου της μονάδας j την περίοδο k .

Περιορισμοί:

$$P_j^{min} * u_{jk} \leq p_{jk} \leq P_j^{max} * u_{jk}, \quad \forall k = 0, 1, 2, \dots, K - 1$$

$$p_{jk+1} - p_{jk} \leq S_j, \quad \forall k = 0, 1, 2, \dots, K - 1, \quad p_{j0} = P_j^0$$

$$p_{jk} - p_{jk+1} \leq T_j, \quad \forall k = 0, 1, 2, \dots, K - 1, \quad p_{j0} = P_j^0$$

$$y_{jk} - z_{jk} = u_{jk} - u_{jk-1}, \quad \forall k = 0, 1, 2, \dots, K - 1, \quad u_{j0} = V_j^0$$

$$\sum_{j=1}^J p_{jk} = D_k, \quad \forall k$$

$$\sum_{j=1}^J p_{jk} * u_{jk} \geq D_k + R_k, \quad \forall k$$

Αντικειμενική συνάρτηση:

$$Z = \sum_{k=1}^K \sum_{j=1}^J [A_j * u_{jk} + B_j * p_{jk} + C_j * y_{jk} + E_j * z_{jk}]$$

Θα επιλυθεί το παραπάνω πρόβλημα του βιβλίου με τα παρακάτω δεδομένα:

Ο ορίζοντας επίλυσης θα είναι $K=3$

Μονάδες παραγωγής	1	2	3
Μέγιστη ισχύς εξόδου	350	200	140
Ελάχιστη ισχύς εξόδου	50	80	40
Μέγιστη αύξηση	200	100	100
Μέγιστη μείωση	300	150	100
Σταθερό κόστος	5	7	6
Κόστος εκκίνησης	20	18	5
Κόστος απενεργοποίησης	0.5	0.3	1.0
Μεταβλητό κόστος	0.1	0.125	0.150
Αρχική κατάσταση	0	0	0

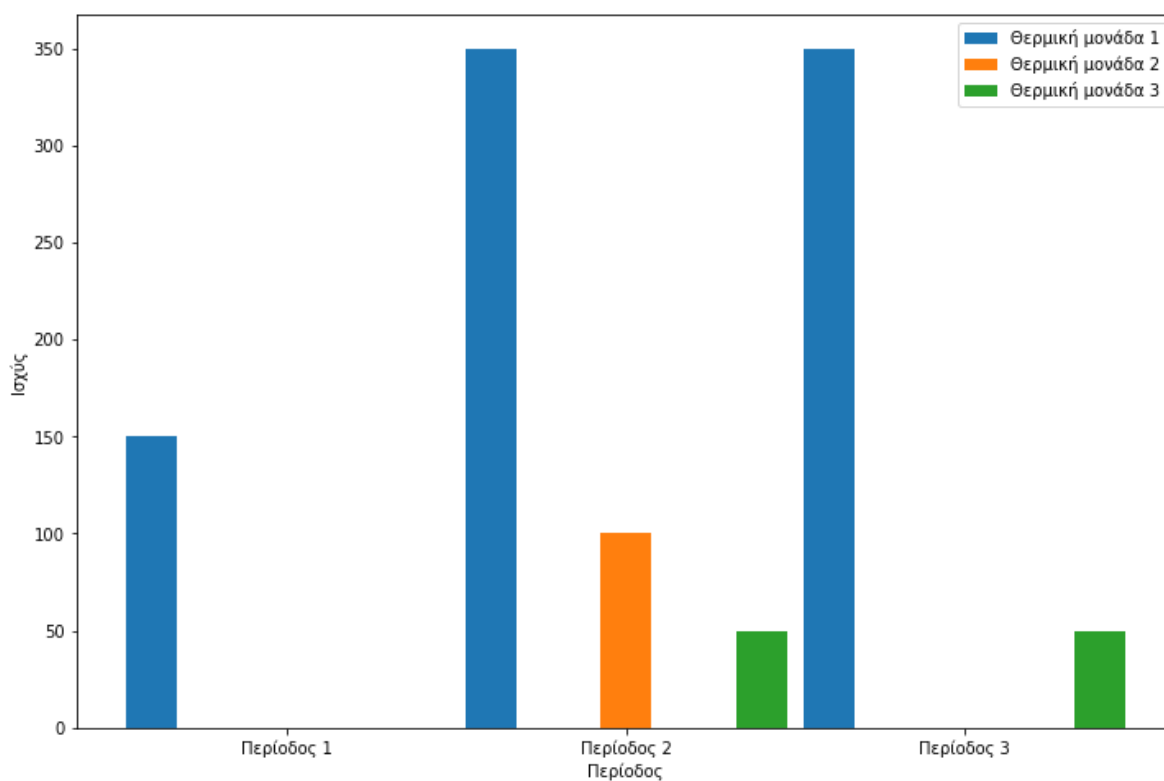
Πίνακας 5.1 Δεδομένα προβλήματος θερμοηλεκτρικών μονάδων

Περίοδος	1	2	3
Ζήτηση	150	500	400
Απόθεμα(Reserve)	15	50	40

Πίνακας 5.2 Δεδομένα προβλήματος θερμοηλεκτρικών μονάδων

Παρουσίαση αποτελεσμάτων:

Χρονικός ορίζοντας	Περίοδος 1			Περίοδος 2			Περίοδος 3		
Θερμοηλεκτρική μονάδα :	Μονάδα 1	Μονάδα 2	Μονάδα 3	Μονάδα 1	Μονάδα 2	Μονάδα 3	Μονάδα 1	Μονάδα 2	Μονάδα 3
γjk	1	0	0	0	1	1	0	0	0
zjk	0	0	0	0	0	0	0	1	0
υjk	1	0	0	1	1	1	1	0	1
ρjk	150	0	0	350	100	50	350	0	50
Αντικειμενική συνάρτηση	189.8								
Πίνακας 5.3 Παρουσίαση αποτελεσμάτων προβλήματος θερμοηλεκτρικών μονάδων									



Διάγραμμα 4.5 Βέλτιστη ισχύς λειτουργίας ανά περίοδο

Στο [Παράρτημα 2](#): Κώδικας υλοποίησης μεικτού ακέραιου γραμμικού προγραμματισμού, δίνεται αναλυτικά ο κώδικας υλοποίησης του παραπάνω προβλήματος το οποίο έχει υλοποιηθεί με τον επιλυτή GUROBI.

4.5. Μη γραμμικός Προγραμματισμός

Όπως αναλύθηκε και πιο πάνω ο μη γραμμικός προγραμματισμός είναι μια τεχνική βελτιστοποίησης όπου οι αντικειμενικές συναρτήσεις ή οι περιορισμοί είναι μη γραμμικές. Σε αντίθεση με τον γραμμικό προγραμματισμό τα μη γραμμικά προβλήματα δεν μπορούν να λυθούν με απλές μεθόδους γραμμικής άλγεβρας και χρησιμοποιούν προηγμένες μεθόδους όπως για παράδειγμα η κάθοδος βάση της κλίσης και η μέθοδος του Νεύτωνα. Συνήθως σε όλους τους τομείς που επιλύονται προβλήματα εάν αυτά προσεγγίζονται όσο το δυνατό πιο κοντά στην πραγματικότητα πολύ πιθανόν να προκύψουν μη γραμμικές εξισώσεις.

4.5.1 Παράδειγμα Βέλτιστης ροής ισχύος (Optimal Power Flow)

Το πρόβλημα βέλτιστης ροής ισχύος είναι ένας πολύς σημαντικός τομέας αξιολόγησης για τα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας καθώς δίνει την δυνατότητα να βελτιώσει την απόδοση και την αξιοπιστία του συστήματος προσπαθώντας να αποδώσει τις πιο αποδοτικές και οικονομικές συνθήκες λειτουργίας για ένα σύστημα ισχύος, διασφαλίζοντας παράλληλα την αξιοπιστία και την σταθερότητα του συστήματος.

Δεδομένα:

n: Αριθμός ζυγών δικτύου

y_{ik}, th_{ik} : Μιγαδική σταθερά που ορίζεται από το πλάτος y_{ik} και το όρισμα th_{ik} που εξαρτάται από την τοπολογία και τη φυσική δομή του δικτύου.

P_{di} : Η ζήτηση ενεργού ισχύος στο ζυγό i

Q_{di} : Η ζήτηση αέργου ισχύος στο ζυγό i

$V_{i, min}$, $V_{i, max}$: Το μέγιστο και ελάχιστο πλάτος τάσης στο ζυγό i

$P_{gi, min}$, $P_{gi, max}$: Το μέγιστο και ελάχιστο όριο ενεργούς ισχύος της παραγωγική μονάδας i

$Q_{gi, min}$, $Q_{gi, max}$: Το μέγιστο και ελάχιστο όριο αέργου ισχύος της παραγωγική μονάδας i

C_i : Το κόστος παραγωγής μιας μονάδας ενεργού ισχύος της παραγωγικής μονάδας i

Μεταβλητές:

u_i : Η τάση του ζυγού i

d_i : Η γωνιά του ζυγού i

p_{gi} : Η ενεργός ισχύς που παράγεται στο ζυγό i

q_{gi} : Η άεργος ισχύς που παράγεται στο ζυγό i

Περιορισμοί:

$$p_{gi} - P_{di} = u_i * \sum_{k=1}^n y_{ik} * u_k * \cos(d_i - d_k - th_{ik}), \forall i = 1, 2, \dots, n$$

$$q_{gi} - Q_{di} = u_i * \sum_{k=1}^n y_{ik} * u_k * \sin(d_i - d_k - th_{ik}), \forall i = 1, 2, \dots, n$$

$$V_{i, min} \leq u_i \leq V_{i, max}$$

$$P_{gi, min} \leq p_{gi} \leq P_{gi, max}$$

$$Q_{gi, \min} \leq q_{gi} \leq Q_{gi, \max}$$

$$-\pi \leq \delta_i \leq \pi$$

Αντικειμενική συνάρτηση:

$$\min: Z = \sum_{i=1}^n C_i * p_{gi}$$

Επίλυση του παραπάνω προβλήματος του βιβλίου με τα παρακάτω δεδομένα:

$y_{11}=22.97$	$th_{11}=-1.338$
$y_{22}=21.93$	$th_{22}=-1.347$
$y_{33}=20.65$	$th_{33}=-1.362$
$y_{12}=y_{21}=12.13$	$th_{12}=th_{21}=1.816$
$y_{13}=y_{31}=10.85$	$th_{13}=th_{31}=1.789$
$y_{23}=y_{32}=9.81$	$th_{23}=th_{32}=1.768$
$0.95 \leq u_1 \leq 1.13$	
$0.95 \leq u_2 \leq 1.10$	
$0.95 \leq u_3 \leq 1.10$	
$0 \leq P_{g1} \leq 3$	
$0 \leq P_{g2} \leq 3$	
$-1 \leq Q_{g1} \leq 2$	
$-1 \leq Q_{g2} \leq 2$	
$-\pi \leq d_1 \leq \pi$	
$-\pi \leq d_2 \leq \pi$	
$d_3 = 0$	
Πίνακας 5.4 Δεδομένα μη γραμμικού προβλήματος	

Παρουσίαση αποτελεσμάτων:

$u_1=1.13$
$u_2=1.1$
$u_3=0.979$
$\delta_1=0.19 \text{ rad}$
$\delta_2=0.174 \text{ rad}$
$\delta_3=0 \text{ rad}$
$P_{g1}=3$
$P_{g2}=1.759$
$Q_{g1}=1.86$
$Q_{g2}=0.746$
$Obj Z=30.312$
Πίνακας 5.5 Αποτελέσματα μη γραμμικού προβλήματος

Στο [Παράρτημα 3](#): Κώδικας υλοποίησης μη γραμμικού προγραμματισμού, δίνεται αναλυτικά ο κώδικας υλοποίησης του παραπάνω προβλήματος το οποίο είχε υλοποιηθεί με τον επιλυτή IPOPT.

[1] (Enrique Castillo, Antonio J. Gonejo, Pablo Pedregal, Ricardo Garcia, Natalia Alguacil, 2001)

[3] (GUROBI, n.d.)

[6] (Ipropt, n.d.)

Κεφάλαιο 5

5. Υλοποίηση κεντρικής λειτουργίας τοπικής αγοράς σε επίπεδο διανομής.

Στο συγκεκριμένο κεφάλαιο θα γίνει μια επεξήγηση του μοντέλου βέλτιστης κεντρικής λειτουργίας μιας τοπικής αγοράς ενέργειας, όπως αυτή έχει προταθεί από τους ερευνητές Pikkante Angarhiwatchawal και Surachai Chaitusaney. Στο μοντέλο αυτό έχουν γίνει κάποιες τροποποιήσεις, με κύρια σημαντική διαφορά την εισαγωγή των αποθηκευτικών μονάδων για σκοπό βελτιστοποίησης του αποτελέσματος και τις απόδοσης του συστήματος. Ένας σημαντικός τομέας που θα αξιολογηθεί είναι η αβεβαιότητα παραγωγής ισχύος των ανανεώσιμων μονάδων και πώς αυτές επιδρούν στο συνολικό κέρδος των παραγωγών. Επιπρόσθετα αξιολογείται και η αβεβαιότητα των μοντέλων εκτίμησης της ζήτησης ισχύος των καταναλωτών και πώς αυτό επίσης επιδρά στο συνολικό όφελος τους μέσα στην ενεργειακή κοινότητα. Είναι άμεσα συγκρίσιμο το όφελος των συμμετεχόντων στην ενεργειακή κοινότητα με την εκτίμηση ισχύος παραγωγής/κατανάλωσης και άρα θα πρέπει να λαμβάνουν σοβαρά υπόψη το μοντέλο πρόβλεψης που χρησιμοποιείται.

5.1. Εισαγωγή

Η αξιοποίηση της τοπικής αγοράς ενέργειας προέκυψε ως ανάγκη να υπάρξει ένα σύστημα μέσα από το οποίο παραγωγοί και καταναλωτές θα ανταλλάζουν ενέργεια με κύριο σκοπό το όφελος των συμμετεχόντων στην πώληση/αγορά ενέργειας. Κεντρική βέλτιστη λειτουργία αυτής της αγοράς, είναι η αξιοποίηση του κεντρικού ελέγχου και των αλγόριθμων βελτιστοποίησης για την διαχείριση των δεδομένων που οι παραγωγοί και καταναλωτές δίνουν, με σκοπό να βελτιστοποιηθεί το σύστημα βάση των κριτηρίων βελτιστοποίησης που αυτό θέτει. Οι παραγωγοί και καταναλωτές οι οποίοι ανήκουν σε αυτήν την κοινότητα και ορίζονται ως συμμετέχοντες, δίνουν στοιχεία ζήτησης και παραγωγής ενέργειας στην κεντρική μονάδα που μπορεί να είναι για παράδειγμα ο διαχειριστής του δικτύου διανομής για να αποφανθεί για την βέλτιστη κατανομή ενέργειας. Η κεντρική λειτουργία του συστήματος μπορεί να αυξήσει την αποδοτικότητα και την αξιοπιστία του ενεργειακού συστήματος όπως για παράδειγμα την ποιότητα ισχύος όπως αναλύθηκε στο [Κεφάλαιο 2](#), αφού έχει ως σκοπό την συνολική αποτελεσματικότητα του συστήματος. Επιπρόσθετα, η κεντρική λειτουργία του συστήματος οδηγεί στην αύξηση της αμεροληψίας της διαδικασίας. Ο κεντρικός φορέας μπορεί να προωθήσει την διαφάνεια της αγοράς και να μειώσει τον κίνδυνο χειραγώγησης αφού συλλέγει τα δεδομένα από όλους τους συμμετέχοντες και είναι εύκολα υλοποιήσιμο να παρουσιάσει μια ολοκληρωμένη εικόνα της αγοράς. Συνεπακόλουθο αυτού είναι να αυξηθεί η εμπιστοσύνη των συμμετεχόντων προς την κεντρική μονάδα και να υπάρξει ολοένα και μεγαλύτερο ενδιαφέρον συμμετοχής στην αγορά αυτή. Ακόμη οι παράγοντες που θέτει η κεντρική μονάδα ως κριτήριο για την βελτιστοποίηση της ενεργειακής κοινότητας μπορεί να μην περιορίζεται στην αξιοπιστία του συστήματος και του μέγιστου κέρδους των συμμετεχόντων αλλά να συνδυάζει και να αξιολογεί και διάφορα άλλα βασικά κριτήρια όπως είναι για παράδειγμα και οι περιβαλλοντικές επιπτώσεις. Για την υλοποίηση της κεντρικής διαχείρισης απαιτείται να υπάρχει η τεχνική εμπειρογνωμοσύνη και να είναι διαθέσιμοι οι απαραίτητοι πόροι έτσι ώστε να εφαρμόζεται η κεντρική διαχείριση μέσα από τις σωστές διαδικασίες με ασφάλεια και γρήγορους υπολογισμούς. Γι' αυτό και απαιτούνται σημαντικές επενδύσεις στην τεχνολογία, την διαχείριση δεδομένων και το ανθρώπινο δυναμικό.

5.2. Προτεινόμενη μέθοδος χωρίς αποθηκευτική μονάδα

Η μέθοδος η οποία θα αναλυθεί στηρίζεται στην κεντρική λειτουργία της τοπικής αγοράς μέσω ενός διαχειριστή συστήματος (DSO) ο οποίος και θα ελέγχει έτσι ώστε να τηρούνται τα όρια του συστήματος αλλά και να επιλύει ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης με σκοπό το μεγαλύτερο δυνατό κέρδος. Για να μεγιστοποιηθεί το κέρδος των συμμετεχόντων θα πρέπει να μεγιστοποιείται η διαφορά του κόστους των αγοραστών από το κέρδος των πωλητών όπως θα αναλυθεί στην συνέχεια.

5.2.1 Υποβολή προσφορών

Πρώτο βήμα είναι να αρχίσει η περίοδος υποβολής προσφορών. Κατά την περίοδο αυτή οι συμμετέχοντες στην ενεργειακή κοινότητα είτε από την “σκοπιά” του παραγωγού είτε από την “σκοπιά” του καταναλωτή υποβάλουν την τιμή με την οποία ενδιαφέρονται να ανταλλάξουν την ενέργειά τους σε κάθε περίοδο και βάση αυτής θα κριθούν μέσα στην ενεργειακή κοινότητα.

Εδώ είναι πολύ σημαντικό να αναφερθούν τα όρια που ορίζουν τις μέγιστες και ελάχιστες τιμές που μπορούν να δοθούν από του συμμετέχοντες. Το όριο της τιμής χρήσης του δικτύου, γνωστό ως Time Of Use (TOU), αντιστοιχεί στην ταρίφα πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας από το δίκτυο προς τους συμμετέχοντες. Στο μοντέλο μας για λόγους απλότητας της κατανόησης της υλοποίησης θα θεωρηθεί σταθερό. Αυτό λοιπόν το όριο είναι το μέγιστο όριο που μπορούν οι ενδιαφερόμενοι καταναλωτές να δώσουν. Εάν για παράδειγμα κάποιος συμμετέχοντας δώσει λάθος τιμή μεγαλύτερη από την τιμή απευθείας, δεν γίνεται αποδεκτός στην συμμετοχή σε ενεργειακή κοινότητα και ανταλλάζει ενέργεια με το δίκτυο στην τιμή TOU. Από την πλευρά των παραγωγών τώρα υπάρχει ένα ελάχιστο όριο πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας. Το ελάχιστο αυτό όριο αντιστοιχεί στην τιμή που αγοράζει το δίκτυο την ενέργεια από τους παραγωγούς και είναι γνωστό ως Buy Back Rate (BBR). Δεν είναι εφικτό λοιπόν κάποιος να υποβάλλει τιμή πώλησης της ενέργειας του σε τιμή μικρότερη από αυτήν που το δίκτυο αγοράζει την ενέργεια.

Η μέθοδος υποβολής προσφορών, είναι μια σύνθετη κατάσταση η οποία μπορεί να είναι μηδενικής λογικής, μπορεί όμως να περιέχει και ευφυή συστήματα εκτίμησης και υπολογισμού όπως περιεγράφηκαν στο κεφάλαιο 3.3.

Το συνολικό κόστος αγοράς ενέργειας και το συνολικό κέρδος πώλησης ενέργειας μέσα στην ενεργειακή κοινότητα προκύπτει από τους παρακάτω τύπους:

$$C_i^b(t) = a_i^b(t) * P_i^b(t) \quad 5.1$$

$$C_j^s(t) = a_j^s(t) * P_j^s(t) \quad 5.2$$

Όπου $a_i^b(t)$ είναι η τιμή προσφοράς του αγοραστή (Buyer) i την χρονική στιγμή t .

Όπου $a_j^s(t)$ είναι η τιμή προσφοράς του πωλητή (Seller) j την χρονική στιγμή t .

Όπου $P_i^b(t)$ είναι η βέλτιστη ενεργός ισχύς του αγοραστή (Buyer) i την χρονική στιγμή t .

Όπου $P_j^s(t)$ είναι η βέλτιστη ενεργός ισχύς του πωλητή (Seller) j την χρονική στιγμή t .

Όπου τα $P_i^b(t), P_j^s(t)$ είναι μεταβλητές απόφασης στο σύστημα μας και όπως θα δούμε στην συνέχεια επιλέγονται έτσι ώστε να έχουμε το μέγιστο κέρδος.

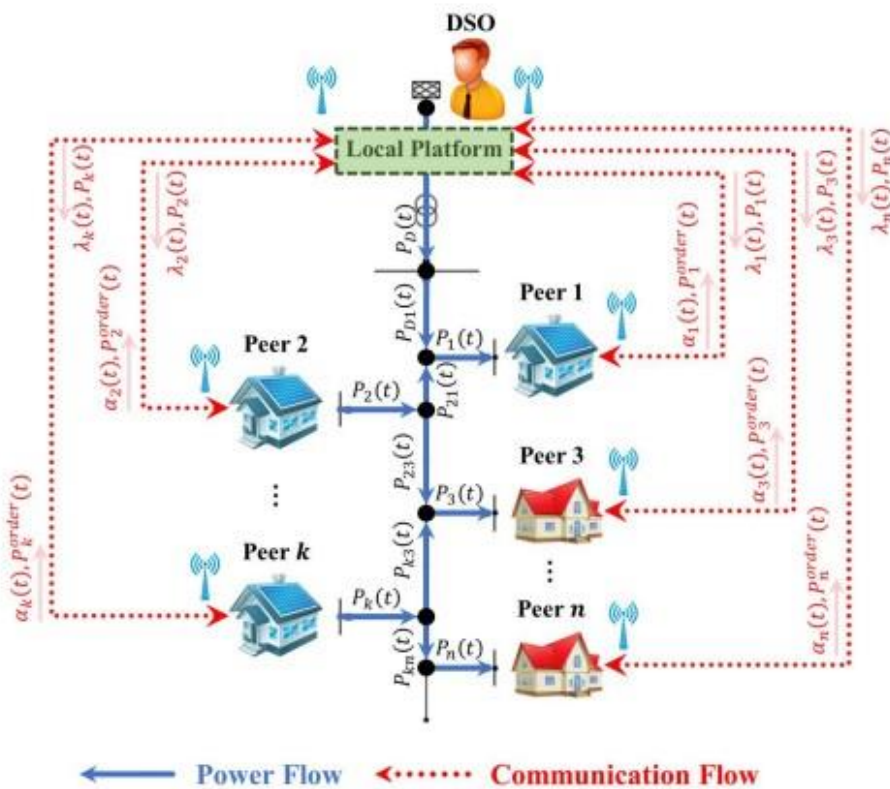
Η μέγιστη τιμή που μπορούν οι μεταβλητές $P_i^b(t), P_j^s(t)$ να πάρουν εξαρτάται από την μέγιστη ζήτηση/ παραγωγή του κάθε συμμετέχοντα την κάθε χρονική στιγμή και υπολογίζεται βάση των μοντέλων πρόβλεψης ως εξής :

$$P^b \max, i(t) = \begin{cases} P^b l, i(t) - P^b g, i(t), & \text{Παραγωγός και Καταναλωτής} \\ P^b l, i(t), & \text{Μόνο Καταναλωτής} \end{cases} \quad 5.3$$

Και στις δύο περιπτώσεις της εξίσωσης 5.3 ο αγοραστής έχει μεγαλύτερη τιμή ισχύς κατανάλωσης από ισχύς παραγωγή και άρα θα υπάρχει ανάγκη να τροφοδοτηθεί από τους παραγωγούς ή το κεντρικό δίκτυο για να ικανοποιήσει τις ανάγκες κατανάλωσης του.

$$P^s \max, j(t) = P^s g, j(t) - P^s l, j(t) \text{ Παραγωγός και καταναλωτής} \quad 5.4$$

Σχετικά με τους παραγωγούς σε κάποιες χρονικές στιγμές όπου η παραγωγή ενέργειας του είναι μεγαλύτερη από την κατανάλωση ενέργειας τότε σύμφωνα με την σχέση 5.4 θα υπολογίζεται η μέγιστη περίσσεια ισχύος που είναι διατεθειμένοι να ανταλλάξουν με την ενεργειακή κοινότητα.



Εικόνα 5.1 Κεντρική ενεργειακή κοινότητα με ανταλλαγή δεδομένων και ισχύος

5.2.2 Διατύπωση προβλήματος βελτιστοποίησης

- Αντικειμενική συνάρτηση

Πρωταρχικός στόχος του μοντέλου είναι το μέγιστο δυνατό κέρδος για του συμμετέχοντες, έτσι θα πρέπει να οριστεί η αντικειμενική συνάρτηση. Όπως αναφέρθηκε και πιο πάνω σκοπός είναι να μεγιστοποιηθεί η διαφορά ανάμεσα στο κόστος του αγοραστή και το κέρδος το πωλητή. Αυτό γίνεται έτσι ώστε όλες οι αποδεκτές τιμές αγοράς να υπερβαίνουν όλες τις αποδεκτές τιμές πώλησης ενέργειας. Δηλαδή εάν αναλυθεί πιο μαθηματικά η παρακάτω συνάρτηση προκύπτει το συμπέρασμα πως το μοντέλο τείνει να επιλέγει αγοραστές με όσο το δυνατό μεγαλύτερη τιμή προσφοράς αγοράς ενέργειας. Με ακριβώς ανάλογο τρόπο θα γίνεται και επιλογή παραγωγών με όσο το δυνατό μικρότερη τιμή προσφοράς πώλησης ενέργειας. Με τον τρόπο αυτό θα αυξηθεί η ανταγωνιστικότητα των συμμετεχόντων. Ο τρόπος λειτουργίας της αντικειμενικής συνάρτησης θα γίνει επίσης κατανοητός και μέσα από απλά παραδείγματα που θα ακολουθήσουν.

$$\max_{P_i^b(t), P_j^s(t)} \sum_{i=1}^{Nb} C_i^b(t) - \sum_{i=1}^{Ns} C_j^s(t) \quad 5.5$$

Όπου N_b , ο συνολικός αριθμός των καταναλωτών/αγοραστών.

Όπου N_s , ο συνολικός αριθμός των παραγωγών/πωλητών.

Όπου $C_i^b(t)$, το συνολικό κόστος αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας για τον καταναλωτή/αγοραστή i την χρονική στιγμή t

Όπου $C_j^s(t)$, τα συνολικά έσοδα πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας για τον παραγωγό/πωλητή j την χρονική στιγμή t

Όπου $P_i^b(t), P_j^s(t)$, οι μεταβλητές απόφασης της συμφωνημένης ισχύς για ανταλλαγή μεταξύ των παραγωγών και καταναλωτών σε κάθε περίοδο.

Επιπρόσθετα έχει προστεθεί και μια δεύτερη αντικειμενική συνάρτηση η οποία σε περίπτωση που η αντικειμενική συνάρτηση 5.5 δίνει περισσότερες από μια βέλτιστες λύσεις, να υπάρχει και ένα ακόμη κριτήριο. Το κριτήριο αυτό έχει σκοπό να προωθεί την αγορά όσο το δυνατό περισσότερη ηλεκτρική ενέργεια από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και άρα ισχύς από τους παραγωγούς της ενεργειακής κοινότητας.

$$\max_{P_j^s(t)} \sum_{i=1}^{Ns} C_j^s(t) \quad 5.6$$

Στην συνέχεια, θα αναλυθούν οι περιορισμοί που το πρόβλημα βελτιστοποίησης θα πρέπει να ικανοποιεί για την ασφάλεια του συστήματος, των γραμμών και την ικανοποίηση των αναγκών των παραγωγών και καταναλωτών.

- Περιορισμοί ισοζυγίου ισχύος

Αρχικά θα ελεγχθεί ότι ικανοποιείται το ισοζύγιο ισχύος σε κάθε ζυγό του δικτύου. Δηλαδή η ισχύς που παράγεται σε κάθε ζυγό πρέπει να είναι ίση με την ισχύς που καταναλώνεται σε κάθε ζυγό ανά πάσα στιγμή. Ισοζύγιο παρατηρείται τόσο στην ενεργός ισχύς όσο και στην άεργο ισχύς.

$$\sum_{j=1}^{Ng^{(k)}} P^{(k)} g, j(t) = \sum_{i=1}^{Nl^{(k)}} P^{(k)} l, i(t) + P^{(k)} bus \quad 5.7$$

$$\sum_{j=1}^{Ng^{(k)}} Q^{(k)}_{g,j}(t) = \sum_{i=1}^{Nl^{(k)}} Q^{(k)}_{l,i}(t) + Q^{(k)}_{bus} \quad 5.8$$

Εδώ ελέγχεται δηλαδή εάν η ισχύς που παράγει ο ζυγός είναι ίση με την ισχύς που καταναλώνουν τα φορτία στον εκάστοτε ζυγό μαζί με την ισχύ που δίνει σε άλλους ζυγούς.

Όπου $Pl, i^{(k)}(t)$ αντιστοιχεί στην ενεργό ισχύς του φορτίου i που είναι συνδεδεμένο στο ζυγό k την χρονική στιγμή t .

Όπου $Ql, i^{(k)}(t)$ αντιστοιχεί στην άεργο ισχύς του φορτίου i που είναι συνδεδεμένο στο ζυγό k την χρονική στιγμή t .

Όπου $Pg, j^{(k)}(t)$ αντιστοιχεί στην ενεργό ισχύς του παραγωγού j που είναι συνδεδεμένο στο ζυγό k την χρονική στιγμή t .

Όπου $Qg, j^{(k)}(t)$ αντιστοιχεί στην άεργο ισχύς του παραγωγού j που είναι συνδεδεμένο στο ζυγό k την χρονική στιγμή t .

Όπου $P^{(k)}_{bus}(t)$ αντιστοιχεί στην ενεργό ισχύς του υπόλοιπου τμήματος που είναι συνδεδεμένο στο ζυγό k την χρονική στιγμή t .

Όπου $Q^{(k)}_{bus}(t)$ αντιστοιχεί στην άεργο ισχύς του υπόλοιπου τμήματος που είναι συνδεδεμένο στο ζυγό k την χρονική στιγμή t .

- Περιορισμοί τεχνικού ελαχίστου παραγωγής/κατανάλωσης

Οι παραγωγοί και οι καταναλωτές που ανήκουν στην ενεργειακή κοινότητα όπως έχει αναλυθεί πιο πάνω αξιοποιούν κάποιο μοντέλο πρόβλεψης ενέργειας παραγωγής/κατανάλωσης ανά χρονική στιγμή. Αυτή η πρόβλεψη ορίζει και τον περιορισμό μέγιστης παραγωγή/ζήτησης που η μεταβλητή απόφασης θα μπορεί να πάρει για των κάθε συμμετέχοντα σε κάθε χρονική στιγμή.

$$0 \leq P_i^b(t) \leq P^b \max, i(t), \text{ Για τους καταναλωτές/αγοραστές} \quad 5.9$$

$$0 \leq P_j^s(t) \leq P^s \max, j(t), \text{ Για τους παραγωγούς/πωλητές} \quad 5.10$$

Το ιδανικό για παραγωγούς και καταναλωτές θα ήταν η αντίστοιχη μεταβλητή απόφασης να έπαιρνε την μέγιστη τιμή δηλαδή να κάλυπταν όλη την διαθέσιμη ενέργεια μέσα από την ενεργειακή κοινότητα σε κάθε περίοδο έτσι θα λάμβαναν το μέγιστο δυνατό κέρδος. Αυτό δεν είναι εφικτό λόγω του ότι άλλοτε είναι μεγαλύτερη η παραγωγή ενέργειας και άλλοτε μεγαλύτερη η ζήτηση ενέργειας.

- Περιορισμοί τεχνικού ελαχίστου ορίων γραμμών μεταφοράς

Η φαινόμενη ισχύς (S) σε κάθε χρονική στιγμή του συστήματος θα πρέπει να είναι εντός των ορίων που επιτρέπει η γραμμή μεταφοράς.

$$|S_{i \rightarrow j}| \leq S^{i,j} \max \quad 5.11$$

Όπου $S_{i \rightarrow j}$ είναι η ισχύς που μεταφέρεται μέσω της γραμμής μεταφοράς από τον ζυγό i στον ζυγό j

Όπου $S^{i,j} \max$ είναι η μέγιστη ικανότητα φόρτισης της γραμμής μεταφοράς μεταξύ του ζυγού i και του ζυγού j

5.2.3 Υπολογισμός κανονικοποίησης και συνολικής τιμής κόστους/εσόδων από την συμμετοχή στην ενεργειακή κοινότητα πριν ληφθεί υπόψη η αβεβαιότητα κατανάλωσης/παραγωγής

- Υπολογισμός κανονικοποίησης

Αφού έχει επιλυθεί το πρόβλημα υπολογισμού της κατανομής ενέργειας, θα πρέπει να καθοριστούν και οι τιμές που εν τέλει θα ανταλλάζουν ενέργεια οι παραγωγί και καταναλωτές. Η αντικειμενική συνάρτηση σκοπό έχει να μεγιστοποιήσει την διαφορά καταναλωτών – παραγωγών. Δηλαδή για να μπορέσει κάποιος καταναλωτής να αγοράσει ενέργεια θα έπρεπε αντίστοιχα να βρεθεί κάποιος παραγωγός με μικρότερη ή ίση τιμή πώλησης ισχύος έτσι ώστε η διαφορά που θα προκύψει να είναι μεγαλύτερη ή ίση του μηδέν.

