



# ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ

ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

**Επέκταση του ρόλου ενός Υβριδικού Σταθμού Παραγωγής σε  
Φορέα Συσσωρευτικής Εκπροσώπησης και βελτιστοποίηση  
του χαρτοφυλακίου του στα πλαίσια απελευθερωμένης  
αγοράς**

Διπλωματική εργασία

ΤΟΥ

Κωνσταντίνου Βουβούσα

Επιβλέπων : Νικόλαος Χατζηαργυρίου

Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Οκτώβριος 2020





ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ  
ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ

ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

**Επέκταση του ρόλου ενός Υβριδικού Σταθμού Παραγωγής σε  
Φορέα Συσσωρευτικής Εκπροσώπησης και βελτιστοποίηση  
του χαρτοφυλακίου του στα πλαίσια απελευθερωμένης  
αγοράς**

Διπλωματική εργασία

ΤΟΥ

Κωνσταντίνου Βουβούσα

Επιβλέπων : Νικόλαος Χατζηαργυρίου

Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την 22<sup>η</sup> Οκτωβρίου 2020.

(Υπογραφή)

.....

Νικόλαος Χατζηαργυρίου

Καθηγητής Ε.Μ.Π.

(Υπογραφή)

.....

Σταύρος Παπαθανασίου

Καθηγητής Ε.Μ.Π.

(Υπογραφή)

.....

Πάυλος Γεωργιάκης

Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Οκτώβριος 2020



(Υπογραφή)

.....

Κωνσταντίνος Βουβούσας

Copyright © Κωνσταντίνος Βουβούσας, 2020

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.



# ΠΡΟΛΟΓΟΣ

Η παρούσα εργασία αποτελεί διπλωματική εργασία του φοιτητή Κωνσταντίνου Βουβούσα για την απόκτηση του διπλώματος του Ηλεκτρολόγου Μηχανικού και Μηχανικού Υπολογιστών του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου. Η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας εξελίσσεται συνεχώς, υιοθετώντας νέες τεχνικές και εργαλεία για να λειτουργήσει σε ένα πλαίσιο άκρως ανταγωνιστικό, με ελεύθερη πρόσβαση διάφορων συμμετεχόντων είτε παραγωγών είτε καταναλωτών σε ένα κεντρικό χρηματιστήριο, υπό την επίβλεψη ενός υπεύθυνου διαχείρισης της αγοράς.

Ταυτόχρονα, γίνεται επιτακτική η ανάγκη για ολοένα και μεγαλύτερη αύξηση μονάδων ΑΠΕ και διείσδυση αυτών στο ηλεκτρικό σύστημα. Ωστόσο, οι περιορισμοί ασφαλείας που υπάρχουν τόσο για το σύστημα όσο και για τις μονάδες παραγωγής καθιστούν δύσκολη την ικανοποίηση της ανάγκης αυτής. Για τον λόγο αυτό, τα αποθηκευτικά συστήματα και εν γένει η αποθήκευση σαν ιδέα αποτελεί μείζονος σημασίας ζήτημα προκειμένου να οδηγηθούμε σε ένα σύστημα άκρως οικολογικό, το οποίο, βεβαίως, θα ικανοποιεί τις ενεργειακές ανάγκες των καταναλωτών κάθε χρονική στιγμή. Προς αυτή την κατεύθυνση, η τεχνολογία του Υβριδικού Σταθμού Παραγωγής μπορεί να χρησιμεύσει για την αξιοποίηση της πράσινης ενέργειας σε Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά(ΜΔΝ), συμβάλλοντας στην διαμόρφωση της ζήτησης, λόγω των πολλαπλών τρόπων διαχείρισης και ενσωμάτωσής τους στην αγορά.

Η αποθήκευση ενέργειας και η εξέλιξη της αγοράς φέρνει στο προσκήνιο τους Φορείς Συσσωρευτικής Εκπροσώπησης (ΦοΣΕ), οι οποίοι, εκπροσωπώντας μεγάλη μερίδα μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής καθώς και καταναλωτών, μπορούν να διαμορφώνουν κατάλληλα την αιχμή της ζήτησης, να συμβάλλουν στην αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ και να εξασφαλίζουν μείωση του συνολικού κόστους παραγωγής για το ελληνικό σύστημα.

Καταstrώνεται, λοιπόν, το κατάλληλο μοντέλο βελτιστοποίησης και ακολουθεί η δημιουργία σεναρίων προσομοίωσης για καθεμία κατηγορία καταναλωτών και παραγωγών που εκπροσωπούνται, ώστε να γίνει αντιληπτή η καλύτερη διαχείριση αυτών από τον ΦοΣΕ και τελικώς να επιτευχθεί το καλύτερο δυνατό οικονομικό αποτέλεσμα.





## ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Δεδομένου του Σχεδίου Ανάπτυξης του ΑΔΜΗΕ και της τάσης προς ηλεκτρική διασύνδεση των νησιωτικών συστημάτων, εκτιμάται πως σύντομα Υβριδικοί Σταθμοί Παραγωγής που έχουν εγκατασταθεί και λειτουργούν σε τέτοια ηλεκτρικά συστήματα, θα κληθούν να ενταχθούν σε ένα πολύ πιο ανταγωνιστικό περιβάλλον αγοράς. Αντικείμενο, λοιπόν, της εργασίας είναι η εξέταση της προέκτασης του ρόλου ενός Υβριδικού Σταθμού Παραγωγής σε Φορέα Συσσωρευτικής Εκπροσώπησης και τελικώς η εξέταση της συμμετοχής Εκπροσώπων ΑΠΕ και Φορτίου (Aggregators) στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, με την διαμόρφωση ενός ευρέος χαρτοφυλακίου που περιλαμβάνει διάφορα είδη καταναλωτών και μικρών παραγωγών με διεσπαρμένη παραγωγή. Έτσι, αναπτύχθηκε ένα γραμμικό μεικτό-ακέραιο μαθηματικό μοντέλο δύο επιπέδων, το οποίο υποστηρίζει, αφενός μεν την ανάλυση της στρατηγικής του χαρτοφυλακίου ενός Φορέα Συσσωρευτικής Εκπροσώπησης (ΦοΣΕ) βάσει κόστους, αφετέρου δε την ανάλυση της επέκτασής του, συνεξετάζοντας τις επιπτώσεις στην οικονομική βιωσιμότητά του. Το μοντέλο λαμβάνει υπ' όψιν τη στοχαστικότητα που χαρακτηρίζει τα ενεργειακά μεγέθη αλλά και τα μεγέθη της αγοράς, μέσω πολλαπλών σεναρίων προσομοίωσης. Υλοποιήθηκε στο λογισμικό βελτιστοποίησης GAMS, ώστε να εξεταστεί η καλύτερη εσωτερική διαχείριση του χαρτοφυλακίου του.

Στο Κεφάλαιο 1 γίνεται μια σύντομη ιστορική αναδρομή σχετικά με την ηλεκτρική ενέργεια και μια γενικότερη εισαγωγή στα Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας. Στο Κεφάλαιο 2 περιγράφονται μαθηματικές έννοιες, όπως είναι ο μαθηματικός προγραμματισμός, καθώς και θεωρίες χρήσιμες για την κατάστρωση μαθηματικών μοντέλων πολλών επιπέδων. Στο Κεφάλαιο 3 αναλύονται οι κύριες λειτουργίες ενός Υβριδικού Σταθμού Παραγωγής, η πολιτική του διαχείριση στα πλαίσια μιας ανταγωνιστικής αγοράς και εξηγείται η λειτουργία του ως Φορέα Συσσωρευτικής Εκπροσώπησης παραγωγών μικρών μονάδων ΑΠΕ, καθώς και διάφορων καταναλωτών. Στο Κεφάλαιο 4 δίνεται η δομή της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα, τόσο κατά το ισχύον πλαίσιο που ορίζει ο Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός, όσο και κατά το μελλοντικό πλαίσιο που ορίζει το Μοντέλο Στόχου. Στο Κεφάλαιο 5 αναλύεται η οικονομική λειτουργία μιας συμβατικής μονάδας και δημιουργείται το μοντέλο της βέλτιστης ένταξης θερμικών μονάδων παραγωγής, καθώς και το μοντέλο της βέλτιστης εσωτερικής διαχείρισης του χαρτοφυλακίου ενός ΦοΣΕ στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Στο Κεφάλαιο 6 πραγματοποιούνται τα διάφορα σενάρια προσομοίωσης, με την χρησιμοποίηση του μοντέλου της βέλτιστης εσωτερικής διαχείρισης του χαρτοφυλακίου ενός ΦοΣΕ και εξάγονται χρήσιμα συμπεράσματα για τον καλύτερο τρόπο εκμετάλλευσης του χαρτοφυλακίου του. Στο Κεφάλαιο 7 γίνεται μια ανασκόπηση της εργασίας, καθώς και των αποτελεσμάτων των σεναρίων και προτείνονται τρόποι επέκτασης της εργασίας αυτής.

**Λέξεις κλειδιά:** Υβριδικοί Σταθμοί Παραγωγής, Μονάδες Διεσπαρμένης Παραγωγής, Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά, Φορέας Συσσωρευτικής Εκπροσώπησης, Μοντέλο Στόχου, Μεικτός Ακέραιος Διεπίπεδος Μαθηματικός Προγραμματισμός

# *ABSTRACT*

Given IPTO's Development Plan and the trend towards electrical interconnection of island systems, it is estimated that soon Hybrid Generation Stations that have been installed and operate on such electrical systems, will be invited to enter a much more competitive market environment. The object of the work, therefore, is to examine the extension of the role of a Hybrid Generation Station to an Aggregator and finally to examine the participation of RES and Load Representatives (Aggregators) in the electricity market with the formation of a wide portfolio of consumers and small producers with distributed energy production. Thus, a two-level linear mixed-integer mathematical model was developed, which supports, on the one hand, the cost-based analysis of the portfolio strategy of an Aggregator and on the other hand, the analysis of its expansion, considering the impact on its financial viability. The model takes into account the thoughtfulness that characterizes energy quantities as well as market sizes, through multiple simulation scenarios. It was implemented in GAMS optimization software in order to examine the best internal management of its portfolio.

Chapter 1 provides a brief historical overview of electricity and a general introduction to Electricity Systems. Chapter 2 describes mathematical concepts, such as mathematical programming, as well as theories useful for constructing multilevel mathematical models. Chapter 3 analyzes the main functions of a Hybrid Production Station, its political management in a competitive market and explains its function as an Aggregator for producers of small RES units, as well as various consumers. Chapter 4 gives the structure of the electricity market in Greece, both according to the current framework defined by the Daily Energy Planning and according to the future framework defined by the Target Model. Chapter 5 analyzes the economic operation of a conventional unit and creates the model of optimal integration of thermal production units, as well as the model of optimal internal management of a portfolio of an Aggregator in the electricity market. In Chapter 6 the various simulation scenarios are carried out, using the model of the optimal internal management of a portfolio of an Aggregator and useful conclusions are drawn for the best way of exploiting its portfolio. Chapter 7 reviews the work, as well as the results of the scenarios, and suggests ways to extend this work.

**Keywords:** Hybrid Generation Stations, Distributed Energy Resources, Non-Interconnected Islands, Aggregator, Target Model, Mixed-Integer Level Mathematical Programming

## **ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ**

Η διπλωματική αυτή εργασία εκπονήθηκε κατά το ακαδημαϊκό έτος 2019-2020 υπό την επίβλεψη του καθηγητή κ. Νικολάου Χατζηαργυρίου της σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου, τον οποίο ευχαριστώ πολύ για την ανάθεσή της, καθώς μου δόθηκε η ευκαιρία να ασχοληθώ με ένα τόσο ενδιαφέρον θέμα. Επίσης, θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά τον διδακτορικό κ. Μηλιώνη Γεώργιο για την πολύτιμη καθοδήγηση και βοήθεια καθ' όλη την διάρκεια ενασχόλησής μου με την εργασία, καθώς και για την εξαιρετική συνεργασία που είχα μαζί του.

Τέλος, θέλω να ευχαριστήσω τους γονείς μου, Μαρίνα-Αικατερίνη και Ηλία και την αδελφή μου, Χρυσούλα-Παρασκευή, για την ψυχολογική και όχι μόνο υποστήριξη που μου παρείχαν κατά την διάρκεια των σπουδών μου, καθώς και τους φίλους μου για την συμπαράστασή τους.



ΠΡΟΛΟΓΟΣ .....	1
ΠΕΡΙΛΗΨΗ.....	3
ABSTRACT .....	4
ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ.....	5
ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ .....	7
ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΠΙΝΑΚΩΝ.....	11
ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΔΙΑΓΡΑΜΜΑΤΩΝ .....	12

## ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1 .....	13
1.1 Ιστορική Αναδρομή .....	13
1.2. Εισαγωγή στα Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας .....	14
1.3 Σταθμοί Παραγωγής.....	15
1.4 Ένταξη μονάδων και Χαρακτηριστικά ΣΗΕ .....	15
1.5 Κατάσταση ΑΠΕ στην Ελληνική Επικράτεια.....	16
1.6 Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (ΜΔΝ).....	18
1.7 Σύντομη εισαγωγή στους Υβριδικούς Σταθμούς Παραγωγής(ΥΒΣ) .....	21
1.8 Αντικείμενο της Εργασίας.....	23
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2 .....	25
2.1 Εισαγωγή.....	25
2.2 Μαθηματικός Προγραμματισμός.....	25
2.2.1 Γραμμικός Προγραμματισμός .....	25
2.2.2 Ακέραιος Γραμμικός Προγραμματισμός .....	26
2.3 Διεπίπεδος Προγραμματισμός.....	27
2.3.1 Karush Kuhn-Tucker συνθήκες .....	28
2.3.2 Θεωρία της Δυσικότητας .....	29
2.4 Αλγόριθμοι επίλυσης.....	30
2.5 Περιβάλλον GAMS.....	32
2.5.1 Επιλυτής CPLEX.....	32
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3 .....	33
3.1 Εισαγωγή.....	33

3.2 Κύριες Λειτουργίες ενός ΥΒΣ.....	33
3.3 Κανόνες Ένταξης ΥΒΣ σε ΜΔΝ.....	34
3.4 Πολιτικές Διαχείρισης ΥΒΣ .....	37
3.5 Βέλτιστη Διαστασιολόγηση ΥΒΣ.....	39
3.6 Φορείς Συσσωρευτικής Εκπροσώπησης .....	40
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4 .....</b>	<b>43</b>
4.1 Εισαγωγή.....	43
4.2 Συμμετέχοντες στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας.....	44
4.2.1 Ανεξάρτητος Διαχειριστής Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας.....	45
4.2.2 Διαχειριστής ΑΠΕ και Εγγυήσεων Προέλευσης .....	46
4.2.3 Διαχειριστής Ελληνικού Δικτύου Διαχείρισης Ηλεκτρικής Ενέργειας .....	46
4.2.4 Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας .....	47
4.2.5 Ελληνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας.....	47
4.3 Δομή Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας .....	48
4.3.1 Μακροχρόνια Αγορά ή Αγορά Παραγώγων.....	48
4.3.2 Χονδρεμπορική Αγορά.....	49
4.3.3 Αγορά Εξισορρόπησης .....	53
4.4 Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός .....	54
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5 .....</b>	<b>61</b>
5.1 Εισαγωγή.....	61
5.2 Οικονομική Λειτουργία Θερμικής Μονάδας .....	62
5.2.1 Συμβολισμοί .....	62
5.2.2 Καμπύλη Ειδικής Κατανάλωσης Θερμότητας .....	63
5.2.3 Θερμογόνος Δύναμη Καυσίμου .....	64
5.2.4 Κόστος Καυσίμου.....	64
5.2.5 Ωριαίο Κόστος Λειτουργίας Θερμικών Μονάδων.....	66
5.2.6 Διαφορικό Κόστος Λειτουργίας Θερμικών Μονάδων .....	66
5.3 Μοντέλο Βέλτιστης Ένταξης Θερμικών Μονάδων Παραγωγής.....	67
5.3.1 Συμβολισμοί .....	67
5.3.2 Αντικειμενική Συνάρτηση Μοντέλου.....	68
5.3.3 Εξισώσεις Μοντέλου.....	69
5.3.4 Περιορισμοί Μοντέλου.....	69
5.4 Μοντέλο Βέλτιστης Εσωτερικής Διαχείρισης του χαρτοφυλακίου ενός ΦοΣΕ .....	71
5.4.1 Συμβολισμοί .....	73
5.4.2 Μοντέλο Άνω Επιπέδου.....	75

5.4.3 Μοντέλο Κάτω Επιπέδου .....	77
5.4.4 Ισοδύναμο Μοντέλο Ενός Επιπέδου .....	78
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6 .....	83
6.1 Εισαγωγή.....	83
6.2 Σενάρια Προσομοίωσης.....	83
6.2.1 Σενάρια Εξέτασης ως προς την Διαχείριση καθεμίας Κατηγορίας του Χαρτοφυλακίου ενός ΦοΣΕ .....	84
6.2.2 Σενάριο Εξέτασης της ΟΤΣ .....	96
6.2.3 Σενάρια με διαφορετικό πλήθος προσφορών .....	98
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7 .....	101
7.1 Εισαγωγή.....	101
7.2 Ανασκόπηση.....	101
7.3 Συμπεράσματα .....	102
7.4 Επέκταση Εργασίας .....	104
ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ.....	107





## ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΠΙΝΑΚΩΝ

Πίνακας 1.1: Συγκεντρωτικά στοιχεία ηλεκτροπαραγωγής στα ΜΔΝ για το έτος 2018. ....	20
Πίνακας 1.2: Συνολική ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας το έτος 2018 στα ΜΔΝ. ....	20
Πίνακας 5.1: Πίνακας συμβόλων και των αντίστοιχων επεξηγήσεων τους που χρησιμοποιούνται για την Ενότητα 5.2.....	62
Πίνακας 5.2: Μονάδες Κατώτερης Θερμογόνου Δύναμης [32]. ....	64
Πίνακας 5.3: Είδη καυσίμου και οι αντίστοιχες μονάδες κόστους [32]. ....	65
Πίνακας 5.4: Συμβολισμοί του προβλήματος βέλτιστης ένταξης συμβατικών μονάδων παραγωγής βάσει αγοράς. ....	67
Πίνακας 5.5: Πίνακας συμβόλων και των αντίστοιχών τους επεξηγήσεων για το μοντέλο βέλτιστης εσωτερικής διαχείρισης του χαρτοφυλακίου ενός ΦοΣΕ. ....	73
Πίνακας 6.1: Οριακή Τιμή Συστήματος σεναρίων. ....	84
Πίνακας 6.2: Εγκατεστημένη Ισχύς(MWh) παραγωγών διεσπαρμένης παραγωγής Pb. ....	85
Πίνακας 6.3: Εκκαθαριζόμενες τιμές <i>CPd</i> καταναλωτών dc για τα 2 σεναρία.....	96
Πίνακας 6.4: Εκκαθαριζόμενες τιμές πώλησης ενέργειας των καταναλωτών dc ( <i>CPd</i> ) και παραγωγών pb ( <i>PPd</i> ) για τα δύο σεναρία εξέτασης της ΟΤΣ. ....	98
Πίνακας 6.5: Συγκεντρωτικός Πίνακας σχετικά με το πλήθος καταναλωτών και παραγωγών που εκπροσωπούνται από τον ΦοΣΕ για το 1 <sup>ο</sup> σενάριο. ....	98
Πίνακας 6.6: Συγκεντρωτικός Πίνακας σχετικά με το πλήθος των καταναλωτών και παραγωγών που εκπροσωπεί ο ΦοΣΕ στην αγορά για το 2 <sup>ο</sup> σενάριο. ....	99
Πίνακας 7.1: Συγκεντρωτικός πίνακας όλων των συμπερασμάτων από τα καλύτερα σεναρία για το χαρτοφυλάκιο του ΦοΣΕ, με κριτήριο την κερδοφορία του.....	102

## ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΔΙΑΓΡΑΜΜΑΤΩΝ

Διάγραμμα 1.1: Ποσοστιαία συμμετοχή διάφορων μονάδων παραγωγής στο ενεργειακό ισοζύγιο (%) της Ελλάδας το έτος 2019. ....	17
Διάγραμμα 1.2 : Εγκατεστημένη Ισχύς (MW) διάφορων τεχνολογιών ΑΠΕ στην Ελλάδα τον Φεβρουάριο του 2020. ....	18
Διάγραμμα 1.3: Ετήσια ποσοστιαία παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (%) για το σύνολο των ΜΔΝ το έτος 2018. ....	19
Διάγραμμα 4.1: Τυπικές καμπύλες προσφοράς(μπλε) και ζήτησης(κόκκινο). ....	51
Διάγραμμα 4.2: Μερικά Καταχωρημένα Χαρακτηριστικά Μονάδων Παραγωγής. ....	56
Διάγραμμα 5.1: Καμπύλη Ειδικής Κατανάλωσης Θερμότητας πραγματικής θερμικής μονάδας.....	64
Διάγραμμα 5.2: Μεταβλητό κόστος μονάδας στο σημείο μέτρησης και στο εικονικό σημείο αγοραπωλησίας [32]. ....	66
Διάγραμμα 5.3: Ωριαίο κόστος λειτουργίας πραγματικής θερμικής μονάδας. ....	66
Διάγραμμα 5.4: Διαφορικό Κόστος Λειτουργίας σε βηματική μορφή πραγματικής θερμικής μονάδας.....	67
Διάγραμμα 6.1: Καμπύλες παραγωγής φωτοβολταϊκών και αιολικών πάρκων.....	85
Διάγραμμα 6.2: Σενάριο τιμών 1 για τους παραγωγούς διεσπαρμένης παραγωγής Pb.....	86
Διάγραμμα 6.3: Σενάριο τιμών 2 για τους παραγωγούς διεσπαρμένης παραγωγής Pb.....	86
Διάγραμμα 6.4: Άντληση ενέργειας από το δίκτυο για κάθε ημέρα και κάθε σενάριο pb. ...	87
Διάγραμμα 6.5: Μέγιστες τιμές ( $WP_{db}, d, t, s$ ) αγοράς ενέργειας για τις χρονικές στιγμές $t_1, t_2$ στα δύο διαφορετικά σενάρια των καταναλωτών db. ....	88
Διάγραμμα 6.6: Άντληση ενέργειας από το δίκτυο για τις ημέρες $d_1, d_2$ για τα δύο σενάρια των καταναλωτών db. ....	89
Διάγραμμα 6.7: Δεδομένα εισόδου μέγιστης ωριαίας ζήτησης για τα δύο σενάρια των καταναλωτών df.....	90
Διάγραμμα 6.8: Άντληση ενέργειας από το δίκτυο για τα σενάρια διαχείρισης των καταναλωτών df.....	90
Διάγραμμα 6.9: Ρυθμός ανόδου και καθόδου για τα σενάρια 2 και 3 των καταναλωτών df.91	
Διάγραμμα 6.10: Άντληση ενέργειας από το δίκτυο για τα 2 σενάρια των καταναλωτών df. ....	92
Διάγραμμα 6.11: Υποβαλλόμενη ποσότητα ενέργειας $Q_{dp}, d, t, s$ του καταναλωτή $dp_1$ την ημέρα $d_1$ για τα δύο σενάρια των καταναλωτών dp. ....	93
Διάγραμμα 6.12: Άντληση ενέργειας από το δίκτυο για τα δύο σενάρια των καταναλωτών dp. ....	93
Διάγραμμα 6.13: Ποσότητες ενέργειας μεγεθών $Q_P$ και $Q$ για κάθε καταναλωτή $dc$ και κάθε ημέρα για τα δύο σενάρια των καταναλωτών $dc$ την χρονική στιγμή $t_1$ . ....	94
Διάγραμμα 6.14: Άντληση ενέργειας από το δίκτυο για τα δύο σενάρια των καταναλωτών $dc$ . ....	95
Διάγραμμα 6.15: Τιμές πώλησης ενέργειας που περικόπτεται για τις χρονικές στιγμές $t_1-t_5$ και για τα δύο σενάρια των καταναλωτών $dc$ .....	96
Διάγραμμα 6.16: Η παράμετρος της ΟΤΣ για όλες τις χρονικές στιγμές για τα δύο σενάρια εξέτασης της ΟΤΣ. ....	97
Διάγραμμα 6.17: Άντληση ενέργειας από το δίκτυο για τα δύο σενάρια εξέτασης της ΟΤΣ. ....	97

# ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1

## Εισαγωγή στην Ηλεκτρική Ενέργεια

### 1.1 Ιστορική Αναδρομή

Ιστορικά ο ηλεκτρισμός πρωτοεμφανίστηκε ως έννοια περίπου το 600 π.Χ. από τον Θαλή τον Μιλήσιο, ο οποίος παρατήρησε ότι ένα κομμάτι ήλεκτρου (κεχριμπαριού) που τρίβεται σε ξηρό ύφασμα έλκει μικρά κομμάτια άχυρου. Από εκεί πήρε και την ονομασία του ο «ηλεκτρισμός» .

Τα πρώτα δειλά βήματα στην επιστήμη του ηλεκτρισμού έγιναν τον 17<sup>ο</sup> αιώνα. Εκείνον τον αιώνα ο Άγγλος επιστήμονας Γουίλιαμ Γκίλμπερτ ανακάλυψε την έννοια του στατικού ηλεκτρισμού. Τον 18<sup>ο</sup> αιώνα ο Βενιαμίν Φραγκλίνος προχώρησε σε διάφορα πειράματα για την ανάδειξη της αστραπής ως φαινόμενο στατικού ηλεκτρισμού. Στις αρχές του 19<sup>ου</sup> αιώνα διάφορα πλευρές της ηλεκτρικής επιστήμης ανακαλύφθηκαν, όπως είναι ο βιοηλεκτρισμός (νευρώνες), η μπαταρία, ο ηλεκτρομαγνητισμός, ο κινητήρας (από τον Μάικλ Φαραντέι) και η ανάλυση ενός ηλεκτρικού κυκλώματος. Γοργά βήματα συνέβησαν στα τέλη του 19<sup>ου</sup> αιώνα από σημαντικούς επιστήμονες (ενδεικτικά αναφέρονται ο Γκράχαμ Μπελ, ο Τόμας Έντισον, ο Γαλιλαίος Φεράρις, ο Νικολά Τέσλα), οι οποίοι καθόρισαν σε σημαντικό βαθμό την εξέλιξη της ηλεκτρικής επιστήμης. Μάλιστα, το 1882, ο Τόμας Έντισον δημιούργησε την πρώτη γεννήτρια συνεχούς ρεύματος, η οποία ικανοποιούσε 59 καταναλωτές. Η μεταφορά μονοφασικού εναλλασσόμενου ρεύματος πραγματοποιήθηκε για πρώτη φορά το 1884, ενώ τριφασικό εναλλασσόμενο ρεύμα μεταφέρθηκε για πρώτη φορά τον Αύγουστο του 1891 από έναν υδροηλεκτρικό σταθμό της Lauffen στη Διεθνή Έκθεση της Φρανκφούρτης, 175 χιλιόμετρα μακριά. [1]

Στις αρχές του 20<sup>ου</sup> αιώνα ο Άλμπερτ Αϊνστάιν οδήγησε στην κβαντική επανάσταση που εξηγούσε το φωτοηλεκτρικό φαινόμενο. Η πρώτη ηλεκτρονική συσκευή στερεάς κατάστασης ήταν ο «ανιχνευτής σύρμα γάτας» που χρησιμοποιήθηκε ως δέκτης ραδιοσημάτων. Αυτή μετέπειτα οδήγησε στην ανακάλυψη το 1947 της κρυσταλλοτριόδου και τελικώς οδηγηθήκαμε στις ημιαγωγικές διόδους και στα ολοκληρωμένα κυκλώματα [2]. Στον 20<sup>ο</sup> αιώνα δημιουργήθηκαν τα κατάλληλα δίκτυα σε όλες τις χώρες για την μεταφορά και διανομή της ηλεκτρικής ενέργειας στα σπίτια. Κατά μέσο όρο ένα νοικοκυριό καταναλώνει ετησίως 5 MWh. Σημαντικά γεγονότα θεωρούνται η υποθαλάσσια διασύνδεση συνεχούς ρεύματος (ΣΡ) του νησιού Gotland και η χρήση μετατροπέων εναλλασσόμενου ρεύματος με βαλβίδες υδραργύρου.

Στην Ελλάδα, η πρώτη μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας δημιουργήθηκε το 1889 στην Αθήνα από την Γενική Εταιρεία Εργοληψιών (ΓΕΕ) και μετά από μια

δεκαετία μια αμερικάνικη πολυεθνική εξαγόρασε την ΓΕΕ και ανέλαβε να οργανώσει και να υλοποιήσει το ηλεκτρικό δίκτυο της Ελλάδος. Το 1950 ιδρύεται η Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού (ΔΕΗ), η οποία αναλαμβάνει να ενοποιήσει τις τότε τοπικές επιχειρήσεις παραγωγής ενέργειας και τελικά να αποτελέσει τον ακρογωνιαίο λίθο της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα. [3]

Παρά το ότι η ηλεκτρική ενέργεια αποτελεί αναπόσπαστο αγαθό στις ζωές των ανθρώπων, η οικολογική ρύπανση που δημιουργεί με τις εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα και διοξειδίου του θείου, οδήγησε στην ανακάλυψη και τελικώς στην εφαρμογή εναλλακτικών μορφών ενέργειας, των λεγόμενων Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ). Στόχος είναι η ολοένα και μεγαλύτερη διείσδυση αυτών στο ηλεκτρικό σύστημα. Σε αυτό θα βοηθήσει η αποθήκευση της πλεονάζουσας παραγωγής, γι' αυτό και οι Υβριδικοί Σταθμοί Παραγωγής που μπορούν να συμβάλλουν στην αποθήκευση, θα αποτελέσουν αντικείμενο μελέτης στην παρούσα εργασία, αλλά και γενικότερα στην παγκόσμια βιομηχανία και οικονομία.

## 1.2. Εισαγωγή στα Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας

Ένα Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΣΗΕ) αποτελείται από ένα σύνολο εγκαταστάσεων, όπως είναι οι γεννήτριες, οι μετασχηματιστές, οι διακόπτες, οι υποσταθμοί μετασχηματισμού τάσης, οι διάφορες καταναλώσεις, οι γραμμές μεταφοράς και διανομής κ.α. Ένα τέτοιο σύστημα εξυπηρετεί την ανάγκη των ανθρώπων για ηλεκτρική ενέργεια και διακρίνεται σε τρία βασικά στάδια:

- Το αρχικό στάδιο είναι εκείνο της παραγωγής της που γίνεται από τους σταθμούς παραγωγής. Σταθμός παραγωγής θεωρείται οτιδήποτε παράγει ηλεκτρική ενέργεια, όπως είναι οι συμβατικές θερμικές μονάδες και οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Ο δημόσιος φορέας που είναι υπεύθυνος για αυτό το στάδιο είναι η ΔΕΗ.
- Το ενδιάμεσο στάδιο είναι εκείνο της μεταφοράς της ενέργειας από τους σταθμούς παραγωγής στα σημεία διανομής της. Σε αυτό συμβάλλουν οι γραμμές μεταφοράς. Η τάση σε αυτό το στάδιο είναι υψηλή/υπερυψηλή (400 kV), ώστε να υπάρχουν οι μικρότερες δυνατές απώλειες κατά την μεταφορά της ενέργειας. Ο δημόσιος φορέας που είναι υπεύθυνος για αυτό το στάδιο στην Ελλάδα είναι ο Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ).
- Το τελικό στάδιο είναι εκείνο της διανομής της ενέργειας στις διάφορες καταναλώσεις. Αυτές μπορεί να είναι νοικοκυριά, εμπορικές επιχειρήσεις, βιομηχανίες κ.α. Η τάση σε αυτό το στάδιο είναι είτε χαμηλή (380 V) είτε μέση (20 kV), ανάλογα με το αν εξυπηρετούνται νοικοκυριά ή βιομηχανίες αντίστοιχα. Ο δημόσιος φορέας που είναι υπεύθυνος για αυτό το στάδιο στην Ελλάδα είναι ο Διαχειριστής Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΔΔΗΕ).

Η θεμελιώδης συχνότητα στο δίκτυο της Ελλάδας είναι τα 50 Hz.

### 1.3 Σταθμοί Παραγωγής

Η πρώτη και παλαιότερη κατηγορία σταθμού παραγωγής είναι εκείνη των συμβατικών θερμοηλεκτρικών μονάδων. Αυτού του είδους οι μονάδες εκμεταλλεύονται τον ορυκτό πλούτο της εκάστοτε χώρας στην οποία είναι εγκαταστημένες και έτσι καίγοντας ορυκτά καύσιμα, όπως είναι ο λιθάνθρακας, το πετρέλαιο (μαζούτ, ντίζελ) και το φυσικό αέριο, παράγουν τελικά την ηλεκτρική ενέργεια. Η αλυσίδα μετατροπής της ενέργειας απαρτίζεται διαδοχικά από την χημική ενέργεια, την θερμική ενέργεια, την κινητική ενέργεια, την μηχανική ενέργεια και τελικώς την ηλεκτρική ενέργεια. Τέτοιες μονάδες είναι οι ατμοηλεκτρικοί σταθμοί, οι αεριοστροβιλικοί σταθμοί, οι σταθμοί Συμπαραγωγής Ηλεκτρισμού-Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης (ΣΗΘΥΑ), οι μονάδες συνδυασμένου κύκλου και οι μονάδες εσωτερικής καύσης. Υπάρχουν και περιπτώσεις καύσης πυρηνικών ορυκτών καυσίμων, όπως το ουράνιο και το πλουτώνιο, κάτι που γίνεται από τους λεγόμενους πυρηνοληλεκτρικούς σταθμούς παραγωγής. Οι μονάδες αυτές θεωρούνται Πλήρως Κατανεμόμενες Μονάδες.