Παράδειγμα: Κάποιος καταναλωτής ενδιαφέρεται να αγοράσει ενέργεια στην τιμή 0.23€/kWh και αντίστοιχα βρίσκει και έναν παραγωγό ο οποίος ενδιαφέρεται να πουλήσει ενέργεια στην τιμή 0.18€/kWh. Εάν ανταλλάξουν ενέργεια 1kWh ο καταναλωτής θα δώσει 0.23€ και ο παραγωγός θα πάρει 0.18€. Θα μείνουν λοιπόν 0.05€ τα οποία με την τεχνική της κανονικοποίησης όπως θα εξηγηθεί στην συνέχεια θα επιστραφούν στους δύο συμμετέχοντες.

Αυτό που στο μοντέλο εφαρμόζεται είναι αφού επιλυθεί το πρόβλημα και η συνάρτηση μεγιστοποίησης δώσει μία τιμή στη αντικειμενική συνάρτηση η οποία αντιστοιχεί στην διαφορά κόστους (π.χ. 0.05€ στο παραπάνω παράδειγμα). Αυτή η τιμή αρχικά διαιρείται στα 2 για κατανέμεται στους αγοραστές και τους πωλητές αντίστοιχα. Ο τρόπος όμως που διανέμεται σε αυτούς δεν είναι τυχαίος αλλά λαμβάνει υπόψη την συνεισφορά του κάθε συμμετέχοντα στην ενεργειακή κοινότητα με την παρακάτω λογική:

$$return, i^b(t) = \frac{Objective_Function_value}{2} * \frac{ai^b(t) * Pi^b(t)}{\sum_{t=1}^{Time} \sum_{i=1}^{Nb} ai^b(t) * Pi^b(t)} \quad 5.12$$

$$return, j^s(t) = \frac{Objective_Function_value}{2} * \frac{(2 * trade^{s, max} - aj^s(t)) * Pj^s(t)}{\sum_{t=1}^{Time} \sum_{j=1}^{Ns} (2 * trade^{s, max} - aj^s(t)) * Pj^s(t)} \quad 5.13$$

Όπου $trade^{s, max}$ είναι η μέγιστη τιμή προσφοράς παραγωγών που εισάγετε στο σύστημα

Η παραπάνω διαδικασία δίνει έναν απλό τρόπο υπολογισμού της τελικής τιμής αγοράς/πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας. Σε αρχικό στάδιο μας ενδιαφέρει κυρίως η αξιολόγηση του μοντέλου με βάση το συνολικό όφελος και άρα οποιαδήποτε τεχνική και να χρησιμοποιείτο το συνολικό όφελος που υπολογίζεται θα είναι το ίδιο.

- Υπολογισμός συνολικού κόστους/εσόδων στην ενεργειακή κοινότητα

Εάν στο σύστημα δεν υπήρχε αβεβαιότητα στην ισχύς παραγωγής/κατανάλωσης τα έσοδα/έξοδα του κάθε συμμετέχοντα στην ενεργειακή κοινότητα θα ήταν τα ακόλουθα:

$$Ci^b(t) = ai^b(t) * Pi^b(t) + return, i^b(t) \quad 5.14$$

$$Cj^s(t) = aj^s(t) * Pj^s(t) + return, j^s(t) \quad 5.15$$

Όπου $Pi^b(t)$ είναι η βέλτιστη ενεργός ισχύς που ανταλλάζει ο καταναλωτής i την χρονική στιγμή t στην ενεργειακή κοινότητα όπως αυτή υπολογίστηκε από το πρόβλημα βελτιστοποίησης.

Όπου $Pj^s(t)$ είναι η βέλτιστη ενεργός ισχύς που ανταλλάζει ο παραγωγός j την χρονική στιγμή t στην ενεργειακή κοινότητα όπως αυτή υπολογίστηκε από το πρόβλημα βελτιστοποίησης.

5.2.4 Καθορισμός του συνολικού κόστους/εσόδων λειτουργίας αφού ληφθεί υπόψη η αβεβαιότητα κατανάλωσης/παραγωγής

Τώρα αφού έχει ολοκληρωθεί η περίοδος υποβολής προσφορών , και βάση της βελτιστοποίησης έχει υπολογιστεί η ενέργεια που ανταλλάζουν οι συμμετέχοντες, θα εξεταστεί το κόστος για την χρονική στιγμή που θα αρχίσει η ανταλλαγή ενέργειας. Εδώ όπως είναι λογικό για διάφορους λόγους οι πραγματικές τιμές κατανάλωσης/παραγωγής διαφέρουν από τις εκτιμώμενες τιμές που υπολογίστηκαν από τα μοντέλα πρόβλεψης. Αυτή η αβεβαιότητα θα επηρεάσει το κόστος λειτουργίας για τους παραγωγούς και καταναλωτές που είχε υπολογιστεί στο προηγούμενο βήμα με τέσσερις διαφορετικούς τρόπους:

$$1) \text{ Εάν } |P^{b act, i}(t)| > |P^{i b}(t)|$$

Σε αυτήν την περίπτωση η ζήτηση του καταναλωτή είναι μεγαλύτερη από αυτήν που συμφωνήθηκε και έτσι η περισσότερη ενέργεια που χρειάζεται ο καταναλωτής θα παρέχεται μέσω του διαχειριστή του συστήματος (DSO) σε τιμή ΤΟΥ για κάθε μονάδα ισχύος. Συνεπώς το συνολικό κόστος λειτουργίας για τον καταναλωτή/αγοραστή θα είναι :

$$C_i^b(t) = a_i^b(t) * P^{i b}(t) + \rho_{του} * (P^{b act, i}(t) - P^{b opt, i}(t)) - return, i^b(t) \quad 5.16$$

$$2) \text{ Εάν } |P^{b act, i}(t)| < |P^{b opt, i}(t)|$$

Σε αυτήν την περίπτωση η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας του καταναλωτή είναι μικρότερη σε σχέση με αυτή που είχε συμφωνηθεί. Αυτό από τις σχέσεις στην εξίσωση 5.3 συμβαίνει όταν είτε αυξάνεται η παραγωγή του εκάστοτε καταναλωτή είτε όταν μειώνεται η κατανάλωση του. Παρόλα αυτά ο καταναλωτής έχει συνάψει σύμβαση με το διαχειριστή της ενεργειακής κοινότητας για ανταλλαγή μιας ποσότητας ενέργειας. Μειώνοντας την κατανάλωση ενέργειας αυτό θα έχει αντίκτυπο και στους παραγωγούς οι οποίοι θα πωλούσαν αυτήν την ποσότητα ενέργειας προς τον εκάστοτε καταναλωτή. Γι' αυτό το λόγο ο καταναλωτής θα πρέπει να πληρώσει ένα πρόστιμο έτσι ώστε να αντισταθμιστούν τα έσοδα των παραγωγών. Έτσι η συμφωνημένη ηλεκτρική ενέργεια που τελικά δεν αγοράζεται από τον καταναλωτή αγοράζεται από το δίκτυο (δηλαδή το δίκτυο αγοράζει αυτήν την περίσσεια ενέργειας που συμφωνήθηκε) στην τιμή ρ_{BBR} . Για να αποζημιωθεί τώρα ο παραγωγός στην τιμή που αρχικά είχε συμφωνήσει ο καταναλωτής θα πρέπει να πληρώσει την διαφορά αυτή ως πρόστιμο. Συνεπώς το συνολικό κόστος λειτουργίας για τον καταναλωτή/αγοραστή θα είναι :

$$C_i^b(t) = a_i^b(t) * P^{b act, i}(t) + (a_i^b(t) - \rho_{BBR}) * (P^{b opt, i}(t) - P^{b act, i}(t)) - return, i^b(t) \quad 5.17$$

$$3) \text{ Εάν } |P^{s act, j}(t)| > |P^{s opt, j}(t)|$$

Σε αυτήν την περίπτωση η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από τον παραγωγό είναι μεγαλύτερη από την συμφωνημένη. Η συμφωνημένη τιμή βάση του περιορισμού της εξίσωσης 5.10 είναι μια τιμή μεταξύ του $[0, P^{s max, j}(t)]$. Σε αυτήν λοιπόν την περίπτωση η τιμή πώλησης της περίσσειας ενέργειας θα είναι ρ_{BBR} για την περίσσεια μέχρι την τιμή $P^{s max, j}(t)$ και στην συνέχεια η περίσσεια ενέργεια πέρα και από αυτήν την τιμή θα είναι $\rho_{BBR}' = \beta * \rho_{BBR}$. Όπου $\beta=[0,1]$ και εξαρτάται από το πώς θα καθοριστεί από την ενεργειακή κοινότητα. Αυτό γίνεται για να αποφεύγεται η κατάσταση ανακριβούς εκτίμησης του παραγωγού. Σε διαφορετική περίπτωση ο παραγωγός θα υποεκτιμούσε την παραγωγή του για να προσπαθήσει να ξεγελάσει το σύστημα για να πάρει το μέγιστο δυνατό κέρδος σε οποιαδήποτε αβεβαιότητα του μοντέλου πρόβλεψης της παραγωγής.

$$C_j^s(t) = \begin{cases} a_j^s(t) * P^s_{opt,j}(t) + \rho BBR * (P^s_{act,j}(t) - P^s_{opt,j}(t)) + return,j^s(t), & P^s_{act,j}(t) < P^s_{max,j}(t) \\ a_j^s(t) * P^s_{opt,j}(t) + \rho BBR * (P^s_{max,j}(t) - P^s_{opt,j}(t)) + \beta * \rho BBR * (P^s_{act,j}(t) - P^s_{max,j}(t)) + return,j^s(t), & P^s_{act,j}(t) \geq P^s_{max,j}(t) \end{cases}$$

5.18

Παράδειγμα: Κάποιος παραγωγός έχει εκτιμήσει ενέργεια παραγωγής σε μια χρονική στιγμή ίση με 10kWh $\rightarrow P^s_{max,j}(t) = 10kWh$, η τιμή προσφοράς $c^s_j(t) = 0.15$, ταρίφα δικτύου $\rho BBR = 0.1$ και ο συντελεστής $\beta = 0.8$ και η πραγματική ενέργεια παραγωγής $P^s_{act,j}(t) = 12kWh$. Μετά την επίλυση του μοντέλου βελτιστοποίησης έχει συμφωνηθεί μία τιμή ίση με $P^s_{opt,j}(t) = 5kWh$. Αυτός λοιπόν ο παραγωγός θα έχει έσοδα: $c^s_j(t) * 5 + (10 - 5) * \rho BBR + (12 - 10) * 0.8 * BBR + return,j^s(t)$. Δηλαδή για τις 5 συμφωνημένες kWh θα πάρει την τιμή προσφοράς για τις υπόλοιπες kWh μέχρι την προβλέψιμη ποσότητά του την κανονική τιμή ταρίφας από το δίκτυο και για την παραγωγή πέρα τις εκτίμησης θα έχει μια μείωση της ίση με 0.8 σε σχέση με την κανονική ταρίφα του παραδοσιακού δικτύου.

$$4) \text{ Εάν } |P^s_{act,j}(t)| < |P^s_{opt,j}(t)|$$

Αυτή η περίπτωση είναι η παρόμοια με αυτήν για τον καταναλωτή/αγοραστή στην περίπτωση δύο μόνο που τώρα εξετάζεται η αντίστοιχη περίπτωση για τον παραγωγό/πωλητή. Η παραγόμενη ενεργός ισχύς από τον παραγωγό είναι μικρότερη από την συμφωνημένη, άρα η συνολική προσφερόμενη ενέργεια θα είναι μικρότερη από την ζήτηση και έτσι σε αυτήν την περίπτωση το δίκτυο θα πρέπει να επέμβει για να αντισταθμίσει την διαφορά ενέργειας. Η ενέργεια που το δίκτυο θα δώσει θα πουληθεί στην τιμή TOU . Ως εκ τούτου για να μην επηρεαστούν οι τιμές που οι καταναλωτές έχουν συμφωνήσει με την ενεργειακή κοινότητα ο πωλητής/παραγωγός επιβαρύνεται με ένα πρόστιμο ίσο με την διαφορά της ταρίφας του δικτύου (TOU) με την συμφωνηθέντα τιμή. Αυτός ο περιορισμός έχει στόχο να προστατέψει το σύστημα από πιθανές προσπάθειες εξαπάτησής του με υπερεκτιμήσεις παραγωγής

$$C_j^s(t) = a_j^s(t) * P^s_{act,j}(t) - (\rho TOU - a_j^s(t)) * (P^s_{opt,j}(t) - P^s_{act,j}(t)) + return,j^s(t) \quad 5.19$$

5.2.5 Υπολογισμός του συνολικού οφέλους

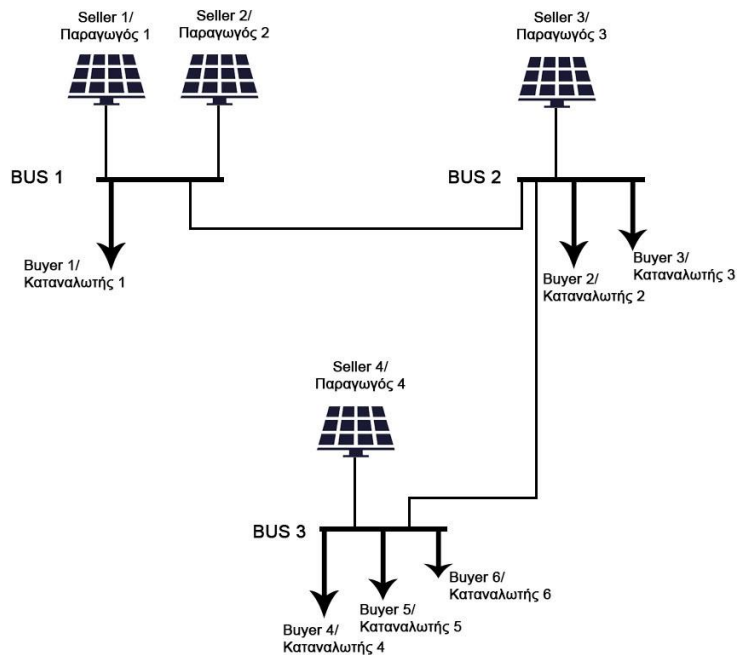
Το τελευταίο βήμα είναι να υπολογιστεί το συνολικό όφελος που έχουν όλοι οι συμμετέχοντες στο σύστημα και να συγκριθεί η διαφορά που στο παραδοσιακό δίκτυο θα υπήρχε σε σύγκριση με την λειτουργία σε μια τοπική αγορά ενέργειας. Επιπρόσθετα μπορεί να αξιολογηθεί και πως η αβεβαιότητα επηρεάζει το κόστος λειτουργίας του κάθε συμμετέχοντα στην τοπική αγορά.

$$Total_{Ben,i}^b(t) = P^b_{act,i}(t) * TOU - C_i^b(t) \quad 5.20$$

$$Total_{Ben,j}^s(t) = C_j^s(t) - P^s_{act,i}(t) * BBR \quad 5.21$$

5.2.6 Παράδειγμα υλοποίησης μοντέλου

Τώρα θα υλοποιηθεί το μοντέλο που παρουσιάστηκε πιο πάνω σε ένα παράδειγμα σε ένα δίκτυο με 3 ζυγούς 6 καταναλωτές και 4 παραγωγούς όπως φαίνεται στο πιο κάτω σχήμα 5.2.



Εικόνα 5.2 Δομή απλού δικτύου χωρίς αποθηκευτικές μονάδες

Στο παραπάνω παράδειγμα γίνονται οι ακόλουθες υποθέσεις :

1. Στο σύστημα δεν διακινείται άεργος ισχύς δηλαδή έχει καθαρά ωμικά φορτία και ενεργό ισχύς παραγωγής από τα φωτοβολταϊκά συστήματα.
2. Ο περιορισμός 5.8 ισοζυγίου αέργου ισχύος δεν υπάρχει στο σύστημά αφού δεν εξετάζεται άεργος ισχύς.
3. Στον περιορισμό 5.11 , η φαινόμενη ισχύς (S) θα ισούται με την ενεργό ισχύς (P).

Επιπρόσθετα παρακάτω δίνονται τα δεδομένα στο δίκτυο που εξετάζεται:

Αριθμός Καταναλωτών/ Buyers	6
Αριθμός Παραγωγών/ Sellers	4
TOU(Time of Use)	0.26
BBR(Buy Back Rate)	0.1
Αριθμός ζυγών	3
Αριθμός περιόδων	4
Αριθμός γραμμών μεταφοράς	2

Πίνακας 5.1 Δεδομένα προβλήματος χωρίς αποθηκευτικές μονάδες

Βήμα 1. Υποβολή προσφορών από τις δύο οντότητες του συστήματος μας:

Τόσο οι παραγωγοί όσο και οι καταναλωτές όπως αναφέρθηκε και πιο πάνω καταθέτουν βάση των μοντέλων προβλέψεις τους, την εκτιμώμενη ενέργεια παραγωγής και ζήτησης αντίστοιχα. Επιπρόσθετα καταθέτουν και την τιμή στην οποία είναι διατεθειμένοι να πωλήσουν/αγοράσουν την ενέργεια αυτή στην ενεργειακή κοινότητα.

Αρ. Αγοραστή	Ζήτηση (kWh) 1 ^{ης} περιόδου	Ζήτηση (kWh) 2 ^{ης} περιόδου	Ζήτηση (kWh) 3 ^{ης} περιόδου	Ζήτηση (kWh) 4 ^{ης} περιόδου
1	3	5	3	5
2	1	4	6	4
3	4	3	3	2
4	2	2	1	1
5	2	3	2	2
6	2	4	1	0
Σύνολο	14	21	16	14

Πίνακας 5.2 Εκτιμώμενη ζήτηση αγοραστών/καταναλωτών

Αρ. Πωλητή	Παραγωγή (kWh) 1 ^{ης} περιόδου	Παραγωγή (kWh) 2 ^{ης} περιόδου	Παραγωγή (kWh) 3 ^{ης} περιόδου	Παραγωγή (kWh) 4 ^{ης} περιόδου
1	3	5	2	1
2	6	2	5	2
3	5	12	2	1
4	8	2	5	3
Σύνολο	22	21	14	7

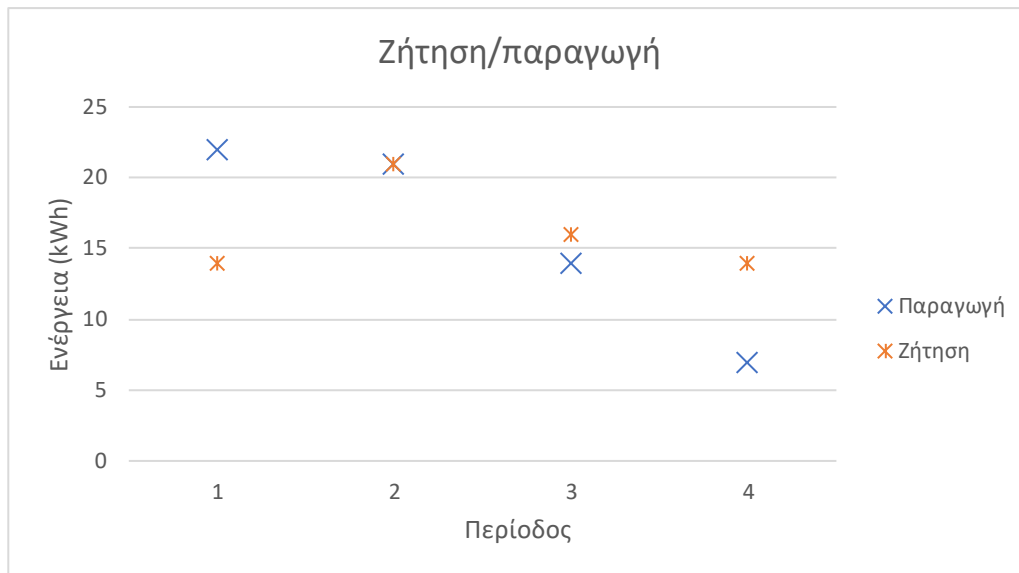
Πίνακας 5.3 Εκτιμώμενη παραγωγή πωλητών/παραγωγών

Αρ. Αγοραστή	1 ^η περίοδος (€/kWh)	2 ^η περίοδος (€/kWh)	3 ^η περίοδος (€/kWh)	4 ^η περίοδος (€/kWh)
1	0.23	0.21	0.19	0.20
2	0.19	0.23	0.22	0.25
3	0.23	0.19	0.24	0.22
4	0.22	0.22	0.22	0.21
5	0.20	0.25	0.24	0.24
6	0.19	0.25	0.22	0.24

Πίνακας 5.4 Τιμές προσφοράς αγοραστών/καταναλωτών

Αρ. Πωλητή	1 ^η περίοδος (€/kWh)	2 ^η περίοδος (€/kWh)	3 ^η περίοδος (€/kWh)	4 ^η περίοδος (€/kWh)
1	0.17	0.17	0.14	0.17
2	0.16	0.17	0.15	0.16
3	0.15	0.15	0.17	0.16
4	0.15	0.18	0.16	0.15

Πίνακας 5.5 Τιμές προσφοράς πωλητών/παραγωγών



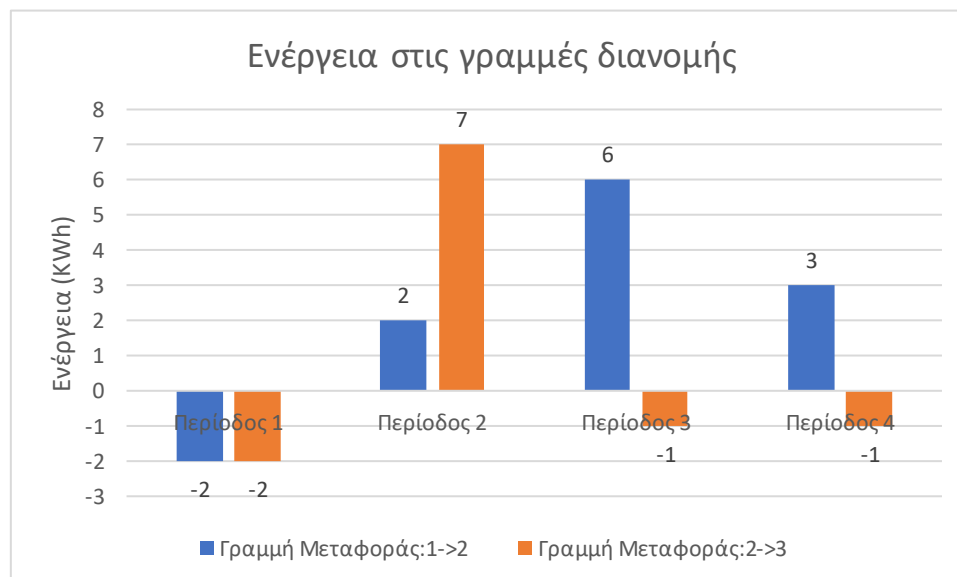
Διάγραμμα 5.1 Εκτιμώμενη ζήτηση/παραγωγή παραδείγματος ανά χρονική στιγμή

Ένα αρχικό συμπέρασμα που προκύπτει από το παραπάνω διάγραμμα είναι πως σε κάθε περίοδο η ζήτηση ενέργειας δεν είναι ίση με την παραγωγή αλλά άλλοτε είναι μεγαλύτερη και άλλοτε μικρότερη.

Βήμα 2. Επίλυση του προβλήματος βελτιστοποίησης

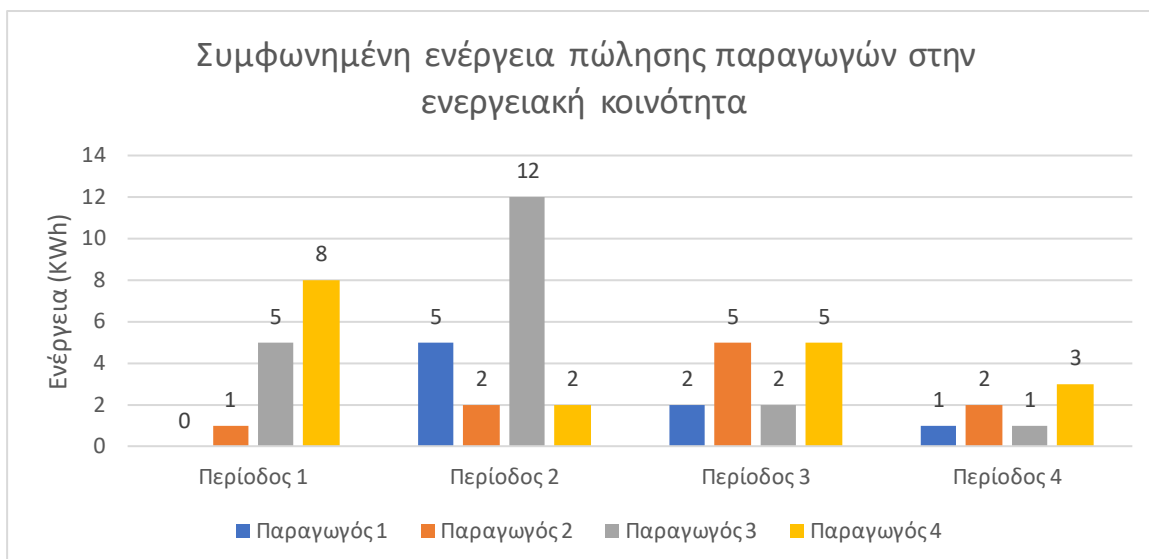
Τώρα αφού έχουν εισαχθεί τα δεδομένα στο σύστημα και λήφθηκαν υπόψη όλοι οι περιορισμοί και η αντικειμενική συνάρτηση θα παρουσιαστούν τα αποτελέσματα που προκύπτουν.

- Το αποτέλεσμα της αντικειμενικής συνάρτησης είναι ίσο με 3.87€. Αυτή είναι η τιμή που θα κανονικοποιηθεί σύμφωνα με την διαδικασία που αναλύεται στο κεφάλαιο 5.2.3



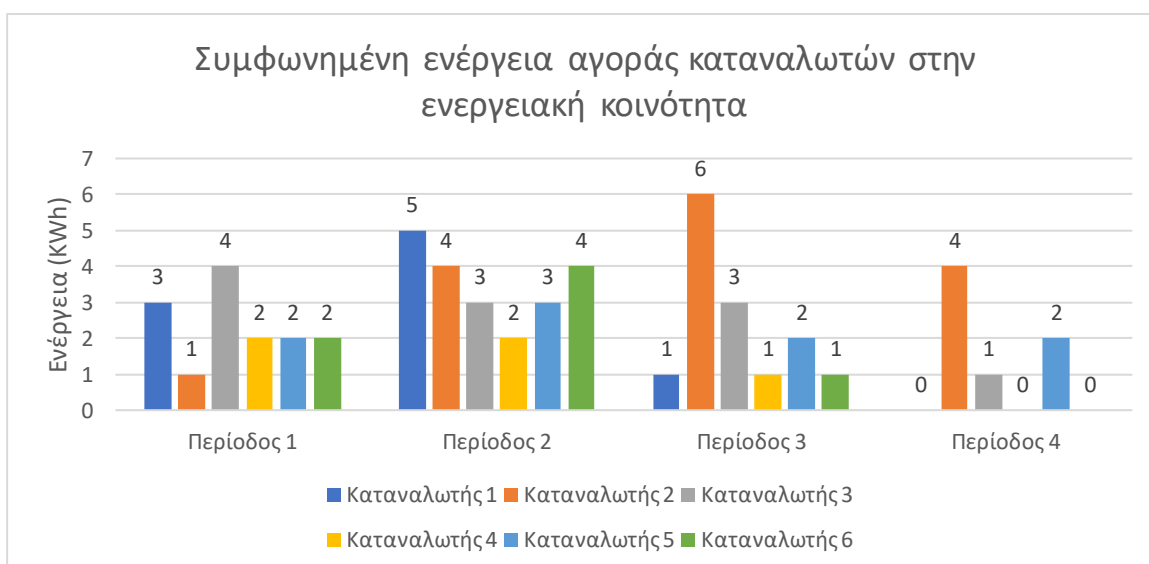
Διάγραμμα 5.2 Ενέργεια ανταλλαγής γραμμών μεταφοράς

Στο Διάγραμμα 5.2 παρουσιάζεται η ενέργεια που μεταφέρεται διαμέσου των γραμμών μεταφοράς 1->2 και 2->3 σε κάθε χρονική στιγμή. Όπου η τιμή είναι αρνητική σημαίνει πως η μεταφορά ενέργειας έχει αντίθετη φορά από αυτήν που αναγράφεται.



Διάγραμμα 5.3 Συμφωνημένη ενέργεια πώλησης παραγωγών σε ενεργειακή κοινότητα

Στο Διάγραμμα 5.3 είναι η ενέργεια που έχει συμφωνηθεί να πωλήσει ο κάθε παραγωγός στην ενεργειακή κοινότητα βάση του μοντέλου βελτιστοποίησης σε κάθε χρονική στιγμή.



Διάγραμμα 5.4 Συμφωνημένη ενέργεια αγοράς καταναλωτών σε ενεργειακή κοινότητα

Στο Διάγραμμα 5.4 είναι η ενέργεια που έχει συμφωνηθεί να αγοράσει ο κάθε καταναλωτής στην ενεργειακή κοινότητα βάση του μοντέλου βελτιστοποίησης σε κάθε χρονική στιγμή.

Παρατηρήσεις:

1. Παρατηρείται λοιπόν πώς για παράδειγμα στην πρώτη περίοδο ο παραγωγός 1 παρόλο που προέβλεψε να παραγάγει 3kWh σύμφωνα με τα στοιχεία του Πίνακας 5.3, δεν συνεισφέρει στην ενεργειακή κοινότητα καθώς η τιμή προσφοράς είναι μεγαλύτερη από τους άλλους παραγωγούς και έτσι η ενέργεια του θα πωληθεί στο δίκτυο και όχι στην ενεργειακή κοινότητα.

Βήμα 3. Εξέταση περιόδου ανταλλαγής ενέργειας

Τώρα αφού υπολογίστηκαν οι πραγματικές τιμές της παραγωγής και ζήτησης ενέργειας θα εξεταστεί πως επηρεάζει η αβεβαιότητα το σύστημα και τι επιπτώσεις θα έχει, σύμφωνα με την μεθοδολογία που έχει αναλυθεί στην ενότητα 5.2.4 και 5.2.5 στα συνολικά έσοδα και στο συνολικό κόστος των συμμετεχόντων.

Δεδομένα πραγματικής παραγωγής/κατανάλωσης των συμμετεχόντων στην ενεργειακή κοινότητα:

Αρ. Αγοραστή	1 ^η περίοδος (KWh)	2 ^η περίοδος (KWh)	3 ^η περίοδος (KWh)	4 ^η περίοδος (KWh)
1	3	7	3	2
2	1	5	6	3
3	3	3	3	0
4	2	2	3	0
5	1	3	3	3
6	3	4	3	1

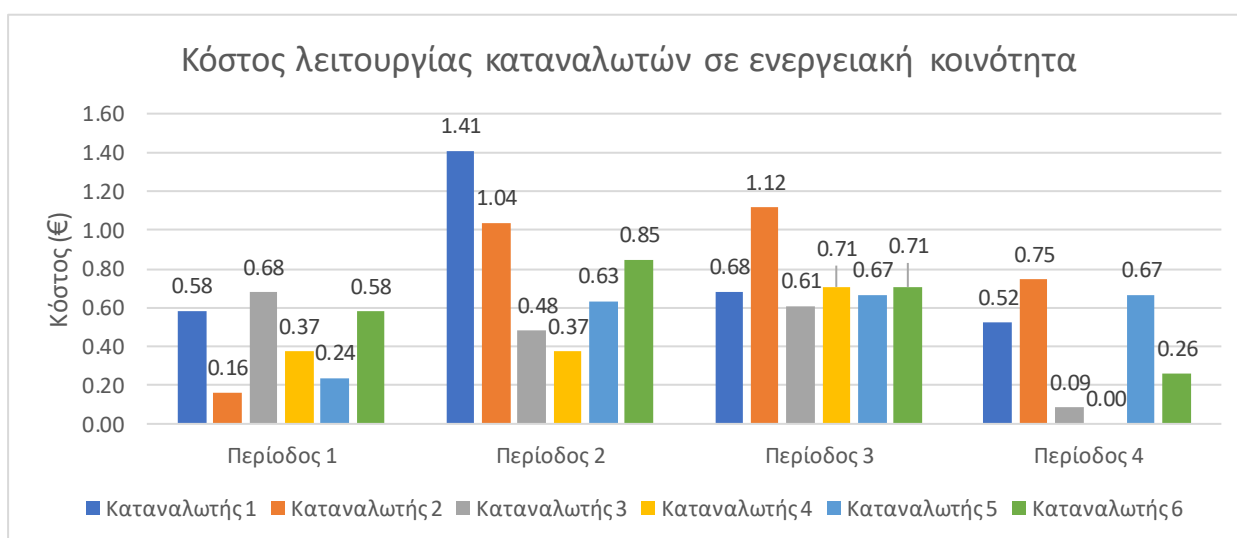
Πίνακας 5.6 Πραγματική κατανάλωση ηλεκτρικής Ενέργειας

Αρ. Πωλητή	1 ^η περίοδος (KWh)	2 ^η περίοδος (KWh)	3 ^η περίοδος (KWh)	4 ^η περίοδος (KWh)
1	6	11	2	0
2	5	2	6	3
3	2	1	2	1
4	9	3	7	3

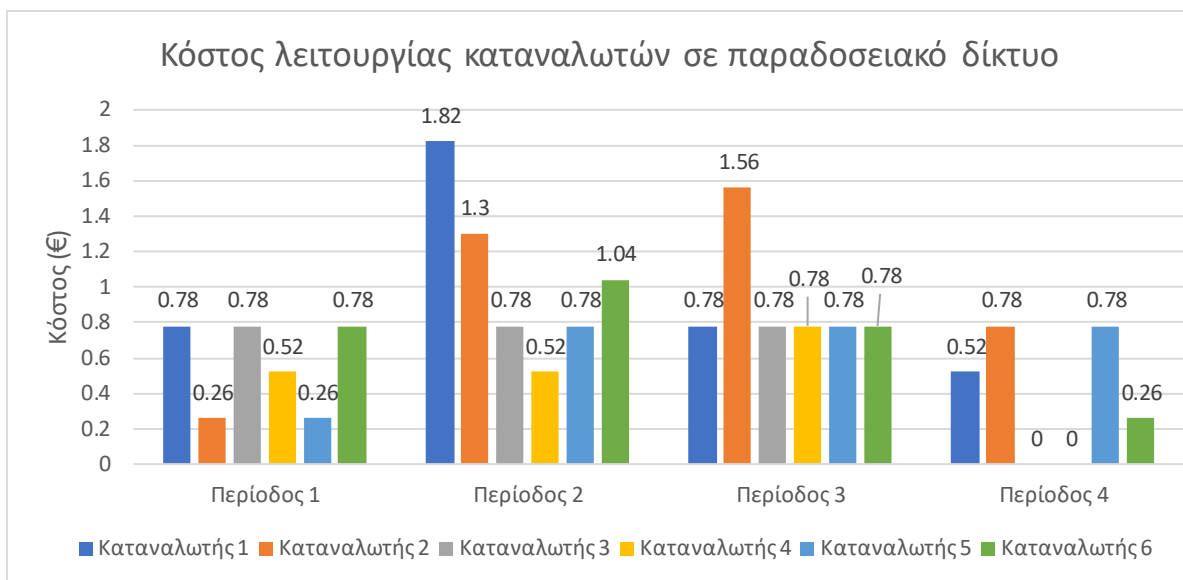
Πίνακας 5.7 Πραγματική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας

Στο βήμα 3 η εκτίμηση της αβεβαιότητας μπορεί να χωριστεί σε 2 τμήματα. Στο 1^ο τμήμα θα μελετηθεί πως η αβεβαιότητα κατανάλωσης ενέργειας επηρεάζει τους αγοραστές ηλεκτρικής ενέργειας. Στο 2^ο τμήμα θα μελετηθεί πως η αβεβαιότητα παραγωγής ενέργειας επηρεάζει τους πωλητές ηλεκτρικής ενέργειας μέσα στην ενεργειακή κοινότητα:

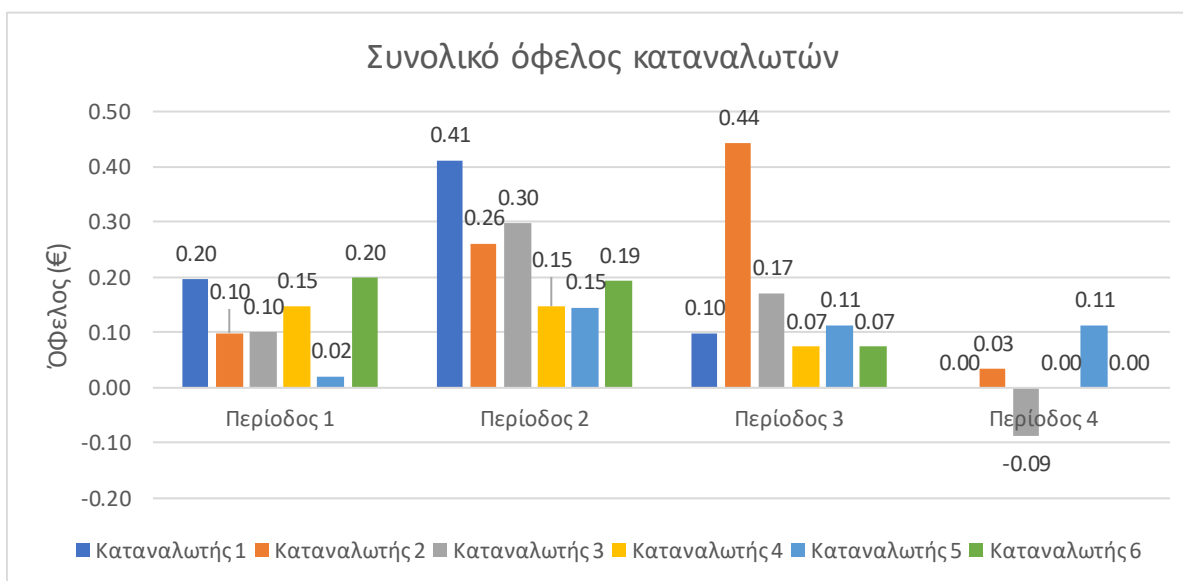
1^ο Τμήμα : Αβεβαιότητα καταναλωτών



Διάγραμμα 5.5 Κόστος λειτουργίας καταναλωτών σε ενεργειακή κοινότητα



Διάγραμμα 5.6 Κόστος καταναλωτών σε παραδοσειακό δίκτυο



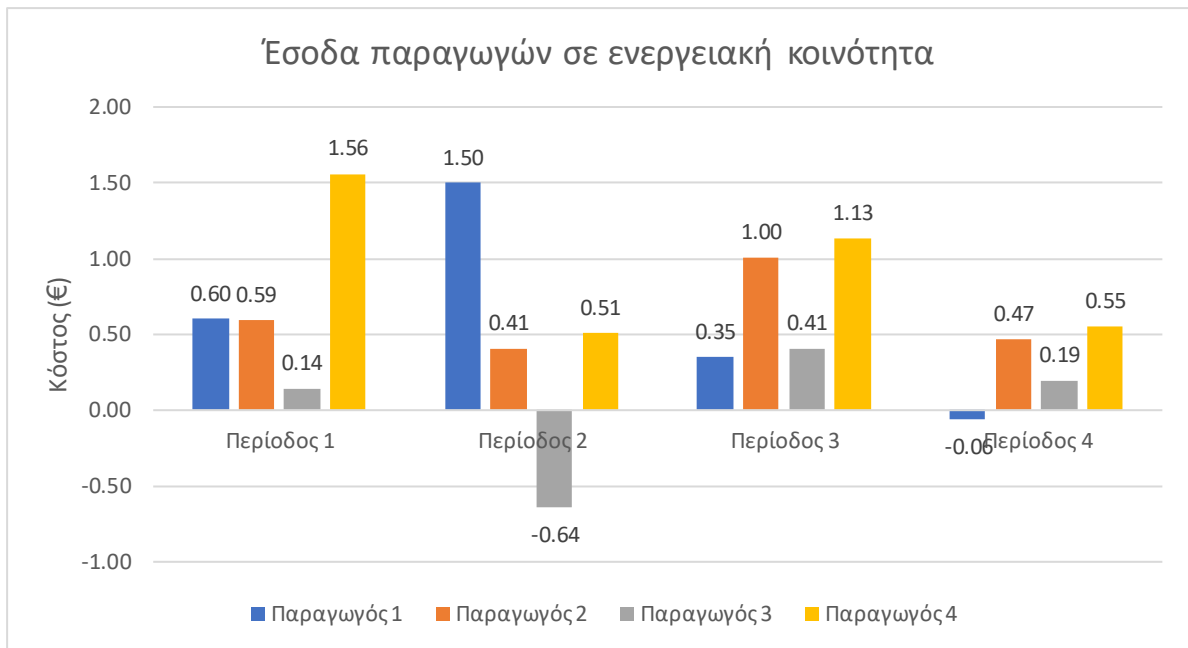
Διάγραμμα 5.7 Συνολικό όφελος καταναλωτών

Παρατηρήσεις:

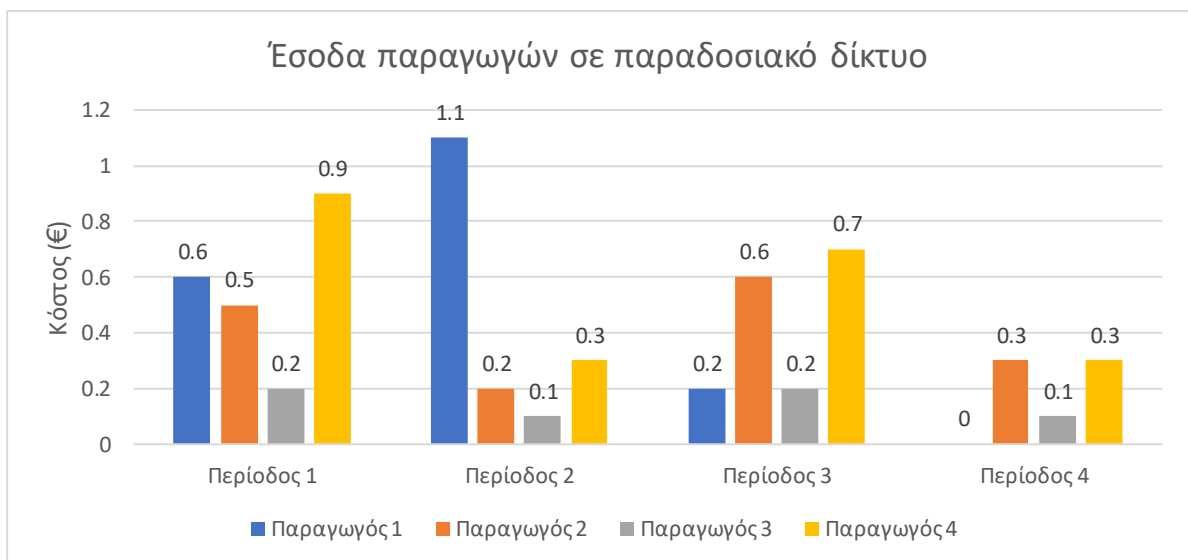
1. Είναι λοιπόν εμφανές πως κάποιοι καταναλωτές σε κάποιες περιόδους έχουν αρνητικές τιμές αυτό οφείλεται στην αβεβαιότητα των μοντέλων πρόβλεψης με τις πραγματικές τιμές. Για παράδειγμα, ο καταναλωτής 3 την χρονική περίοδο 4 είχε εκτιμώμενη ζήτηση ενέργειας στις 2kWh. Μετά την επίλυση του προβλήματος βελτιστοποίησης η ενέργεια που συμφωνήθηκε να ανταλλάξει με την ενεργειακή κοινότητα είναι 1kWh. Η πραγματική ανάγκη κατανάλωσης εν τέλει όμως ήταν ίση με 0kWh. Θα πρέπει λοιπόν αυτός ο καταναλωτής να αποζημιώσει τον παραγωγό ο οποίος θα του πωλούσε την 1 kWh που συμφωνήθηκε.
2. Μία ακόμη παρατήρηση είναι ότι, όσο μικρότερη είναι η τιμή προσφοράς η οποία συμφωνείτε μεταξύ των καταναλωτών και της ενεργειακής κοινότητας τόσο μικρότερη είναι και η ζημιά που επιβαρύνει τους καταναλωτές. Άρα παρόλο που μια μεγάλη τιμή κοντά στην ταρίφα του δικτύου (TOU) δίνει μεγάλες πιθανότητες στον καταναλωτή να συμμετέχει στην ενεργειακή κοινότητα αυξάνει και τις απαιτήσεις συμμόρφωσης με τις ανάγκες ζήτησης αφού μικρές αποκλίσεις δίνουν μεγάλη ζημιά.
3. Είναι επίσης εξαιρετικής σημασίας οι καταναλωτές να έχουν ένα αξιόπιστο και όσο το δυνατό πιο ποιοτικό μοντέλο πρόβλεψης ζήτησης ισχύος.
4. Τέλος εάν γίνει μια ολική πρόσθεση του συνολικού οφέλους των καταναλωτών σε όλες τις περιόδους, παρατηρείται ότι γενικά το σύστημα έχει μία μείωση κόστους ίση με 3.255€. Το συνολικό κόστος σε παραδοσιακό δίκτυο θα ήταν 17.42€ ενώ στην ενεργειακή κοινότητα το συνολικό κόστος είναι 14.165€. Βεβαίως οι τιμές του παραδείγματος δεν αντιπροσωπεύουν πραγματικό δίκτυο και πραγματικές απαιτήσεις κατανάλωσης και δυνατότητες παραγωγής.

2^ο Τμήμα : Αβεβαιότητα παραγωγών

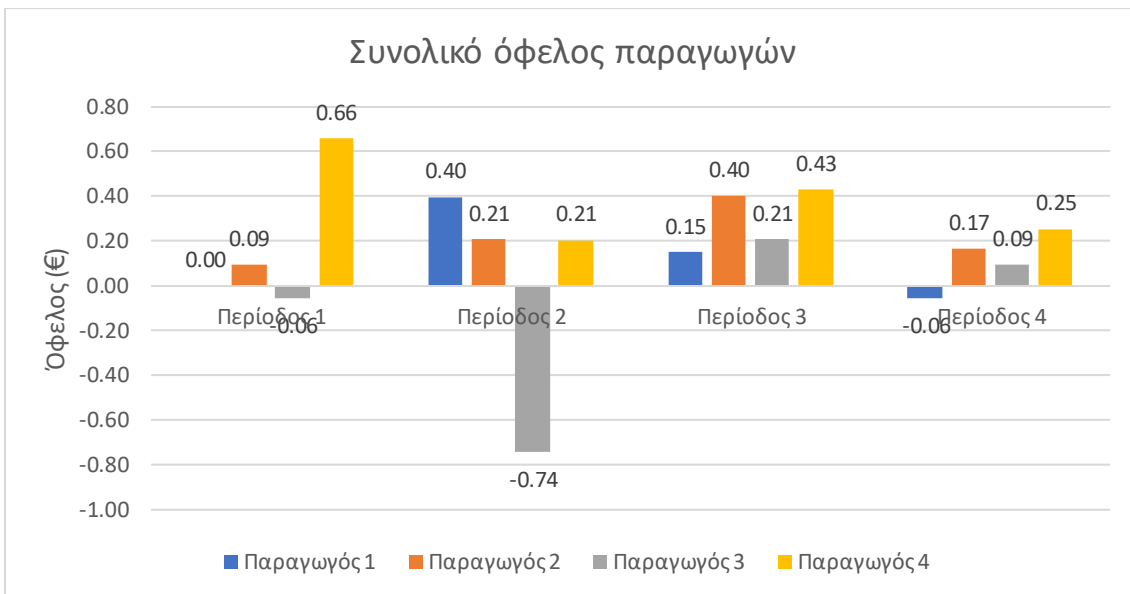
Τρόπος με τον οποίο επηρεάζονται οι παραγωγοί ηλεκτρικής ενέργειας από την αβεβαιότητα ισχύος παραγωγής:



Διάγραμμα 5.8 Έσοδα παραγωγών σε ενεργειακή κοινότητα ανά περίοδο



Διάγραμμα 5.9 Έσοδα παραγωγών σε παραδοσιακό δίκτυο ανά περίοδο



Διάγραμμα 5.10 Συνολικό όφελος παραγωγών ανά περίοδο

Παρατηρήσεις:

1. Με ακριβώς ανάλογο τρόπο συμπεριφέρονται και οι παραγωγοί μέσα στην ενεργειακή κοινότητα. Ο παραγωγός 1 την πρώτη περίοδο έχει μηδενική τιμή συνολικού οφέλους γιατί κατά την διάρκεια βελτιστοποίησης την 1^η περίοδο δεν συμμετέχει στην ενεργειακή κοινότητα και άρα ανταλλάζει ενέργεια με το δίκτυο όπως ακριβώς εάν πωλούσε την ενέργεια του σε παραδοσιακό δίκτυο.
2. Ο παραγωγός 3 έχει μεγάλες ζημιές σε σύγκριση με τους υπόλοιπους παραγωγούς και αυτό οφείλετε στις μεγάλες αποκλίσεις του μοντέλου πρόβλεψης από τις πραγματικές τιμές παραγωγής ενέργειας. Συμπερασματικά, είτε το μοντέλο πρόβλεψης που αυτός ο παραγωγός χρησιμοποιεί υστερεί, είτε κατά την διάρκεια των δύο πρώτων περιόδων υπήρχε κάποιο σφάλμα στο φωτοβολταϊκό σύστημα παραγωγής του παραγωγού 2.
3. Τέλος εάν γίνει μια ολική πρόσθεση στο συνολικό όφελος των παραγωγών για κάθε περίοδο τότε το σύστημα έχει μία αύξηση κερδών ίση με 2.43€. Τα συνολικά έσοδα των πωλητών σε ένα παραδοσιακό δίκτυο θα ήταν 6.3€ ενώ στην ενεργειακή κοινότητας είναι 8.73€. Βεβαίως οι τιμές του παραδείγματος δεν αντιπροσωπεύουν πραγματικό δίκτυο και πραγματικές απαιτήσεις κατανάλωσης και δυνατότητες παραγωγής.

5.3. Προτεινόμενη μέθοδος με αποθήκευση (Τελική μορφή μοντέλου)

Αρχικά, έγινε μια πρώτη προσπάθεια να συμπεριληφθούν στο σύστημα αποθηκευτικές μονάδες οι οποίες θα λειτουργούσαν όπως ακριβώς και οι παραγωγόι/καταναλωτές με σκοπό την κερδοφορία το μονάδων αυτών. Αυτές οι αποθηκευτικές μονάδες θα απορροφούσαν/αγόραζαν ενέργεια σε τιμές πολύ κοντά στην ταρίφα BBR(ταρίφα αγοράς ενέργειας από το δίκτυο) και θα παρείχαν/πωλούσαν ενέργεια σε τιμές πολύ κοντά στην ταρίφα ΤΟΥ(ταρίφα πώλησης ηλεκτρικής ενέργεια από το δίκτυο). Αυτό γίνεται έτσι ώστε να έχουν το μέγιστο δυνατό κέρδος. Σε περίπτωση δηλαδή περίσσειας ενέργειας των μονάδων παραγωγής αντί αυτές οι μονάδες να πωλούσαν την ενέργεια τους στον διαχειριστή του συστήματος θα πωλούσαν την ενέργεια τους σε αυτές τις αποθηκευτικές μονάδες σε ελαφρώς καλύτερη(μεγαλύτερη) τιμή. Εκμεταλλεύονται λοιπόν τις ιδανικότερες συνθήκες για να φορτίσουν οι μονάδες αυτές με το μικρότερο δυνατό κόστος. Ακριβώς ανάλογα γίνεται και στην κατάσταση όπου η ενέργεια παραγωγής είναι μικρότερη από την ζήτηση. Σε αυτές τις περιπτώσεις οι μονάδες αποθήκευσης πωλούν την αποθηκευμένη ενέργεια στους καταναλωτές σε τιμές ελαφρώς μικρότερες από την ταρίφα ΤΟΥ. Αυτό γίνεται για να έχουν μέγιστο δυνατό κέρδος και να είναι και συμφέρον και για τους καταναλωτές όπου θα αγοράσουν την ενέργεια αυτή. Οι μονάδες αυτές κρίνονται ως μονάδες μηδενικού ρίσκου σε τέτοιες περιπτώσεις καθώς δεν εξαρτώνται καθόλου από μοντέλα πρόβλεψης. Το μόνο που απαιτείται για την υλοποίηση τους είναι η χωρητικότητά τους και η μέγιστη ισχύς που ο αντιστροφείας μπορεί να ανταλλάξει. Το αρχικό μοντέλο όπως προτάθηκε από τους ερευνητές [11] στη κεφάλαιο 5.2, δεν μπορούσε να ενσωματωθεί σε αυτήν την λογική λόγω της αντικειμενικής συνάρτησης της εξίσωση 5.5.

Έχει λοιπόν αξιολογηθεί μία δεύτερη εναλλακτική γνωστή στην βιβλιογραφία ως behind the meter (πίσω από τον μετρητή). Είναι μια ολοένα και πιο δημοφιλής τεχνολογία για ΑΠΕ, όπου η αποθηκευτική μονάδα συνδέεται παράλληλα με τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Σκοπός είναι η πλεονάζουσα ενέργεια να μην πωλείται στο δίκτυο αλλά να αποθηκεύεται και να χρησιμοποιείται/πωλείται αργότερα. Επιπλέον, η αποθήκευση πίσω από τον μετρητή μπορεί να προσφέρει και διάφορα άλλα θετικά σε ένα ενεργειακό σύστημα. Για παράδειγμα να μειώσει την ζήτηση αιχμής, να συνδυαστεί με έξυπνα συστήματα διαχείρισης ενέργειας για την βέλτιστη χρήση ενέργειας, αύξηση της αξιοπιστίας κλπ. Αφού έγιναν οι απαραίτητες δοκιμές και έλεγχοι η τροποποιημένη τελική διαμόρφωση του μαθηματικού μοντέλου παρουσιάζεται στην συνέχεια μαζί με την αποθηκευτική μονάδα.

5.3.1 Διαμόρφωση μαθηματικού προβλήματος

Λαμβάνοντας το δεύτερο μοντέλο με την τεχνολογία πίσω από τον μετρητή έχει τροποποιηθεί το πρόβλημα όπως ορίστηκε στο κεφάλαιο 5.2. Στην συνέχεια παρουσιάζεται ολοκληρωμένο το πρόβλημα γραμμικού προγραμματισμού που προκύπτει ορίζοντας τις σταθερές, την αντικειμενική συνάρτηση, τις μεταβλητές και τους περιορισμούς.

Σταθερές:

C_{bsj} Χωρητικότητα μπαταρίας j που είναι εγκατεστημένη στον πωλητή s .

P_{bj} Μέγιστη ισχύς του αντιστροφείας της μπαταρίας j .

$a_i^b(t)$ είναι η τιμή προσφοράς του αγοραστή (Buyer) i την χρονική στιγμή t .

$a_j^s(t)$ είναι η τιμή προσφοράς του πωλητή (Seller) j την χρονική στιγμή t .

$a_j^{sb}(t)$ είναι η τιμή προσφοράς της μπαταρίας j την χρονική στιγμή t .

$P_{max,j^s}(t)$ Η μέγιστη ενεργός ισχύς που παράγει ο πωλητής j ανά χρονική στιγμή βάση πρόβλεψης.

$P_{max,i^b}(t)$ Η μέγιστη ενεργός ισχύς που καταναλώνει ο αγοραστής i ανά χρονική στιγμή βάση πρόβλεψης.

$P_{max,line}(t)$ Η μέγιστη ικανότητα φόρτισης της γραμμής μεταφοράς.

$Bat_{eff,j}$ Βαθμός απόδοσης αποθηκευτικού συστήματος j .

Nb Το πλήθος των αγοραστών.

Ns Το πλήθος των πωλητών.

Nba Το πλήθος των μπαταριών.

TOU (Time of Use) ταρίφα πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας από το δίκτυο.

BBR (Buy Back Rate) ταρίφα αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας από το δίκτυο.

Μεταβλητές:

$Cbsj(t)$ Η κατάσταση μπαταρίας j που είναι εγκατεστημένη στον πωλητή s των χρονική στιγμή t

$PP^bj(t)$ Η ενέργεια φόρτισης της μπαταρίας j ανά χρονική στιγμή

$PD^bj(t)$ Η ενέργεια εκφόρτωσης της μπαταρίας j ανά χρονική στιγμή

$Pi^b(t)$ Η ενέργεια που καταναλώνει/αγοράζει ο καταναλωτής i ανά χρονική στιγμή στην ενεργειακή κοινότητα.

$Pj^s(t)$ Η ενέργεια που παράγει/πουλά ο παραγωγός j ανά χρονική στιγμή στην ενεργειακή κοινότητα.

$Pline(t)$ Η ενέργεια που διακινείται μεταξύ της γραμμής $line$ την χρονική στιγμή t .

Περιορισμοί:

$$0 \leq Pi^b(t) \leq P_{max,i^b}(t) : \text{Η ενέργεια που καταναλώνει ο αγοραστής είναι όση η προβλεπόμενη ζήτησή του κατά μέγιστο.} \quad 5.22$$

$$0 \leq Pj^s(t) \leq P_{max,j,s}(t) : \text{Η ενέργεια που πουλάει ο παραγωγός είναι όση η προβλεπόμενη παραγωγή του κατά μέγιστο.} \quad 5.23$$

$$-P_{max,line} \leq Pline(t) \leq P_{max,line} : \text{Η μέγιστη ικανότητα φόρτισης της γραμμής μεταφοράς.} \quad 5.24$$

$$\sum_{j=1}^{Ns^{(k)}} Pj^s(t) + \sum_{j=1}^{Nba^{(k)}} Bat_{eff,j} * PD^bj(t)^{(k)} = \sum_{i=1}^{Nb^{(k)}} Pi^b(t)^{(k)} + Pbus^{(k)}: \quad 5.25$$

Ισοζύγιο ισχύος σε κάθε ζυγό, η ισχύς που δίνει ο παραγωγός και η μπαταρία σε κάθε ζυγό είναι ίση με την ισχύ που καταναλώνουν οι αγοραστές μαζί με τα υπόλοιπα στοιχεία στον ζυγό που είναι οι γραμμές διανομής. Εδώ το $Bat_{eff,j}$ ορίζει τον βαθμό απόδοσης της αποθηκευτικής μονάδας, λαμβάνοντας υπόψη ότι ένα μέρος της ενέργειας χάνεται σε απώλειες όπως για παράδειγμα των απωλειών σε ηλεκτρονικά ισχύος του αντιστροφέα.

$0 \leq PP^b j(t) \leq Pbj$ Η μπαταρία φορτίζει κάθε περίοδο εντός ορίων που ο αντιστροφείας επιτρέπει. 5.26

$0 \leq PP^b j(t) \leq Pmax, j^s(t) - Pj^s(t)$ Η μπαταρία φορτίζει κάθε περίοδο εντός ορίων που η περίσσεια του εκάστοτε παραγωγού επιτρέπει, δηλαδή την ποσότητα ενέργειας που υπολογίζεται από την πρόβλεψη να παράγει μείον την ποσότητα ενέργειας που θα δώσει ο πωλητής απευθείας στην ενεργειακή κοινότητα. 5.27

$0 \leq PD^b j(t) \leq Pbj$ Η μπαταρία εκφορτίζει κάθε περίοδο εντός ορίων που ο αντιστροφείας επιτρέπει. 5.28

$0 \leq Cbsj(t) \leq Cbsj$: Η χωρητικότητα της αποθηκευτικής μονάδας σε κάθε περίοδο δεν μπορεί να ξεπερνάει το όριο της χωρητικότητας της εκάστοτε μπαταρίας και πάντα είναι μεγαλύτερη από μηδέν. 5.29

$PD^b j(t) * PP^b j(t) = 0$ Δεν επιτρέπεται η ταυτόχρονη φόρτιση και εκφόρτιση. 5.30

$Cbsj(t) = Cbsj(t - 1) + PP^b j(t) - PD^b j(t)$ Η χωρητικότητα της μπαταρίας είναι ίση με την χωρητικότητα που η ίδια μπαταρία είχε την προηγούμενη περίοδο ένα προσθέσουμε την φόρτιση σε κάθε περίοδο μείον την εκφόρτιση σε κάθε περίοδο. 5.31

Συνάρτηση μεγιστοποίησης:

$$max_{Pi^b(t), Pj^s(t), PD^b j(t)} \sum_{i=1}^{Nb} ai^b(t) * Pi^b(t) - \sum_{j=1}^{Ns} aj^s(t) * Pj^s(t) - \sum_{j=1}^{Nba} aj^{sb} * PD^b j(t) \quad 5.32$$

Όπως και στο προηγούμενο μοντέλο χωρίς αποθηκευτική μονάδα προστίθεται μια δευτερεύων αντικειμενική συνάρτηση η οποία σε περίπτωση που η αντικειμενική συνάρτηση της εξίσωσης 5.32 δίνει περισσότερες από μια βέλτιστες λύσεις να υπάρχει και ένα ακόμη κριτήριο. Το κριτήριο αυτό έχει σκοπό να προωθή την αγορά όσο το δυνατό περισσότερης ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και άρα από τους παραγωγούς της ενεργειακής κοινότητας.

$$max_{Pj^s(t)} \sum_{i=1}^{Ns} Cj^s(t) \quad 5.33$$

5.3.2 Διαμόρφωση μεθόδου κανονικοποίησης πριν ληφθεί υπόψη η αβεβαιότητα παραγωγής/κατανάλωση.

Η λογική υπολογισμού της μεθόδου κανονικοποίησης για τον καθορισμό τις τιμές ανταλλαγής ενέργειας είναι ακριβώς ανάλογη με αυτήν στο κεφάλαιο 5.2.3. Ο υπολογισμός για τους καταναλωτές είναι ο ίδιος. Η μόνη διαφορά παρατηρείται στον υπολογισμό για τους παράγωγους καθώς τώρα θα συμπεριληφθούν και τα έσοδα από την πώληση μέσω των αποθηκευτικών μονάδων.

$$return, i^b(t) = \frac{Objective_Function_value}{2} * \frac{ai^b(t) * Popt, i(t)}{\sum_{t=1}^{Time} \sum_{i=1}^{Nb} ai^b(t) * Popt, i(t)} \quad 5.34$$

$$return, j^s(t) = \frac{Objective_Function_value}{2} * \frac{(2 * trade^s, max - aj^s(t)) * (Popt, j(t) + Bat_{eff, j} * PD^b j(t))}{\sum_{t=1}^{Time} \sum_{j=1}^{Ns} (2 * trade^s, max - aj^s(t)) * Popt, j(t) + \sum_{t=1}^{Time} \sum_{j=1}^{Nba} aj^s(t) * PD^b j(t)} \quad 5.35$$

Όπου $trade^s, max$ είναι η μέγιστη τιμή προσφοράς που εισάγετε στο σύστημα

5.3.3 Καθορισμός του συνολικού κόστους/εσόδων λειτουργίας αφού ληφθεί υπόψη η αβεβαιότητα κατανάλωσης/παραγωγής

Ο υπολογισμός του συνολικού κόστους των καταναλωτών αφού ληφθούν υπόψη οι πραγματικές καταναλώσεις μένει ακριβώς όπως έχει αναπτυχθεί στο κεφάλαιο 5.2.4.

Παρόλα αυτά, ο υπολογισμός των συνολικών εσόδων την παραγωγών λόγο και της χρήσης της μπαταρίας διαφοροποιείται. Θα πρέπει να εξεταστούν οι περιπτώσεις όπου η πραγματική ενέργεια παραγωγής ξεπερνάει την συμφωνημένη μαζί με την απαιτούμενη για φόρτιση και την περίπτωση που δεν την ξεπερνάει. Στην συνέχεια γίνεται μια αναλυτική περιγραφή του πώς το σύστημα υπολογίζει τις επιπτώσεις αυτών των αβεβαιοτήτων.

$$1) \text{ Εάν } |P^s act, j(t)| > |P^s opt, j(t) + PP^b j(t)|$$

Σε αυτήν την περίπτωση η πραγματική παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια είναι μεγαλύτερη από την συμφωνημένη ενέργεια μαζί με την ενέργεια φόρτισης του αποθηκευτικού συστήματος. Η συμφωνημένη τιμή βάση του περιορισμού στην εξίσωση 5.23 είναι μια τιμή μεταξύ του $[0, Pmax, j, s(t)]$ και η ενέργεια φόρτισης βάση το περιορισμού της εξίσωσης 5.26 είναι μία τιμή μεταξύ του $[0, Pbj]$. Σε αυτήν λοιπόν την περίπτωση ο τρόπος υπολογισμού ακολουθεί την ίδια λογική με το μοντέλο χωρίς αποθηκευτικές μονάδες:

Η τιμή πώλησης της περίσσειας ενέργειας θα είναι ρBBR για την περίσσεια ενέργειας μέχρι την εκτιμώμενη τιμή παραγωγής $P^s max, j(t)$ και στην συνέχεια η περίσσεια ενέργειας πέρα και από αυτήν την τιμή θα είναι $\rho BBR' = \beta * \rho BBR$. Όπου $\beta=[0,1)$ και αυτό εξαρτάται από το πώς θα καθοριστεί από την ενεργειακή κοινότητα. Αυτό γίνεται για να αποφεύγεται η κατάσταση ανακριβούς εκτίμησης του παραγωγού. Σε διαφορετική περίπτωση ο παραγωγός θα υποεκτιμούσε την παραγωγή του για να προσπαθήσει να ξεγελάσει το σύστημα για να πάρει το μέγιστο δυνατό κέρδος σε οποιαδήποτε αβεβαιότητα του μοντέλου πρόβλεψης της παραγωγής του. Επίσης υπολογίζονται και τα έσοδα από τις πωλήσεις που θα γίνουν από την αποθηκευτική μονάδα στην τιμή που έδωσε ο παραγωγός στην εκάστοτε χρονική περίοδο.

$$C_j^s(t) = \begin{cases} aj^s(t) * (P^s opt, j(t) + PD^b j(t) * Bat_{eff, j}) + \rho BBR * (P^s act, j(t) - P^s opt, j(t) - PP^b j(t)) + return, j^s(t), & P^s act, j(t) < P^s max, j(t) \\ aj^s(t) * (P^s opt, j(t) + PD^b j(t) * Bat_{eff, j}) + \rho BBR * (P^s max, j(t) - P^s opt, j(t) - PP^b j(t)) + \beta * \rho BBR * (P^s act, j(t) - P^s max, j(t)) + return, j^s(t), & P^s act, j(t) \geq P^s max, j(t) \end{cases} \quad 5.36$$

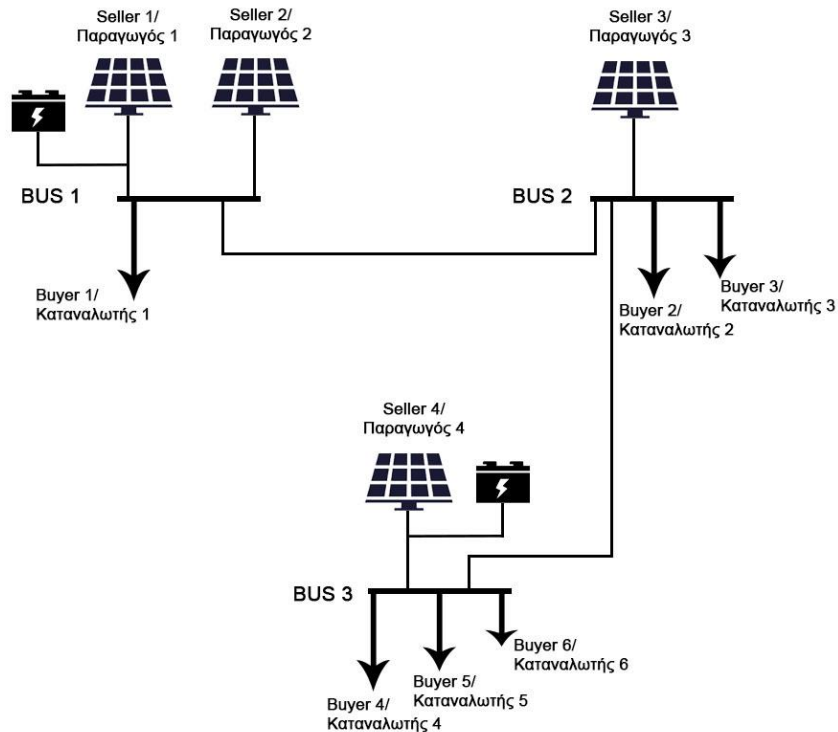
$$2) \text{ Εάν } |P^s act, j(t)| < |P^s opt, j(t) + PP^b j(t)|$$

Η πραγματική παραγόμενη ενέργεια είναι μικρότερη από την προβλεπόμενη + την ισχύς φόρτισης, άρα η συνολική προσφερόμενη ενέργεια θα είναι μικρότερη από την αναμενόμενη και έτσι σε αυτήν την περίπτωση το δίκτυο θα πρέπει να επέμβει για να αντισταθμίσει την διαφορά ενέργειας. Η ενέργεια που το δίκτυο θα δώσει θα πουληθεί στην τιμή TOU . Ως εκ τούτου για να μην επηρεαστούν οι τιμές που οι καταναλωτές έχουν συμφωνήσει με την ενεργειακή κοινότητα ο πωλητής/παραγωγός επιβαρύνεται με ένα πρόστιμο ίσο με την διαφορά της ταρίφας του δικτύου(TOU) με την συμφωνηθέντα τιμή. Επιπρόσθετα, θα πρέπει να γίνει και ένας έλεγχος περισσότερος, εάν επηρεάζεται και η φόρτιση της αποθηκευτικής μονάδας ο παραγωγός υποχρεώνεται για να μπορεί να λειτουργήσει το ηλεκτρικό δίκτυο με ασφάλεια και αξιοπιστία να φορτίσει την αποθηκευτική μονάδα από το κυρίως δίκτυο. Άρα θα επιβαρυνθεί και την τιμή της ταρίφας του δικτύου(TOU) αναλόγως της διαφοράς ενέργειας που δεν φόρτισε η αποθηκευτική μονάδα.

$$C_j^s(t) = \begin{cases} aj^s(t) * (P^s act, j(t) + PD^b j(t) * Bat_{eff, j}) - (\rho TOU - aj^s(t)) * (P^s opt, j(t) - P^s act, j(t)) - \rho TOU * PP^b j(t) + return, j^s(t), & P^s act, j(t) < P^s opt, j(t) \\ aj^s(t) * (P^s act, j(t) + PD^b j(t) * Bat_{eff, j}) - \rho TOU * (PP^b j(t) - P^s act, j(t) + P^s opt, j(t)) + return, j^s(t), & P^s act, j(t) \geq P^s opt, j(t) \end{cases} \quad 5.37$$

5.3.4 Παράδειγμα υλοποίησης μοντέλου

Αφού έχει οριστεί το πρόβλημα του τροποποιημένου μοντέλου θα υπολογιστεί το ίδιο πρόβλημα με αυτό που λύθηκε στο κεφάλαιο 5.2.6 και θα συγκριθούν τα αποτελέσματα για το πώς οι αποθηκευτικές μονάδες επιδρούν στο όφελος των παραγωγών και καταναλωτών και επίσης αυξάνουν την ανεξαρτησία της ενεργειακής κοινότητας από το δίκτυο.