Η δεύτερη κατηγορία σταθμών παραγωγής είναι εκείνοι που αξιοποιούν διάφορες μορφές της φύσης (νερό, αέρα, ήλιο κ.α) , οι οποίες συμβάλλουν στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας συνήθως με την μηχανική κίνηση ενός στροβίλου. Τέτοιες τεχνολογίες αξιοποίησης ΑΠΕ είναι τα υδροηλεκτρικά εργοστάσια, τα αιολικά πάρκα, οι φωτοβολταϊκοί σταθμοί, οι σταθμοί γεωθερμίας, οι σταθμοί εκμετάλλευσης της ενέργειας των κυμάτων, οι ηλιοθερμικοί σταθμοί και οι υβριδικοί σταθμοί παραγωγής. Οι μονάδες αυτές μπορεί να είναι Πλήρως Κατανεμόμενες Μονάδες (όπως τα υδροηλεκτρικά), αλλά συνήθως είναι Μερικώς ή Μη Κατανεμόμενες μονάδες. [4]

### 1.4 Ένταξη μονάδων και Χαρακτηριστικά ΣΗΕ

Όπως γίνεται εύκολα αντιληπτό, ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας υφίσταται για να ικανοποιήσει τους καταναλωτές του. Αυτό που παράγει μέσω των γραμμών μεταφοράς διανέμεται στις διάφορες καταναλώσεις. Τα διάφορα καιρικά φαινόμενα ωστόσο μπορούν να προκαλέσουν σημαντικά προβλήματα, καθώς υπάρχει η πιθανότητα ένα μέρος του δικτύου να μείνει εκτός. Έτσι, η αξιοπιστία του συστήματος αποτελεί σημαντικό χαρακτηριστικό αυτού. Οι χρόνοι ανοίγματος και κλεισίματος διακοπών, η συχνότητα βλαβών αυτών, η ισχύς που αντέχουν αυτοί αλλά και οι γραμμές μεταφοράς, η ισχύς βραχυκύκλωσης (που δείχνει πόσο ισχυρό είναι ένα δίκτυο) , η ποιότητα της ισχύος (η οποία αλλοιώνεται με την ύπαρξη αρμονικών) και γενικότερα ό,τι έχει να κάνει με την αξιοπιστία του δικτύου αποτελούν αντικείμενο βαθιάς μελέτης.

Επίσης, ένα πρόβλημα που πρέπει να επιλυθεί είναι η ένταξη των μονάδων (Unit Commitment). Η ποσότητα ενέργειας που παράγεται κάθε χρονική στιγμή πρέπει να

ισούται με την ποσότητα που καταναλώνεται κάθε χρονική στιγμή. Σαφώς, οι διάφορες μονάδες έχουν τα δικά τους ποιοτικά χαρακτηριστικά, τα οποία πρέπει να τηρούνται και θα αναλυθούν σε άλλο κεφάλαιο. Το πρόβλημα ένταξης μονάδων πρέπει να λαμβάνει υπ' όψιν του τις οικονομικές συνέπειες που θα έχει, το πόσο θα συνεισφέρει στην οικολογία του περιβάλλοντος, αλλά και να είναι έτοιμο να συμβάλλει με διάφορες επικουρικές υπηρεσίες.

Οι Επικουρικές Υπηρεσίες Ρύθμισης Συχνότητας ή αλλιώς Εφεδρείες Ενεργού Ισχύος συμβαίνουν σε περιπτώσεις που υπάρχει περίσσεια ή πλεόνασμα παραγωγής. Αυτές διακρίνονται σε τρεις βασικές κατηγορίες ανάλογα με τον χρόνο στον οποίο εμφανίζονται και είναι :

- Η Πρωτεύουσα Ρύθμιση που ρυθμίζει την συχνότητα εντός το πολύ 15 δευτερολέπτων από τότε που μεταβλήθηκε για πρώτη φορά. Υλοποιείται μέσω του στατισμού του ρυθμιστή στροφών κάθε μονάδας. Ουσιαστικά, μεταβάλλει την παραγωγή της (ελαττώνει την παραγωγή για αύξηση συχνότητας ή αυξάνει την παραγωγή για ελάττωση της συχνότητας), ώστε η νέα συχνότητα να έχει όσο το δυνατόν μικρότερο σφάλμα από την συχνότητα αναφοράς που είναι τα 50 Hz. Οι μονάδες που κατά βάση συμβάλλουν σε αυτή την ρύθμιση ονομάζονται μονάδες βάσης. Συνήθως, οι ατμοηλεκτρικοί σταθμοί είναι υπεύθυνοι για την πρωτεύουσα ρύθμιση.
- Η Δευτερεύουσα Ρύθμιση με την οποία επιτυγχάνεται η αυτόματη ρύθμιση παραγωγής των μονάδων. Αυτή η ρύθμιση γίνεται μετέπειτα της πρωτεύουσας και δεν μπορεί να υπερβαίνει τα 5 λεπτά από την ενεργοποίησή της. Στόχος της είναι ελαχιστοποίηση του σφάλματος συχνότητας από τα 50 Hz. Συνήθως, οι υδροηλεκτρικοί και οι αεριοστροβιλικόι σταθμοί είναι υπεύθυνοι για την δευτερεύουσα ρύθμιση.
- Η Τριτεύουσα Ρύθμιση που αφορά τη μεταβολή ενεργού ισχύος των μονάδων με σχετική εντολή κατανομής.

Υπάρχουν και επικουρικές υπηρεσίες που αφορούν την ρύθμιση τάσης. Αυτή επιτυγχάνεται με χρήση κατάλληλου εξοπλισμού του δικτύου και χρήση μονάδων παραγωγής με ρύθμιση αέργου ισχύος. [4]

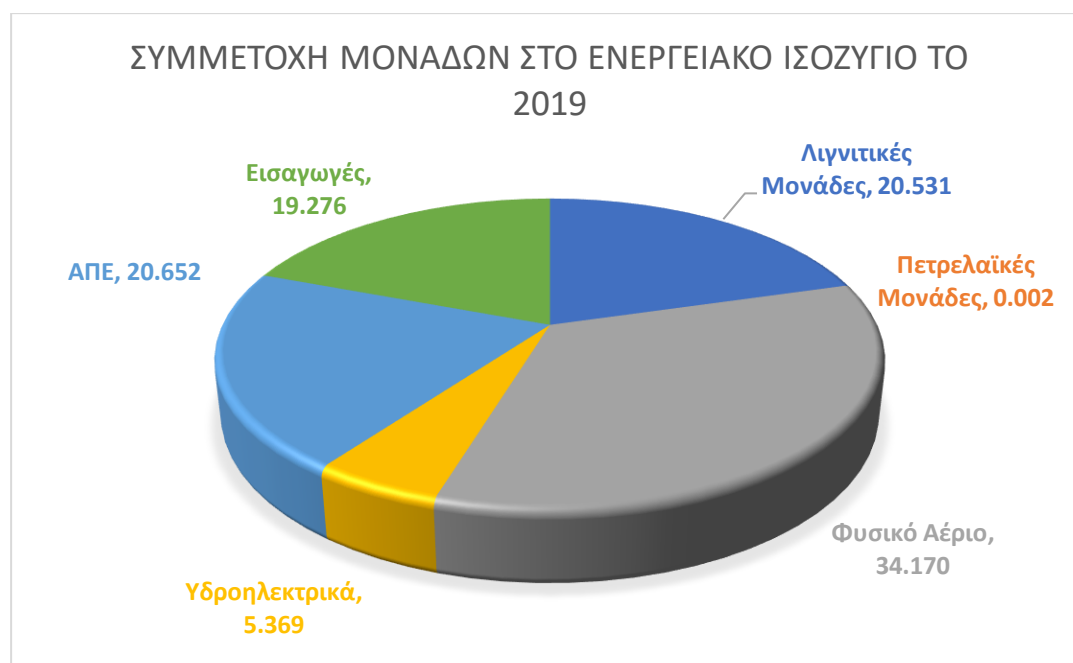
### 1.5 Κατάσταση ΑΠΕ στην Ελληνική Επικράτεια

Τις τελευταίες δεκαετίες παρουσιάζεται σε παγκόσμιο επίπεδο ως επιτακτική ανάγκη η ολοένα και μεγαλύτερη διεύθυνση των ΑΠΕ στο ενεργειακό ισοζύγιο της κάθε χώρας. Οι λόγοι εστιάζονται κυρίως στην επιβάρυνση του περιβάλλοντος που επιφέρουν οι συμβατικές μονάδες μέσω της εκπομπής διοξειδίου του άνθρακα.

Η αρχή έγινε το 1997 με τη Λευκή Βίβλο «Ενέργεια για το μέλλον» για την προστασία του περιβάλλοντος και στη συνέχεια ακολούθησε ένα Green Paper “Στρατηγική για την ασφάλεια της παροχής Ενέργειας». Επίσης, το 1997 υπογράφηκε το πρωτόκολλο

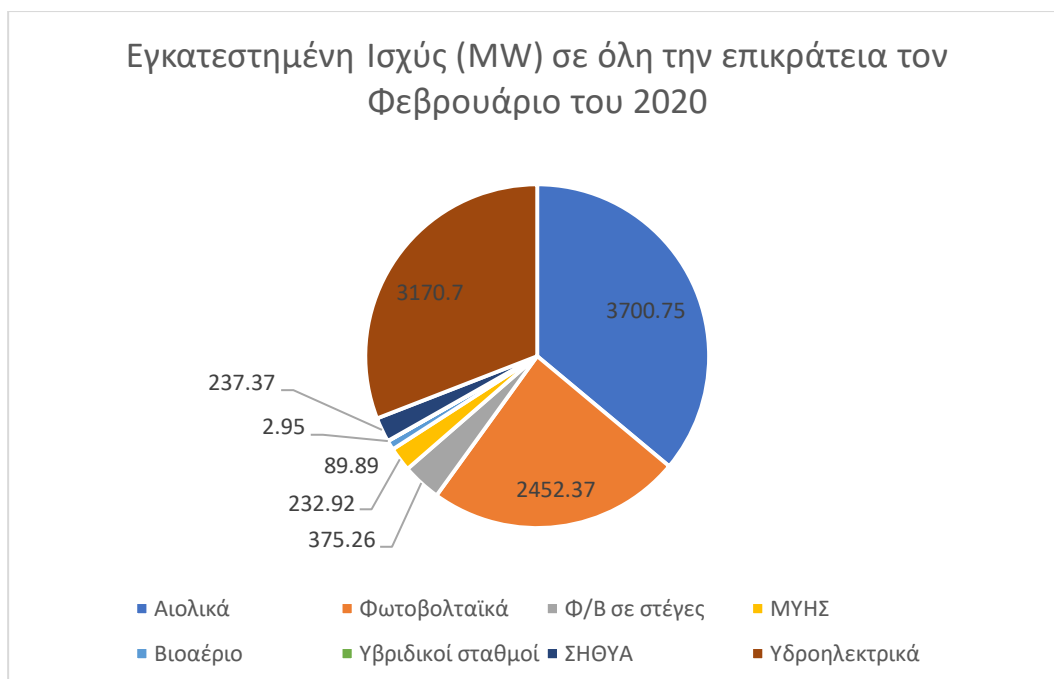
του Κιότο που προέβλεπε την μείωση κατά 8% των εκπομπών Αερίων του Θερμοκηπίου. Τελευταία και συγκεκριμένα με την οδηγία 2009/28/ΕΚ θεσπίστηκε από την Ευρωπαϊκή Ένωση ο δεσμευτικός στόχος του 20-20-20 για το 2020, που προβλέπει συμμετοχή των ΑΠΕ κατά 20% στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας, εξοικονόμηση ενέργειας κατά 20% και μείωση των εκπομπών Αερίων του Θερμοκηπίου κατά 20%. Η πιο πρόσφατη είναι η οδηγία 2018/2001 για την προώθηση της χρήσης ενέργειας από ΑΠΕ, η οποία ορίζει ως δεσμευτικό στόχο για την Ευρωπαϊκή Ένωση έως το 2030 το 32% της τελικής κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας να προέρχεται από ΑΠΕ. [5] [6]

Η Ελλάδα, ως κράτος-μέλος της Ευρωπαϊκής Ένωσης, οφείλει να τηρήσει τους παραπάνω στόχους. Μάλιστα, όχι μόνο τους τηρήσε αλλά και τους ξεπέρασε. Στοιχεία δείχνουν ότι το 2019 το 25% της ζήτησης καλύφθηκε από μονάδες ΑΠΕ, ενώ μόνο το 20% προερχόταν από λιγνιτές μονάδες [7]. Το μεγαλύτερος μέρος καλύφθηκε από μονάδες φυσικού αερίου. Όλα αυτά φαίνονται στο παρακάτω Διάγραμμα 1.1.



Διάγραμμα 1.1: Ποσοστιαία συμμετοχή διάφορων μονάδων παραγωγής στο ενεργειακό ισοζύγιο (%) της Ελλάδας το έτος 2019.

Βάσει στοιχείων της ΡΑΕ, τα μεγάλα υδροηλεκτρικά έργα και οι λοιπές ΑΠΕ, πλην αιολικών, δεν πρόκειται να ξεπεράσουν το 10%. Αντίθετα, τα αιολικά πάρκα δείχνει ότι θα συνεισφέρουν κατά το μεγαλύτερο ποσοστό στο μέλλον, λόγω της διαθεσιμότητας της πρωτογενούς πηγής, αλλά και λόγω κυρίως τους χαμηλού κόστους και της τεχνολογικής ωριμότητας που υπάρχει στον τομέα αυτό [8]. Στο Διάγραμμα 1.2 φαίνεται η εγκατεστημένη ισχύς (MW) των διάφορων τεχνολογιών ΑΠΕ σε όλη την ελληνική επικράτεια για τον Φεβρουάριο του 2020. [9]



Διάγραμμα 1.2 : Εγκατεστημένη Ισχύς (MW) διάφορων τεχνολογιών ΑΠΕ στην Ελλάδα τον Φεβρουάριο του 2020.

Η διείσδυση των ΑΠΕ τόσο στο διασυνδεδεμένο όσο και στο μη διασυνδεδεμένο σύστημα αντιμετωπίζει μερικά εμπόδια. Ενδεικτικά, αυτά είναι τα τεχνικά ελάχιστα των συμβατικών μονάδων παραγωγής, ο περιορισμός αιολικής διείσδυσης, το σφάλμα στην πρόβλεψη της διαθεσιμότητας των ενεργειών ΑΠΕ, τροποποιήσεις στη δομή του δικτύου, αύξηση αρμονικών, αλλαγές του επιπέδου τάσης, συχνές σβέσεις και εναύσεις σταθμών παραγωγής, η αλλαγή της ισχύος βραχυκύκλωσης και προβλήματα που αφορούν την ευστάθεια του συστήματος.

## 1.6 Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (ΜΔΝ)

Στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (ΜΔΝ) υπάγονται εκείνα τα νησιά που δεν έχουν συνδεθεί «ηλεκτρικά» με το ηπειρωτικό δίκτυο της χερσαίας Ελλάδας. Έτσι, έχει δημιουργηθεί ο Κώδικας ΜΔΝ (βρίσκεται στο άρθρο 130 του νόμου 4001/2011) στον οποίο καθορίζεται το πλαίσιο της λειτουργίας και διαχείρισης των αυτόνομων ηλεκτρικών συστημάτων των ΜΔΝ και της αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας στα ΜΔΝ. Διαχειριστής των ΜΔΝ είναι ο ΔΕΔΔΗΕ. [4]

Στο Αιγαίο υπάρχουν σήμερα περισσότερα από 50 νησιά που δεν είναι διασυνδεδεμένα με το ηπειρωτικό σύστημα. Αυτά παρουσιάζουν ετήσια αιχμή φορτίου που ποικίλει από μερικές εκατοντάδες kW μέχρι 700 MW στην περίπτωση της Κρήτης και ηλεκτροδοτούνται κυρίως από Αυτόνομους Πετρελαϊκούς Σταθμούς Παραγωγής (ΑΣΠ). Περιβαλλοντικοί λόγοι έχουν οδηγήσει στην υψηλή διείσδυση των ΑΠΕ στα ΜΔΝ, οι οποίες θεωρούνται Μερικώς ή Μη Ελεγχόμενες Μονάδες



Παραγωγής (λόγω της στοχαστικότητας που τις διακρίνει), καθώς αξιοποιείται σε μεγάλο βαθμό η αιολική ενέργεια με την κατασκευή αιολικών πάρκων. [8]

Παρουσιάζονται κάποιοι τεχνικής φύσεως περιορισμοί που εμποδίζουν την πλήρη διείσδυση αυτών. Το βασικότερο είναι τα τεχνικά χαρακτηριστικά των συμβατικών μονάδων παραγωγής, καθώς πρέπει να λειτουργούν στην ελάχιστη τους παραγωγή (περιορισμός τεχνικού ελαχίστου) και δεν γίνεται να ανοιγοκλείνουν ανά τακτά χρονικά διαστήματα. Επιπλέον, ο δυναμικός περιορισμός αιολικής διείσδυσης που υπάρχει, λόγω του ότι οι ΑΠΕ θα πρέπει να συνεισφέρουν στην πρωτεύουσα εφεδρεία, περιορίζει την διείσδυση αυτών. Ένα πιθανό σενάριο διείσδυσης της αιολικής ενέργειας στα ΜΔΝ είναι περί το 15-20% της ετήσιας ζήτησης φορτίου. Σαφώς, τεχνολογίες αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας (Υβριδικοί Σταθμοί Παραγωγής, μπαταρίες) μπορούν να πετύχουν αύξηση διείσδυσης των ΑΠΕ στα ηλεκτρικά συστήματα. [8]

Βάσει στοιχείων που δημοσιεύθηκαν από τον ΔΕΔΔΗΕ στα Πληροφοριακά Δελτία παραγωγής στα ΜΔΝ για το Δεκέμβριο του 2018, συλλέχθηκαν και προέκυψαν στοιχεία τα οποία φαίνονται παρακάτω (Διάγραμμα 1.3)(Πίνακας 1.1, 1.2). [10]



Διάγραμμα 1.3: Ετήσια ποσοστιαία παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (%) για το σύνολο των ΜΔΝ το έτος 2018.