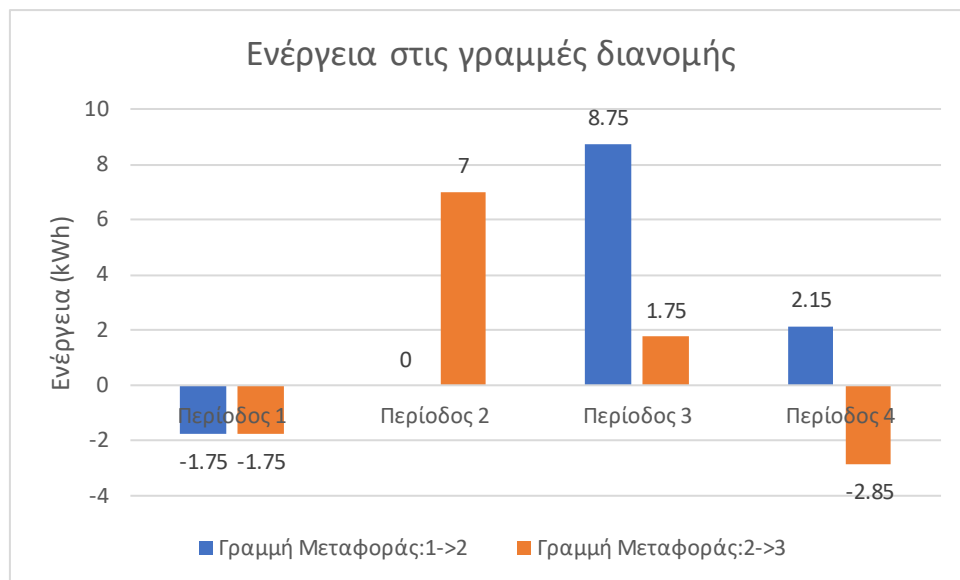


Εικόνα 5.3 Δομή απλού δικτύου με αποθηκευτικές μονάδες

Από την εικόνα 5.3 οι παραγωγοί 1 και 4 έχουν εγκατεστημένο σύστημα αποθήκευσης παράλληλα με το φωτοβολταϊκό σύστημα παραγωγής ενέργειας. Σκοπός του συστήματος αυτού είναι να αυξήσει το κέρδος συνολικά του συστήματος και κατ' επέκταση των επιμέρους μονάδων παραγωγής μέσω της αύξηση της ανεξαρτησίας της ενεργειακής κοινότητας από το δίκτυο. Όλα τα δεδομένα του δικτύου όπως τιμές προσφοράς, προβλέψεις ζήτησης/παραγωγής, πραγματικές τιμές ζήτησης/παραγωγής και όρια γραμμών μεταφοράς είναι τα ίδια με το πρόβλημα στο κεφάλαιο 5.2.6

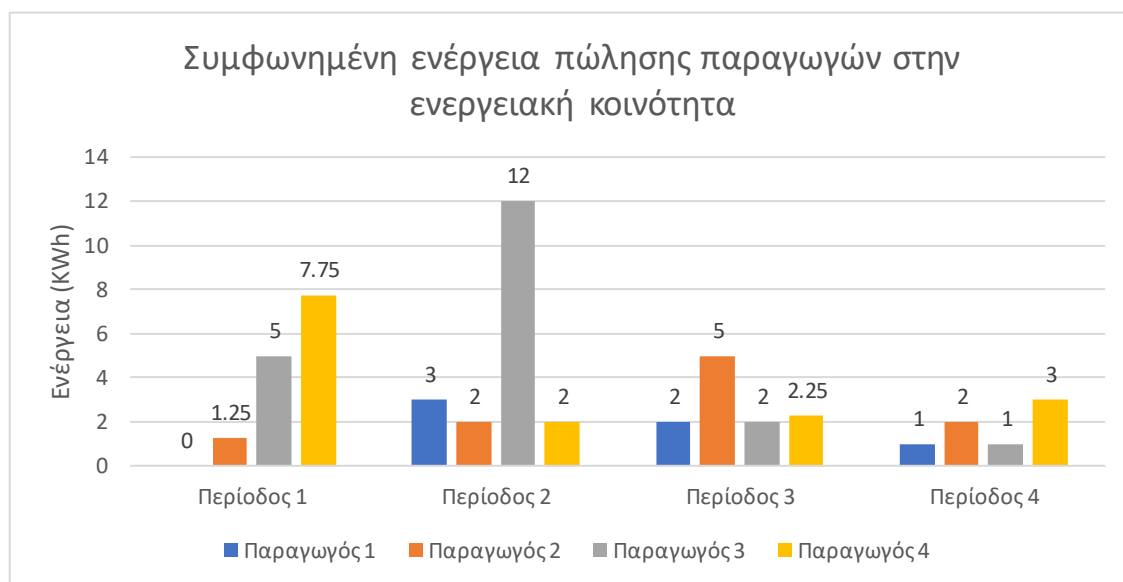
- Επίλυση του προβλήματος βελτιστοποίησης

Το αποτέλεσμα της αντικειμενικής συνάρτησης είναι ίσο με 4.0975€. Έχει δηλαδή αυξηθεί σε σχέση με πριν που δεν υπήρχε η δυνατότητα χρήσης των αποθηκευτικών μονάδων. Αυτό αποτελεί απόδειξη πως στο ίδιο πρόβλημα επωφελούνται όλοι οι συμμετέχοντες με μεγαλύτερη αξιοποίηση καθαρής ενέργειας και σε περίπτωση συμμόρφωσης με τις τιμές πρόβλεψης (δηλαδή σε μικρά σφάλματα μοντέλων πρόβλεψης) αυτό θα έχει θετικό αντίκτυπο και στο συνολικό όφελός τους.



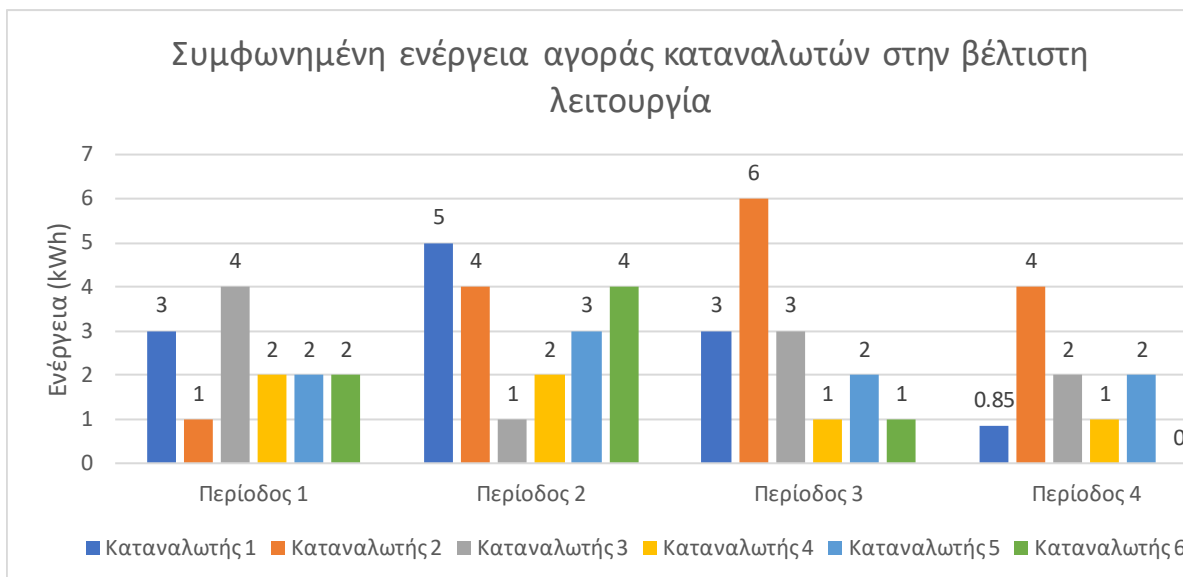
Διάγραμμα 5.11 Ενέργεια ανταλλαγής γραμμών μεταφοράς

Στο διάγραμμα 5.11 παρουσιάζεται η ενέργεια που μεταφέρεται διαμέσου των γραμμών μεταφοράς και έχει διαφορετική φόρτιση των γραμμών σε σχέση με το αντίστοιχο [Διάγραμμα 5.2](#)



Διάγραμμα 5.12 Συμφωνημένη ενέργεια πώλησης παραγωγών στην ενεργειακή κοινότητα

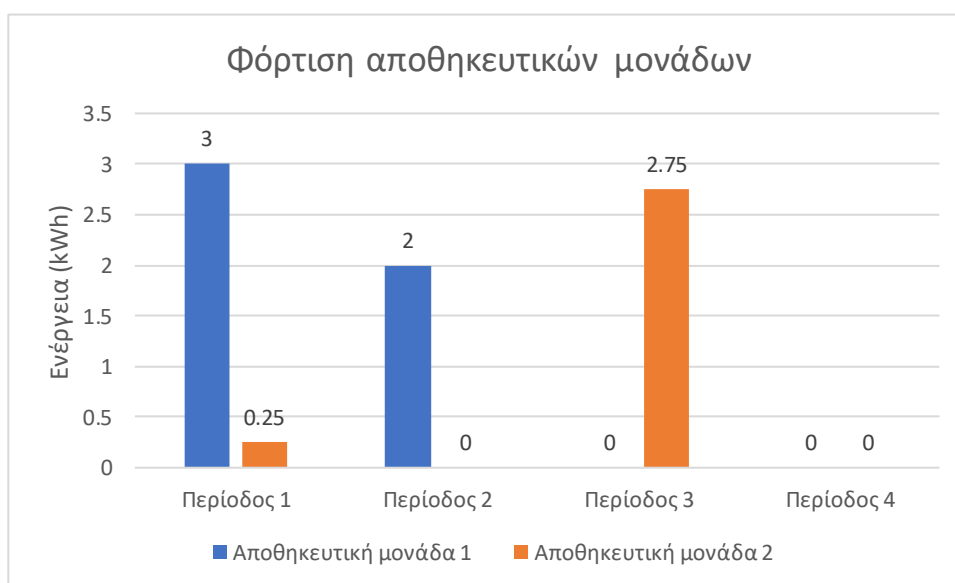
Στο διάγραμμα 5.12 παρουσιάζεται η ενέργεια που έχει συμφωνηθεί να δοθεί από τους παραγωγούς προς την ενεργειακή κοινότητα για να υπάρχει το μέγιστο δυνατό κέρδος. Εάν γίνει μια σύγκριση με το ανάλογο [Διάγραμμα 5.3](#) παρατηρείται ότι στην περίοδο 1 η ισχύς που ο παραγωγός 4 δίνει στην ενεργειακή κοινότητα μειώνεται ελάχιστα αλλά η συνολική ισχύς που οι παραγωγοί δίνουν την περίοδο 1 δεν μειώνεται αφού αντίστοιχα αυξάνεται η ισχύς που ο παραγωγός 2 δίνει. Η συνολική ενέργεια που δίνουν οι παραγωγοί για τις περιόδους 2 και 3 μειώνεται και η αντίστοιχη ενέργεια για την περίοδο 4 μένει σταθερή. Συνολικά λοιπόν σε απευθείας ανταλλαγή ενέργειας από τους παραγωγούς προς τους καταναλωτές υπάρχει μία μείωση ίση με 4.75 kWh. Αυτή η ισχύς ουσιαστικά περικόπτεται έτσι ώστε να φορτίσουν οι αποθηκευτικές μονάδες. **Εκτός δηλαδή από την φόρτιση που γίνεται από την περίσσεια ενέργειας γίνονται και κάποιες περικοπές σε σχέση με το αρχικό μοντέλο, για φορτίσεις έτσι ώστε να εκμεταλλευτούν αυτήν την ενέργεια σε διαφορετικές χρονικές περιόδους όπου οι τιμές προσφοράς είναι πιο ευνοϊκές για το συνολικό σύστημα.**



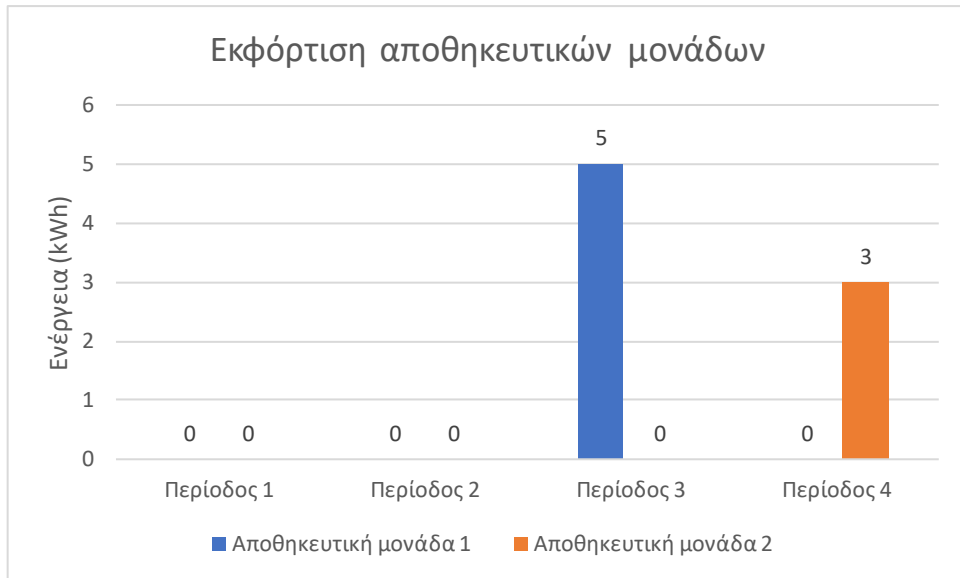
Διάγραμμα 5.13 Συμφωνημένη ενέργεια αγοράς καταναλωτών σε ενεργειακή κοινότητα

Στο διάγραμμα 5.13 παρουσιάζεται η ενέργεια που έχει συμφωνηθεί να αγοραστεί από τους καταναλωτές της ενεργειακής κοινότητας για να υπάρχει το μέγιστο δυνατό κέρδος. Εάν γίνει μια σύγκριση με το ανάλογο διάγραμμα [Διάγραμμα 5.4](#) παρατηρείται ότι, την περίοδο 1 η συνολική ενέργεια που λαμβάνουν οι καταναλωτές είναι ίδια και στις δύο περιπτώσεις. Την δεύτερη περίοδο υπάρχει μια μείωση της ισχύος κατά 2 kWh. Την περίοδο 3 μια αύξηση ισχύος της τάξης των 2kWh και την τέταρτη περίοδο ξανά μια συνολική αύξηση της συμφωνηθέντας ισχύος ίση με 2.85 kWh. **Συνολικά** λοιπόν, η απορρόφηση ενέργειας από τους καταναλωτές **αυξάνεται** και για τις τέσσερις περιόδους κατά **2.85 kWh**. Αυτή η αύξηση οφείλεται στην αξιοποίηση των αποθηκευτικών μονάδων.

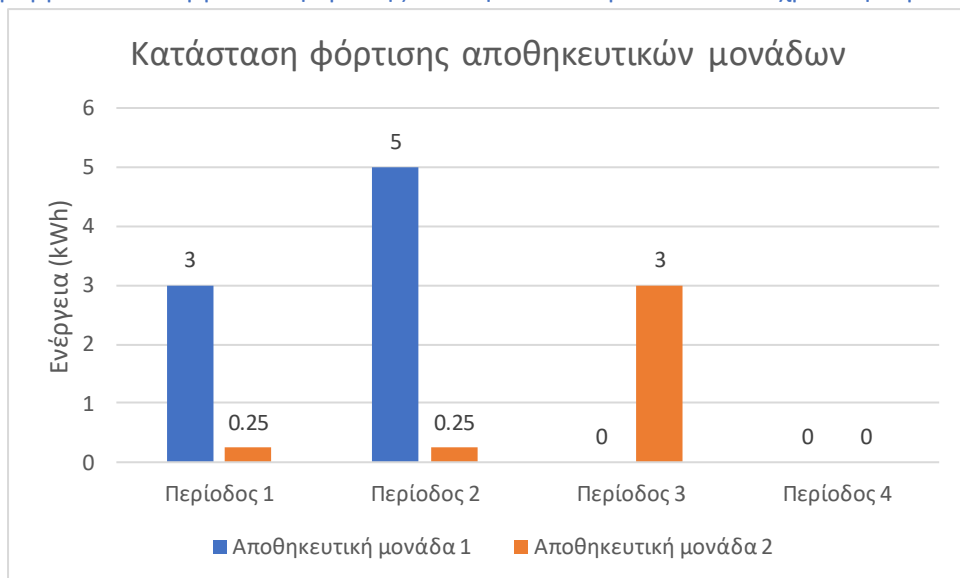
Στην συνέχεια παρουσιάζονται τα διαγράμματα με τις καταστάσεις φόρτισης/εκφόρτισης των αποθηκευτικών μονάδων καθώς και την διαθέσιμη χωρητικότητα σε κάθε χρονική περίοδο.



Διάγραμμα 5.14 Ενέργεια φόρτισης αποθηκευτικών μονάδων ανά χρονική περίοδο



Διάγραμμα 5.15 Ενέργεια εκ φόρτισης αποθηκευτικών μονάδων ανά χρονική περίοδο

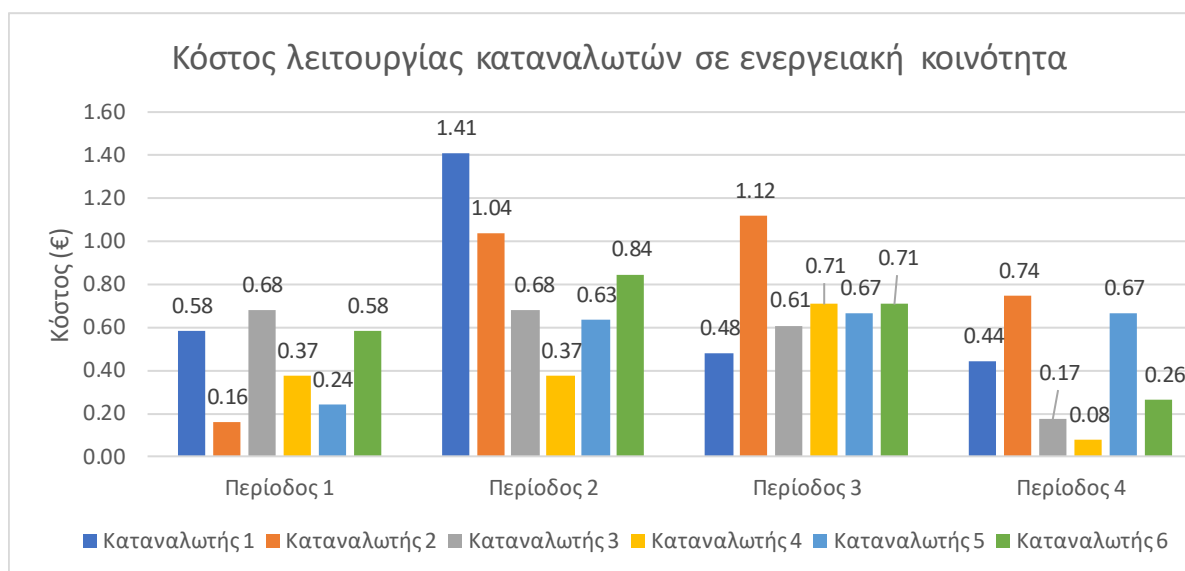


Διάγραμμα 5.16 Κατάσταση φόρτισης αποθηκευτικών μονάδων σε κάθε χρονική περίοδο

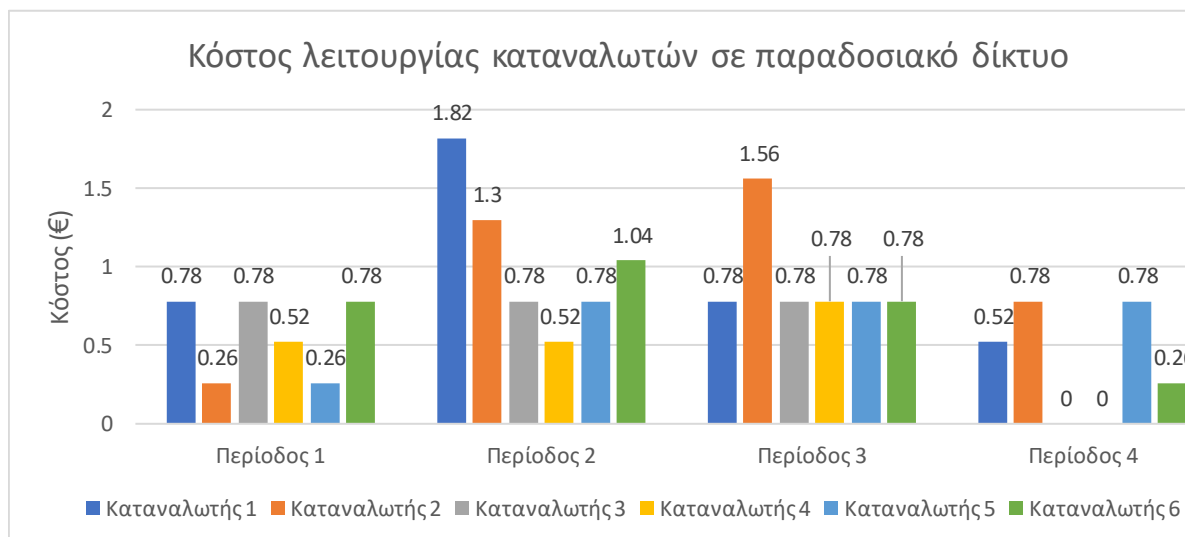
Αφού εισαχθούν στο πρόβλημα οι πραγματικές τιμές παραγωγής των φωτοβολταϊκών συστημάτων και ζήτησης των καταναλωτών θα παρουσιαστούν οι επιπτώσεις που θα έχουν οι συμμετέχοντες της ενεργειακής κοινότητας λόγω της αβεβαιότητας παραγωγής/κατανάλωσης.

Η εκτίμηση της αβεβαιότητας θα χωριστεί σε 2 τμήματα. Στο 1^ο τμήμα θα μελετηθεί πώς η αβεβαιότητα κατανάλωσης ενέργειας επηρεάζει τους αγοραστές ηλεκτρικής ενέργειας. Στο 2^ο τμήμα θα μελετηθεί πώς η αβεβαιότητα παραγωγής ενέργειας επηρεάζει τους παραγωγούς μέσα στην ενεργειακή κοινότητα:

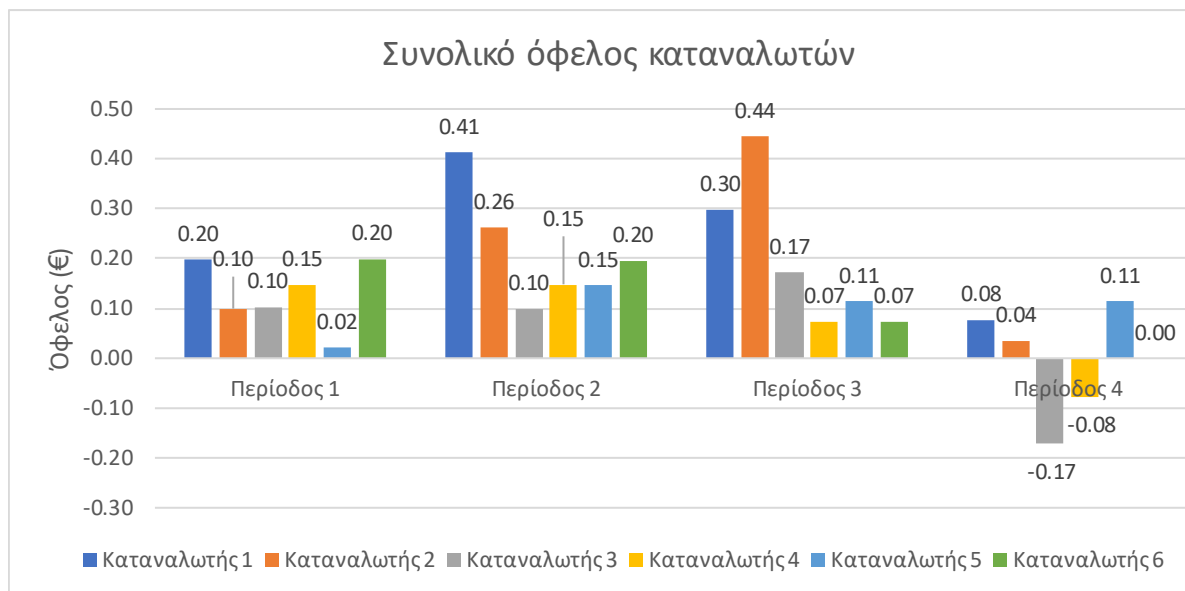
1^ο Τμήμα : Αβεβαιότητα καταναλωτών



Διάγραμμα 5.17 Κόστος λειτουργίας καταναλωτών ανά περίοδο σε ενεργειακή κοινότητα



Διάγραμμα 5.18 Κόστος λειτουργίας καταναλωτών ανά περίοδο σε παραδοσιακό δίκτυο

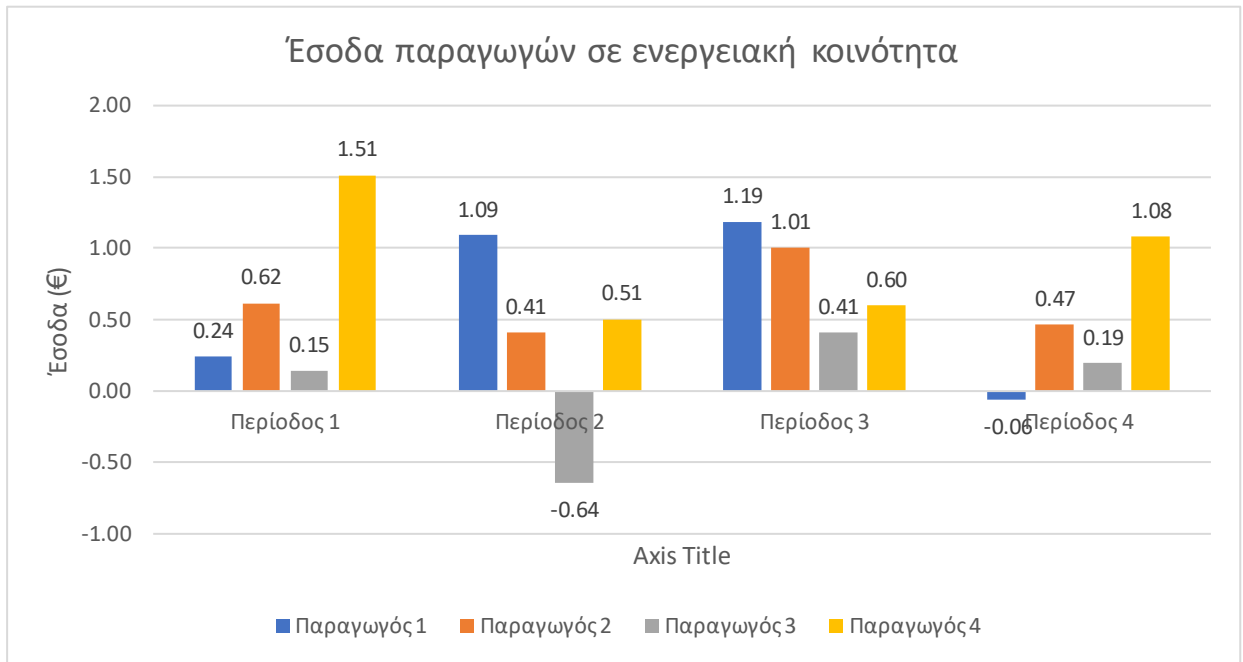


Διάγραμμα 5.19 Όφελος καταναλωτών ανά περίοδο λόγω ενεργειακής κοινότητας

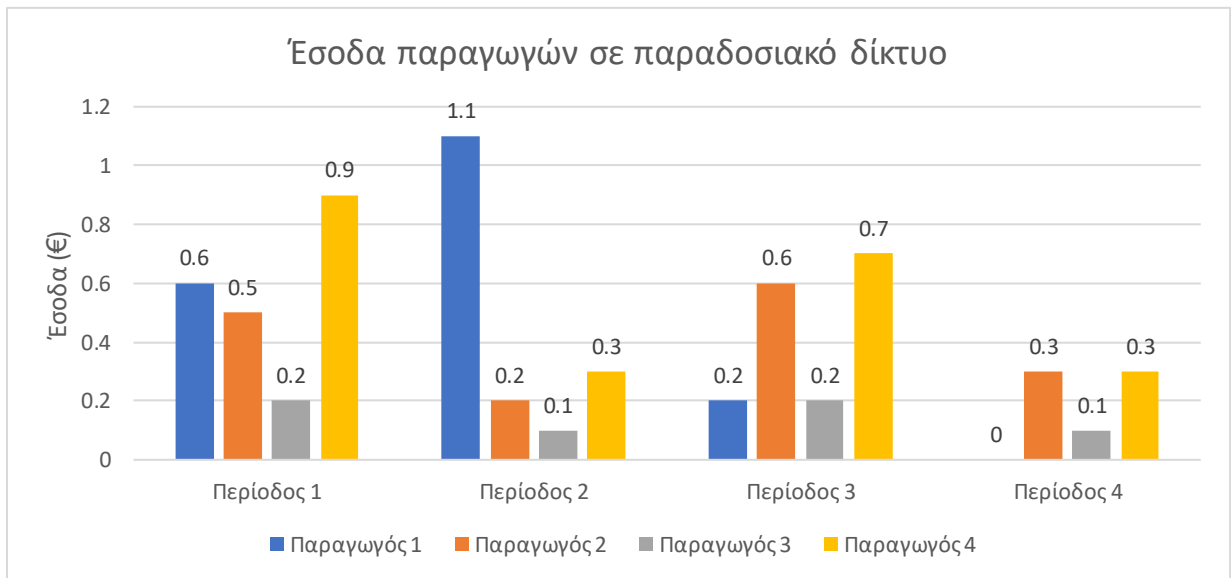
Παρατηρήσεις συστήματος για τους καταναλωτές:

1. Συγκρίνοντας το συνολικό όφελος των καταναλωτών στα δύο μοντέλα των ενοτήτων 5.2 και 5.3 οι καταναλωτές που επηρεάζονται από την αξιοποίηση των αποθηκευτικών μονάδων παρουσιάζουν πιο ακραίες τιμές είτε αυτό πρόκειται για όφελος είτε ζημιά. Για παράδειγμα ο καταναλωτής 1 την περίοδο 3 και 4 έχει επωφεληθεί από την αξιοποίηση των αποθηκευτικών μονάδων. Σε αντίθεση με τους καταναλωτές 3 και 4 οι οποίοι στην περίοδο 4 λόγω της αξιοποίησης των αποθηκευτικών μονάδων βάσει το [Διάγραμμα 5.15](#) συμμετέχουν πιο ενεργά μέσα στην ενεργειακή κοινότητα (έχουν μεγαλύτερη συμφωνημένη ποσότητα ανταλλαγής ενέργειας). Λόγο όμως της αβεβαιότητας κατανάλωσης ενέργειας παρουσιάζουν μεγαλύτερη ζημιά σε σχέση με το μοντέλο 1. Δηλαδή παρόλο που η ενεργειακή κοινότητα ήταν διαθέσιμη να καλύψει τις προβλεπόμενες του ανάγκες λόγω του ότι στην πραγματικότητα δεν υπήρξαν αυτές οι ανάγκες κατανάλωσης εμφανίζει μεγαλύτερη ζημιά.
2. Όσο ανεξαρτητοποιείται η ενεργειακή κοινότητα από το δίκτυο, τόσο μεγαλύτερες είναι οι συμφωνηθέντες ποσότητες ανταλλαγής ενέργειας και τόσο μεγαλύτερο είναι το ρίσκο για τους συμμετέχοντες σε αποκλίσεις των πραγματικών τιμών από τα μοντέλα πρόβλεψης. Είναι επομένως και από οικονομικής πλευράς απαραίτητο όχι μόνο να βελτιώνεται το δίκτυο και να ανεξαρτητοποιείται, αλλά να εξελίσσονται και τα μοντέλα πρόβλεψης αλλά και ο τρόπος λειτουργίας των ενεργειακών κοινοτήτων για να είναι και οικονομικά αποτελεσματικές οι ενεργειακές κοινότητες.
3. Παρατηρείται ότι όσο μικρότερη είναι η τιμή προσφοράς η οποία συμφωνείται μεταξύ των καταναλωτών και της ενεργειακής κοινότητας, τόσο μικρότερη είναι και η ζημιά που επιβαρύνει τους καταναλωτές. Άρα, παρόλο που μια μεγάλη τιμή κοντά στην ταρίφα του δικτύου (TOU) δίνει μεγάλες πιθανότητες στον καταναλωτή να συμμετέχει στην ενεργειακή κοινότητα αυξάνει και τις απαιτήσεις συμμόρφωσης με τις ανάγκες ζήτησης αφού μικρές αποκλίσεις δίνουν μεγάλη ζημιά.

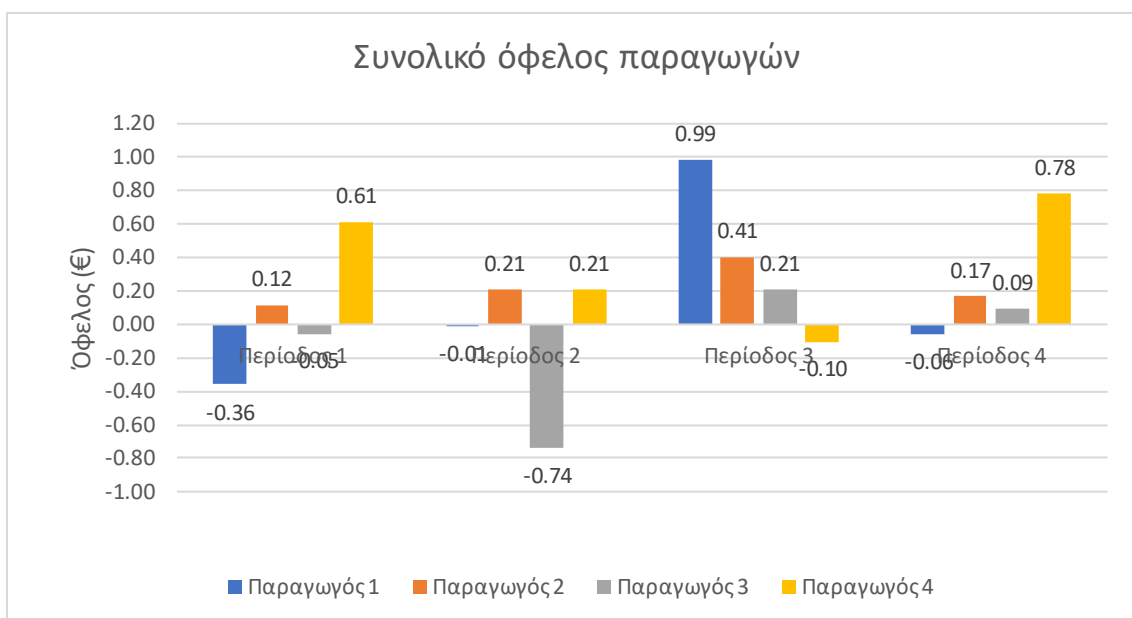
2^ο Τμήμα : Αβεβαιότητα παραγωγών



Διάγραμμα 5.20 Συνολικά έσοδα παραγωγών ανά περίοδο σε ενεργειακή κοινότητα



Διάγραμμα 5.21 Συνολικά έσοδα παραγωγών ανά περίοδο σε παραδοσιακό δίκτυο



Διάγραμμα 5.22 Όφελος παραγωγών ανά περίοδο

Παρατηρήσεις συστήματος για τους παραγωγούς:

1. Παρατηρούνται κάποιες αρνητικές τιμές στο συνολικό όφελος που στο προηγούμενο μοντέλο δεν υπήρχαν. Αυτό είναι λογικό αφού υπάρχουν κάποιες περιόδους που το σύστημα δεν πουλάει την περίσσεια ενέργεια παραγωγής αλλά την χρησιμοποιεί για να φορτίσει τις αποθηκευτικές μονάδες. Άρα, το όφελος προκύπτει σε επόμενες περιόδους όπως για παράδειγμα την περίοδο 3 για τον παραγωγό 1 και την περίοδο 4 για τον παραγωγό 4 όπου σε σύγκριση με το πρώτο μοντέλο και το [Διάγραμμα 5.10](#) υπάρχει μεγάλη αύξηση στο συνολικό όφελος και οφείλεται στην εκφόρτιση της αποθηκευτικής του μονάδας.
2. Όπως και στο πρώτο μοντέλο, για να αποφευχθούν αρνητικές τιμές στους παραγωγούς δηλαδή αντί για κέρδος να έχουν ζημιά, η βελτίωση του μοντέλου πρόβλεψης είναι πρωταρχικός σκοπός.
3. Επιπρόσθετα, ζημιά μπορεί να δημιουργηθεί και σε περίπτωση που το φωτοβολταϊκό σύστημα σταματήσει να λειτουργεί για κάποιον τεχνικό λόγο. Αυτό μπορεί να υπολογιστεί εάν για παράδειγμα παρατηρηθεί μια μεγάλη πτώση της πραγματικής τιμής παραγωγής από την προβλεπόμενη. Σε αυτές τις περιπτώσεις για να μειωθεί η ζημιά θα μπορούσε να υπάρχει μια πρωτεύων εφεδρεία η οποία να μπαίνει σε λειτουργία σε περιπτώσεις μεγάλης απόκλισης. Αυτό αποτελεί λύση αντιμετώπισης των αβεβαιοτήτων και δεν αποτελεί αντικείμενο της παρούσας διπλωματικής.
4. Το συνολικό όφελος είναι ίσο με 2.83€. Υπάρχει όπως μια αύξηση σε σχέση με το μοντέλο χωρίς αποθηκευτικές μονάδες και αυτό είναι λογικό αφού αξιοποιείται μεγαλύτερη ισχύς.

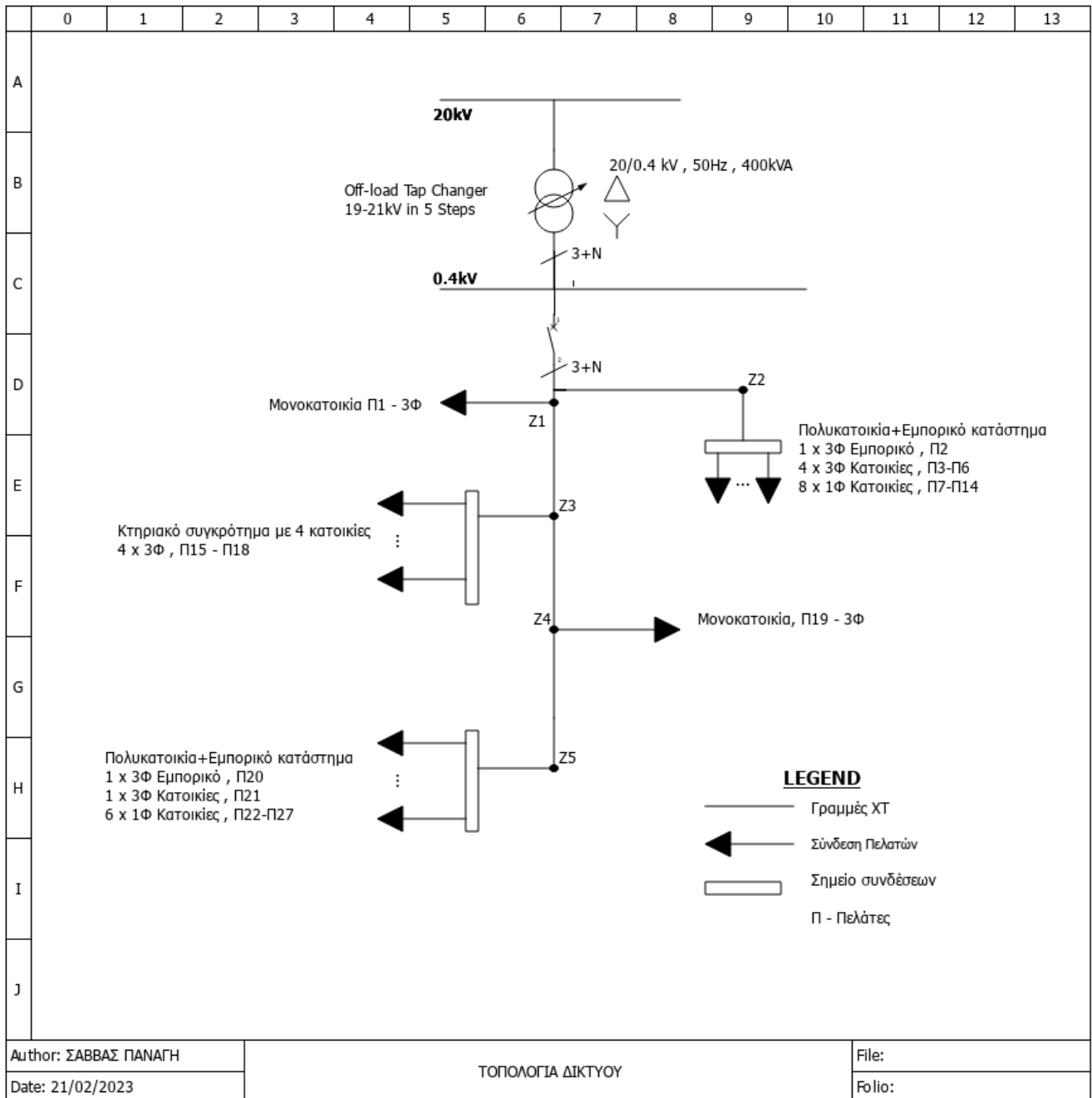
[10] (Papathanassiou, 2022)

[11] (Pikkanate Angaphiwatchawal , Surachai Chaitusaney, 2022)

Κεφάλαιο 6

6. Προσομοιώσεις, αποτελέσματα και αξιολόγηση μοντέλου

Αφού έχει γίνει αναλυτική μελέτη και ανάλυση του μοντέλου βέλτιστης λειτουργίας της τοπικής αγοράς ενέργειας στο προηγούμενο κεφάλαιο, θα γίνει μια αξιολόγηση του μοντέλου πάνω σε ένα δίκτυο χαμηλής τάσεως το οποίο ανταποκρίνεται στην πραγματικότητα. Συγκεκριμένα ως δίκτυο αναφοράς θα χρησιμοποιηθεί ένα δίκτυο το οποίο προτείνεται από τους συγγραφείς Νικος D.Hatziargiriou, Stavros Papathanasiou και K.Strunz στο άρθρο με τίτλο “A Benchmark Low Voltage Microgrid Network” και φαίνεται στην εικόνα 6.1 Στο δίκτυο αυτό έχουν γίνει πολύ μικρές τροποποιήσεις για να γίνει λίγο πιο σύνθετο.



Εικόνα 6.1 Δομή πραγματικού παραδοσιακού δικτύου

6.1. Εισαγωγή

Η συγκριτική αξιολόγηση είναι μια σημαντική διαδικασία στην μοντελοποίηση και προσομοίωση συστημάτων ισχύος. Περιλαμβάνει την σύγκριση των αποτελεσμάτων ενός μοντέλου με δεδομένα του πραγματικού κόσμου. Στα δίκτυα διανομής χαμηλής τάσης με κεντρική βελτιστοποίηση αγοράς ενέργειας μέσω ενεργειακών κοινοτήτων, η αξιολόγηση είναι απαραίτητη για να επικυρωθεί η ακρίβεια του μοντέλου και για να διασφαλιστεί ότι μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την λήψη αποφάσεων διαχείρισης του δικτύου διανομής. Επίσης με αυτόν τον τρόπο μπορεί να εκτιμηθεί ο αντίκτυπος μιας τοπικής αγοράς ενέργειας στο δίκτυο διανομής ΧΤ. Επιπρόσθετα, μπορεί να χρησιμοποιηθεί αυτή η προσέγγιση κάτω από διαφορετικά σενάρια με αλλαγές ζήτησης φορτίου και ενσωμάτωσης ΑΠΕ. Αυτή η σύγκριση μπορεί να βοηθήσει στο εντοπισμό των πλεονεκτημάτων και των αδυναμιών του δικτύου διανομής σε διαφορετικά σενάρια και να καθορίσει τα μέτρα τα οποία πρέπει να ληφθούν για την διασφάλιση της βέλτιστης απόδοσης. Συνολικά, η συγκριτική αξιολόγηση ενός μοντέλου δικτύου διανομής χαμηλής τάσης είναι απαραίτητη για τη διασφάλιση ότι το μοντέλο είναι ακριβές και μπορεί να χρησιμοποιηθεί για τη λήψη τεκμηριωμένων αποφάσεων σχετικά με τη λειτουργία και τη διαχείριση του δικτύου διανομής στο πλαίσιο μιας αγοράς ενέργειας.

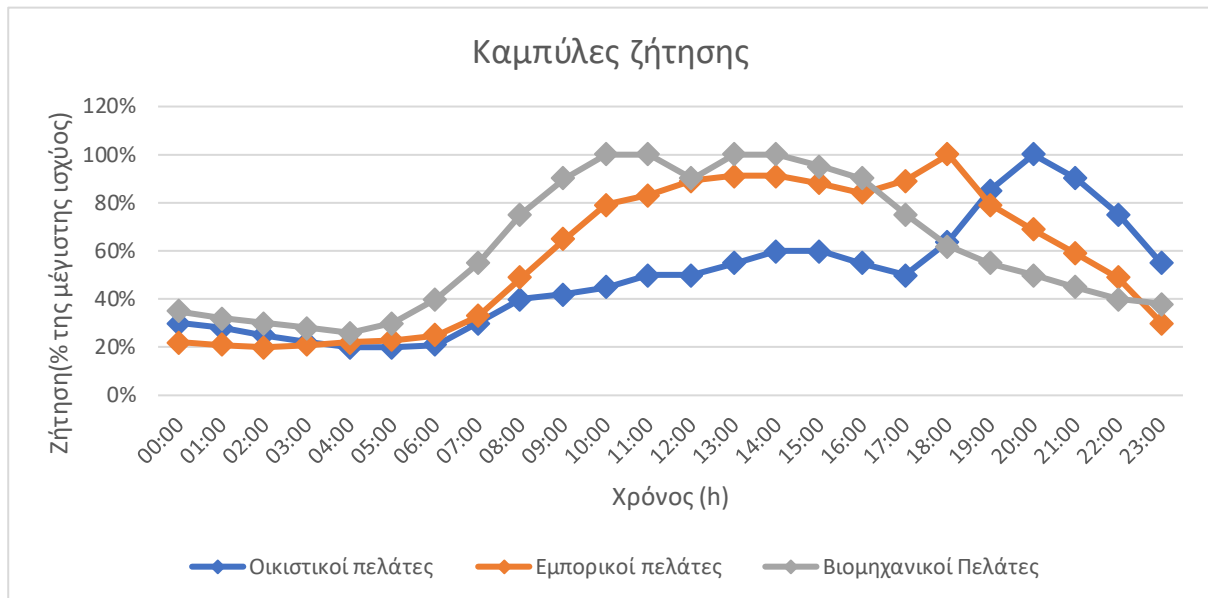
6.2. Παρουσίαση του παραδοσιακού δικτύου διανομής αξιολόγησης

Τα δίκτυα διανομής αποτελούνται από διάφορους υποσταθμούς ΜΤ/ΧΤ. Μέσα σε αυτούς υπάρχει εγκατεστημένος ο μετασχηματιστής μετατροπής της ΜΤ σε ΧΤ προς ένα αριθμό αναχωρήσεων (feeders). Οι μετασχηματιστές έχουν ονομαστική ισχύ από μερικές εκατοντάδες kVA ως κάποιες δεκάδες MVA. Ο μετασχηματιστής όπως φαίνεται και από την [Εικόνα 6.1](#) διαθέτει σύστημα αλλαγής τάσης μέσω αλλαγής της λήψης του Μ/Σ το οποίο χρησιμοποιείται για να ρυθμίζει την τάση συνήθως σε ένα εύρος $\pm 5\%$. Η δυνατότητα αυτή υπάρχει έτσι ώστε σε περίπτωση υπερτάσεων τότε μπορεί να μειωθεί η τάση του αρχικού ζυγού αναχώρησης και κατά συνέπεια την τάση σε όλους τους ζυγούς. Το ίδιο μπορεί να πετύχει και σε αντίθετη κατάσταση στο σύστημα αυξάνοντας την τάση του αρχικού ζυγού. Η συνδεσμολογία των μετασχηματιστών είναι συνήθως το πρωτεύον συνδεδεμένο σε τρίγωνο και δευτερεύον συνδεδεμένο σε αστέρα. Η κάθε αναχώρηση μπορεί να περιλαμβάνει ένα ή περισσότερους κλάδους και οι καταναλωτές βρίσκονται συνδεδεμένοι είτε απευθείας στην αναχώρηση αυτή είτε οπουδήποτε πάνω στους κλάδους. Στην αναχώρηση που εξετάζεται υπάρχουν 2 μονοκατοικίες τριφασικού φορτίου, δύο πολυκατοικίες όπου στο ισόγειο και των δύο υπάρχει ένας εμπορικός καταναλωτής. Η κάθε πολυκατοικία έχει ακόμα 12 και 7 πελάτες αντίστοιχα που είναι είτε μονοφασική είτε τριφασική για οικιακή κατανάλωση. Τέλος υπάρχει και ένα κτηριακό συγκρότημα στο οποίο είναι εγκατεστημένοι 4 καταναλωτές τριφασικής ισχύς που επίσης είναι οικιακοί καταναλωτές. Όλοι οι παραπάνω καταναλωτές είναι αριθμημένοι στο δίκτυο με τον χαρακτηρισμό *Πi* και είναι στο σύνολο 27.

Επιπρόσθετα στο δίκτυο θα μπορούσε να υπήρχε και το είδος του καλωδίου που χρησιμοποιείται σε κάθε σημείο του δικτύου. Παρόλα αυτά στην αξιολόγηση του μοντέλου είναι ένα χαρακτηριστικό το οποίο δεν θα χρησιμοποιηθεί καθώς σε καμία περίπτωση δεν παραβιάζονται τα όρια τάσεων και όρια ισχύος. Επιπρόσθετα στην έξοδο της κάθε αναχώρησης υπάρχουν μέσα προστασίας του δικτύου από υπερεντάσεις και βλάβες.

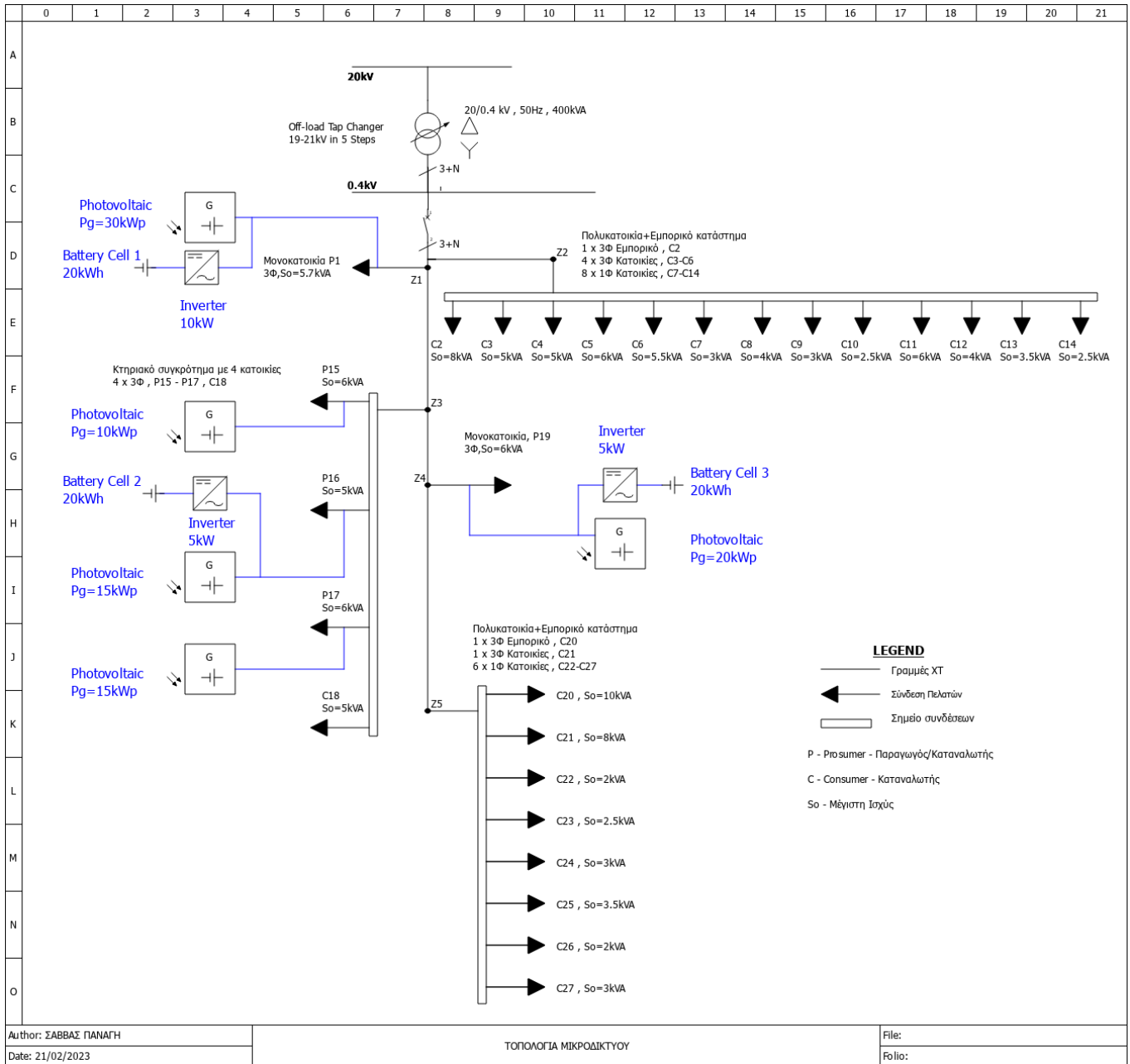
Στην συνέχεια για να μπορέσει να εκτιμηθεί η ενέργεια ζήτησης του κάθε καταναλωτή θα χρησιμοποιηθούν από την ίδια πηγή οι καμπύλες ημερήσιας ζήτησης φορτίου που φαίνονται στο [Διάγραμμα 6.1](#) όπου διαχωρίζει τους καταναλωτές αναλόγως του είδους τους σε οικιστικούς,

βιομηχανικούς και εμπορικούς και εκφράζουν την ενέργεια κατανάλωσης σε ποσοστό επί της μέγιστης ισχύος. Η μέγιστη ζήτηση ενέργειας σε οικιστικές παροχές εμφανίζεται κατά τις βραδινές ώρες εκεί δηλαδή όπου επιστρέφουν οι εργαζόμενοι από την δουλειά και υπάρχει ανάγκη χρήσης των περισσότερων ηλεκτρικών φορτίων που χρησιμοποιούνται σε οικίες. Σε αντίθεση με την βιομηχανική και εμπορική κατανάλωση που κατά τις ώρες εργασίας βρίσκονται σε υψηλή χρήση ηλεκτρικής ενέργειας και στις υπόλοιπες ώρες σε χαμηλότερη ζήτηση ενέργειας.



Διάγραμμα 6.1 Καμπύλες ζήτησης ενέργειας

6.3. Παρουσίαση του δικτύου διανομής αξιολόγησης της ενεργειακής κοινότητας
 Μετά την περιγραφή του παραδοσιακού δικτύου θα αναλυθεί πώς το δίκτυο αυτό θα μετατραπεί σε ένα έξυπνο δίκτυο μιας ενεργειακής κοινότητας με μονάδες παραγωγής και αποθήκευσης. Το έξυπνο αυτό δίκτυο θα μπορεί να λειτουργήσει υπό καθεστώς κεντρικού ελέγχου και να τρέξει μέσα στο σύστημα αυτό το μοντέλο βέλτιστης τοπικής αγοράς ενέργειας. Η τοπολογία του δικτύου φαίνεται στην παρακάτω εικόνα 6.2



Εικόνα 6.2 δομή και δεδομένα δικτύου ενεργειακής κοινότητας 1^{ου} σεναρίου

Στο δίκτυο υπάρχουν καταναλωτές οι οποίοι είναι και παραγωγοί οι οποίοι έχουν το χαρακτηριστικό P_i (Prosumers). Οι παραγωγοί λοιπόν έχουν εγκατεστημένο ένα φωτοβολταϊκό σύστημα το οποίο έχει μια μέγιστη τιμή όπως αυτή αναγράφεται δίπλα από τον εκάστοτε παραγωγό (πχ ο P1 έχει $P_{g, peak} = 30kW$). Επιπλέον, σε κάποιους παραγωγούς υπάρχει παράλληλα εγκατεστημένο και ένα σύστημα αποθήκευσης (μπαταρία). Η μπαταρία συνδέεται στο φωτοβολταϊκό σύστημα μέσω ενός αντιστροφέα. Ο αντιστροφέας αυτός έχει μια μέγιστη τιμή

εναλλαγής ισχύος που εξαρτάται αποκλειστικά και μόνο από τα χαρακτηριστικά του αντιστροφέα αυτού. Επίσης, δίπλα από την αποθηκευτική μονάδα αναγράφεται και η μέγιστη χωρητικότητα της μπαταρίας. Όσοι χρήστες του δικτύου δεν είναι παραγωγοί έχουν το χαρακτηριστικό Ci (Consumers). Αυτοί οι χρήστες μπορούν να συμμετέχουν στην ενεργειακή κοινότητα μόνο καταναλώνοντας ενέργεια σε αντίθεση με τους prosumers οι οποίοι μπορούν και να αγοράζουν και να πωλούν ενέργεια. Σε όλους τους εγκατεστημένους πελάτες αναγράφεται επίσης στο μονογραμμικό και η ισχύς So που είναι η μέγιστη ισχύς, όπου στην συνέχεια θα χρησιμοποιηθεί αυτό το δεδομένο.

Στο μοντέλο το οποίο εξετάζεται ισχύουν τα παρακάτω δεδομένα:

Αριθμός Καταναλωτών/ Buyers	27
Αριθμός Παραγωγών/ Sellers	5
TOU(Time of Use)	0.1
BBR(Buy Back Rate)	0.02
Αριθμός περιόδων	24

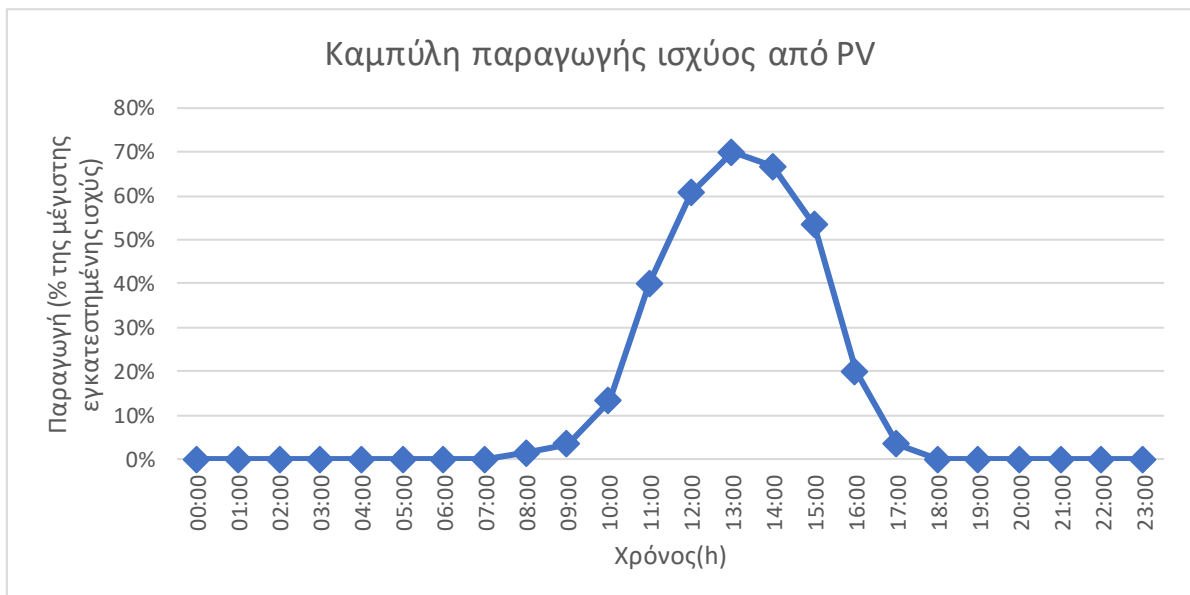
Πίνακας 6.1 Δεδομένα δικτύου ενεργειακής κοινότητας

Τα εξής στοιχεία χρειάζονται για να μπορέσει να τρέξει το μοντέλο στο παραπάνω δίκτυο:

- 1) Όλοι οι χρήστες του δικτύου αφού καταναλώνουν ενέργεια θα πρέπει να **προβλέψουν την ενέργεια κατανάλωσής τους σε κάθε χρονική στιγμή**. Αυτό θα γίνει με διάφορους τρόπους, αυτό που επιλέχθηκε εδώ για να διευκολυνθούν οι καταναλωτές είναι να αξιοποιηθεί η καμπύλη ζήτησης φορτίου που φαίνεται στο [Διάγραμμα 6.1](#) και η μέγιστη ισχύς κατανάλωσης So. Συγκεκριμένα όλοι οι συμμετέχοντες δίνουν στον διαχειριστή του συστήματος μια μέγιστη τιμή ισχύς κατανάλωσης (So). Αυτή η ισχύς πολλαπλασιάζεται σε κάθε χρονική στιγμή με την καμπύλη ζήτησης (ανάλογα εάν ο πελάτης είναι οικιακός ή εμπορικός) της αντίστοιχης περιόδου και υπολογίζεται η εκτιμώμενη/προβλεπόμενη ζήτηση ενέργειας και αυτή εισάγεται στο μοντέλο.
- 2) Όλοι οι χρήστες λοιπόν οι οποίοι δεν έχουν συστήματα παραγωγής ισχύος ή το σύστημα τους δεν αρκεί για να ικανοποιήσουν τις ανάγκες ζήτησης φορτίου τους θα προσπαθήσουν να συμμετάσχουν στην ενεργειακή κοινότητα για να λάβουν τιμές αγοράς ενέργειας καλύτερες από την τιμή ενέργειας του δικτύου (TOU). Για να συμμετέχουν θα πρέπει να **υποβάλλουν την τιμή προσφοράς** που είναι διαθέσιμοι να ανταλλάξουν ενέργεια. Η στρατηγική υποβολής προσφορών που εδώ χρησιμοποιήθηκε, δεν είναι εντελώς τυχαία, παρόλα αυτά μπορεί να χαρακτηριστεί ως μηδενικής λογικής γιατί περιέχει τυχαιότητα (zero intelligent). Συγκεκριμένα όλοι οι καταναλωτές βασισμένοι σε μία τάση που ακολουθεί η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας σε ένα 24ωρο καταθέτουν τυχαίες τιμές που κυμαίνονται στο διάστημα 95% ως 105% αυτής της τάσης. Η τάση αγοράς ενέργειας που επιλέχθηκε αντιστοιχεί σε δημόσια δεδομένα ελληνικής αγοράς για την ημερομηνία 23/12/2020. Οι τιμές προσφοράς φαίνονται στο [Παράρτημα 4: Τιμές προσφοράς καταναλωτών στην ενεργειακή κοινότητα](#), όπου είναι ευδιάκριτη και η τάση που ακολουθείται.
- 3) Τέλος, για τους καταναλωτές για να αξιολογηθεί το μοντέλο και να κριθεί πως η αβεβαιότητα επηρεάζει το κόστος των καταναλωτών σε ένα πραγματικό δίκτυο με πραγματικές τιμές θα πρέπει να είναι εις γνώση και η **πραγματική κατανάλωση** πέραν της

προβλέψιμης. Η πραγματική κατανάλωση που ορίζεται στο σύστημα θα κυμαίνεται τυχαία μεταξύ 95% ως 105% της εκτιμώμενης κατανάλωσης.

- 4) Για τους παραγωγούς (Prosumers) στην ενεργειακή κοινότητα θα χρειαστεί να **προβλεφθεί** αρχικά η **περίσσεια ενέργειας** που προκύπτει σε κάποιες χρονικές στιγμές. Για να γίνει αυτό αφού υπολογίστηκε η προβλέψιμη ενέργεια κατανάλωσης θα πρέπει να εκτιμηθεί και η προβλέψιμη ενέργεια παραγωγής και να αφαιρεθούν μεταξύ τους. Θα χρειαστούν λοιπόν η καμπύλη παραγωγής ενέργειας φωτοβολταϊκών συστημάτων και η μέγιστη εγκατεστημένη ισχύς φωτοβολταϊκών συστημάτων. Η καμπύλη παραγωγής ενέργειας φαίνεται στο [Διάγραμμα 6.2](#) και η μέγιστη εγκατεστημένη ισχύς των φωτοβολταϊκών συστημάτων διακρίνεται από το διάγραμμα δικτύου δίπλα από κάθε μονάδα παραγωγής. Η μέθοδος αυτή είναι μια απλοποιημένη μέθοδος για τους παραγωγούς οι οποίοι θα μπορούσαν να προέβλεπαν βάση δικών τους μοντέλων και κριτηρίων την ισχύς παραγωγής τους.
- 5) Οι παραγωγοί για να αξιολογηθούν και να συμμετάσχουν στην ενεργειακή κοινότητα θα πρέπει να **υποβάλουν τις τιμές προσφοράς** τους με τις οποίες είναι διατεθειμένοι να ανταλλάξουν (πωλήσουν) την ενέργεια τους στην ενεργειακή κοινότητα. Η τιμή που το δίκτυο αγοράζει την ενέργεια από τα δεδομένα του [Πίνακας 6.1](#) είναι $BBR=0.02\text{€/kWh}$. Για να είναι λοιπόν συμφέρουσα η ανταλλαγή ενέργειας με την ενεργειακή κοινότητα, θα πρέπει να καταθέσουν τιμές ανταλλαγής ενέργειας μεγαλύτερες από αυτήν την τιμή. Στο μοντέλο επιλέγηκαν τιμές τυχαία μεταξύ των ορίων $[0.03 - 0.05] \text{€/kWh}$.
- 6) Τέλος, για να αξιολογηθεί το μοντέλο και να υπολογιστεί πως η αβεβαιότητα επηρεάζει τα έσοδα των παραγωγών θα πρέπει να είναι γνωστή και η **πραγματική παραγωγή ενέργειας**. Αυτό που χρησιμοποιήθηκε εδώ είναι η πραγματική παραγωγή ενέργειας να κυμαίνεται μεταξύ του διαστήματος 95% ως 105% της προβλέψιμης παραγωγής.