Πίνακας 1.1: Συγκεντρωτικά στοιχεία ηλεκτροπαραγωγής στα ΜΔΝ για το έτος 2018.

ΗΛΕΚΤΡΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΜΔΝ	ΕΓΚΑΤ. ΙΣΧΥΣ ΘΕΡΜΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ (MW)	ΜΕΓΙΣΤΗ ΕΤΗΣΙΑ ΑΙΧΜΗ ΖΗΤΗΣΗΣ (MW)	ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΜΟΝΑΔΩΝ ΑΠΕ (MWh)	ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΘΕΡΜΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ (MWh)	ΠΟΣΟΣΤΟ ΣΥΜΜΕΤΟΧΗΣ ΑΠΕ (%)
ΚΡΗΤΗ	796,82	655,10	55.741,49	188.713,37	22,80%
ΡΟΔΟΣ	232,93	206,70	6.693,60	45.137,58	12,91%
ΛΕΣΒΟΣ	94,88	67,05	3.267,53	27.068,50	10,77%
ΚΩΣ- ΚΑΛΥΜΝΟΣ	133,66	98,20	4.679,72	20.689,21	18,45%
ΛΗΜΝΟΣ	23,60	14,60	596,13	4.922,24	10,80%
ΜΗΛΟΣ	22,98	13,00	507,02	3.118,75	13,98%
ΧΙΟΣ	77,98	45,70	1.395,44	19.877,70	6,56%
ΣΑΜΟΣ	49,63	31,80	1.903,57	10.785,23	15,00%
ΚΑΡΠΑΘΟΣ	16,50	11,80	229,30	2.399,09	8,72%
ΥΠΟΛΟΙΠΑ ΜΔΝ	159,09		715,27	20.558,33	3,36%
<b>ΣΥΝΟΛΟ</b>	<b>1.607,87</b>		<b>75.729,07</b>	<b>343.270,00</b>	<b>18,07%</b>

Πίνακας 1.2: Συνολική ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας το έτος 2018 στα ΜΔΝ.

	Ετήσια ηλεκτροπαραγωγή από ΑΠΕ (MWh)	Ποσοστό συμμετοχής ΑΠΕ (%)
Αιολικά Πάρκα	726.108,40	76,38
Φωτοβολταϊκά	220.303,67	23,17
Μονάδες Βιοαερίου	3.611,88	0,38
Υβριδικές Μονάδες	370,82	0,04
Υδροηλεκτρικά	257,15	0,03

Ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζει η Κρήτη, η οποία κατέχει το 66% σε σύνολο 88 αιολικών πάρκων και το 60% σε σύνολο 1.688 φωτοβολταϊκών σταθμών. Στο σύνολο των ΜΔΝ παρατηρούμε την επικράτηση των αιολικών πάρκων έναντι των υπόλοιπων τεχνολογιών ΑΠΕ στα ΜΔΝ.

Σημαντικό στοιχείο είναι ότι την περίοδο 28/03/2020 – 26/04/2020 (την περίοδο των περιοριστικών μέτρων για την αντιμετώπιση του κορονοϊού) το 37%-41% της ηλεκτρικής κατανάλωσης στην Ελλάδα καλύφθηκε από ΑΠΕ. [11]

## 1.7 Σύντομη εισαγωγή στους Υβριδικούς Σταθμούς Παραγωγής(ΥΒΣ)

Μια λύση στα προβλήματα που αντιμετωπίζει η διείσδυση των ΑΠΕ στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας και κυρίως στα μη διασυνδεδεμένα , στα οποία και η ζήτηση είναι περιορισμένη και συγκεκριμένη, είναι η αποθήκευση της περισσευούμενης παραγωγής. Τέτοια συστήματα είναι οι Υβριδικοί Σταθμοί παραγωγής, οι οποίοι έχουν την δυνατότητα να παράγουν ηλεκτρική ενέργεια, αλλά και να την αντλούν από το υπόλοιπο σύστημα.

Σύμφωνα με το Νόμο 3468/2006 (ΦΕΚ.Α'129, αρθ.2, §25) «Υβριδικός λέγεται κάθε σταθμός παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που :

- α) Χρησιμοποιεί μία τουλάχιστον μορφή ΑΠΕ.
- β) Η συνολική ενέργεια που απορροφά από το Δίκτυο σε ετήσια βάση, δεν υπερβαίνει το 30% της συνολικής ενέργειας που καταναλώνεται για την πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης του σταθμού αυτού.
- γ) Η μέγιστη ισχύς παραγωγής των μονάδων του σταθμού ΑΠΕ δεν μπορεί να υπερβαίνει την εγκατεστημένη ισχύ των μονάδων αποθήκευσης του σταθμού αυτού προσαυξημένη κατά 20%». [12]

Η τεχνολογία που κυρίως επικρατεί στους ΥΒΣ είναι η αντλησιοταμίευση, η οποία χρησιμοποιείται πρωτίστως για να αποθηκεύεται η αιολική ενέργεια που θα απορριπτόταν λόγω των περιορισμών διείσδυσης (π.χ. στις περιπτώσεις χαμηλής ζήτησης και υψηλού ανέμου). Τέτοια αντλησιοταμιευτικά συστήματα αποτελούνται από έναν υδροηλεκτρικό σταθμό (ΥΗΣ), ένα αντλιοστάσιο, δύο δεξαμενές με επαρκή υψομετρική διαφορά μεταξύ τους (κάτι που καθορίζει και την ισχύ του ΥΗΣ) και αγωγούς κατάθλιψης και προσαγωγής.

Επομένως, ένας ΥΒΣ αποτελείται από ένα αντλησιοταμιευτικό σύστημα και κάποιες μονάδες ΑΠΕ, όπως ανεμογεννήτριες και φωτοβολταϊκά. Η λειτουργία του βασίζεται στο ότι η ενέργεια που παράγουν οι μονάδες ΑΠΕ, συμβάλλει στην άντληση του νερού από την κάτω στην άνω δεξαμενή και έτσι αποθηκεύεται αντίστοιχη ενέργεια στην άνω δεξαμενή. Αυτή η υδραυλική ενέργεια στη συνέχεια ανακτάται μέσω των υδροστρόβιλων, με πλήρως ελεγχόμενο τρόπο, υποκαθιστώντας ανάλογη συμβατική ενέργεια. Σημαντικό είναι ότι ο συνδυασμός της αιολικής και υδραυλικής παραγωγής, ακόμη και όταν δεν υπάρχουν οι αντίστοιχες διατάξεις αποθήκευσης, μπορούν να συνεισφέρουν στη μείωση της αβεβαιότητας της αιολικής παραγωγής. Το γεγονός αυτό καθιστά πιθανή την παροχή εγγυημένης ισχύος από το συνδυασμό ΥΗΣ και Α/Π, με συνέπεια μεγάλα οικονομικά οφέλη στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας [8]. «Ως εγγυημένη ισχύς νοείται η μέγιστη ηλεκτρική ισχύς που υποχρεούται ο Υβριδικός Σταθμός να διαθέτει στο δίκτυο κατά συγκεκριμένες χρονικές περιόδους». [13]

Όλες οι υπομονάδες του ΥΒΣ βρίσκονται υπό την επίβλεψη ενός παραγωγού, ο οποίος είναι υπεύθυνος για την διαχείριση αυτών. Το αιολικό πάρκο δεν βρίσκεται κατ' ανάγκη στην ίδια τοποθεσία με το αντλιοστάσιο και τον ΥΗΣ. Αντιθέτως, ο ΥΗΣ πρέπει να βρίσκεται στο ίδιο μέρος με το αντλιοστάσιο. Σαφώς, η παρουσία δύο

ανεξάρτητων αγωγών συμβάλλει στην ταυτόχρονη παραγωγή και άντληση από το δίκτυο. Βέβαια, θα μπορούσε να υπάρχει ένας μόνο αγωγός, αλλά με αναστρέψιμες μηχανές, οι οποίες θα είχαν την δυνατότητα να λειτουργούν και ως γεννήτριες και ως κινητήρες [8]. Έτσι, ανάλογα με τις απαιτήσεις και τις εντολές κατανομής από τον Διαχειριστή της αγοράς, θα μπορούσε κάποιες περιόδους να παράγει και κάποιες άλλες να αντλεί ενέργεια από το δίκτυο.

Σύμφωνα με τον Κώδικα ΜΔΝ, «σκοπός των κανόνων ένταξης Μονάδων Υβριδικών Σταθμών, καθώς και ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ είναι η μεγιστοποίηση της διείσδυσης της παραγόμενης από αυτές ηλεκτρικής ενέργειας υπό συνθήκες ασφαλούς λειτουργίας του Συστήματος ΜΔΝ». [4]

Στην Ελλάδα ένα σημαντικό έργο Υβριδικού συστήματος βρίσκεται στην Ικαρία, ονόματι Ναέρας. Αποτελεί ένα από τα δύο υβριδικά συστήματα στην Ευρώπη. Το συγκεκριμένο έργο αποτελείται από τις εξής εγκαταστάσεις:

- Το Αιολικό Πάρκο(Α/Π), το οποίο απαρτίζεται από τρεις ανεμογεννήτριες των 900 kW η καθεμία.
- Τον ΜΥΗΣ Προεσπέρας που έχει υδροστρόβιλο 1,05 MW και αξιοποιεί τα περισσευούμενα νερά του φράγματος Πέζι, ο οποίος κυρίως υπάρχει για λόγους ικανοποίησης τοπικών αναγκών (ύδρευση, άρδευση κτλ).
- Τον ΜΥΗΣ Κάτω Προεσπέρας, με δύο υδροστροβίλους των 3,1 MW και αξιοποιεί τόσο τα νερά του ταμιευτήρα όσο και νερά που προέρχονται από το αποθηκευτικό σύστημα.
- Δύο δεξαμενές χωρητικότητας 80.000 m<sup>3</sup> στις περιοχές Προεσπέρας και Κάτω Προεσπέρας.
- Το αντλιοστάσιο Κάτω Προεσπέρας, με 12 αντλίες ονομαστικής ισχύος 250 kW η καθεμία, από τις οποίες οι 4 είναι μεταβλητών στροφών.
- Τα Κέντρα Ελέγχου Ενέργειας που βρίσκονται εντός του χώρου του ΥΒΣ και συντελούν στην εύρυθμη λειτουργία των μονάδων, αλλά και του υπόλοιπου συστήματος. [14]

## 1.8 Αντικείμενο της Εργασίας

Σε θεωρητικό επίπεδο η εργασία πραγματεύεται την ανάγκη διείσδυσης των μονάδων ΑΠΕ στο ηλεκτρικό σύστημα, ώστε να επιτευχθούν οι στόχοι διείσδυσης ΑΠΕ, να μειωθούν οι εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα και τελικώς να επιτευχθούν οι στόχοι που έχει θέσει η Ευρωπαϊκή Επιτροπή. Σε αυτό το μήκος κύματος βρίσκεται η τεχνολογία των ΥΒΣ, οι οποίοι, εκμεταλλευόμενοι αποδοτικά το χαρτοφυλάκιό τους και βασιζόμενοι κυρίως στην λειτουργία της αποθήκευσης, μπορούν να πετύχουν την εξασφάλιση μιας πράσινης και αξιόπιστης ενέργειας, με όσο το δυνατόν χαμηλότερο κόστος για το σύνολο του συστήματος, ελαχιστοποιώντας, στο μέτρο του δυνατού, τις απορρίψεις ενέργειας.

Επιπλέον, περιγράφεται η αρχή λειτουργίας της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στην ηπειρωτική Ελλάδα, με την εισαγωγή του νέου θεσμικού πλαισίου σύμφωνα με το οποίο θα λειτουργεί και είναι γνωστό ως Μοντέλο Στόχου. Σε μια τέτοια ανταγωνιστική αγορά, ο κάθε παραγωγός και καταναλωτής έχει δικαίωμα συμμετοχής, αρκεί να ικανοποιεί τα κριτήρια που έχουν τεθεί. Λόγω της δυσκολίας που θα προέκυπτε, αν ο κάθε πολίτης συμμετείχε με προσφορές ενέργειας στην αγορά, οι Φορείς Συσσωρευτικής Εκπροσώπησης έχουν την δυνατότητα να τους εκπροσωπήσουν στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, με στόχο να πετύχουν υψηλά κέρδη και για τις δύο πλευρές. Επίσης, περιγράφεται ο ρόλος ενός ΥΒΣ ως ΦοΣΕ σε ένα ΜΔΝ. Ακολουθώντας τις εξελίξεις και το πλάνο ανάπτυξης του ΑΔΜΗΕ για τη διασύνδεση των αυτόνομων συστημάτων, είναι ιδιαίτερα πιθανό ένας εγκατεστημένος ΥΒΣ σε κάποιο ΜΔΝ να χρειαστεί να παίξει το ρόλο ενός ΦοΣΕ στο διασυνδεδεμένο, πλέον, σύστημα.

Σε πρακτικό επίπεδο, λοιπόν, καταστρώνεται ένα μοντέλο μεικτού αέριου γραμμικού προγραμματισμού δύο επιπέδων, το οποίο περιγράφει το χαρτοφυλάκιό ενός ΦοΣΕ σε ΜΔΝ και έχει σαν στόχο να βρει τον βέλτιστο προγραμματισμό των διάφορων καταναλωτών και παραγωγών, ώστε τελικώς να πετύχει το βέλτιστο οικονομικό αποτέλεσμα. Χρησιμοποιώντας χρήσιμες έννοιες του μαθηματικού προγραμματισμού, το πρόβλημα αυτό των δύο επιπέδων μετασχηματίζεται σε πρόβλημα ενός επιπέδου, ώστε να επιλυθεί στο λογισμικό GAMS.

Για να βρεθεί ο κατάλληλος τρόπος της εσωτερικής διαχείρισης του χαρτοφυλακίου ενός ΦοΣΕ, δημιουργούνται ποικίλα σενάρια προσομοίωσης για κάθε κατηγορία καταναλωτή και παραγωγού που μπορεί να εκπροσωπηθεί από έναν ΦοΣΕ. Από τα αποτελέσματα αυτών εξάγονται χρήσιμα συμπεράσματα, τα οποία μπορούν να αξιοποιηθούν από έναν τέτοιο φορέα που επιθυμεί να συμμετάσχει στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας.

Το μοντέλο που δημιουργήθηκε αγνοεί σημαντικούς περιορισμούς που ισχύουν σε ένα πραγματικό σύστημα ή ακόμα και σε μία πραγματική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, γι' αυτό και αποτελεί την βάση μιας περαιτέρω μελέτης σχετικά με τους ΦοΣΕ και εν γένει την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας.



## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2

### Έννοιες Μαθηματικού Προγραμματισμού

#### 2.1 Εισαγωγή

Στο παρόν Κεφάλαιο δίνεται η δυνατότητα στον αναγνώστη να γνωρίσει τις έννοιες του γραμμικού προγραμματισμού, του μεικτού ακέραιου γραμμικού προγραμματισμού και εν γένει του μαθηματικού προγραμματισμού. Στη συνέχεια δίνεται έμφαση στον διεπίπεδο προγραμματισμό, για τον οποίο εξηγούνται έννοιες όπως οι Karush Kuhn-Tucker (KKT) συνθήκες και η θεωρία της δυϊκότητας.

Αυτές οι έννοιες θα χρησιμοποιηθούν για την μοντελοποίηση του προβλήματος που θα επιλυθεί σε επόμενα κεφάλαια σε περιβάλλον GAMS (General Algebraic Modeling System), για το οποίο θα γίνει σχετική αναφορά. Επιπλέον, θα εξηγηθεί και η χρήση του επιλυτή CPLEX, ως μαθηματική μέθοδο επίλυσης του μοντέλου που φτιάχτηκε.

#### 2.2 Μαθηματικός Προγραμματισμός

Ο μαθηματικός προγραμματισμός διαμορφώνει ένα μαθηματικό μοντέλο για το οποίο πρέπει να βρεθεί η βέλτιστη λύση. Αναζητά μεταξύ διάφορων εναλλακτικών λύσεων, εκείνη την λύση η οποία θα οδηγήσει στο βέλτιστο αποτέλεσμα. Έτσι, αποτελείται από μια αντικειμενική συνάρτηση, που αποτελεί και στόχο του μοντέλου, για την οποία επιθυμεί είτε την ελαχιστοποίησή της είτε την μεγιστοποίησή της υπό την επίδραση διάφορων περιορισμών.

Τέτοια μαθηματικά μοντέλα αποτελούνται από παραμέτρους των οποίων η τιμή είναι ήδη γνωστή και αμετάβλητη, αλλά και από τις λεγόμενες μεταβλητές απόφασης (decision variables) για τις οποίες ψάχνουμε την βέλτιστη τιμή τους. Αναζητά, λοιπόν, εκείνες τις μεταβλητές απόφασης που βελτιστοποιούν την αντικειμενική συνάρτηση του μοντέλου.