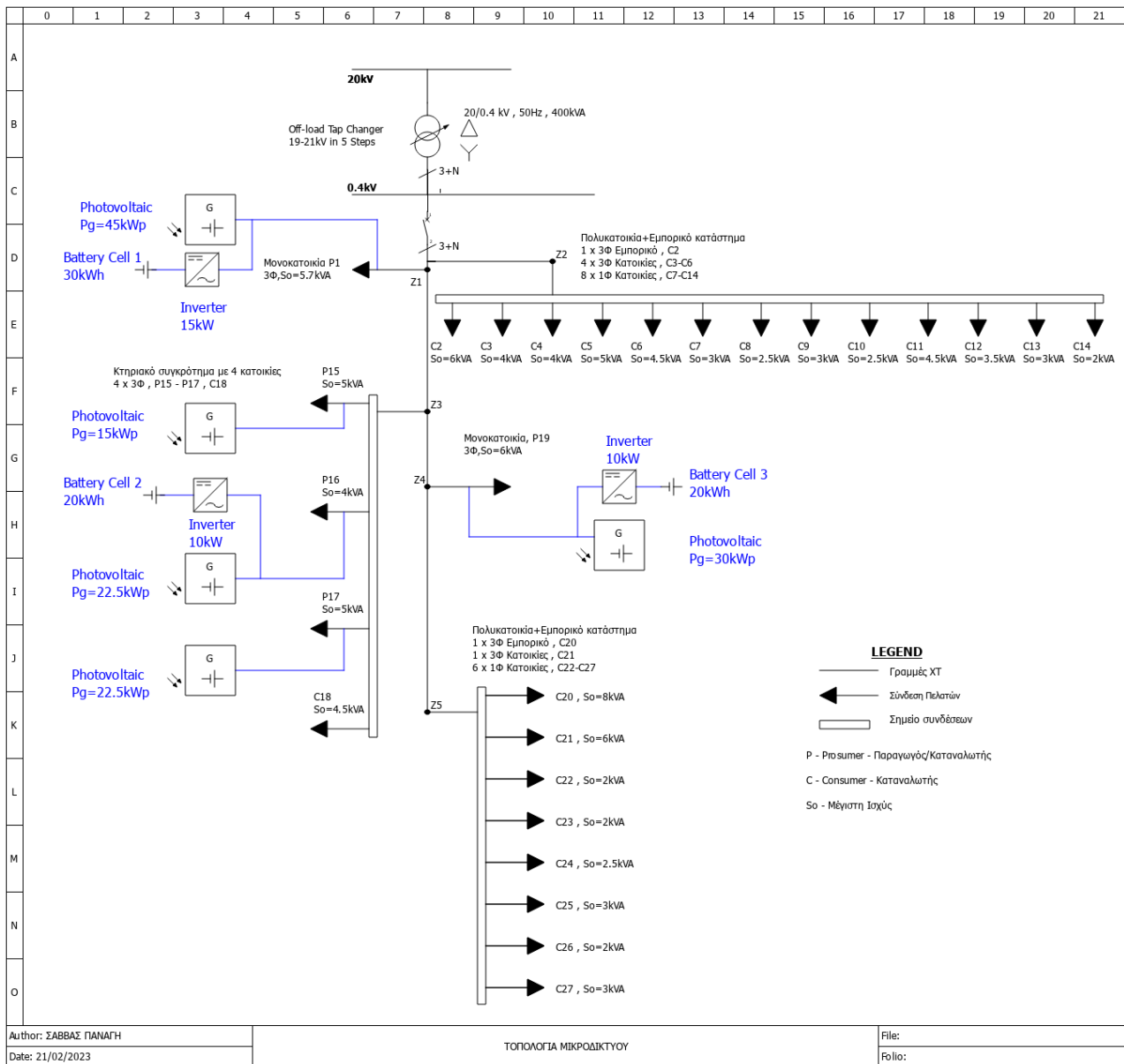
Διάγραμμα 6.2 Οριαία καμπύλη παραγωγής ενέργειας

Σενάρια που θα εξεταστούν:

Θα εξεταστούν τρία σενάρια με διαφορετικές ισχύς παραγωγής και κατανάλωσης. Στόχος μέσα από τις τρεις αυτές εναλλακτικές είναι να φανεί πώς προσαρμόζεται το μοντέλο , που δουλεύει καλύτερα και πώς επηρεάζεται το όφελος των συμμετεχόντων.

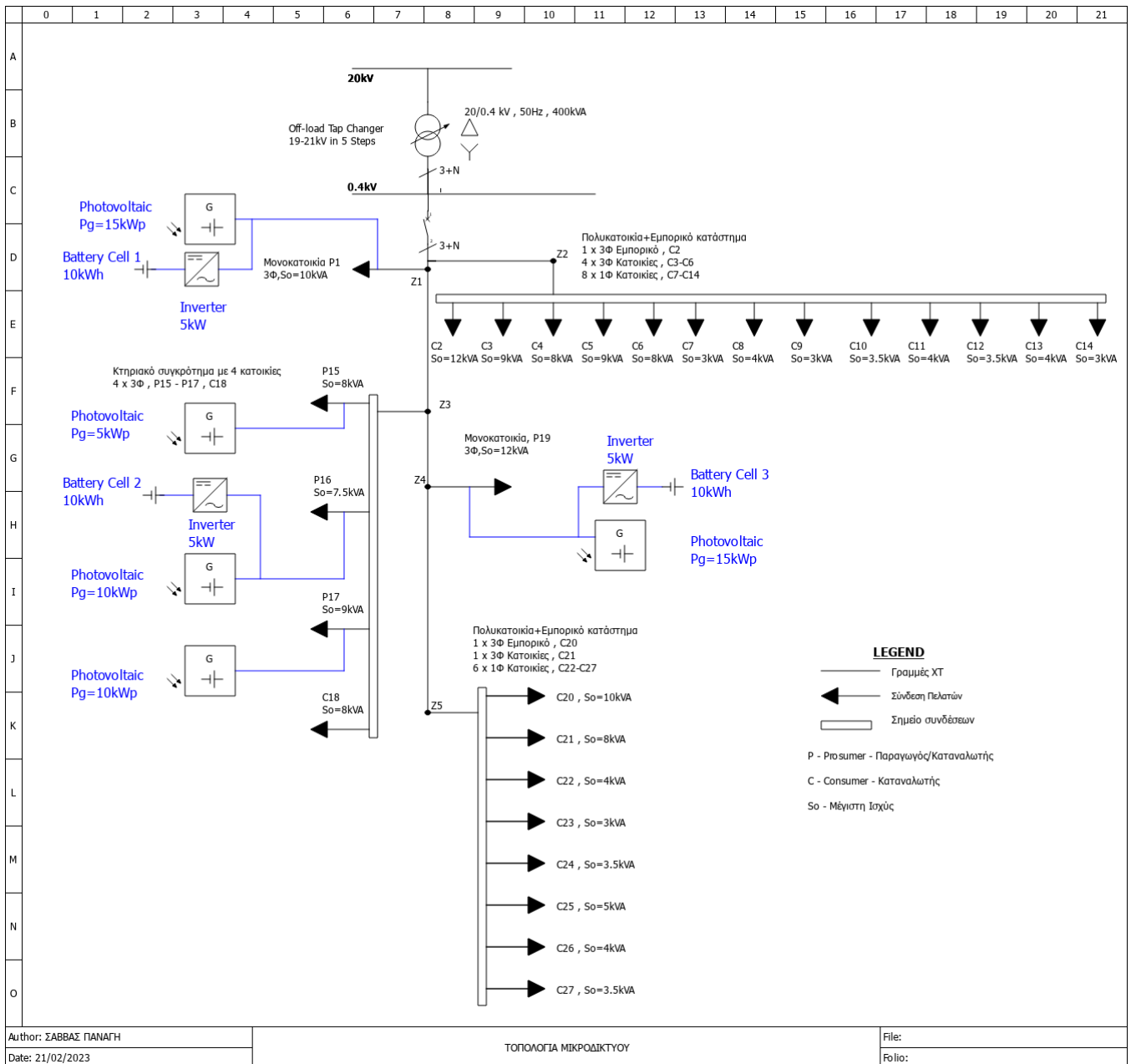
1^ο Σενάριο: Θα αξιοποιηθούν τα δεδομένα που δίνονται στην **Εικόνα 6.2 δομή και δεδομένα δικτύου**. Αυτή η κατάσταση του συστήματος χαρακτηρίζεται ως κατάσταση κανονικής λειτουργίας.

2^ο Σενάριο: Το δεύτερο σενάριο σκοπό έχει να ελέγξει το μοντέλο βέλτιστης λειτουργίας για μειωμένη ζήτηση και αυξημένη παραγωγή. Δηλαδή θα οριστεί μεγαλύτερη εγκατεστημένη ισχύς φωτοβολταϊκών συστημάτων($P_g, peak$) και μικρότερη μέγιστη ισχύς κατανάλωσης (S_o). Τα δεδομένα του σεναρίου αυτού φαίνονται στην παρακάτω εικόνα.



Εικόνα 6.3: Δομή και δεδομένα δικτύου ενεργειακής κοινότητας 2^{ου} σεναρίου

3^ο Σενάριο: Στο τρίτο σενάριο θα αξιολογηθεί μια κατάσταση αντίθετη από αυτήν του δεύτερου σεναρίου. Θα μειωθεί η παραγωγή και θα αυξηθεί η ζήτηση φορτίου. Αυτή η κατάσταση του συστήματος χαρακτηρίζεται ως κατάσταση μειωμένης παραγωγής και αυξημένης ζήτησης. Τα δεδομένα του σεναρίου αυτού φαίνονται στην παρακάτω εικόνα.

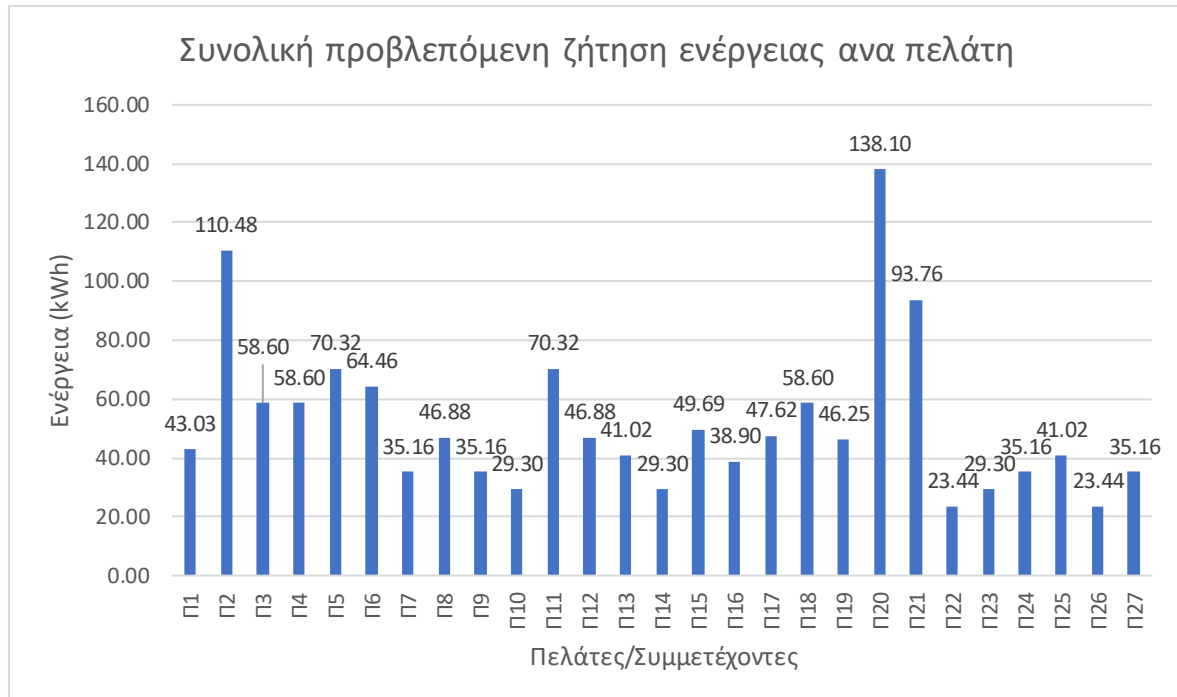


Εικόνα 6.4: Δομή και δεδομένα δικτύου ενεργειακή κοινότητας 3^{ου} σεναρίου

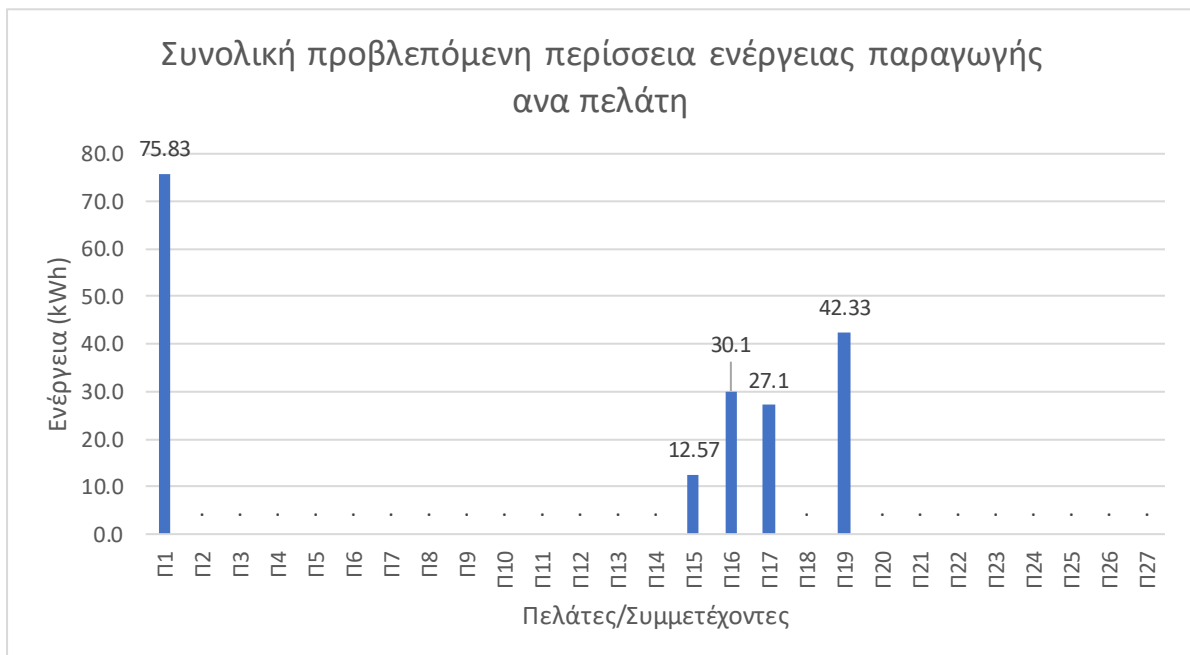
6.4. Αποτελέσματα - Παρατηρήσεις

Στην παρούσα ενότητα παρουσιάζονται τα βασικά διαγράμματα των τριών σεναρίων και τα συμπεράσματα που προκύπτουν από την συμμετοχή των πελατών στην ενεργειακή κοινότητα.

Πρώτο Σενάριο:

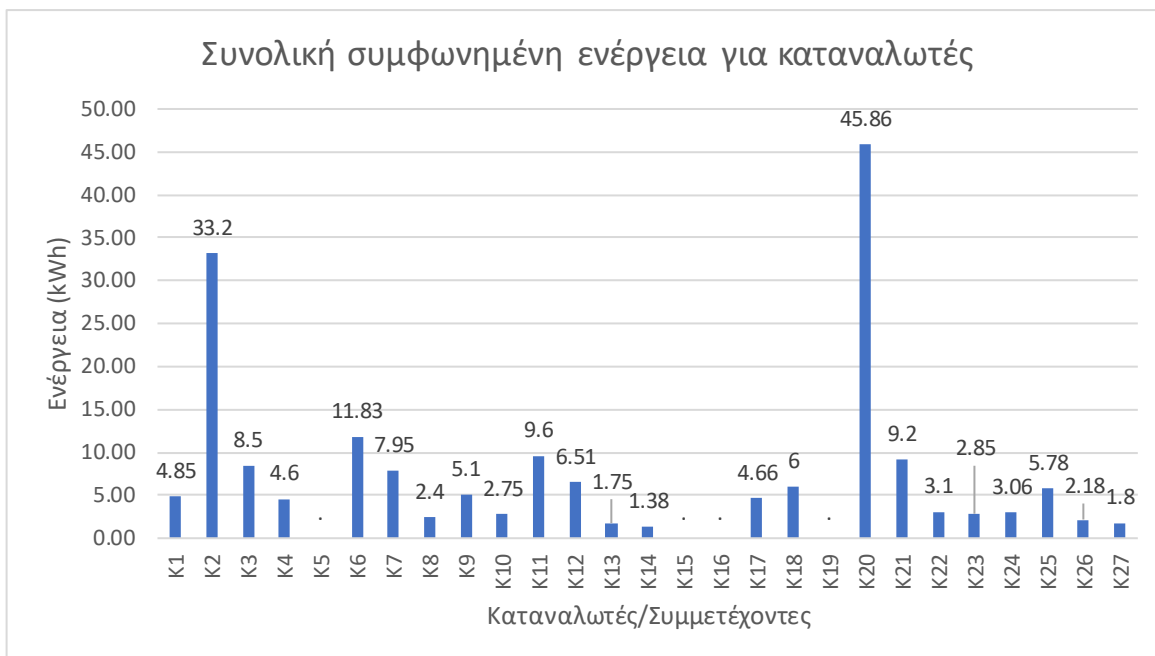


Διάγραμμα 6.3: Ημερήσια προβλεπόμενη ζήτηση ενέργειας ανά καταναλωτή σε kWh

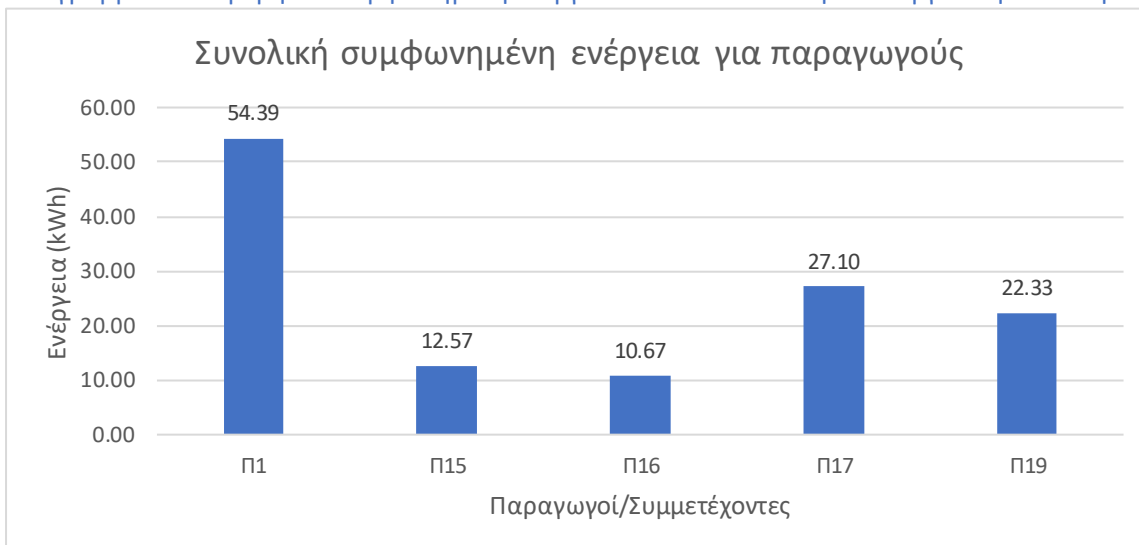


Διάγραμμα 6.4: Ημερήσια προβλεπόμενη περίσσεια ενέργεια παραγωγής ανά πελάτη σε kWh

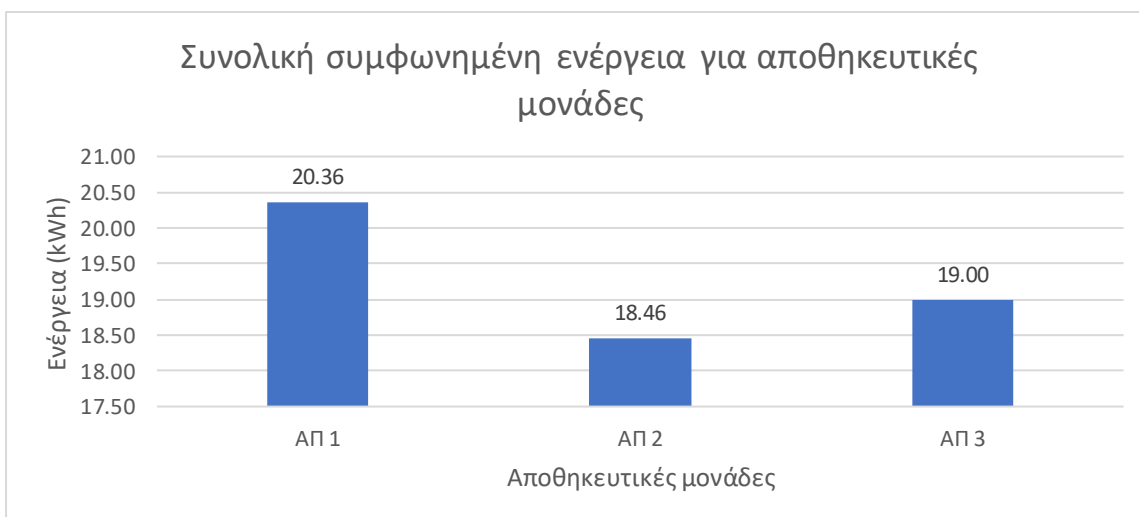
Στα δύο παραπάνω διαγράμματα φαίνεται η ημερήσια προβλεπόμενη ζήτηση ενέργειας και η ημερήσια περίσσεια προβλεπόμενη παραγωγή ενέργειας ανά πελάτη.



Διάγραμμα 6.5: Ημερήσια συμφωνημένη ενέργεια ανά καταναλωτή σε ενεργειακή κοινότητα



Διάγραμμα 6.6: Ημερήσια συμφωνημένη ενέργεια ανά παραγωγό σε ενεργειακή κοινότητα



Διάγραμμα 6.7: Ημερήσια συμφωνημένη ενέργεια αποθηκευτικών μονάδων

Στα παραπάνω διαγράμματα παρουσιάζεται η κατανομή της ενέργειας (συμφωνημένη ενέργεια) όπως αυτή προέκυψε από το μοντέλο βελτιστοποίησης σε όλο το 24ωρο.

Στον πίνακα που ακολουθεί παρουσιάζονται τα βασικά στοιχεία ζήτησης, παραγωγής και λειτουργίας ενεργειακής κοινότητας για όλο το 24ωρο:

Συνολική προβλεπόμενη ζήτηση ενέργειας κατανάλωσης	1399.9kWh
Συνολική προβλεπόμενη περίσσεια ενέργειας παραγωγής	187.93 kWh
Συνολική ενέργεια με απευθείας ανταλλαγή βάση της βελτιστοποίησης	127.06 kWh
Συνολική ενέργεια ανταλλαγής από αποθηκευτικές μονάδες βάση της βελτιστοποίησης	57.822 kWh
Συνολική ενέργεια που λαμβάνουν οι καταναλωτές από την ενεργειακή κοινότητα	184.88 kWh

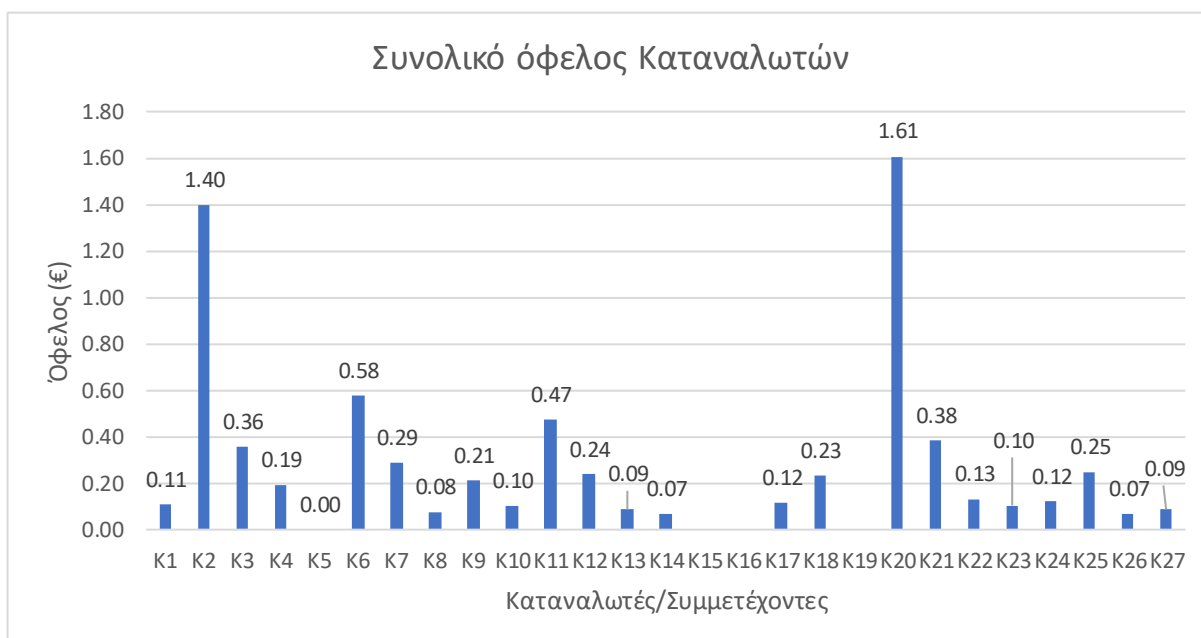
Πίνακας 6.2 Βασικά στοιχεία δικτύου και ενεργειακής κοινότητας 1^{ου} σεναρίου

Βάση του πίνακα παρατηρείται ότι η συνολική περίσσεια ενέργειας παραγωγής δεν εκμεταλλεύεται εξ ολοκλήρου από τους καταναλωτές στην ενεργειακή κοινότητα και αυτό οφείλεται στις απώλειες που υπολογίζονται στις αποθηκευτικές μονάδες.

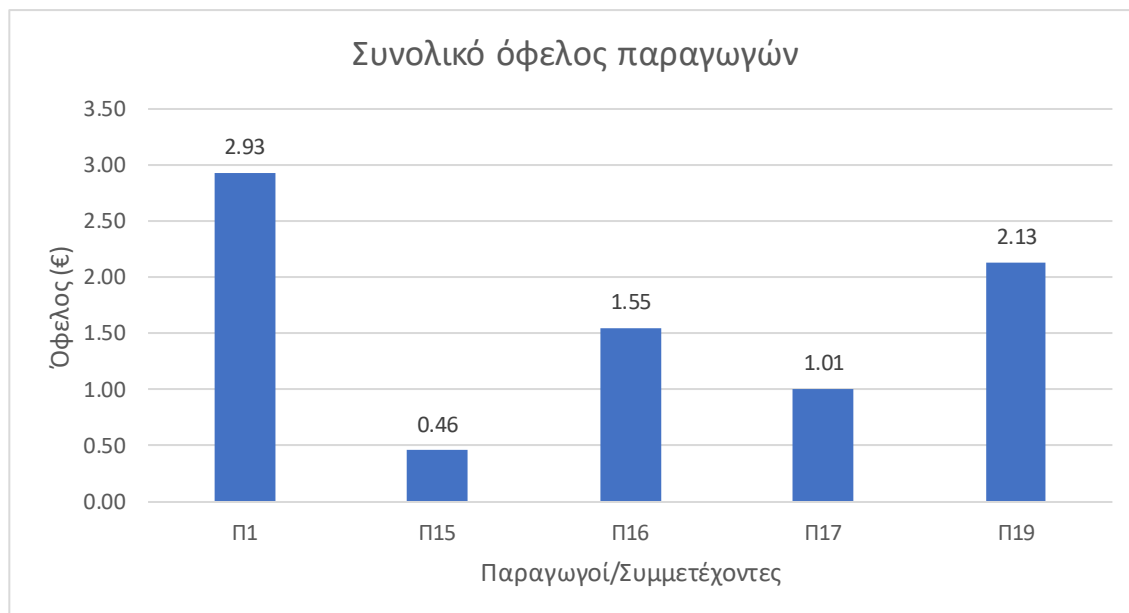
$$127.06 + \frac{57.822}{0.95} = 187.93$$

Το $\frac{184.88}{1399.9} * 100\% = 13.2\%$ της ζήτησης ενέργειας παρέχεται στην ενεργειακή κοινότητα μέσω των παραγωγών.

Υπολογισμός συνολικού οφέλους πρώτου σεναρίου λαμβάνοντας υπόψη και την αβεβαιότητα:



Διάγραμμα 6.8: Συνολικό όφελος ανά καταναλωτή για όλο το 24ωρο



Διάγραμμα 6.9: Συνολικό όφελος Παραγωγών για όλο το 24ωρο

Στα δύο παραπάνω διαγράμματα παρουσιάζεται το ημερήσιο όφελος που έχουν όλοι οι συμμετέχοντες στο σύστημα για κανονική λειτουργία του δικτύου (Σενάριο 1)

Στον πίνακα που ακολουθεί παρουσιάζεται το **συνολικό όφελος** και για **τους καταναλωτές** και για **τους παραγωγούς** για όλο το **24ωρο** που μελετάτε. Γίνεται μια συνοπτική σύγκριση του παραδοσιακού δικτύου με την ενεργειακή κοινότητα.

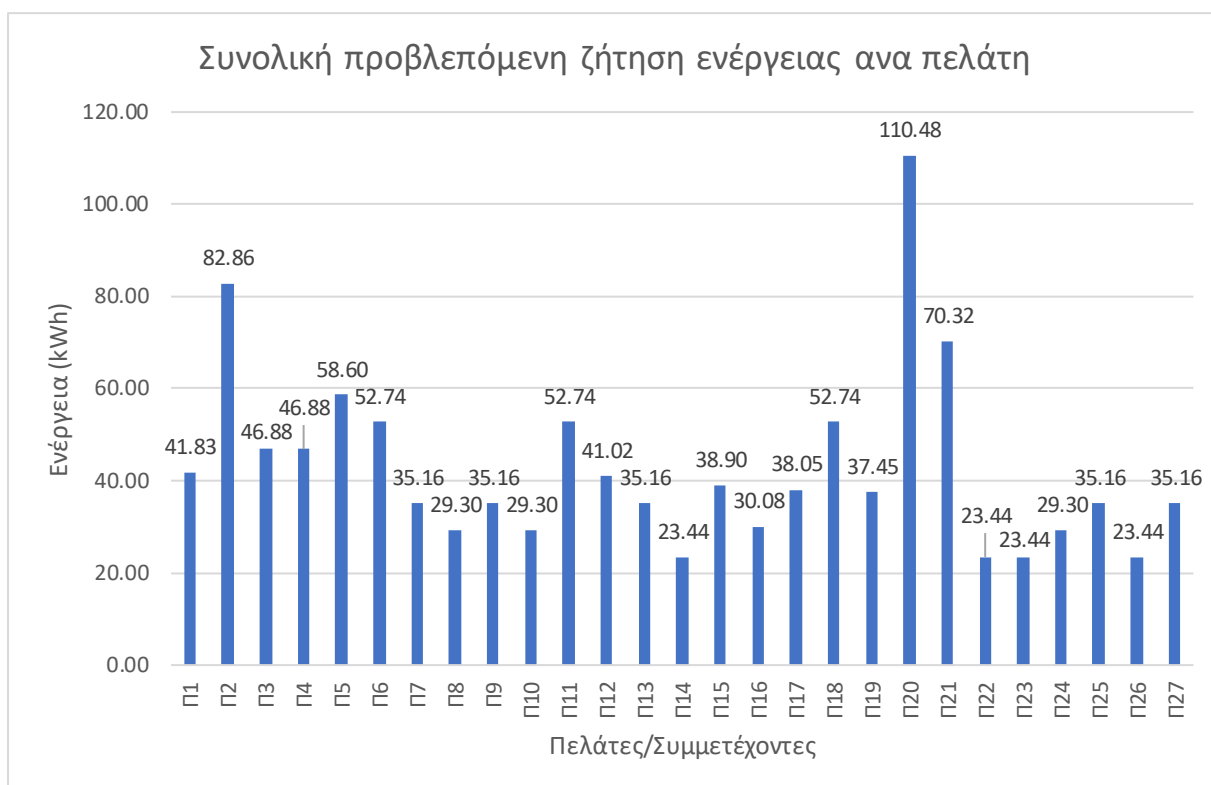
Συνολική πραγματική ζήτηση ενέργειας καταναλωτών	1397.8kWh
Συνολική κόστος καταναλωτών σε παραδοσιακό δίκτυο	$1397.8kWh * \frac{0.1€}{kWh} = 139.78€$
Συνολικό κόστος καταναλωτών σε ενεργειακή κοινότητα	132.51 €
Συνολικό όφελος καταναλωτών από το μοντέλο ενεργειακής κοινότητας	$139.78 - 132.51 = 7.27€$
Ποσοστό εξοικονόμησης κόστους	5.2%
Συνολική πραγματική περίσσεια ενέργειας παραγωγής	189.56kWh
Συνολικά έσοδα παραγωγών σε παραδοσιακό δίκτυο	$189.56kWh * \frac{0.02€}{kWh} = 3.79€$
Συνολικά έσοδα παραγωγών σε ενεργειακή κοινότητα	11.88€
Συνολικό όφελος παραγωγών από το μοντέλο ενεργειακής κοινότητας	$11.88 - 3.79 = 8.09€$
Ποσοστό αύξησης κέρδους	213%

Πίνακας 6.3: Συνολικό όφελος 1^{ου} σεναρίου για όλο το 24ωρο

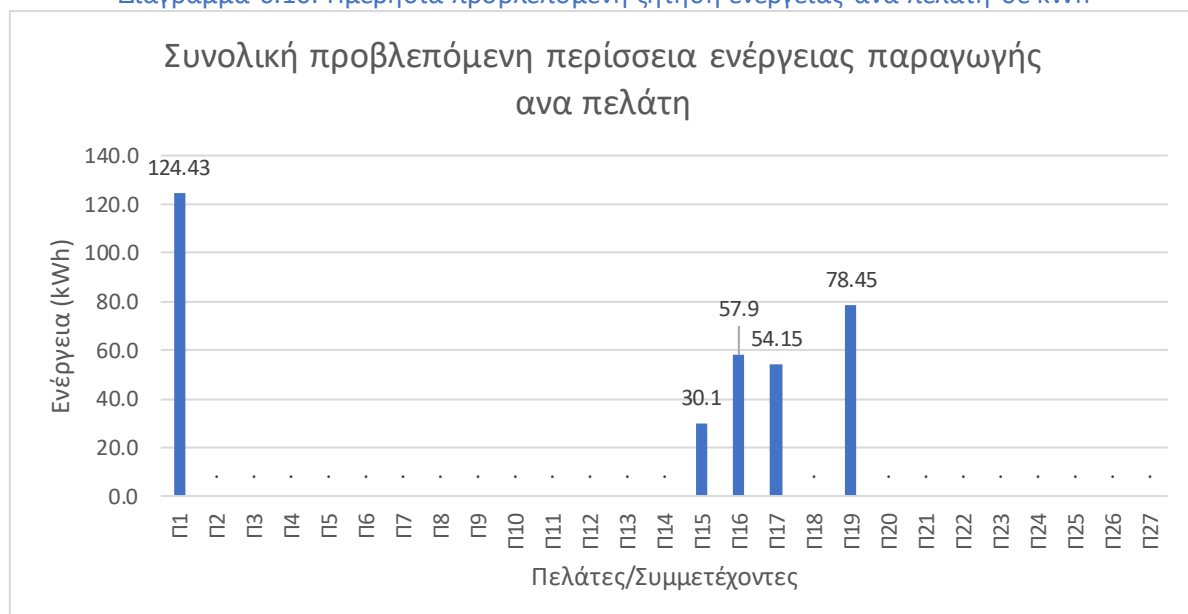
Παρατηρήσεις 1^{ου} Σεναρίου:

1. Σε όλες τις ώρες της μέρας η παραγωγή είναι μικρότερη από την ζήτηση και όπως ήταν αναμενόμενο υπάρχει πλήρη αξιοποίηση της ενέργειας στην ενεργειακή κοινότητα
2. Κανένας συμμετέχοντας μέσα στην ενεργειακή κοινότητα δεν παρουσιάζει αρνητικό όφελος. Δηλαδή βάση της αβεβαιότητας μεταξύ $\pm 5\%$ που υπάρχει στο δίκτυο διανομής που εξετάζεται υπάρχουν αρκετά καλές τιμές. Αυτό είναι μια καλή ένδειξη πως υπάρχει ακόμη περιθώριο σφάλματος των μοντέλων πρόβλεψης.
3. Το ποσοστό εξοικονόμησης κόστους για τους καταναλωτές είναι σημαντικό. Επιπρόσθετα σε πιθανή αύξηση των μονάδων παραγωγής αυτό το ποσοστό μπορεί να αυξηθεί ακόμη περισσότερο.
4. Το ποσοστό αύξησης κέρδους είναι πολύ σημαντικό.

Δεύτερο Σενάριο:

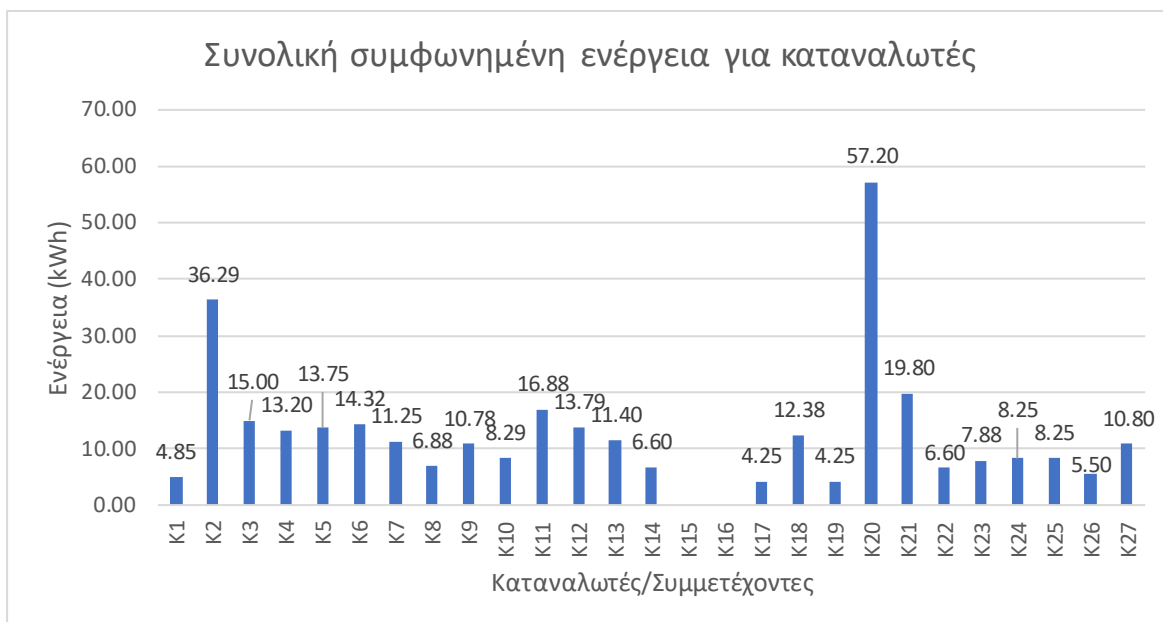


Διάγραμμα 6.10: Ημερήσια προβλεπόμενη ζήτηση ενέργειας ανά πελάτη σε kWh

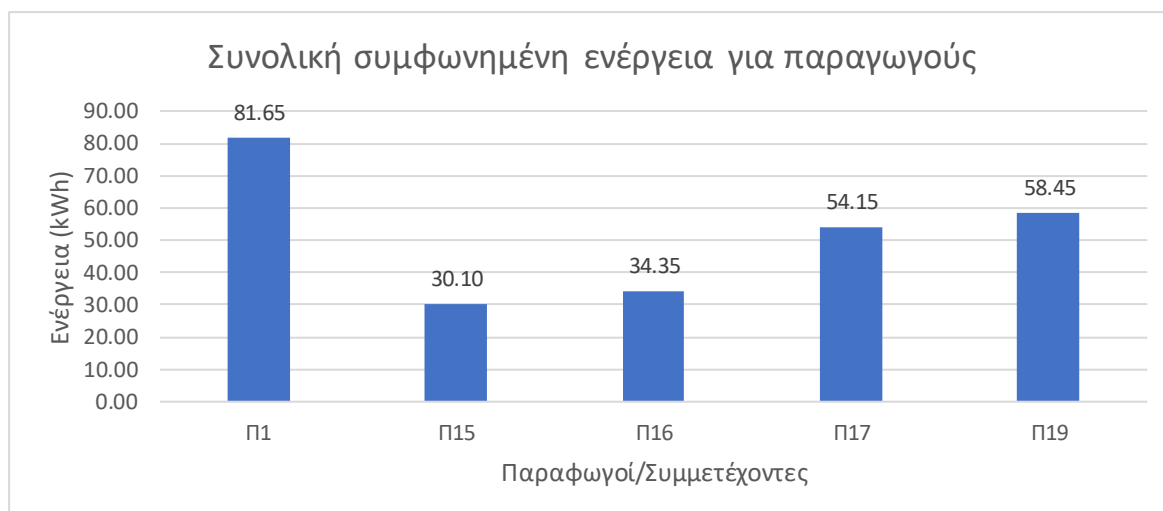


Διάγραμμα 6.11: Ημερήσια προβλεπόμενη περίσσεια ενέργειας ανά παραγωγό σε kWh

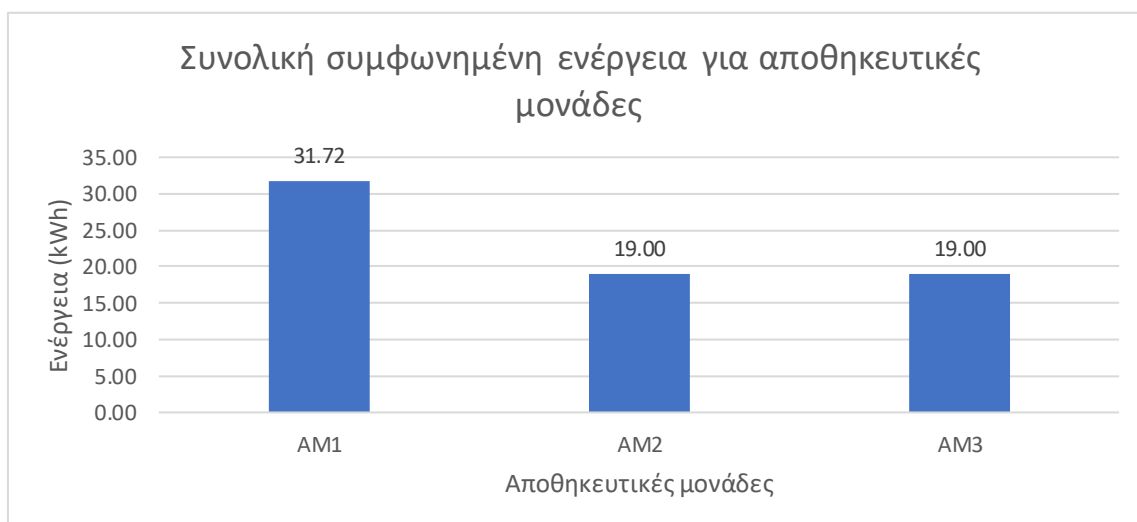
Εάν γίνει μια σύγκριση με τα ανάλογα διαγράμματα του 1^{ου} σεναρίου ([Διάγραμμα 6.3](#) και [Διάγραμμα 6.4](#)) παρατηρείται ο αυτοσκοπός του 2^{ου} σεναρίου που είναι η μελέτη ενός σεναρίου με αυξημένη παραγωγή ενέργειας και μειωμένης ζήτησης ενέργειας. Σε κάποιες ώρες της ημέρας η παραγωγή είναι ακόμη και μεγαλύτερη της κατανάλωσης.



Διάγραμμα 6.12: Ημερήσια συμφωνημένη ενέργεια ανά καταναλωτή σε ενεργειακή κοινότητα



Διάγραμμα 6.13: Ημερήσια συμφωνημένη ενέργεια ανά παραγωγό σε ενεργειακή κοινότητα



Διάγραμμα 6.14: Ημερήσια συμφωνημένη ενέργεια αποθηκευτικών μονάδων

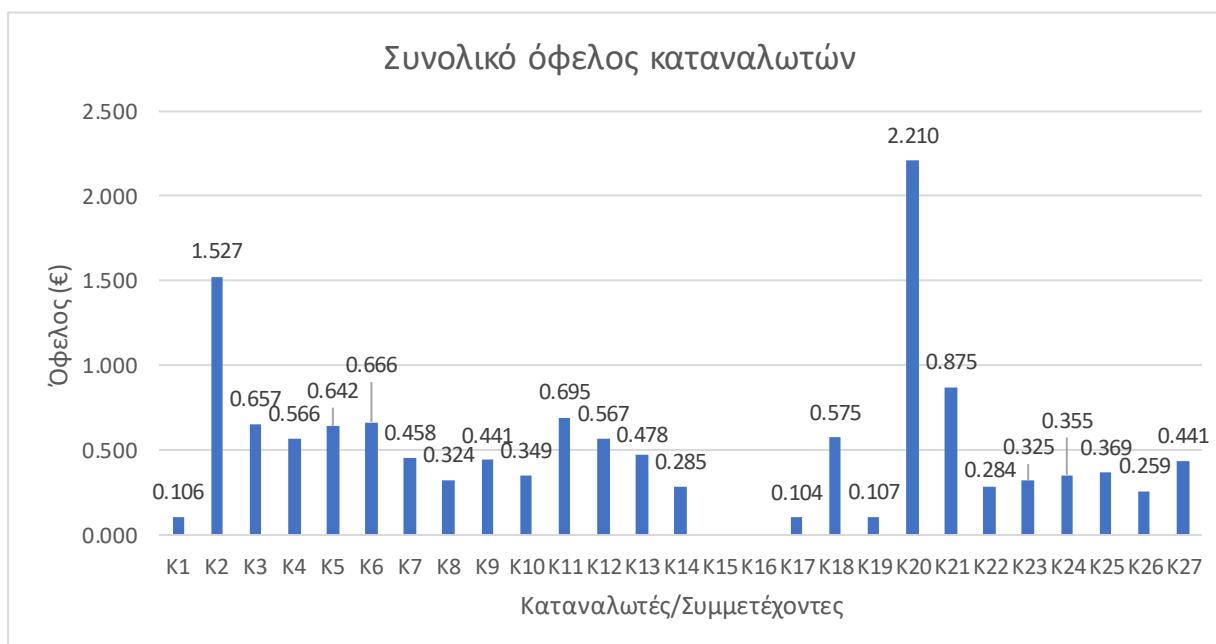
Στα παραπάνω διαγράμματα παρουσιάζεται η κατανομή της ενέργειας όπως αυτή προέκυψε από το μοντέλο βελτιστοποίησης σε όλο το 24ωρο. Παρατηρείται αυξημένη συμφωνημένη ενέργεια και αυτό φυσικά οφείλετε στην μεγαλύτερη ενέργεια παραγωγής.

Στον πίνακα που ακολουθεί παρουσιάζονται τα βασικά στοιχεία ζήτησης, παραγωγής και λειτουργίας ενεργειακής κοινότητας για όλο το 24ωρο:

Συνολική προβλεπόμενη ζήτηση ενέργειας κατανάλωσης	1159 kWh
Συνολική προβλεπόμενη περίσσεια ενέργειας παραγωγής	345.03 kWh
Συνολική ενέργεια με απευθείας ανταλλαγή βάση της βελτιστοποίησης	258.7 kWh
Συνολική ενέργεια ανταλλαγής από αποθηκευτικές μονάδες βάση της βελτιστοποίησης	69.72 kWh
Συνολική ενέργεια που λαμβάνουν οι καταναλωτές από την ενεργειακή κοινότητα	327.42 kWh
Πίνακας 6.4 Βασικά στοιχεία δικτύου και ενεργειακής κοινότητας 2 ^{ου} σεναρίου	

Το $\frac{327.42}{1159} * 100\% = 28.3\%$ της ζήτησης ενέργειας παρέχεται με κάποιο είδος συμφωνία από την ενεργειακή κοινότητα. Παρατηρείται δηλαδή αυξημένη συμμετοχή της ενεργειακής κοινότητας στην συνολική ζήτηση ενέργειας. Επιπρόσθετα μια δεύτερη παρατήρηση που είναι το γεγονός πως δεν υπάρχει εκμετάλλευση όλη την περίσσεια ενέργειας παραγωγής μέσα στην ενεργειακή κοινότητα και αυτό οφείλεται στο γεγονός πως σε κάποιες χρονικές περιόδους της ημέρας η ενέργεια κατανάλωσης είναι μεγαλύτερη από την ενέργεια παραγωγής και οι αποθηκευτικές μονάδες δεν επαρκούν για αποθήκευση. Μια καλή λύση εδώ θα ήταν να αυξηθεί ακόμη λίγο την μέγιστη χωρητικότητα και ισχύς αντιστροφών στις μονάδες αποθήκευσης.

Υπολογισμός συνολικού οφέλους δεύτερου σεναρίου λαμβάνοντας υπόψη και την αβεβαιότητα:



Διάγραμμα 6.15 Συνολικό όφελος ανά καταναλωτή για όλο το 24ωρο



Διάγραμμα 6.16: Συνολικό όφελος παραγωγών για όλο το 24ωρο

Στα δύο παραπάνω διαγράμματα παρουσιάζεται το ημερήσιο όφελος που έχουν όλοι οι συμμετέχοντες στο σύστημα για λειτουργία αυξημένης παραγωγής και μειωμένης ζήτησης(Σενάριο 2)

Στον πίνακα που ακολουθεί παρουσιάζεται το συνολικό όφελος και για τους καταναλωτές και για τους παραγωγούς για όλο το 24ωρο που μελετάτε. Γίνεται μια συνοπτική σύγκριση του παραδοσιακού δικτύου με την ενεργειακή κοινότητα.

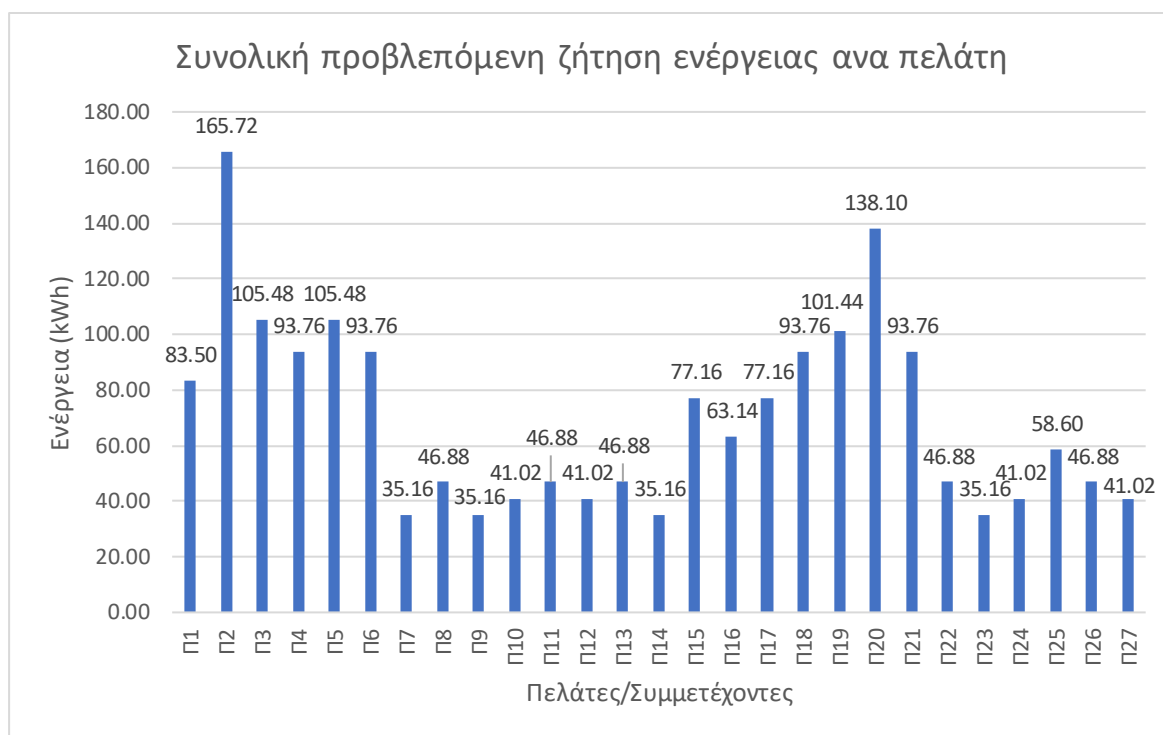
Συνολική πραγματική ενέργεια καταναλωτών	1161 kWh
Συνολική κόστος καταναλωτών σε παραδοσιακό δίκτυο	$1161 \text{ kWh} * \frac{0.1\text{€}}{\text{kWh}} = 116.1\text{€}$
Συνολικό κόστος καταναλωτών σε ενεργειακή κοινότητα	102.44 €
Συνολικό όφελος καταναλωτών από το μοντέλο ενεργειακής κοινότητας	$116.1 - 102.44 = 13.66\text{€}$
Ποσοστό εξοικονόμησης κόστους	11.7%
Συνολική πραγματική περίσσεια ενέργειας παραγωγής	342.67 kWh
Συνολικά έσοδα παραγωγών σε παραδοσιακό δίκτυο	$342.67 \text{ kWh} * \frac{0.02\text{€}}{\text{kWh}} = 6.85\text{€}$
Συνολικά έσοδα παραγωγών σε ενεργειακή κοινότητα	19.16€
Συνολικό όφελος παραγωγών από το μοντέλο ενεργειακής κοινότητας	$19.16 - 6.85 = 12.3\text{€}$
Ποσοστό αύξησης κέρδους	180%

Πίνακας 6.5: Συνολικό όφελος 2^{ου} σεναρίου για όλο το 24ωρο

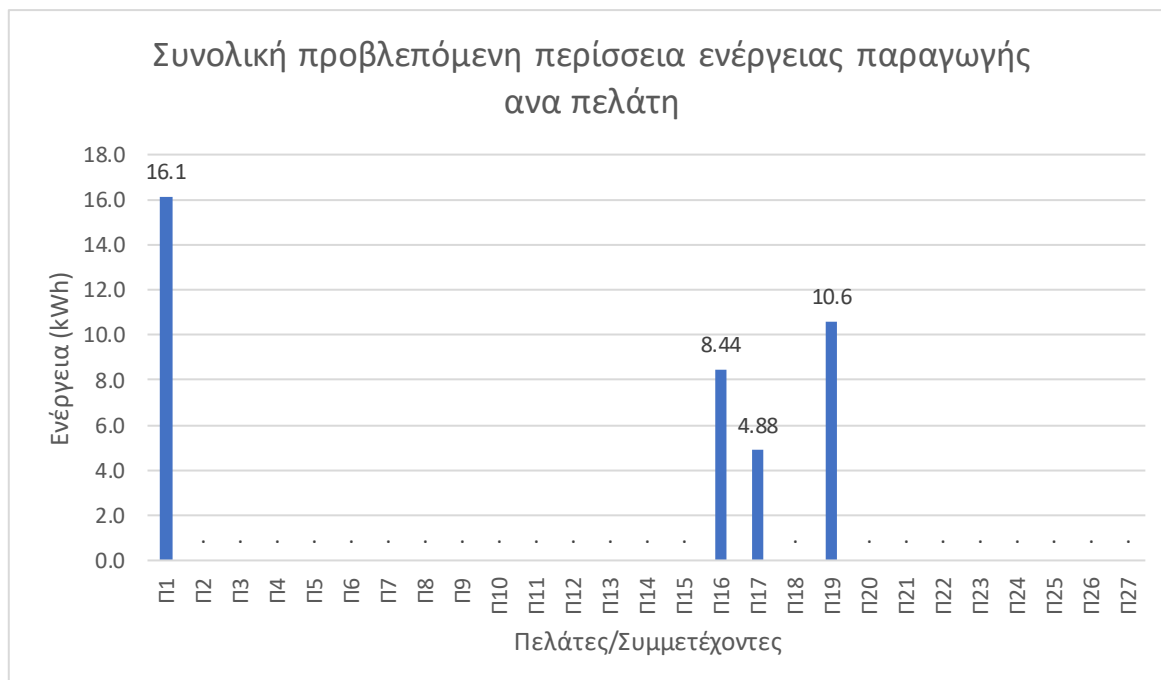
Παρατηρήσεις 2^{ου} Σεναρίου:

1. Παρατηρείται μεγαλύτερο ποσοστό εξοικονόμηση κόστους στους καταναλωτές σε σχέση με το 1^ο σενάριο. Αυτό ήταν αναμενόμενο αφού υπάρχει μεγαλύτερη διαθέσιμη ενέργεια παραγωγής για ανταλλαγή μεταξύ της ενεργειακής κοινότητας.
2. Τα ποσά εσόδων των παραγωγών σε αντίθεση με το 1^ο σενάριο και το 3^ο σενάριο που θα ακολουθήσει είναι όπως αναμενόταν μεγαλύτερα.

Τρίτο Σενάριο:

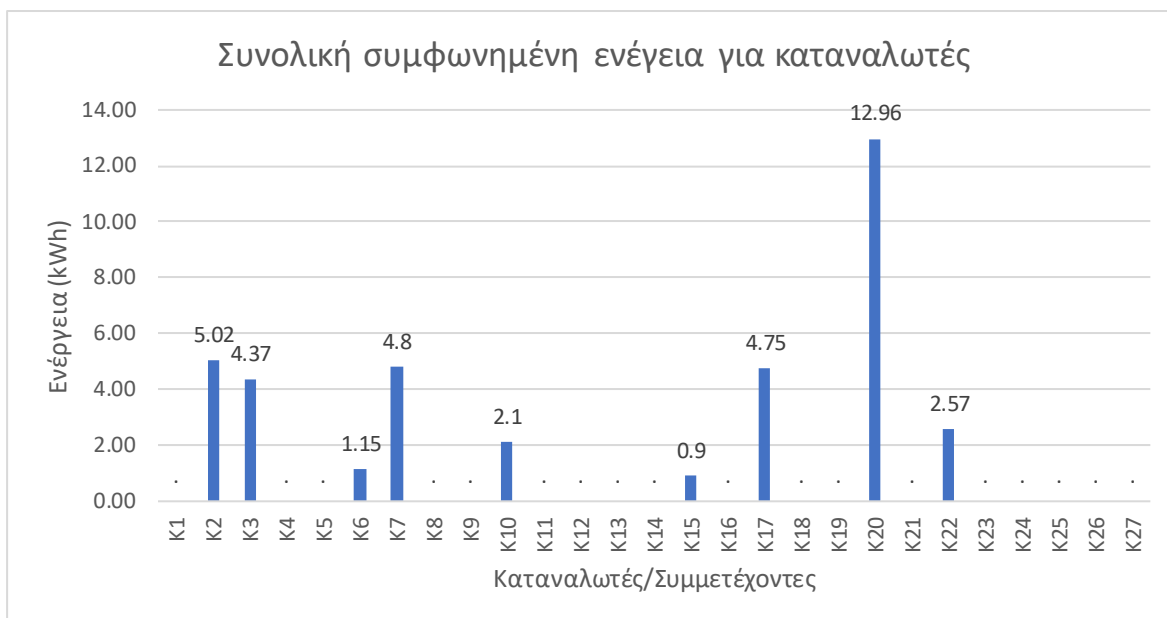


Διάγραμμα 6.17 Ημερήσια προβλεπόμενη ζήτηση ενέργειας ανά καταναλωτή σε kWh

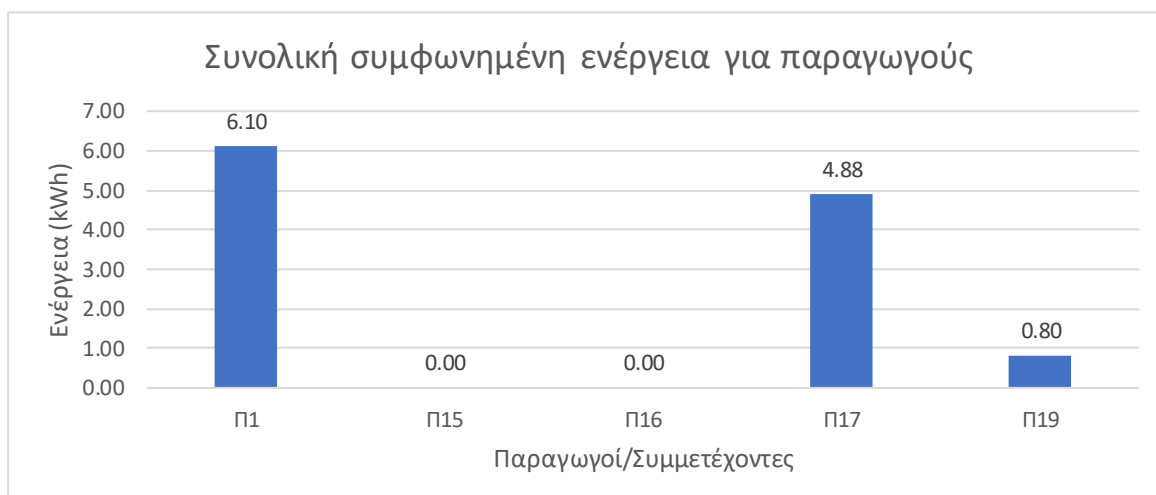


Διάγραμμα 6.18: Ημερήσια προβλεπόμενη περίσσεια ενέργειας παραγωγής ανά παραγωγό σε kWh

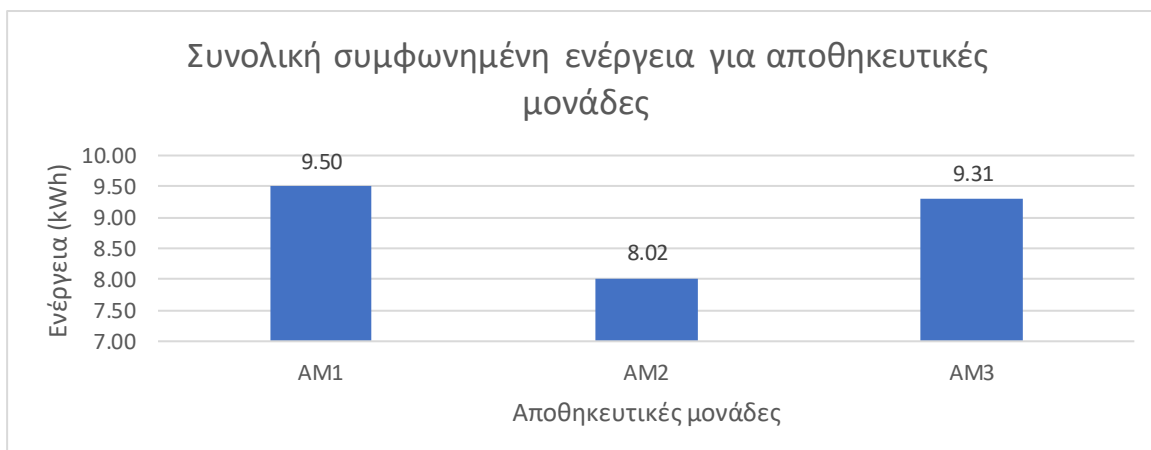
Στα δύο παραπάνω διαγράμματα παρουσιάζεται η ημερήσια προβλεπόμενη ζήτηση ενέργειας και την ημερήσια περίσσεια προβλεπόμενη ενέργεια παραγωγής. Παρατηρείται μια μειωμένη παραγωγή ενέργειας και μια αύξηση της ζήτησης. Αυτός είναι και ο στόχος του τρίτου σεναρίου.



Διάγραμμα 6.19: Ημερήσια συμφωνημένη ενέργεια ανά καταναλωτή σε ενεργειακή κοινότητα



Διάγραμμα 6.20: Ημερήσια συμφωνημένη ενέργεια ανά παραγωγό σε ενεργειακή κοινότητα



Διάγραμμα 6.21: Ημερήσια συμφωνημένη ενέργεια αποθηκευτικών μονάδων

Στα παραπάνω διαγράμματα παρουσιάζεται η κατανομή της παραγόμενης ενέργειας όπως προέκυψε από το μοντέλο βελτιστοποίησης σε όλο το 24ωρο. Υπάρχει πολύ μικρή συνολική ενέργεια ανταλλαγής στην ενεργειακή κοινότητα κάτι το οποίο δεν είναι θεμιτό στην ενεργειακή κοινότητα αλλά σίγουρα μπορεί σε κάποιες μέρες του χρόνου να υπάρξει. Επιπρόσθετα, υπάρχει αρκετή αξιοποίηση των αποθηκευτικών μονάδων συγκρίσιμα με την απευθείας ανταλλαγή ενέργειας σε πραγματικό χρόνο από τους παραγωγούς. Αυτό οφείλεται στο γεγονός πως το μοντέλο στόχο έχει να αξιοποιήσει τις αποθηκευτικές μονάδες όχι μόνο για το όφελος του παραγωγού αλλά και του συνολικού συστήματος.