Οι διάφορες κατηγορίες μαθηματικού προγραμματισμού είναι ο γραμμικός, ο μη γραμμικός, ο ακέραιος, ο μεικτός ακέραιος, ο δυναμικός, ο στοχαστικός και ο προγραμματισμός στόχου. [15]

##### 2.2.1 Γραμμικός Προγραμματισμός

Όσον αφορά τον γραμμικό προγραμματισμό, η αντικειμενική συνάρτηση και οι διάφοροι περιορισμοί εξαρτώνται γραμμικά από τις μεταβλητές απόφασης. Επίσης,

οι μεταβλητές απόφασης είτε έχουν μη αρνητικό πρόσημο ( $x_i \geq 0$ ) είτε δεν υπάρχει περιορισμός στο πρόσημό τους.

Επιπλέον, θα πρέπει να ικανοποιούνται τέσσερις υποθέσεις:

- Η υπόθεση της αναλογικότητας, που σημαίνει ότι η βελτιστοποιημένη τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης είναι γραμμικά ανάλογη με την αντίστοιχη τιμή της μεταβλητής απόφασης (που καθορίζει την βέλτιστη τιμή). Αντίστοιχη αναλογικότητα υπάρχει μεταξύ περιορισμών και μεταβλητών απόφασης.
- Η υπόθεση της προσθετικότητας, που σημαίνει ότι η βέλτιστη τιμή της μεταβλητής απόφασης, που καθορίζει την βελτιστοποιημένη αντικειμενική συνάρτηση, δεν εξαρτάται από τις τιμές των άλλων μεταβλητών.
- Η υπόθεση της διαιρετότητας, που σημαίνει ότι οι μεταβλητές απόφασης μπορεί να παίρνουν κλασματικές τιμές.
- Η υπόθεση της προσδιοριστικότητας, που σημαίνει ότι όλες οι παράμετροι είναι γνωστές και αμετάβλητες (σταθερές). [15]

Μια τυπική μορφή ενός προβλήματος γραμμικού προγραμματισμού είναι η εξής:

- Όσον αφορά την αντικειμενική συνάρτηση :

$$z = \max[f(x_1, x_2, \dots, x_n)] = \max\left\{\sum_{j=1}^n c_j * x_j\right\} \quad (2.1)$$

- Όσον αφορά τους γραμμικούς περιορισμούς :

$$f_i(x_1, x_2, \dots, x_n) = \sum_{j=1}^n a_{ij} * x_j \leq 0 \quad (2.2)$$

όπου η αντικειμενική συνάρτηση είναι η συνάρτηση  $f(x_1, x_2, \dots, x_n)$ , οι μεταβλητές απόφασης είναι οι  $x_i$ , οι γραμμικοί περιορισμοί είναι οι  $f_i(x_1, x_2, \dots, x_n)$  και οι διάφορες παράμετροι (σταθερές) είναι οι  $c_j$ ,  $a_{ij}$  και  $b_i$ .

Μερικά γνωστά και ενδεικτικά παραδείγματα χρήσης γραμμικού προγραμματισμού είναι το πρόβλημα της δίαιτας, της μεταφοράς, της αποθήκευσης και διατήρησης αποθεμάτων, της επιλογής συνδυασμού παραγωγής προϊόντων, του χαρτοφυλακίου, της συνδυαστικής δημοπρασίας κ.α. [15] [16]

### 2.2.2 Ακέραιος Γραμμικός Προγραμματισμός

Ο ακέραιος γραμμικός προγραμματισμός είναι μια υποκατηγορία του γραμμικού προγραμματισμού που αναλύθηκε παραπάνω. Διατηρεί όλες τις ιδιότητες του γραμμικού προγραμματισμού με την ιδιαιτερότητα ότι μια τουλάχιστον μεταβλητή απόφασης  $x_i$  πρέπει να έχει ακέραια τιμή. Γενικά, η βέλτιστη λύση που θα βρεθεί θα



είναι κλασματική, αλλά στα πλαίσια του ακέραιου γραμμικού προγραμματισμού θα ληφθούν μέτρα για την εύρεση της ακέραιας λύσης.

Ο ακέραιος γραμμικός προγραμματισμός είναι σημαντικός για την επίλυση προβλημάτων που προκύπτουν στην επιστήμη της διοίκησης.

Μια ακόμα υποκατηγορία γραμμικού προγραμματισμού είναι ο μεικτός ακέραιος γραμμικός προγραμματισμός, στον οποίο δεν απαιτείται όλες οι μεταβλητές απόφασης να είναι ακέραιας μορφής. Επιτρέπει και λύσεις κλασματικής μορφής [17]. Στην εργασία, τα μοντέλα βελτιστοποίησης που θα εξεταστούν, αποτελούν προβλήματα μεικτού ακέραιου γραμμικού προγραμματισμού.

Ως προς την φύση των μεταβλητών, υπάρχουν και οι δυαδικές μεταβλητές που παίρνουν την τιμή 0 ή 1. Στην παρούσα εργασία, η ένταξη ή όχι μονάδων στο σύστημα φαίνεται από τέτοιου είδους μεταβλητές.

### 2.3 Διεπίπεδος Προγραμματισμός

Ο διεπίπεδος προγραμματισμός αποτελείται από δύο προβλήματα δύο διαφορετικών «παικτών», των οποίων τα προβλήματα - καθώς και οι μεταβλητές απόφασης - αλληλοεξαρτώνται. Έτσι, υπάρχει το πρόβλημα άνω επιπέδου και το αντίστοιχο κάτω επιπέδου.

Μια τυπική μορφή προβλήματος διεπιπέδου προγραμματισμού είναι η εξής:

$$\min_{x \in X, y} = F(x, y) \quad (2.3)$$

$$G(x, y) \leq 0 \quad (2.4)$$

$$\min_y = f(x, y) \quad (2.5)$$

$$g(x, y) \leq 0 \quad (2.6)$$

,όπου  $x \in R^{n1}$ ,  $y \in R^{n2}$ . Οι μεταβλητές απόφασης  $x$  θεωρούνται άνω επιπέδου μεταβλητές, ενώ οι  $y$  θεωρούνται κάτω επιπέδου. Παρατηρούμε ότι η αντικειμενική συνάρτηση του άνω επιπέδου (2.3)-(2.4) περιλαμβάνει τις μεταβλητές απόφασης του κάτω επιπέδου (2.5)-(2.6).

Σε τέτοιου είδους προβλήματα, στο άνω επίπεδο έχουμε έναν αρχηγό (leader), ο οποίος παίρνει μια αρχική απόφαση και στη συνέχεια περιμένει τις αποφάσεις και στρατηγικές των ακολούθων του (followers) που βρίσκονται στο κάτω επίπεδο, για να λάβει τελικά την βέλτιστη απόφαση για το δικό του πρόβλημα. Η θεωρία των παιγνίων μελετά τέτοια προβλήματα. Ο διεπίπεδος προγραμματισμός έχει κυρίως εφαρμογή στον στρατιωτικό τομέα, καθώς και στην λήψη αποφάσεων σε τομείς της αγοράς. [18]

Στα προβλήματα διεπίπεδου προγραμματισμού, οι βέλτιστες λύσεις βρίσκονται στις κορυφές των περιοχών που περιγράφονται από τους περιορισμούς του ανώτερου και κατώτερου επιπέδου. Η πιο συνήθης προσέγγιση είναι να μετατρέψεις το πρόβλημα δύο επιπέδων σε πρόβλημα ενός και μόνο επιπέδου. Αυτό μπορεί να γίνει, αν αντικατασταθεί το κάτω επίπεδο με τις συνθήκες ΚΚΤ. Αυτή η μετατροπή είναι εφικτή, εάν το πρόβλημα κάτω επιπέδου είναι γραμμικό, συνεχές και κυρτό.

Το πρόβλημα ενός επιπέδου που δημιουργείται καταλήγει να είναι μη γραμμικό. Έτσι, για την γραμμικοποίηση χρησιμοποιείται το Ισχυρό Θεώρημα Δυαδικότητας (Strong Duality Theorem), η μεγάλη-M αναδιατύπωση (big-M reformulation) και διάφορες γραμμικές συνθήκες. [19] [20] [21]

### 2.3.1 Karush Kuhn-Tucker συνθήκες

Ένα πρόβλημα δύο επιπέδων στο οποίο το κάτω επίπεδο είναι γραμμικό, συνεχές και κυρτό μπορεί να αναδιαμορφωθεί σε πρόβλημα χαμηλού επιπέδου. Συγκεκριμένα, το κάτω επίπεδο μπορεί να αντικατασταθεί από μια σειρά βέλτιστων συνθηκών που ορίζουν οι ΚΚΤ συνθήκες. Οι ΚΚΤ συμβάλλουν στην ικανοποίηση της πρωταρχικής σκοπιμότητας, της διπλής εφικτότητας, της ισχυρής δυαδικότητας και της συμπληρωματικής χαλάρωσης.

Συγκεκριμένα, εισάγονται κάποιες νέες εξισώσεις που εξασφαλίζουν τις συνθήκες που αναφέρθηκαν. Χρησιμοποιούνται οι συντελεστές Lagrange για το πρόβλημα κάτω επιπέδου για να δημιουργηθεί ένα μόνο επίπεδο. Έτσι, δημιουργείται ένα πρόβλημα μεικτού ακέραιου μη γραμμικού προγραμματισμού. Ένας τρόπος για γραμμικοποίηση αυτού είναι να προσθέσουμε σε κάποιες ανισώσεις τις λεγόμενες μεταβλητές χαλάρωσης (slack variables). Ένα τέτοιο παράδειγμα είναι το παρακάτω. Έστω ότι έχουμε την ανίσωση :

$$\sum_{j \in J} y_{t,j,i,k} \leq c_{t,i,k} \quad , \text{για κάθε } t \in T, i \in I, k \in K. \quad (2.7)$$

Χρησιμοποιώντας την μεταβλητή χαλάρωσης  $s_{t,i,k}$  η (2.7) μετασχηματίζεται στο παρακάτω :

$$\sum_{j \in J} y_{t,j,i,k} + s_{t,i,k} = c_{t,i,k} \quad , \text{για κάθε } t \in T, i \in I, k \in K. \quad (2.8)$$

Στη συνέχεια, για να δούμε αν οι πολλαπλασιαστές Lagrange είναι μηδενικοί ή έχουν κάποια τιμή, χρησιμοποιείται η θεωρία της Μεγάλης-M αναδιατύπωσης, κατά την οποία χρησιμοποιείται για την παράμετρο M μια μεγάλη τιμή που εισάγει κάποιες δυαδικές μεταβλητές για τον σκοπό αυτό. Στο συγκεκριμένο παράδειγμα εισάγεται η δυαδική τιμή  $z_{t,i,k}^1$  και έτσι στο πρόβλημα (2.8) προστίθενται δύο νέες ανισώσεις:

$$s_{t,i,k} \leq M * z_{t,i,k}^1, \text{ για κάθε } t \in T, i \in I, k \in K. \quad (2.9)$$

$$\mu_{t,i,k} \leq M * (1 - z_{t,i,k}^1), \text{ για κάθε } t \in T, i \in I, k \in K. \quad (2.10)$$

, όπου  $\mu_{t,i,k}$  είναι ο πολλαπλασιαστής Lagrange και η μεταβλητή  $z_{t,i,k}^1$  παίρνει τιμές 0 ή 1. [19]

### 2.3.2 Θεωρία της Δυϊκότητας

Μια άλλη τεχνική για την μετατροπή διεπίπεδου προγράμματος σε ένα μόνο επίπεδο βασίζεται στην θεωρία της Δυϊκότητας (Strong Duality Theorem), κατά την οποία οι μεταβλητές απόφασης του αρχικού προβλήματος αντικαθιστώνται από τις δυϊκές τους και έτσι, ενώ στην αρχική αντικειμενική συνάρτηση αναζητούσαμε την ελαχιστοποίησή της, τώρα αναζητούμε την μεγιστοποίησή της.

Μια τυπική μορφή ενός δυϊκού προβλήματος είναι η παρακάτω:

- Το αρχικό πρόβλημα είναι :

$$\min c^T x$$

$$Ax \geq b \quad (2.11)$$

$$x \geq 0$$

- Το δυϊκό του είναι :

$$\max \lambda^T b$$

$$\lambda^T A \leq c^T \quad (2.12)$$

$$\lambda \geq 0$$

Παρατηρούμε ότι στο αρχικό πρόβλημα η μεταβλητή απόφασης είναι το  $x$ , ενώ στο δυϊκό του είναι το  $\lambda$ .

Ένα άλλο παράδειγμα μετατροπής ενός αρχικού προβλήματος στο δυϊκό του είναι:

- Το αρχικό πρόβλημα:

$$\min c^T x$$

$$Ax = b \quad (2.13)$$

$$x \geq 0$$

- Το δυϊκό του :

$$\min \lambda^T b$$

$$\lambda^T A \leq c^T \tag{2.14}$$

Η παραπάνω μετατροπή βασίζεται στο Λήμμα: *Εάν οι  $x$  και  $\lambda$  είναι εφικτές λύσεις στα προβλήματα (2.13) και (2.14) αντίστοιχα, τότε  $c^T x \geq \lambda^T b$ . Έτσι, οι  $x$  είναι πάντα μεγαλύτερες από τις  $\lambda$ . Οπότε, η αναζήτηση ελαχιστοποίησης της  $x$  μεταβλητής αντανακλά την μεγιστοποίηση της  $\lambda$ . Η θεωρία της Δυϊκότητας αναφέρει ότι, εάν τα προβλήματα (2.13) ή (2.14) έχουν πεπερασμένη βέλτιστη λύση, τότε έχει και το άλλο ((2.14) ή (2.13) αντίστοιχα) και οι αντίστοιχες αξίες των αντικειμενικών συναρτήσεων είναι ίσες. Επίσης, εάν κάποιο από τα δύο προβλήματα έχει μη οριοθετούμενη αντικειμενική συνάρτηση, τότε το άλλο δεν έχει εφικτή λύση. [16]*

Οι μη γραμμικότητες προκύπτουν από την ύπαρξη των μεταβλητών του άνω επιπέδου μαζί με τις δυϊκές μεταβλητές του κάτω επιπέδου. Η γραμμικοποίηση μπορεί να γίνει με την αντικατάσταση των μεταβλητών από διγραμμικούς όρους που αποτελούνται από συνεχείς και δυαδικές μεταβλητές. [19]

## 2.4 Αλγόριθμοι επίλυσης

Οι διάφοροι αλγόριθμοι που χρησιμοποιούνται για την επίλυση προβλημάτων (μεικτού) ακέραιου γραμμικού προγραμματισμού είναι:

- Μέθοδος απαρίθμησης, που περιλαμβάνει και την μέθοδο Διακλάδωσης και Οριοθέτησης
- Τεχνικές κοπής
- Λαγκραζιανή Μέθοδος
- Ευρετικές Μέθοδοι
- Μέθοδος Δυναμικού Προγραμματισμού
- Νευρωνικά Δίκτυα
- Γενετικοί Αλγόριθμοι
- Μέθοδος Simplex

Η μέθοδος Διακλάδωσης και Οριοθέτησης (Branch and Bound) βασίζεται στην ιδέα του «διαίρει και βασίλευε». Η λογική είναι να διαιρέσεις μια περιοχή εφικτών λύσεων σε περισσότερες περιοχές εφικτών λύσεων και αν χρειάζεται, να διαιρεθούν και αυτές σε άλλες μικρότερες περιοχές εφικτών λύσεων. Αυτή η μέθοδος, όμως, σε μεγάλα προβλήματα δεν χρησιμοποιείται, λόγω της συνεχούς αναζήτησης μεγάλου πλήθους λύσεων.

Οι τεχνικές κοπής τροποποιούν τις λύσεις του γραμμικού προβλήματος μέχρι να βρεθεί μια ακέραια λύση. Η διαφορά αυτής της μεθόδου είναι ότι, αντί να αναζητά συνεχώς λύσεις, δημιουργεί συνεχώς νέους περιορισμούς. Αυτοί οι νέοι περιορισμοί καταφέρνουν να μικραίνουν την περιοχή εφικτών λύσεων και έτσι τελικά να βρίσκεται η βέλτιστη λύση. Αποτελεί τον πρώτο αλγόριθμο επίλυσης τέτοιων προβλημάτων, αλλά δεν χρησιμοποιείται ως έχει τα τελευταία χρόνια.

Η Λαγκρατζιανή μέθοδος (Lagrange method) είναι η πιο ευρέως χρησιμοποιούμενη μέθοδος λόγω της μικρής πολυπλοκότητας σε μεγάλα ενεργειακά συστήματα. Όμως, λόγω του ότι δεν παρέχει λύση σε προβλήματα μη κυρτά και μη διαφορίσιμα, δεν χρησιμοποιείται σε μεγάλο βαθμό. Στηρίζεται στην δημιουργία μιας λαγκρατζιανής συνάρτησης με χρήση συντελεστών χαλάρωσης του Lagrange, την οποία παραγωγίζεις και βρίσκεις για ποιους συντελεστές βελτιστοποιείται. Χρησιμοποιεί αρκετά τη θεωρία της δυϊκότητας. [17]

Οι ευρετικές μέθοδοι στηρίζονται σε κανόνες που ορίζουν τα εκάστοτε συστήματα. Στην περίπτωση του προβλήματος ένταξης μονάδων παραγωγής η ευρετική μέθοδος βασίζεται σε μια λίστα προτεραιότητας για το ποια μονάδα θα ενταχθεί σε σχέση με την μέση συμμετοχή της στην πλήρη ζήτηση. Δεν επιλέγεται σε προβλήματα μη γραμμικά.