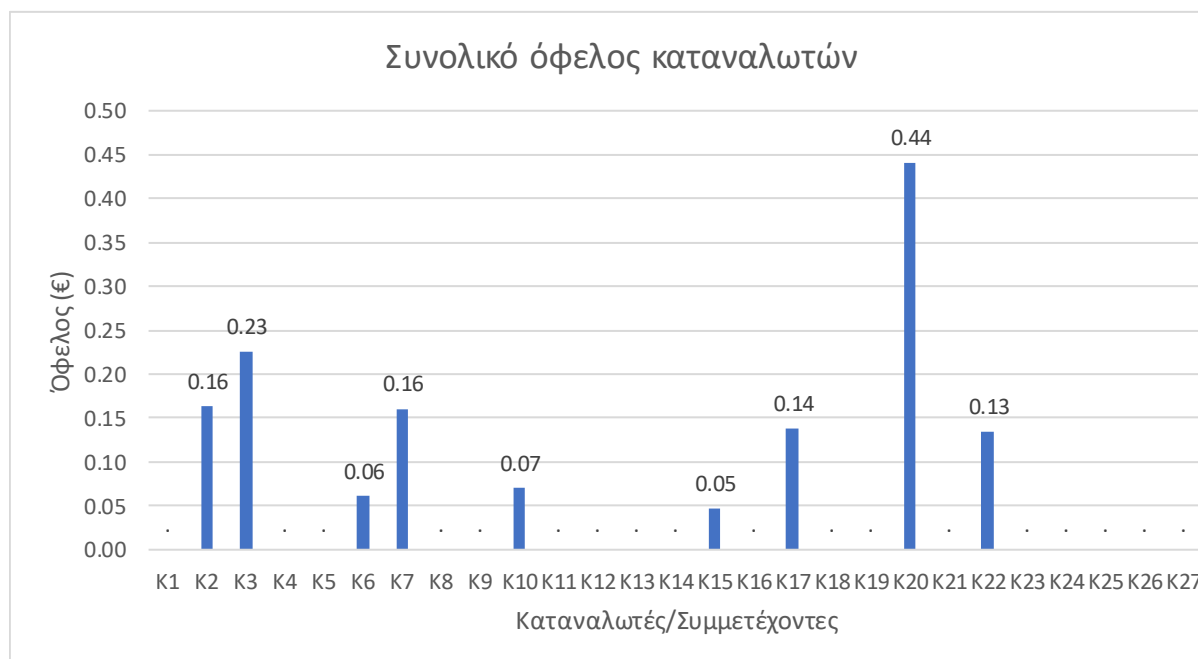
Στον πίνακα που ακολουθεί παρουσιάζονται τα βασικά **στοιχεία ζήτησης, παραγωγής και λειτουργίας** ενεργειακής κοινότητας για όλο το **24ωρο**:

Συνολική προβλεπόμενη ζήτηση ενέργειας κατανάλωσης	1889.9 kWh
Συνολική προβλεπόμενη περίσσεια ενέργειας παραγωγής	40.03 kWh
Συνολική ενέργεια με απευθείας ανταλλαγή βάση της βελτιστοποίησης	11.78 kWh
Συνολική ενέργεια ανταλλαγής από αποθηκευτικές μονάδες βάση της βελτιστοποίησης	26.83 kWh
Συνολική ενέργεια που λαμβάνουν οι καταναλωτές από την ενεργειακή κοινότητα	38.61 kWh

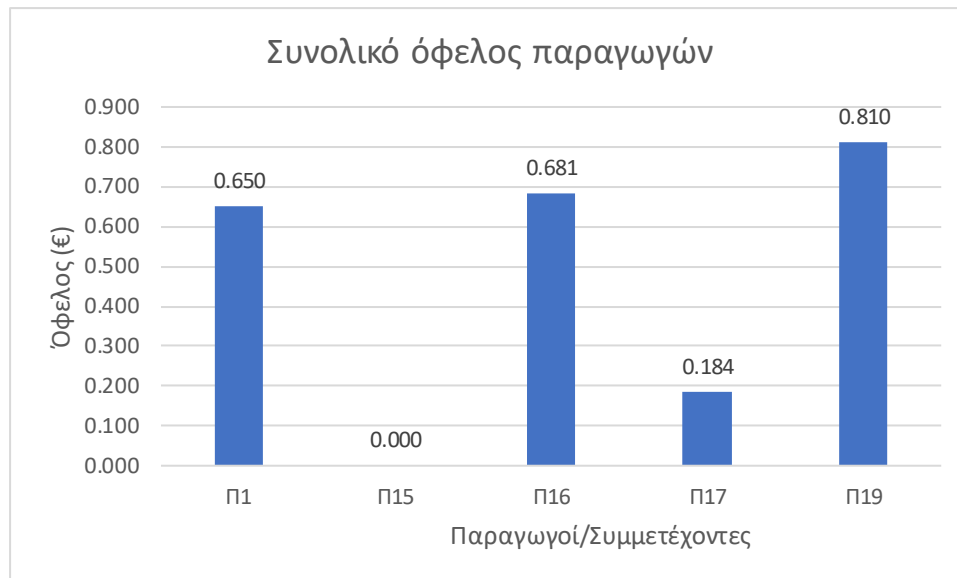
Πίνακας 6.6 Βασικά στοιχεία δικτύου και ενεργειακής κοινότητας 3^{ου} σεναρίου

Το $\frac{38.61}{1889.9} * 100\% = 2\%$ της ζήτησης ισχύς παρέχεται με κάποιου είδους συμφωνία από την ενεργειακή κοινότητα. Παρατηρείται δηλαδή πολύ μικρή συμμετοχή της ενεργειακής κοινότητας στην συνολική ζήτηση ισχύος. Επίσης, παρόμοια με το πρώτο σενάριο παρατηρείται μια πλήρης εκμετάλλευση της παραγόμενης ενέργειας στην ενεργειακή κοινότητα. Αυτό είναι αναμενόμενο αφού λόγω του της υψηλής ζήτησης και της μειωμένης παραγωγής σε καμία χρονική περίοδο της ημέρας η ισχύς κατανάλωσης δεν είναι μεγαλύτερη από την ισχύ παραγωγής.

Υπολογισμός συνολικού οφέλους δεύτερου σεναρίου λαμβάνοντας υπόψη και την αβεβαιότητα:



Διάγραμμα 6.22: Συνολικό Ημερήσιο όφελος ανά καταναλωτή



Διάγραμμα 6.23: Συνολικό ημερήσιο όφελος ανά παραγωγό

Στα δύο παραπάνω διαγράμματα παρουσιάζεται το ημερήσιο όφελος που έχουν όλοι οι συμμετέχοντες στο σύστημα για λειτουργία μειωμένης παραγωγής και αυξημένης ζήτησης (Σενάριο 3)

Στον πίνακα που ακολουθεί παρουσιάζεται το συνολικό όφελος και για τους καταναλωτές και για τους παραγωγούς για όλο το 24ωρο που μελετάτε. Γίνεται μια συνοπτική σύγκριση του παραδοσιακού δικτύου με την ενεργειακή κοινότητα.

Συνολική πραγματική ενέργεια καταναλωτών	1893.1 kWh
Συνολική κόστος καταναλωτών σε παραδοσιακό δίκτυο	$1893.1 \text{ kWh} * \frac{0.1\text{€}}{\text{kWh}} = 189.31\text{€}$
Συνολικό κόστος καταναλωτών σε ενεργειακή κοινότητα	187.87 €
Συνολικό όφελος καταναλωτών από το μοντέλο ενεργειακής κοινότητας	$189.31 - 187.87 = 1.44\text{€}$
Ποσοστό εξοικονόμησης κόστους	0.76%
Συνολική πραγματική ενέργεια παραγωγών	39.5 kWh
Συνολικά έσοδα παραγωγών σε παραδοσιακό δίκτυο	$39.5 \text{ kWh} * \frac{0.02\text{€}}{\text{kWh}} = 0.79\text{€}$
Συνολικά έσοδα παραγωγών σε ενεργειακή κοινότητα	3.12€
Συνολικό όφελος παραγωγών από το μοντέλο ενεργειακής κοινότητας	$3.12 - 0.79 = 2.33\text{€}$
Ποσοστό αύξησης κέρδους	295%

Πίνακας 6.7: Συνολικό όφελος 3^{ου} σεναρίου για όλο το 24ωρο

Παρατηρήσεις 3^{ου} Σεναρίου:

1. Υπάρχει πολύ μικρό ποσοστό εξοικονόμησης κόστους στους καταναλωτές και αυτό είναι συνέπεια της μειωμένης παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.
2. Τα ποσά εσόδων των παραγωγών σε αντίθεση με το 1^ο και 2^ο σενάριο κυμνούνται σε χαμηλά ποσά αφού δεν υπάρχει διαθέσιμη ενέργεια για να ανταλλάξουν με τους καταναλωτές.

Σενάρια:	1 ^ο Σενάριο	2 ^ο Σενάριο	3 ^ο Σενάριο
Συνολική πραγματική ενέργεια κατανάλωσης	1397.8kWh	1161 kWh	1893.1 kWh
Συνολική προγραμματική ενέργειας παραγωγής	189.56kWh	342.67 kWh	39.5 kWh
Συνολική κόστος κατανάλωσης σε παραδοσιακό δίκτυο	139.78€	116.1€	189.31€
Συνολικά έσοδα παραγωγής σε παραδοσιακό δίκτυο	3.79€	6.85€	0.79€
Κόστος λειτουργίας σε παραδοσιακό δίκτυο	139.78€-3.79€= 135.99€	116.1€-6.85€= 109.25€	189.31€-0.79€= 188.52€
Συνολικό κόστος κατανάλωσης σε ενεργειακή κοινότητα	132.51 €	102.44 €	187.87 €
Συνολικά έσοδα παραγωγής σε ενεργειακή κοινότητα	11.88€	19.16€	3.12€
Κόστος λειτουργίας σε ενεργειακή κοινότητα	132.51€-11.88€= 120.63€	102.44€-19.16€= 83.28€	187.87€-3.12€= 184.75€
Ποσοστό εξοικονόμησης κόστους λειτουργίας	11.3%	23.8%	1.7%
Πίνακας 6.8: Σύγκριση κόστους λειτουργίας 3^{ων} σεναρίων για όλο το 24ωρο			

6.5. Στόχοι και τελικά συμπεράσματα του μοντέλου

Κύριοι στόχοι του μοντέλου είναι να μπορέσει να λειτουργήσει μια ενεργειακή κοινότητα η οποία θα είναι **δίκαιη , ανταγωνιστική, συμφέρουσα και ασφαλής**. Οι βασικές προτεραιότητες που επιτυγχάνονται με το παραπάνω μοντέλο μαθηματικού προβλήματος είναι οι εξής:

1. Για την λήψη απόφασης σχετικά με την ποσότητα της ενέργειας που θα ανταλλάσσεται μεταξύ των συμμετεχόντων θα επιλέγονται οι παραγωγοί οι οποίοι δίνουν τις χαμηλότερες τιμές προφοράς ανά kWh και οι καταναλωτές οι οποίοι θα δίνουν την μεγαλύτερη τιμή προφοράς ανά kWh. Έτσι επιτυγχάνονται δύο βασικοί στόχοι που είναι η ανταγωνιστικότητα και το μέγιστο/βέλτιστο δυνατό κέρδος.
2. Για να είναι το σύστημα όσο το δυνατόν πιο δίκαιο και για να μπορούν να επωφεληθούν οι παραγωγοί/καταναλωτές σύμφωνα με τις προβλεπόμενες τιμές κέρδους που υπολογίζονται κατά την διάρκεια της βελτιστοποίησης, όλοι οι συμμετέχοντες οι οποίοι δεν τηρούν τις συμφωνημένες τιμές ισχύος παραγωγής/ζήτησης, πρέπει να πληρώνουν ένα πρόστιμο. Για να αυξηθεί η αμεροληψία προς το μοντέλο βελτιστοποίησης για τους παραγωγούς, ο αλγόριθμός υπολογισμών των εσόδων είναι με τέτοιο τρόπο δομημένος που να μην συμφέρει στους παραγωγούς να προσπαθήσουν να εξαπατήσουν το σύστημα υποεκτιμώντας ή υπερεκτιμώντας την παραγωγή ισχύος που θα έχουν.
3. Για να είναι ασφαλής και εφικτή η μετάδοση της ηλεκτρικής ενέργειας λαμβάνονται υπόψη παράμετροι όπως ικανότητα ισχύος γραμμών μεταφοράς , ισοζύγιο ισχύος και ισχύς κατανάλωσης/παραγωγής σε κάθε χρονική περίοδο που εξετάζεται.

Μετά από την εφαρμογή των παραδειγμάτων στα κεφάλαια 5.2 και 5.3 και των τριών σεναρίων που είδαμε στο κεφάλαιο 6.4 έχουν προκύψει κάποια πλεονεκτήματα αλλά και μειονεκτήματα του μοντέλου που έχει αναπτυχθεί. Τα βασικά λοιπόν συμπεράσματα που προκύπτουν είναι τα εξής:

1. Η χρήση αποθηκευτικών μονάδων παρόλο που αυξάνει την ανεξαρτησία του δικτύου από το κεντρικό δίκτυο αυξάνει και την συνολική ποσότητα ανταλλαγής ενέργειας μεταξύ της

ενεργειακής κοινότητας. Άρα οι συμμετέχοντες συμφωνούν σε μεγαλύτερες ποσότητες ενέργειας και η απαιτήσις συμμόρφωσης των πραγματικών τιμών με τις συμφωνημένες τιμές αυξάνεται.

2. Όπως παρατηρήθηκε, όσο μεγαλύτερες είναι οι τιμές των καταναλωτών με τις οποίες έρχονται σε συμφωνία με την ενεργειακή κοινότητα, τόσο μεγαλύτερα είναι τα επίπεδα προστύμματος που επιβάλλονται σε αυτούς σε περίπτωση μη συμμόρφωσης των πραγματικών τιμών με τις συμφωνημένες και άρα μειώνεται το όφελος.
3. Με ακριβώς ανάλογο τρόπο με το δεύτερο συμπέρασμα, για τους παραγωγούς όσο μικρότερες είναι οι τιμές προσφοράς με τις οποίες έρχονται σε συμφωνία με την ενεργειακή κοινότητα, τόσο μεγαλύτερα είναι τα επίπεδα προστύμματος που επιβάλλονται σε αυτούς σε περίπτωση μη συμμόρφωσης των πραγματικών τιμών με τις συμφωνημένες και άρα μειώνεται το όφελος.
4. Όπως ήταν αναμενόμενο από το 2^ο σενάριο, όσο αυξάνεται η παραγωγή ενέργειας, τόσο αυξάνεται και η διαθέσιμη ενέργεια που μπορούν να ανταλλάξουν οι συμμετέχοντες μέσα στην ενεργειακή κοινότητα και ανάλογα αυξάνεται και το ποσοστό εξοικονόμησης κόστους.
5. Σε περίπτωση μειωμένης παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, η χρήση του μοντέλου τοπικής αγοράς δίνει χαμηλότερα ποσοστά εξοικονόμησης κόστους παρόλα αυτά είναι πολύ λογικό κάποιες μέρες τους χρόνου να υπάρξει και αυτό το σενάριο.
6. Ακόμη, σε περίπτωση μεγάλης εγκατεστημένης ισχύος φωτοβολταϊκών συστημάτων η ύπαρξη ικανοποιητικής ισχύος αποθηκευτικών μονάδων είναι υποχρεωτική διαφορετικά, η περίσσεια ισχύος που εμφανίζεται κατά τις ώρες με αυξημένη ύπαρξη ηλιακής ακτινοβολίας δεν μπορεί να αξιοποιηθεί στην ενεργειακή κοινότητα.
7. Τέλος, είναι πολύ σημαντικό τα μοντέλα πρόβλεψης της ισχύς ζήτησης και παραγωγής να είναι όσο το δυνατόν πιο ακριβής έτσι ώστε να μην προκύψει αρνητικό όφελος για του συμμετέχοντες.

[4] (Haris Doukas, Ioannis Psaras, Vangelis Marinakis, 2022),

[8] (Luyao Liu, Diran Liu, Qie Sun, Hailong Li, Ronald Wennersten, 2017)

[11] (Pikkanate Angaphiwatchawal, Surachai Chaitusaney, 2022)

[12] (Stavros Papathanasiou, Nikos Hatzigargyriou, Kai strunz, 2005)

Βιβλιογραφία

- [1]. Enrique Castillo, Antonio J. Gonejo, Pablo Pedregal, Ricardo Garcia, Natalia Alguacil. (2001). *Building and Solving Mathematical Programming Models in Engineering and Science*.
- [2]. Esther Mengelkamp, Philipp Staudt, Johannes Ganttner, Christof Weinhardt. (2017, July 17). Trading on local energy markets: A comparison of market designs and bidding strategies. *IEEE*.
- [3]. *GUROBI*. (χ.χ.). Ανάκτηση από <https://www.gurobi.com/documentation/>
- [4]. Haris Doukas , Ioannis Psaras , Vangelis Marinakis. (2022). *Energy Management and Environmental Policy*. Ανάκτηση από Moodle: <https://helios.ntua.gr/course/view.php?id=958>
- [5]. Hatziargyriou, N. (2014). *Microgrids Architectures And Control*.
- [6]. *Ipopt*. (χ.χ.). Ανάκτηση από Github: <https://coin-or.github.io/Ipopt/>
- [7]. Jip Kim , Yury Dvorkin . (2020, July). A P2P-dominant Distribution System Architecture. *IEEE*, σσ. 2716 - 2725.
- [8]. Luyao Liu, Diran Liu, Qie Sun, Hailong Li, Ronald Wennersten. (2017, December). Forecasting Power Output of Photovoltaic System Using a BP Network Method. *ELSEVIER*, σσ. 780-786.
- [9]. Mohammad Esmaeil Honarmand , Vahid Hosseinnezhad 2, Barry Hayes and Pierluigi Siano. (2021, May 26). Local Energy Trading in Future Distribution Systems. *Energies MDPI*.
- [10]. Papathanassiou, S. A. (2022). *9th Semester Subject , Renewable energy sources*. Ανάκτηση από Moodle: <https://helios.ntua.gr/course/view.php?id=905>
- [11]. Pikkanate Angaphiwatchawal , Surachai Chaitusaney. (2022, April 4). Centralized Optimal Operations of Local Energy Trading Market in Distribution System. *IEEE*, σσ. 36753-36765.
- [12]. Stavros Papathanasiou , Nikos Hatziargyriou , Kai strunz. (2005, January). A Benchmark Low Voltage Microgrid Network. *Research Gate*.
- [13]. Su nguyen, Wei peng , Peter sokolowski, Damminand Alahakoon,. (2018, 7 12). Optimizing rooftop photovoltaic distributed generation with battery storage for peer-to-peer energy trading. *ELSEVIER*, σσ. 2567-2580.
- [14]. Yeliz Yoldaş , Ahmet Önen , S.M.Muyeen , Athanasios V.Vasilakos , İrfan Alana. (2017, May). Enhancing smart grid with microgrids: Challenges and opportunities. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, σσ. 205-214.
- [15]. Zhiyi Lia , Mohammad Shahidehpour , Ahmed Alabdulwahab , Yusuf Al-Turki. (2019, April 8). Valuation of distributed energy resources in active distribution networks. *The Electricity Journal*, σσ. 27-36.

Παραρτήματα

Παράρτημα 1: Κώδικας υλοποίησης γραμμικού προγραμματισμού

Εδώ παρουσιάζεται ο κώδικας ο οποίος έχει χρησιμοποιηθεί στο κεφάλαιο 4 για την υλοποίηση του παραδείγματος 4.3.1 οικονομική κατανομή ηλεκτρικής ενέργειας μέσω του επιλυτή GUROBI.

```
In [ ]: import matplotlib.pyplot as plt
        from gurobipy import *
        import numpy as np
        import openpyxl
        opt_mod=(Model(name="LPP"))

In [ ]: # ----- Καθορισμός μεταβλητών ----- #
        p1=opt_mod.addVar(name='Isxis apo gennitria 1 ', vtype=GRB.CONTINUOUS,ub=0.6, lb=0.15)
        p2=opt_mod.addVar(name='Isxis apo gennitria 2 ', vtype=GRB.CONTINUOUS,ub=0.4, lb=0.1)
        p12=opt_mod.addVar(name='grammi metaforas 12 ', vtype=GRB.CONTINUOUS,ub=0.3, lb=-0.3)
        p13=opt_mod.addVar(name='grammi metaforas 13 ', vtype=GRB.CONTINUOUS,ub=0.5, lb=-0.5)
        p23=opt_mod.addVar(name='grammi metaforas 23 ', vtype=GRB.CONTINUOUS,ub=0.4, lb=-0.4)

In [ ]: # ----- Καθορισμός Αντικειμενικής συνάρτησης ----- #
        obj=6*p1+7*p2
        opt_mod.setObjective(obj, GRB.MINIMIZE)

In [ ]: # ----- Καθορισμός Περιορισμών ----- #
        opt_mod.addConstr(p1==p12+p13, name="periorismos zigou 1")
        opt_mod.addConstr(p2==p12+p23, name="periorismos zigou 2")
        opt_mod.addConstr(p13+p23==0.85, name="periorismos zigou 3")

In [ ]: # ----- Επίλυση προβλήματος ----- #
        opt_mod.optimize() #solve the model

In [ ]: # ----- Παρουσίαση αποτελεσμάτων ----- #
        values=[]
        status = opt_mod.Status
        if status == GRB.UNBOUNDED:
            print('The model cannot be solved because it is unbounded')

        elif status == GRB.OPTIMAL:
            print('The optimal objective is %g' % opt_mod.ObjVal)
            for v in opt_mod.getVars():
                values.append(v.x)
            print('%s: %g' % (v.varName, v.x))
        elif status != GRB.INF_OR_UNBD and status != GRB.INFEASIBLE:
            print('Optimization was stopped with status %d' % status)

        else:
            print('The model is infeasible; computing IIS')
            opt_mod.computeIIS()
            if opt_mod.IISMinimal:
                print('IIS is minimal\n')
            else:
                print('IIS is not minimal\n')
            print('\nThe following constraint(s) cannot be satisfied:')
            for c in opt_mod.getConstrs():
                if c.IISConstr:
                    print('%s' % c.ConstrName)

In [ ]: plt.bar(["Γεννήτρια 1", "Γεννήτρια 2"], values[0:2])
        plt.title("Ισχύς Παραγωγής Γεννητριών")
        plt.xlabel('Γεννήτριες')
        plt.ylabel('Ισχύς Παραγωγής(MW)')

In [ ]: plt.bar(["ΓΜ 1->2", "ΓΜ1->3", "ΓΜ 2->3"], values[2:5])
        plt.title("Ισχύς Γραμμών Μεταφοράς")
        plt.xlabel('Γραμμές μεταφοράς')
        plt.ylabel('Ισχύς Φόρτισης(MW)')

In [ ]: fig, ax = plt.subplots()
        plt.bar(["Συνολικό Κόστος(Αντικειμενική συνάρτηση)", opt_mod.ObjVal)
```

Παράρτημα 2: Κώδικας υλοποίησης μεικτού ακέραιου γραμμικού προγραμματισμού
 Εδώ παρουσιάζεται ο κώδικας ο οποίος έχει χρησιμοποιηθεί στο κεφάλαιο 4 για την υλοποίηση
 του παραδείγματος 4.4.2 δέσμευση θερμοηλεκτρικών μονάδων μέσω του επιλυτή GUROBI.

```
In [ ]: import matplotlib.pyplot as plt
from gurobipy import *
import numpy as np
import openpyxl
import pandas as pd
opt_mod=(Model(name="MLP"))

In [ ]: # ----- Καθορισμός δεδομένων ----- #
Max=[350,200,140]
Min=[50,80,40]
Rampup=[200,100,100]
Rampdown=[300,150,100]
A=[5,7,6]
B=[0.1,0.125,0.15]
C=[20,18,5]
E=[0.5,0.3,1]
D=[150,500,400]
R=[15,50,40]

In [ ]: # ----- Καθορισμός μεταβλητών ----- #
y=[]
z=[]
u=[]
p=[]
for t in range(0, 3):
    for x in range(0, 3):
        y.append(opt_mod.addVar(name='Started unit'+ str(x+1) + ' at period ' + str(t+1) , vtype=GRB.BINARY))
        z.append(opt_mod.addVar(name='Shutdown unit'+ str(x+1) + ' at period ' + str(t+1) , vtype=GRB.BINARY))
        u.append(opt_mod.addVar(name='working unit'+ str(x+1) + ' at period ' + str(t+1) , vtype=GRB.BINARY))
        p.append(opt_mod.addVar(name='Power of unit'+ str(x+1) + ' at period ' + str(t+1) , vtype=GRB.CONTINUOUS))

In [ ]: # ----- Καθορισμός Αντικειμενικής συνάρτησης ----- #
obj=0
for t in range(0,3):
    for x in range(0,3):
        obj=obj+A[x]*u[3*t+x]+B[x]*p[3*t+x]+C[x]*y[3*t+x]+E[x]*z[3*t+x]
opt_mod.setObjective(obj, GRB.MINIMIZE)

In [ ]: # ----- Καθορισμός Περιορισμών ----- #
for t in range(0, 3):
    for x in range(0, 3):
        if t==0:
            opt_mod.addConstr(p[3*t+x]<=Rampup[x], name = "Rampup constrain of unit "+ str(x) + "at period "+ str(t))
        else:
            opt_mod.addConstr(p[3*t+x]-p[3*t+x-3]<=Rampup[x], name = "Raumpup constrain of unit "+ str(x) + "at period "+ str(t))
            opt_mod.addConstr(p[3*t+x-3]-p[3*t+x]<=Rampdown[x], name = "Rampdown constrain of unit "+ str(x) + "at period "+ str(t))

for t in range(0, 3):
    for x in range(0, 3):
        opt_mod.addConstr(p[3*t+x]<=Max[x]*u[3*t+x] , name = "Max Power constrain of unit "+ str(x) + "at period "+ str(t))
        opt_mod.addConstr(p[3*t+x]>=Min[x]*u[3*t+x] , name = "Min Power constrain of unit "+ str(x) + "at period "+ str(t))
        if t==0:
            opt_mod.addConstr(y[3*t+x]-z[3*t+x]==u[3*t+x], name = "Logic status change "+ str(x) + "at period "+ str(t))
        else:
            opt_mod.addConstr(y[3*t+x]-z[3*t+x]==u[3*t+x]-u[3*t+x-3], name = "Logic status change "+ str(x) + "at period "+ str(t))

for t in range(0, 3):
    temp=0
    temp2=0
    for x in range(0, 3):
        temp=temp+p[3*t+x]
        temp2=temp2+Max[x]*u[3*t+x]
    opt_mod.addConstr(temp==D[t] , name = "Demand at period "+ str(t))
    opt_mod.addConstr(temp2>=D[t]+R[t] , name = "Security demand constrain at period "+ str(t))
```

```
In [ ]: # ----- Επίλυση προβλήματος ----- #
opt_mod.optimize() #solve the model
```

```
In [ ]: # ----- Παρουσίαση αποτελεσμάτων ----- #

values=[]
status = opt_mod.Status
if status == GRB.UNBOUNDED:
    print('The model cannot be solved because it is unbounded')

elif status == GRB.OPTIMAL:
    print('The optimal objective is %g' % opt_mod.ObjVal)
    for v in opt_mod.getVars():
        values.append(v.x)
        print('%s: %g' % (v.varName, v.x))
elif status != GRB.INF_OR_UNBD and status != GRB.INFEASIBLE:
    print('Optimization was stopped with status %d' % status)

else:
    print('The model is infeasible; computing IIS')
    opt_mod.computeIIS()
    if opt_mod.IISMinimal:
        print('IIS is minimal\n')
    else:
        print('IIS is not minimal\n')
    print('\nThe following constraint(s) cannot be satisfied:')
    for c in opt_mod.getConstrs():
        if c.IISConstr:
            print('%s' % c.ConstrName)
```

```
In [ ]: fig, ax = plt.subplots(figsize=(12, 8))
x = np.arange(3)
bar_width = 0.15
b1 = ax.bar(time, tm1 ,width=bar_width,label='Θερμική μονάδα 1')
b2 = ax.bar(time1, tm2 ,width=bar_width,label='Θερμική μονάδα 2')
b3 = ax.bar(time2, tm3 ,width=bar_width,label='Θερμική μονάδα 3')

# Fix the x-axes.
ax.set_xticks(x + 1)
ax.set_xticklabels(xaxis)

ax.legend()
plt.xlabel('Περίοδος')
plt.ylabel('Ισχύς')
```

```
In [ ]: fig, ax = plt.subplots()
plt.bar(["Συνολικό Κόστος(Αντικειμενική συνάρτηση)", opt_mod.ObjVal)
```

Παράρτημα 3: Κώδικας υλοποίησης μη γραμμικού προγραμματισμού

Εδώ παρουσιάζεται ο κώδικας ο οποίος έχει χρησιμοποιηθεί στο κεφάλαιο 4 για την υλοποίηση του παραδείγματος 4.5.2 βέλτιστη ροή ισχύος μέσω του επιλυτή IPOPT.

```
In [1]: from pyomo.environ import *
from pyomo.opt import SolverFactory
import math
model = ConcreteModel()

#variables
model.u1 = Var(within=NonNegativeReals,bounds=(0.95,1.13), initialize=1.0)
model.u2 = Var(within=NonNegativeReals,bounds=(0.95,1.1), initialize=1.0)
model.u3 = Var(within=NonNegativeReals,bounds=(0.95,1.1), initialize=1.0)
model.d1 = Var(within=Reals,bounds=(-math.pi,math.pi), initialize=0)
model.d2 = Var(within=Reals,bounds=(-math.pi,math.pi), initialize=0)
model.pg1 = Var(within=NonNegativeReals,bounds=(0,3), initialize=1.0)
model.pg2 = Var(within=NonNegativeReals,bounds=(0,3), initialize=1.0)
model.qg1 = Var(within=Reals,bounds=(-1,2), initialize=1.0)
model.qg2 = Var(within=Reals,bounds=(-1,2), initialize=1.0)

In [2]: #objective function

def obj_rule(model):
    return 6*model.pg1 + 7*model.pg2

model.obj = Objective(rule=obj_rule, sense=minimize)

In [20]: #constrains

def bus1_active_power_constrain(model):
    return model.pg1-22.97*model.u1*model.u1*math.cos(1.338)-12.13*model.u1*model.u2*cos(model.d1-model.d2-1.816)\
    -10.85*model.u1*model.u3*cos(model.d1-1.789)==0
model.cosine_constraint1 = Constraint(rule=bus1_active_power_constrain)

def bus2_active_power_constrain(model):
    return model.pg2-21.93*model.u2*model.u2*math.cos(1.347)-12.13*model.u1*model.u2*cos(model.d2-model.d1-1.816)\
    -9.81*model.u2*model.u3*cos(model.d2-1.768)==0
model.cosine_constraint2 = Constraint(rule=bus2_active_power_constrain)

def bus3_active_power_constrain(model):
    return -4.5-20.65*model.u3*model.u3*math.cos(1.362)-10.85*model.u1*model.u3*cos(-model.d1-1.789)\
    -9.81*model.u2*model.u3*cos(-model.d2-1.768)==0
model.cosine_constraint3 = Constraint(rule=bus3_active_power_constrain)

def bus1_reactive_power_constrain(model):
    return model.qg1-22.97*model.u1*model.u1*math.sin(1.338)-12.13*model.u1*model.u2*sin(model.d1-model.d2-1.816)\
    -10.85*model.u1*model.u3*sin(model.d1-1.789)==0
model.sine_constraint4 = Constraint(rule=bus1_reactive_power_constrain)

def bus2_reactive_power_constrain(model):
    return model.qg2-21.93*model.u2*model.u2*math.sin(1.347)-12.13*model.u1*model.u2*sin(model.d2-model.d1-1.816)\
    -9.81*model.u2*model.u3*sin(model.d2-1.768)==0
model.sine_constraint5 = Constraint(rule=bus2_reactive_power_constrain)

def bus3_reactive_power_constrain(model):
    return -1.5-20.65*model.u3*model.u3*math.sin(1.362)-10.85*model.u1*model.u3*sin(-model.d1-1.789)\
    -9.81*model.u2*model.u3*sin(-model.d2-1.768)==0
model.sine_constraint6 = Constraint(rule=bus3_reactive_power_constrain)

In [5]: solver = SolverFactory('ipopt')

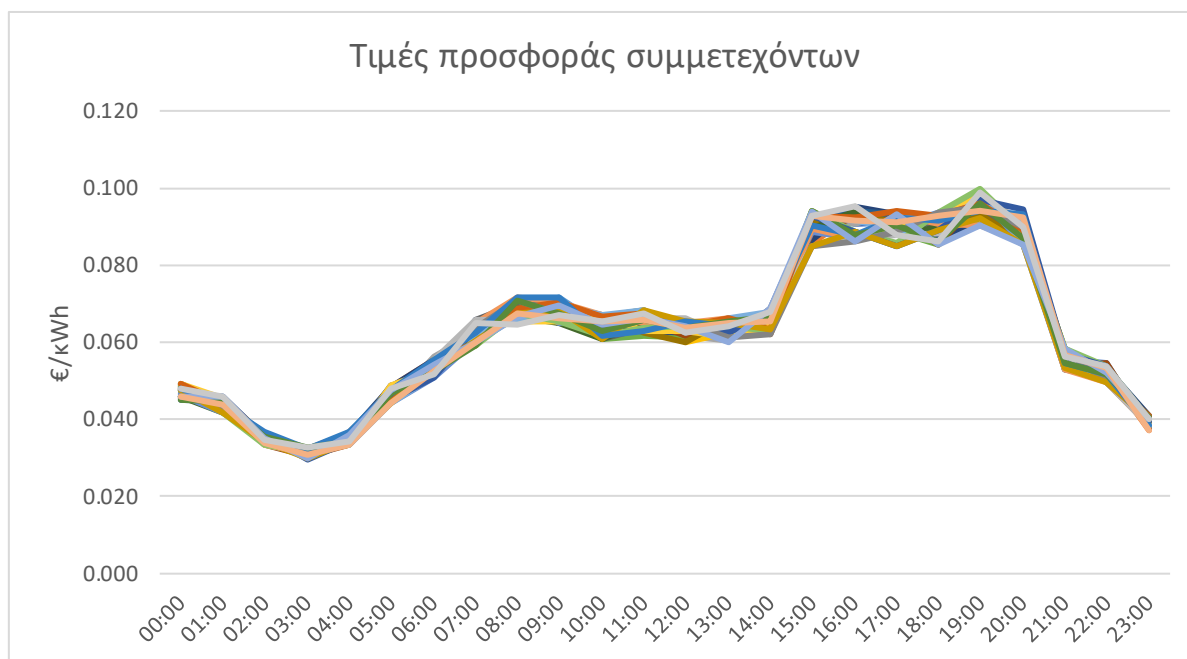
results = solver.solve(model)

print("Status: ", results.solver.status)
print("Termination Condition: ", results.solver.termination_condition)

print("u1: ", model.u1())
print("u2: ", model.u2())
print("u3: ", model.u3())
print("d1: ", model.d1())
print("d2: ", model.d2())
print("pg1: ", model.pg1())
print("pg2: ", model.pg2())
print("qg1: ", model.qg1())
print("qg2: ", model.qg2())
print("Objective Function: ", model.obj())

Status: ok
Termination Condition: optimal
u1: 1.13
u2: 1.1
u3: 0.9788587941750736
d1: 0.19014197681915695
d2: 0.17442183100547817
pg1: 3.0
pg2: 1.7588202326115672
qg1: 1.8603189803529072
qg2: 0.7461924454691409
Objective Function: 30.31174162828097
```

Παράρτημα 4: Τιμές προσφοράς καταναλωτών στην ενεργειακή κοινότητα



Είναι ξεκάθαρο πως η τιμές που επιλέγονται βρίσκονται μεταξύ του διαστήματος 0.03€/kWh και 0.1€/kWh παρόλα αυτά δεν κατανέμονται τυχαία μέσα σε αυτό το διάστημα αλλά έχουν μία συγκεκριμένη τάση αυξάνεται με αυτόν τον τρόπο την ανταγωνιστικότητα.