Ο δυναμικός προγραμματισμός χρησιμοποιείται σε μικρής κλίμακας προβλήματα και στηρίζεται στην διαδικασία εύρεσης μιας βέλτιστης αλυσίδας καταστάσεων μετάβασης, ώστε να μεταβεί από μια αρχική κατάσταση σε μια τελική με βέλτιστο τρόπο. Συνήθως χρησιμοποιείται σε συνδυασμό με άλλες μεθόδους.

Τα Τεχνικά Νευρωνικά Δίκτυα είναι διαδικασίες που υπολογίζουν μαθηματικά μοντέλα με τρόπο που θα έκαναν οι ανθρώπινοι εγκεφαλικοί νευρώνες. Ουσιαστικά είναι μοντέλα που εκπαιδεύονται σε βέλτιστες λύσεις του παρελθόντος και στηριζόμενοι σε αυτές επιλύουν νέα προβλήματα και καταστάσεις. Συνήθως δεν οδηγούν στην βέλτιστη λύση. [22]

Οι Γενετικοί Αλγόριθμοι εντάσσονται στην κατηγορία των εξελικτικών αλγορίθμων. Ασχολούνται με καταστάσεις των βιολογικών πληθυσμών που είναι αναγκαίες για την εξέλιξή τους. Επιγραμματικά, οι Γενετικοί Αλγόριθμοι αποτελούνται από διάφορους πληθυσμούς ατόμων, όπου ο καθένας αποτελεί μια λύση στο πρόβλημα. Επίσης, τα άτομα(δηλαδή οι μεταβλητές) ανταγωνίζονται το ένα το άλλο για το ποιο έχει τα καλύτερα χαρακτηριστικά. Αυτό που κάνει ο αλγόριθμος είναι να ενώνει τα άτομα με τα καλύτερα χαρακτηριστικά, ώστε να δημιουργήσει κάτι ακόμα καλύτερο, ενώ τα υπόλοιπα άτομα χάνονται. Έτσι, σιγά σιγά ο αλγόριθμος οδηγεί στην βέλτιστη λύση.

Η μέθοδος Simplex είναι μια επαναληπτική αλγεβρική μέθοδος με τη βοήθεια της οποίας, ξεκινώντας από μία βασική δυνατή λύση  $x_0$ , μπορούμε με διαδοχικές επαναλήψεις να προσδιορίζουμε κάθε φορά και μία βελτιωμένη βασική λύση μέχρι να καταλήξουμε στη βέλτιστη αν υπάρχει. Η αρχική βασική δυνατή λύση μπορεί να βρεθεί πολύ εύκολα αρκεί να θεωρήσουμε στο σύστημα των περιορισμών τις

βοηθητικές μεταβλητές ως βασικές και να θέσουμε τις υπόλοιπες μεταβλητές ίσες με το μηδέν. Η όλη διαδικασία γίνεται με την δημιουργία ενός πίνακα Simplex. Η εφαρμογή της μεθόδου προϋποθέτει το πρόβλημα γραμμικού προγραμματισμού να είναι σε κανονική μορφή (όπως είναι η μορφή του προβλήματος (2.10)). Εάν δεν είναι, τότε πρέπει να μετασχηματιστεί σε αυτή την μορφή. [23]

Ο μεικτός ακέραιος προγραμματισμός που χρησιμοποιείται στην παρούσα εργασία επιλύεται με την μέθοδο Simplex σε συνδυασμό με την μέθοδο διακλάδωσης και οριοθέτησης σε περιβάλλον GAMS, χρησιμοποιώντας τον επιλυτή CPLEX 12.10.

## 2.5 Περιβάλλον GAMS

Το περιβάλλον GAMS (Generic Algebraic Modeling System) είναι ένα σύστημα στο οποίο μοντελοποιείς και δημιουργείς μεγάλης κλίμακας μαθηματικά μοντέλα, τα οποία είναι προς επίλυση και κυρίως βελτιστοποίηση. Αποτελείται από γλωσσικό μεταγλωττιστή και από μια πληθώρα επιλυτών. Κυρίως ειδικεύεται σε μοντελοποίηση προβλημάτων γραμμικού, μη γραμμικού, ακέραιου και μεικτού ακέραιου μαθηματικού προγραμματισμού.

Η συγκεκριμένη «γλώσσα GAMS» έχει τους δικούς της κανόνες σύνταξης, όπως κάθε άλλη γλώσσα προγραμματισμού. Έχει την δυνατότητα να δέχεται δεδομένα από αρχεία Excel, στη συνέχεια να τα επεξεργάζεται μέσω των μαθηματικών μοντέλων που έχουν δημιουργηθεί και τελικά τα αποτελέσματα που εξάγει να τα μεταφέρει σε άλλο αρχείο Excel. Επίσης, μπορεί να συνεργαστεί και με άλλα περιβάλλοντα, όπως το Matlab και την R. Γενικώς χρησιμοποιείται για την μοντελοποίηση ενεργειακών συστημάτων ως προς την οικονομική τους αξιολόγηση. [24]

### 2.5.1 Επιλυτής CPLEX

Ο επιλυτής CPLEX χρησιμοποιείται για την επίλυση πολύπλοκων μαθηματικών μοντέλων μεγάλου μεγέθους με γρήγορο τρόπο. Ειδικεύεται σε προβλήματα γραμμικά, τετραγωνικώς περιορισμένα, καθώς και προβλήματα μεικτού ακέραιου μαθηματικού προγραμματισμού και παρέχει στον προγραμματιστή την βέλτιστη λύση.

Ο επιλυτής χρησιμοποιεί διάφορες μαθηματικές μεθόδους, αλλά κυρίως χρησιμοποιεί την μέθοδο Simplex και την θεωρία της δυϊκότητας. Έχει κάποιες αρχικές ρυθμίσεις οι οποίες μπορούν να τροποποιηθούν κατά την βούληση του προγραμματιστή.

Όσον αφορά προβλήματα μεικτού ακέραιου γραμμικού προγραμματισμού, όπως αυτά που θα μελετηθούν στην παρούσα εργασία, χρησιμοποιεί αλγορίθμους διακλάδωσης και οριοθέτησης, επιλύοντας έτσι διάφορα υποπροβλήματα.

## **ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3**

### **Υβριδικοί Σταθμοί Παραγωγής**

#### **3.1 Εισαγωγή**

Στο παρόν Κεφάλαιο θα γίνει αναφορά στους Υβριδικούς Σταθμούς Παραγωγής σε ΜΔΝ, οι οποίοι αποτελούνται από διάφορες διακριτές μονάδες παραγωγής, είτε Κατανεμόμενες, στις οποίες η παραγωγή τους μπορεί να προγραμματιστεί πλήρως από τον διαχειριστή ΜΔΝ, είτε Μερικώς Κατανεμόμενες, για τις οποίες μπορεί να δημιουργηθεί ένα ωριαίο πρόγραμμα παραγωγής και να τηρηθεί εντός κάποιων συμφωνηθέντων ορίων, είτε Μη Κατανεμόμενες, οι οποίες δεν εντάσσονται στο Κυλιόμενο Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό(ΚΗΕΠ), με το οποίο και θα ασχοληθούμε σε επόμενο κεφάλαιο.

Θα παρουσιαστούν οι διάφορες καταστάσεις λειτουργίας, έτσι ώστε να φανεί η πολυλειτουργικότητα και κατ' επέκταση η χρησιμότητα ενός ΥΒΣ σε κάποιο ΜΔΝ της Ελλάδας. Επίσης, θα εξηγηθούν οι διάφοροι κανόνες ένταξης και λειτουργίας ενός ΥΒΣ σε ΜΔΝ, όπως ορίζονται από τον Κώδικα Διαχείρισης ΜΔΝ[4], από το Νόμο υπ' αριθμόν 3468 [13] και από την Υπουργική απόφαση υπ' αριθμόν Δ6/Φ1/οικ.5707 [25]. Στο πλαίσιο αυτό θα μελετηθούν διάφορες πολιτικές διαχείρισης υβριδικών συστημάτων και θα καταλήξουμε σε μια πολιτική η οποία διασφαλίζει τα καλύτερα οικονομικά αποτελέσματα και την μεγαλύτερη συμμετοχή ΑΠΕ στο ηλεκτρικό σύστημα [8].

Στη συνέχεια θα μελετηθεί η βέλτιστη διαστασιολόγηση ενός ΥΒΣ, υπό το πρίσμα του θεσμικού πλαισίου, της πολιτικής διαχείρισης που θα υιοθετηθεί και του επενδυτικού κόστους που θα δαπανηθεί. Το συγκεκριμένο πρόβλημα θα αναλυθεί τόσο από την πλευρά του επενδυτή, όσο και από την πλευρά του διαχειριστή.

Τέλος, θα γίνει αναφορά στους Φορείς Συσσωρευτικής Εκπροσώπησης (ΦοΣΕ) που μπορούν να παίξουν τον ρόλο ενός διαμεσολαβητή μεταξύ μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής/καταναλωτών και του λειτουργού της αγοράς. Στην παρούσα διπλωματική εργασία, ως ΦοΣΕ θεωρείται ένας Υβριδικός Σταθμός Παραγωγής.

#### **3.2 Κύριες Λειτουργίες ενός ΥΒΣ**

Ένας ΥΒΣ, λόγω του ότι αποτελείται από πολλές μονάδες παραγωγής, μπορεί να συντελέσει με διαφορετικό τρόπο κάθε φορά στην εξυπηρέτηση της ζήτησης, ανάλογα με το ποιες μονάδες από αυτές λειτουργούν και ποιες όχι. Έτσι ένας ΥΒΣ έχει κυρίως τις εξής λειτουργίες:

- Λειτουργία μόνο του Αιολικού Πάρκου, ώστε το Α/Π να εγχέει απ' ευθείας την ενέργειά του σε κορεσμένα κυρίως δίκτυα.
- Άντληση ενέργειας από το δίκτυο, οπότε οι αντλίες απορροφούν ενέργεια από το δίκτυο.
- Λειτουργία υδροστροβίλων, όπου η αποθηκευμένη ενέργεια στην άνω δεξαμενή αξιοποιείται μέσω των αγωγών κατάθλιψης και έπειτα μέσω των υδροστροβίλων για την παραγωγή ενέργειας.
- Αντλησιοαιολική συνεργασία, κατά την οποία η παραγόμενη ενέργεια από τα Α/Π απορροφάται από τις αντλίες και αποθηκεύεται. Προτείνεται η χρήση αντλιών μεταβλητών στροφών για καλύτερη αξιοποίηση της αιολικής παραγωγής. Για να μην προκύψουν προβλήματα στην ευστάθεια του συστήματος, θα πρέπει να συμβαδίζουν στιγμιαία το αντλιοστάσιο με την αιολική ισχύ.
- Υδροαιολική συνεργασία, κατά την οποία το Α/Π εγχέει ενέργεια απ' ευθείας στο δίκτυο και η οποιαδήποτε μεταβλητότητα στην αιολική ισχύ υποκαθιστάται από την παραγωγή των υδροστροβίλων. Έτσι, δεν χάνονται αντίστοιχες ποσότητες ενέργειας από την διαδικασία της αποθήκευσης. Γενικά, θα πρέπει το Α/Π να βοηθάει στην ρύθμιση συχνότητας σε αυτή την λειτουργία, κάτι που μπορούν να πετύχουν οι σύγχρονες γεννήτριες.
- Ταυτόχρονη παραγωγή και άντληση, κάτι που αποτελεί συνδυασμό της υδραιολικής καθώς και της αντλησιοαιολικής συνεργασίας. Συγκεκριμένα, το Α/Π εγχέει απ' ευθείας στο δίκτυο, αλλά υπάρχει και η δυνατότητα άντλησης κάποιας ποσότητας ενέργειας, ώστε να αποθηκευτεί στην άνω δεξαμενή. Ταυτόχρονα παράγουν οι υδροστροβίλοι εκμεταλλευόμενοι το αποθηκευμένο νερό.

Από τις παραπάνω, η αντλησιοαιολική λειτουργία είναι η αιτία πίσω από την οποία κρύβεται η επένδυση σε ΥΒΣ. [8]

### 3.3 Κανόνες Ένταξης ΥΒΣ σε ΜΔΝ

Στην Ελλάδα το θεσμικό πλαίσιο το οποίο πρέπει να εφαρμόζουν οι παραγωγοί ΥΒΣ είναι υπό συζήτηση και υπό διαμόρφωση. Βεβαίως, έχουν διαμορφωθεί κάποιοι αρχικοί κανόνες που πρέπει να ακολουθούνται από έναν παραγωγό ΥΒΣ και περιγράφονται στον Κώδικα Διαχείρισης ΜΔΝ, καθώς και στο Νόμο υπ' αριθμόν 3468.

Τέτοιοι κανόνες ένταξης ενός ΥΒΣ σε ΜΔΝ είναι:

- Οι ελεγχόμενες μονάδες παραγωγής ενός ΥΒΣ προηγούνται έναντι μονάδων ΣΗΘΥΑ. Βέβαια, κάτι τέτοιο διαφοροποιείται ανάλογα με τα λειτουργικά χαρακτηριστικά των μονάδων.



- Ο διαχειριστής ΜΔΝ οφείλει να απορροφά κατά προτεραιότητα την ενέργεια από τις μονάδες του ΥΒΣ έναντι των συμβατικών μονάδων, χωρίς όμως να παραβιάζονται τα τεχνικά λειτουργικά χαρακτηριστικά των τελευταίων, όπως είναι το τεχνικό ελάχιστο και η δυνατότητα παροχής εφεδρείας.
- *Οι εφεδρείες ισχύος των Κατανεμόμενων Μονάδων που λειτουργούν μια ώρα κατανομής, θα πρέπει να επιτρέπουν την απορρόφηση της προβλεπόμενης παραγωγής των Μη Κατανεμόμενων Μονάδων ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ, τουλάχιστον μέχρι ενός επιπέδου παραγωγής τους.*
- Οι ελεγχόμενες μονάδες του ΥΒΣ εντάσσονται στον ΚΗΕΠ πριν καν επιλυθεί.
- Αν υπάρχει η δυνατότητα απένταξης κάποιας συμβατικής μονάδας, τότε η αντίστοιχη ισχύς υποκαθιστάται κατά σειρά πρώτα από μονάδες ΑΠΕ εκτός ΥΒΣ, μετά από τον ΥΒΣ και τέλος από μονάδες ΣΗΘΥΑ.
- Ο παραγωγός ενός ΥΒΣ οφείλει να έχει ειδικό μετρητή για την μέτρηση, τόσο της ενέργειας που εγχέει στο δίκτυο, όσο και της ενέργειας που αντλεί από το δίκτυο.
- Ο παραγωγός πρέπει να μπορεί να διαθέσει την ισχύ που καθορίζεται μετά από επίλυση του ΚΗΕΠ. *Η υποχρέωση του Σταθμού για παροχή εγγυημένης ισχύος/ενέργειας εξαντλείται στη διάθεση της εγγυημένης ισχύος επί τον αριθμό των ωρών που αυτή παρέχεται.* Το ίδιο ισχύει για την υποχρέωσή του όσον αφορά την παροχή των απαιτούμενων εφεδρειών.
- Η απόκλιση μεταξύ της παραγόμενης ενέργειας από τις ΑΠΕ για αποθήκευση και της τελικής ενέργειας που αποθηκεύεται δεν θα πρέπει να υπερβαίνει το  $\pm 5\%$  για μέση τιμή ισχύος λεπτού και το  $\pm 3\%$  συνολικά μηνιαίως.
- Η διαχείριση των συστημάτων αποθήκευσης είναι υπό την ευθύνη του παραγωγού. Ο διαχειριστής, βέβαια, μπορεί να ορίσει δικούς του περιορισμούς για εξασφάλιση της ευστάθειας του συστήματος.
- Οι μονάδες ΑΠΕ του ΥΒΣ προηγούνται έναντι των ΑΠΕ εκτός ΥΒΣ, όταν λειτουργούν για την πλήρωση της αποθήκευσης και όταν συμμετέχουν στην ικανοποίηση της εγγυημένης ισχύος του ΥΒΣ.
- Οι μονάδες ΑΠΕ ενός ΥΒΣ έχουν την δυνατότητα είτε της λειτουργίας των υδροστροβίλων είτε της άντλησης ενέργειας είτε της απ' ευθείας έγχυσης στο δίκτυο είτε συνδυασμού όλων αυτών.
- Η παραγωγή των ΑΠΕ ενός ΥΒΣ δεν συμμετέχει στην κατάρτιση του ΚΗΕΠ.
- Για τον υπολογισμό των τιμημάτων ενέργειας θεωρείται ότι η παραγόμενη ενέργεια των ΑΠΕ χρησιμοποιείται κατά προτεραιότητα για την αποθήκευση, για την εξασφάλιση εγγυημένης ισχύος και τελευταία για την απ' ευθείας έγχυση στο δίκτυο και η τιμολόγηση γίνεται ξεχωριστά για κάθε υπομονάδα.
- Το σύστημα αποθήκευσης είτε αντλεί ενέργεια από τις μονάδες ΑΠΕ του ΥΒΣ είτε από το ίδιο το δίκτυο.
- Ο προγραμματισμός της αποθήκευσης ενέργειας από το δίκτυο περιλαμβάνεται στην κατάρτιση του ΚΗΕΠ.

- Η απορρόφηση της ενέργειας από το δίκτυο γίνεται στις ώρες χαμηλής ζήτησης, διότι αυτές τις ώρες υπάρχει η δυνατότητα αύξησης του φορτίου και επιπλέον εκείνες τις ώρες εντάσσονται οι φθηνές μονάδες βάσης. Έτσι, ενέργεια θα μεταφέρεται από την αιχμή στην κοιλάδα της καμπύλης ζήτησης φορτίου, διαμορφώνοντας μια νέα καμπύλη.
- Η ενέργεια που απορροφάται από το δίκτυο συμψηφίζεται με την ενέργεια που παράγεται από τις μονάδες ΑΠΕ του ΥΒΣ κατ' επιλογή του παραγωγού. Σαφώς, κάτι τέτοιο θα επιλέγεται, όταν το κόστος άντλησης από το δίκτυο είναι μεγαλύτερο από την τιμή της αιολικής ενέργειας που παρέχεται σε αυτό.
- Ο παραγωγός θα πρέπει να διατηρεί κάποια ποσότητα ενέργειας στο αποθηκευτικό του σύστημα.
- Ο διαχειριστής επιλύει με τέτοιο τρόπο το ΚΗΕΠ, ώστε η απορροφούμενη ενέργεια από το δίκτυο και η παροχή ενέργειας προς το δίκτυο να εξασφαλίζει το καλύτερο οικονομικό αποτέλεσμα, χωρίς να διαταράσσεται η ασφάλεια του συστήματος.

Όσον αφορά την τιμολόγηση της ενέργειας ενός ΥΒΣ ισχύουν τα εξής:

- Η εγγυημένη ισχύς του ΥΒΣ που προβλέπεται στην άδεια παραγωγής του σταθμού, τιμολογείται με βάση την συμβατική μονάδα που υποκαθιστά, δηλαδή η τιμή προέρχεται από την τιμή του καυσίμου, το μεταβλητό κόστος λειτουργίας και το κόστος για τα δικαιώματα εκπομπών ρύπων που θα είχε μια συμβατική μονάδα, αν κατασκευαζόταν εκείνη την χρονική περίοδο.
- Η τιμή της ενέργειας που εγχέεται στο δίκτυο και προέρχεται από αποθήκευση καθορίζεται με βάση το μέσο οριακό μεταβλητό κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από αυτόνομους συμβατικούς σταθμούς παραγωγής που θα είχαν αυτές οι μονάδες, αν κάλυπταν την ίδια ζήτηση. Η τιμή δεν μπορεί να είναι κατώτερη από την τιμή με την οποία τιμολογείται η ηλεκτρική ενέργεια που αντλεί ο ΥΒΣ από το δίκτυο για την ικανοποίηση του συστήματος αποθήκευσής του, προσαυξημένη με ποσοστό 25%.
- Η τιμή της ενέργειας που αντλείται για αποθήκευση προκύπτει από το μέσο μεταβλητό κόστος παραγωγής των μονάδων βάσης του αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος ενός ΜΔΝ κατά το χρόνο έκδοσης της άδειας παραγωγής.
- Η τιμή της ενέργειας που εγχέεται απ' ευθείας από τις μονάδες ΑΠΕ του ΥΒΣ καθορίζεται από το αντίστοιχο τιμολόγιο για ΑΠΕ στα ΜΔΝ.

[1] [4] [13]

### 3.4 Πολιτικές Διαχείρισης ΥΒΣ

Παρά το ότι υπάρχουν οι γενικοί κανόνες οι οποίοι πρέπει να τηρούνται για τους ΥΒΣ, δεν προσδιορίζεται επακριβώς ο τρόπος διαχείρισης και αξιοποίησης των διάφορων λειτουργιών ενός ΥΒΣ προς όφελος του συστήματος και του παραγωγού.

Μια πρώτη και απλή επιλογή διαχείρισης ΥΒΣ είναι η παραγωγή συγκεκριμένης ενέργειας από το υδροηλεκτρικό του ΥΒΣ, η οποία προκύπτει, τόσο από αξιοποίηση της αιολικής ενέργειας του αποθηκευτικού συστήματος, όσο και από άντληση από το δίκτυο. Κάτι τέτοιο, να μεν προσφέρει έσοδα στον παραγωγό του ΥΒΣ λόγω της διαφοράς στην τιμή μεταξύ της ενέργειας που αντλείται από το δίκτυο και της ενέργειας που παράγεται μέσω υδροστροβίλου, αλλά η συνεχής άντληση από συμβατικές μονάδες διαιωνίζει το πρόβλημα. Επίσης, το γεγονός ότι υποφορτίζονται οι συμβατικές μονάδες για την διείσδυση των υδροστροβίλων, συμβάλλει στην μείωση της αξιοποίησης των Α/Π εκτός ΥΒΣ. Αυτό θα λυνόταν, εάν οι υδροστροβίλοι παρείχαν όλες εκείνες τις λειτουργίες των συμβατικών μονάδων για την ασφάλεια του συστήματος (υποφόρτιση, επικουρικές υπηρεσίες). [26] [27] [28]

Άρα, λοιπόν, θα πρέπει να αξιοποιηθεί ο ΥΒΣ με τέτοιο τρόπο ώστε να πετύχει το βέλτιστο οικονομικό αποτέλεσμα τόσο για τον παραγωγό όσο και για τον διαχειριστή ΜΔΝ, τη μεγαλύτερη αξιοποίηση των ΑΠΕ εκτός ΥΒΣ και την διασφάλιση της αξιοπιστίας του συστήματος. Μια πολιτική προς αυτή την κατεύθυνση θα ήταν ο παραγωγός να υποβάλλει ωριαίες προσφορές ισχύος των υδροστροβίλων και αντίστοιχες δηλώσεις φορτίου λόγω άντλησης όταν απαιτείται. Έτσι, ο παραγωγός έχει την δυνατότητα να βελτιστοποιεί εσωτερικά την λειτουργία του ΥΒΣ ημερησίως. Συγκεκριμένα, αντλεί ενέργεια από τις δεξαμενές, όταν είναι γεμάτες και δεν αντλεί από το δίκτυο, όταν η τιμή είναι υψηλή ή όταν η αύξηση της ζήτησης (λόγω άντλησης από το δίκτυο) δεν θα μπορούσε να καλυφθεί από την παραγωγή του συστήματος. Με αυτό τον τρόπο αξιοποιεί και περισσότερο την παραγωγή των Α/Π εντός ΥΒΣ. Όσον αφορά ΥΒΣ μεγάλης ισχύος, εμφανίζεται το πρόβλημα της συνεχούς παύσης/έναυσης συμβατικών μονάδων λόγω της υποκατάστασής τους από τους υδροστροβίλους του ΥΒΣ, καθώς και της μεγαλύτερης αύξησης της ζήτησης λόγω περισσότερης άντλησης από το δίκτυο.

Πιο συγκεκριμένα, σύμφωνα με μελέτες που έχουν γίνει, προτείνεται η παρακάτω πολιτική διαχείρισης ΥΒΣ σε ΜΔΝ :

- 1) Αρχικά ο διαχειριστής ζητά μια εγγυημένη ισχύ για την επόμενη μέρα, σύμφωνα με τις προβλέψεις που υπάρχουν για την ζήτηση.
- 2) Ο παραγωγός υποβάλλει προσφορά έγχυσης ενέργειας, σύμφωνα με τη διαθεσιμότητα του αποθηκευτικού συστήματος και την πρόβλεψη αιολικής παραγωγής.
- 3) Αν προβλεφθεί ότι η απαιτούμενη εγγυημένη ισχύς δεν μπορεί να καλυφθεί από την παραγωγή ενέργειας του ΥΒΣ, τότε ο παραγωγός υποβάλλει δήλωση φορτίου, ώστε να καλύψει την απαιτούμενη ποσότητα.
- 4) Γίνεται η επίλυση του ΚΗΕΠ από τον διαχειριστή με βάση τις προσφορές ενέργειας και τις δηλώσεις φορτίου που έχουν υποβληθεί από τις μονάδες

του νησιωτικού συστήματος. Όσον αφορά την άντληση του ΥΒΣ από το δίκτυο, αυτό γίνεται τις ώρες χαμηλού φορτίου. Επίσης, γίνεται η ένταξη των συμβατικών μονάδων για κάθε ώρα, λαμβάνοντας υπ' όψιν τις εφεδρείες.

- 5) Με δεδομένα το υπολειπόμενο φορτίο ( $P_{D,t} - P_{PV,t} + P_{ΥΒΣ,t}$ ), την ονομαστική συμβατική παραγωγή ( $P_{Dn,j,t}$ ) και την παραγωγή των υδροστροβίλων ( $P_{H,t}$ ), γίνεται η ένταξη των αιολικών πάρκων εκτός ΥΒΣ, λαμβάνοντας υπ' όψιν τον περιορισμό τεχνικών ελαχίστων των συμβατικών ( $c_{T,j}$ ) και υδροστροβιλικών μονάδων ( $c_{HT}$ ) και τον περιορισμό αιολικής διείσδυσης ( $c_{D,j}, c_{HD}$ ). Συγκεκριμένα, η μέγιστη επιτρεπόμενη αιολική ισχύς κάθε χρονική στιγμή ( $P_{W,max,t}$ ) θα πρέπει να ισούται με το ελάχιστο που προκύπτει από την μέγιστη επιτρεπόμενη ισχύ λόγω τεχνικού ελαχίστου ( $P_{W,max,t}^T$ ) και από την μέγιστη επιτρεπόμενη αιολική ισχύ ( $P_{W,max,t}^D$ ) λόγω δυναμικού περιορισμού. Οπότε πρέπει να ισχύουν:

$$i. P_{W,max,t}^T \leq P_{D,t} - P_{PV,t} + P_{ΥΒΣ,t} - \sum_j c_{T,j} * P_{Dn,j,t} - c_{HT} * P_{H,t} \quad (3.1)$$

$$ii. P_{W,max,t}^D \leq \sum_j c_{D,j} * P_{Dn,j,t} + c_{HD} * P_{H,t} \quad (3.2)$$

$$iii. P_{W,max,t} = \min\{P_{W,max,t}^T, P_{W,max,t}^D\} \quad (3.3)$$

Όσον αφορά το συντελεστή τεχνικού ελαχίστου ( $c_{HT}$ ) και δυναμικού περιορισμού των υδροστροβίλων ( $c_{HD}$ ), θεωρείται ότι ισούται με τους αντιστοίχους συντελεστές που θα είχαν οι συμβατικές μονάδες που έχουν υποκαταστήσει.

Όσον αφορά τον παραγωγό και το πώς διαχειρίζεται εσωτερικά τον ΥΒΣ, παρουσιάζονται κατά σειρά προτεραιότητας τρεις δυνατοί τρόποι:

- 1) Να γίνει άντληση της αιολικής ισχύος, όταν η τιμή της υδροηλεκτρικής ενέργειας είναι υψηλότερη της αιολικής (αντλησιοαιολική συνεργασία).
- 2) Να γίνει απ' ευθείας έγχυση της αιολικής ενέργειας στο δίκτυο, όταν δεν υπάρχει διαθέσιμος αποθηκευτικός χώρος ή όταν δεν υπάρχει διπλός αγωγός και εφόσον η μέγιστη επιτρεπόμενη αιολική ισχύς είναι μεγαλύτερη από την ονομαστική ισχύ των Α/Π εκτός ΥΒΣ. Βέβαια, η λειτουργία των υδροστροβίλων στο τεχνικό τους ελάχιστο ίσως δεν συμφέρει τον παραγωγό.
- 3) Να υπάρξει συνεργασία μεταξύ υδροηλεκτρικής και αιολικής ενέργειας για την ικανοποίηση της εγγυημένης ισχύος (υδροαιολική συνεργασία). Κριτήρια για αυτή την επιλογή είναι η πρόβλεψη για το πόσο το αιολικό δυναμικό θα πληρώσει την άνω δεξαμενή (για χαμηλό αιολικό δυναμικό προτείνεται η έγχυση, ενώ σε αντίθετη περίπτωση προτείνεται η αποθήκευση).

Με αυτή την σειρά των βημάτων δίνεται προτεραιότητα στην άντληση. Αν ακολουθηθεί η σειρά βημάτων  $2 \rightarrow 3 \rightarrow 1$ , τότε μιλάμε για προτεραιότητα στην έγχυση. Με την τελευταία παρατηρείται μεγαλύτερη μείωση της συμβατικής ενέργειας.

Οι κύριες επιπτώσεις από την ένταξη και λειτουργία των ΥΒΣ για το σύστημα είναι:

- Μείωση συμβατικών μονάδων και εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα.
- Αύξηση διείσδυσης ΑΠΕ.
- Οικονομικότερη λειτουργία των θερμικών μονάδων μέσω της αποθήκευσης και κατ' επέκταση της διαμόρφωσης της καμπύλης φορτίου.
- Αύξηση κατά λίγο του ετήσιου κόστους λειτουργίας του νησιωτικού συστήματος σε μερικές περιπτώσεις, λόγω της υψηλής τιμολόγησης.
- Αν οι υδροστρόβιλοι έχουν τεχνικά ελάχιστα και συντελεστή αιολικής διείσδυσης ίδια με αυτά που είχαν οι συμβατικές μονάδες που αντικατέστησαν, τότε αυξάνεται κατά 1-2% ο συντελεστής χρησιμοποίησης των αιολικών πάρκων εκτός ΥΒΣ.
- Αν όμως μειωθεί ο συντελεστής αιολικής διείσδυσης λόγω της λιγότερης (ή και της μη) συμμετοχής των υδροστρόβιλων στην πρωτεύουσα εφεδρεία, τότε μειώνονται οι συντελεστές χρησιμοποίησης. [8]

### 3.5 Βέλτιστη Διαστασιολόγηση ΥΒΣ

Η βέλτιστη διαστασιολόγηση ενός ΥΒΣ αποσκοπεί από την πλευρά του παραγωγού στην βιωσιμότητα της επένδυσής του και στην αύξηση των εσόδων του και από την πλευρά του διαχειριστή στην μεγιστοποίηση της διείσδυσης των ΑΠΕ στο σύστημα με την ταυτόχρονη ελαχιστοποίηση του παραγωγικού κόστους όλων των μονάδων. Στο παρόν κεφάλαιο θα γίνει μια σύντομη αναφορά σε αυτό το πρόβλημα.

Όσον αφορά τον παραγωγό, υπάρχουν τέσσερις μεταβλητές απόφασης:

- Ονομαστική ισχύς αιολικού πάρκου,  $P_W$ .
- Ονομαστική ισχύς αντλιοστασίου,  $P_p$ .
- Ονομαστική ισχύς υδροστοβίλων,  $P_H$ .
- Χωρητικότητα άνω δεξαμενής,  $V_R$ .

Ο δείκτης που τον ενδιαφέρει είναι ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης της επένδυσης ( $IRR$ ) και συγκεκριμένα η μεγιστοποίησή του,  $\min\{IRR\}$ . Για τον υπολογισμό του κόστους των διάφορων υπομονάδων του ΥΒΣ χρησιμοποιούνται προσεγγιστικές σχέσεις, όπως οι παρακάτω:

- Για το Α/Π:  $C_W = 1500 * P_W$
- Για το αντλιοστάσιο:  $C_p = 600 * P_p^{0.95}$
- Για τον υδροστρόβιλο:  $C_H = 700 * P_H^{0.95}$
- Για τις δεξαμενές:  $C_R = 2 * 420 * V_R^{0.95}$

- Κόστος έργων σύνδεσης:  $C_{con} = \begin{cases} 10^6 + 40 * P_H, & 0 < P_H < 5000 \\ 2 * 10^6 + 40 * P_H, & 5000 \leq P_H < 10000 \\ 5 * 10^6 + 40 * P_H, & 10000 \leq P_H \end{cases}$

- Υπάρχουν και κάποια άλλα κόστη που αφορούν σωληνώσεις, δικαιώματα γης κ.α. :  $C_{other} = 0.2 * C_{HPS}$ .

Έτσι, το συνολικό κόστος είναι :  $C_{HPS} = \frac{C_W + C_P + C_H + C_R + C_{con}}{0.8}$ .

Όσον αφορά τον διαχειριστή, η αντικειμενική του συνάρτηση αποτελείται από την ελαχιστοποίηση του σταθμισμένου κόστους ενέργειας LCOE και την μεγιστοποίηση της διείσδυσης των ΑΠΕ:  $min\{LCOE, -RES\}$ .

Γενικότερα, η διαστασιολόγηση ενός ΥΒΣ διαφέρει ανάλογα με την τιμολόγηση των ενεργειών. Εξετάστηκαν τα αποτελέσματα στην μελέτη [8] για τιμολόγηση χαμηλή, ενδιάμεση και υψηλή. Συγκεκριμένα:

- Η ισχύς του ΥΗΣ δεν διαφέρει. Για χαμηλή τιμολόγηση η ισχύς του συμπίπτει με την εγγυημένη ισχύ του ΥΒΣ. Για ενδιάμεση και υψηλή η ισχύς φθάνει το πολύ στα 10 MW, λόγω του ότι για μεγαλύτερη ισχύς θα πρέπει να συνδεθεί στην ΥΤ, γεγονός που αυξάνει το κόστος σύνδεσης αρκετά, οπότε και δεν συμφέρει.
- Η ισχύς του Α/Π αυξάνεται όσο αυξάνονται οι τιμές, διότι έτσι ευνοείται η άντληση όλο και περισσότερης αιολικής ενέργειας, αντισταθμίζοντας κατ' αυτό τον τρόπο το μεγαλύτερο κόστος κατασκευής Α/Π.
- Η ισχύς του αντλιοστασίου αποτελεί περίπου το 80%-85% της ισχύος του Α/Π στην ενδιάμεση και υψηλή τιμολόγηση. Αντίθετα στην χαμηλή είναι μεγαλύτερη από την ισχύ του Α/Π, διότι εξασφαλίζονται περισσότερα έσοδα από την εγγυημένη ισχύ, παρά το ότι στην χαμηλή τιμολόγηση προτιμάται η απ' ευθείας έγχυση.
- Η ισχύς των δεξαμενών ακολουθεί την ισχύ του Α/Π. Όμως, το κόστος τους αυξάνεται με εκθετικό τρόπο όσο αυξάνεται η ισχύς τους.

Προφανώς, όσο υψηλότερες είναι οι τιμολογήσεις, τόσο αυξάνεται το μέγεθος του ΥΒΣ και συνεπώς αυξάνεται και η διείσδυση των ΑΠΕ στο νησιωτικό σύστημα. Στην υψηλότερη τιμολόγηση το ποσοστό διείσδυσης των ΑΠΕ φθάνει το 20%, σύμφωνα με την μελέτη. [8]

### 3.6 Φορείς Συσσωρευτικής Εκπροσώπησης

Στη σύγχρονη ενεργειακή κοινότητα αναδύεται η ανάγκη συμμετοχής παραγωγών διεσπαρμένης παραγωγής, καθώς και πελατών φορτίου στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, όπως αποφάσισε και η Ευρωπαϊκή Επιτροπή το 2015 [29]. Επειδή ωστόσο η αύξηση πολιτών που θα συμμετείχαν στην αγορά θα ήταν ραγδαία με το πέρασμα των χρόνων και αυτό θα δημιουργούσε πρακτικές δυσκολίες, υπάρχει η δυνατότητα εκπροσώπησης τους από τους λεγόμενους Φορείς Συσσωρευτικής Εκπροσώπησης (ΦοΣΕ) ή πράσινους Aggregators, οι οποίοι διαμεσολαβούν μεταξύ των πελατών τους (παραγωγοί και φορτία) και του διαχειριστή της αγοράς. [20]

Οι ΦοΣΕ είναι σύγχρονες και καινοτόμες εταιρείες, οι οποίες, χρησιμοποιώντας διάφορα μαθηματικά μοντέλα και τεχνικές, έχουν σαν στόχο να βελτιστοποιήσουν την εμπορική διαχείριση των πελατών τους πετυχαίνοντας υψηλά κέρδη τόσο για τους πελάτες όσο και για τις ίδιες. Αναλαμβάνουν να διαχειριστούν μεγάλο πλήθος ΑΠΕ που δεν βρίσκονται κατ' ανάγκη σε ίδιες ή κοντινές περιοχές, υποβάλλοντας στον διαχειριστή προσφορές έγχυσης στο δίκτυο και απορρόφησης ενέργειας απ' αυτό. Λόγω του ότι μπορούν να διαχειριστούν ταυτοχρόνως μονάδες παραγωγής και φορτία, θα καθορίζουν έμμεσα την καμπύλη ζήτησης. Η αβεβαιότητα των μονάδων ΑΠΕ θα περιοριστεί μέσω της ταυτόχρονης διαχείρισης των φορτίων που εκπροσωπούνται. Συγκεκριμένα, στις ώρες χαμηλής ζήτησης και άρα χαμηλών τιμών, ο ΦοΣΕ θα υποβάλλει προσφορές άντλησης από το δίκτυο, ώστε τα φορτία που εκπροσωπεί να επωμιστούν την όσο το δυνατόν χαμηλότερη τιμολόγηση. [30]

Παρατηρώντας τη σημασία διαμόρφωσης της ζήτησης από τους καταναλωτές, προκύπτει η έννοια της ευέλικτης ζήτησης (απόκριση ζήτησης) κατά την οποία η καμπύλη ζήτησης ομαλοποιείται και διαμορφώνεται κατά την βούλησή τους, μετατοπίζοντας έτσι φορτίο αιχμής σε κοιλιάδα. Κατ' αυτόν τον τρόπο υπάρχει μια καλύτερη ισορροπία μεταξύ παραγωγής και ζήτησης. Τα έξυπνα συστήματα, όπως έξυπνοι μετρητές, έξυπνα δίκτυα, έξυπνα σπίτια, μπορούν να πετύχουν κάτι τέτοιο, καταφέροντας να μετατοπίζουν το ηλεκτρικό φορτίο στην διάρκεια μιας μέρας χωρίς να δυσαρεστήσουν τις ενεργειακές επιθυμίες των καταναλωτών. Η διαχείριση των έξυπνων συστημάτων μπορεί να γίνει από έναν ΦοΣΕ, ο οποίος θα εκπροσωπεί μια μερίδα καταναλωτών και παραγωγών αποκεντρωμένης ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ, έτσι ώστε η συνολική διαχείριση να είναι ωφέλιμη για όλες τις πλευρές (παραγωγούς, καταναλωτές, ΦοΣΕ, σύστημα).

Θεωρώντας ότι διάφοροι καταναλωτές και παραγωγοί εκπροσωπούνται από έναν ΦοΣΕ και δεν λειτουργούν αυτοβούλως, οι συνέπειες μιας ευέλικτης ζήτησης είναι ευνοϊκές, τόσο σε οικονομικό επίπεδο για το σύστημα και τους καταναλωτές, όσο και σε οικολογικό επίπεδο για το περιβάλλον. Η αύξηση των κερδών του συστήματος είναι σημαντική, διότι μειώνονται οι συμβατικές μονάδες αιχμής. Από την άλλη πλευρά ευνοούνται και οι καταναλωτές, διότι η άντληση ενέργειας από το δίκτυο θα γίνεται κατά προτεραιότητα τις ώρες χαμηλής ζήτησης που θα υπάρχει φθηνή τιμολόγηση. Επίσης, η μείωση των συμβατικών μονάδων και η αύξηση των ΑΠΕ οδηγεί στην αύξηση της πράσινης ενέργειας. [31]

Γενικότερα τα φορτία που υποβάλλονται στον διαχειριστή για την επίλυση του ΚΗΕΠ [32], διακρίνονται σε δύο μεγάλες κατηγορίες:

- Τα Κατανεμόμενα φορτία (ευέλικτα φορτία), για τα οποία υποβάλλεται τιμολογούμενη δήλωση φορτίου και η ένταξή τους γίνεται με την επίλυση του ΚΗΕΠ. Συγκεκριμένα, συμβάλλουν στην διαμόρφωση της απόκρισης ζήτησης και εκπρόσωποι τέτοιων φορτίων είναι προμηθευτές για εξαγωγές ενέργειας και προμηθευτές (ΦοΣΕ) ή παραγωγοί για αντλητικά φορτία. Συνήθως, υποβάλλεται μια συνάρτηση βηματική, η οποία είναι γνήσιως φθίνουσα και αποτελείται από ζευγάρια ποσότητας ενέργειας(MWh)-

τιμής(€/MWh). Μια ειδική υποκατηγορία τέτοιων φορτίων είναι τα φορτία περικοπής(demand curtailment), για τα οποία δηλώνεται σαν ενέργεια η προβλεπόμενη ζήτησή τους και η μέγιστη διαθέσιμη ενέργεια προς περικοπή, επιτρέποντας έτσι αρκετή ευελιξία στον διαχειριστή.

- Τα Μη Κατανεμόμενα φορτία (μη ευέλικτα φορτία), για τα οποία υποβάλλεται μια μη τιμολογούμενη δήλωση φορτίου και η ένταξή τους στον ΚΗΕΠ είναι δεδομένη. Δεν συμβάλλουν στην διαμόρφωση της απόκρισης της ζήτησης. Εκπρόσωποι τέτοιων φορτίων είναι προμηθευτές, αυτοπρομηθευόμενοι πελάτες και παραγωγοί για ιδιοκατανάλωση. Οι μη τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίων περιλαμβάνουν την προβλεπόμενη άντληση ενέργειας από το δίκτυο. Αυτά τα φορτία τιμολογούνται μετά από επίλυση του ΚΗΕΠ με την αντίστοιχη οριακή τιμή του κόμβου στον οποίο ανήκουν.

Εκτός από τα έξυπνα συστήματα που αναφέρθηκαν προηγουμένως, η αποθήκευση θα μπορούσε να λειτουργήσει ως βασικό συστατικό της ευέλικτης ζήτησης, καθώς θα απορροφάται ενέργεια από το δίκτυο συγκεκριμένες χρονικές περιόδους για την πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης ενός ΥΒΣ. Γι' αυτό το λόγο, ένας ΥΒΣ θα μπορούσε να παίξει το ρόλο ενός Φορέα Συσσωρευτικής Εκπροσώπησης (ΦοΣΕ), καθώς έχει την δυνατότητα διαχείρισης μονάδων ελεγχόμενης και μη ελεγχόμενης παραγωγής, αλλά και συστημάτων αποθήκευσης και άντλησης από το δίκτυο. Επομένως, όλες οι δυνατότητες και λειτουργίες που περιγράφηκαν παραπάνω για τον ΦοΣΕ, μπορούν να εξυπηρετηθούν από τον παραγωγό ενός ΥΒΣ που θα αναλάμβανε την εκπροσώπηση καταναλωτών φορτίου και παραγωγών διεσπαρμένης παραγωγής στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, έχοντας παράλληλα την δυνατότητα αποθήκευσης συγκεκριμένων ποσοτήτων ενέργειας για μελλοντική χρήση.

Τέλος, η ιδέα μετατροπής ενός ΥΒΣ σε ΦοΣΕ βασίζεται στην τάση που υπάρχει για διασύνδεση των ΜΔΝ με την ηπειρωτική Ελλάδα, ώστε να αυξηθεί η διείσδυση των ΑΠΕ στο ηλεκτρικό σύστημα, να μειωθούν οι εκπομπές του διοξειδίου του άνθρακα και το συνολικό οικονομικό κόστος του συστήματος μέσω της μείωσης των θερμικών μονάδων.



## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4

### Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας

#### 4.1 Εισαγωγή

Στα παλιότερα χρόνια η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας στηριζόταν σε κάθετα ολοκληρωμένα μονοπώλια, όπου την διαχείριση των συστημάτων παραγωγής, διανομής και μεταφοράς αναλάμβανε μια και μόνο επιχείρηση, λόγω κυρίως της θεώρησης ότι η διαχώριση των παραπάνω συστημάτων θα επέφερε υψηλά κόστη για την χώρα συνολικά. Στην Ελλάδα, η μεταφορά και διανομή συνεχίζουν να αποτελούν μονοπώλιο, σε αντίθεση με την παραγωγή, όπου ολοένα και περισσότεροι παραγωγοί επενδύουν σε εγκαταστάσεις μονάδων παραγωγής κυρίως από ΑΠΕ, ώστε και η χώρα συνολικά να συμβαδίζει με τους νόμους και διατάξεις που επιβάλλει η Ευρωπαϊκή Ένωση για τα κράτη-μέλη της.

Με το πρώτο Ενεργειακό Πακέτο του 1996 (96/92/ΕΚ) ξεκίνησε η συζήτηση, ώστε να οδηγηθούμε στις ανταγωνιστικές αγορές, με στόχο να αυξηθούν τα κέρδη των παραγωγών δίνοντάς τους κίνητρα συμμετοχής στην αγορά και ταυτόχρονα να ελαχιστοποιηθεί το κόστος του συστήματος μέσα από τον διαρκή ανταγωνισμό. Η γενική ιδέα ήταν οι παραγωγοί μέσα από την υποβολή προσφορών έγχυσης ενέργειας να αποζημιώνονται με την οριακή τιμή συστήματος. Η τελευταία οδηγία είναι αυτή του 2009(2009/72/ΕΚ), κατά την οποία διαχωρίστηκε η μεταφορά από την παραγωγή και προμήθεια. [1] [32]

Στο παρόν Κεφάλαιο θα παρουσιαστούν οι συμμετέχοντες στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα και η δομή του ισχύοντος πλαισίου, σύμφωνα με το οποίο λειτουργεί η αγορά ηλεκτρισμού και το οποίο ονομάζεται Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός(ΗΕΠ). Επίσης, θα γίνει αναφορά στο νέο μοντέλο σύμφωνα με το οποίο θα λειτουργεί η αγορά, γνωστό ως Μοντέλο Στόχου(Target Model), το οποίο θα εκκινήσει τη λειτουργία του στα τέλη του 2020, χωρίς να συζητηθεί σε πρώτη φάση με τις υπόλοιπες ευρωπαϊκές αγορές. Σκοπός του Κεφαλαίου δεν είναι να προβάλλει τις διαφορές που θα προκύψουν στην αγορά ενέργειας, αλλά να παρουσιάσει την αρχή λειτουργίας που παραμένει κοινή, προσφέροντας συγχρόνως και πληροφορίες για τις διαφορές στην λειτουργία των δύο διαφορετικών αγορών. Τέλος, δίνεται ιδιαίτερη έμφαση στην λειτουργία του ΗΕΠ, καθώς είναι πολύ πιο κοντά στην αρχή λειτουργίας του Κυλιόμενου Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού(ΚΗΕΠ), που ορίζει τη λειτουργία της αγοράς στα ΜΔΝ βάσει του αντίστοιχου Κώδικα ΜΔΝ.

## 4.2 Συμμετέχοντες στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας

Στο πλαίσιο των ανταγωνιστικών αγορών, υπάρχουν διαφορετικοί παράγοντες που συμμετέχουν στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, αποσκοπώντας ο καθένας διαφορετικά στην επίτευξη ενός ή πολλών στόχων. Μερικές φορές αυτοί οι στόχοι είναι αντικρουόμενοι, αλλά πρέπει οι όποιες διαφορές να επιλύονται για να λειτουργήσει η αγορά. Έτσι, λοιπόν, οι συμμετέχοντες στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας είναι:

- Οι παραγωγοί, οι οποίοι κατέχουν άδεια παραγωγής για εγκαταστάσεις παραγωγής στο Μητρώο Μονάδων. Συγκεκριμένα, παράγουν συγκεκριμένες ποσότητες ενέργειας ημερησίως, για τις οποίες υποβάλλουν προσφορές έγχυσης ενέργειας στον διαχειριστή της αγοράς και έπειτα πωλούν τις εκκαθαριζόμενες ποσότητες ενέργειας στο σύστημα. Επιπλέον, έχουν την δυνατότητα να συνεργάζονται με μεγάλους καταναλωτές ή προμηθευτές μέσω διμερών συμβολαίων. Επίσης, συμμετέχουν στην αγορά και με την εξυπηρέτηση επικουρικών υπηρεσιών, καθώς και στην αγορά εξισορρόπησης, στην περίπτωση που σε προηγούμενες εκκαθαρίσεις είχαν προσφέρει περισσότερα ή λιγότερα από όσο έπρεπε. Μια ειδική κατηγορία παραγωγών είναι οι μη κατανεμόμενοι παραγωγοί, οι οποίοι κατέχουν Μη Ελεγχόμενες μονάδες παραγωγής ή μονάδες παραγωγής σε δοκιμαστική λειτουργία. Αυτοί συνήθως χρησιμοποιούνται στην αγορά εξισορρόπησης.
- Οι καταναλωτές, οι οποίοι είναι εγγεγραμμένοι στο Μητρώο Εκπροσώπων Φορτίου. Τέτοιοι μπορεί να είναι αυτοπρομηθευόμενοι πελάτες, προμηθευτές που εκπροσωπούν πολίτες και παραγωγοί για ικανοποίηση δικών τους καταναλώσεων. Οι δύο μεγάλες κατηγορίες φορτίων είναι τα κατανεμόμενα και μη κατανεμόμενα φορτία, τα οποία περιγράφηκαν στο προηγούμενο κεφάλαιο.
- Οι αυτοπαραγωγοί, οι οποίοι είναι συνήθως οικιακοί καταναλωτές και παράγουν ενέργεια, κυρίως, για δική τους χρήση, εγχέοντας περίσσεια ενέργειας στο σύστημα. Ένα τέτοιο πρόγραμμα είναι το net metering που αφορά την ενέργεια που παράγουν κάτοχοι φωτοβολταϊκών.
- Οι προμηθευτές που αναλαμβάνουν την εκπροσώπηση μιας μερίδας καταναλωτών με τους οποίους έχουν συνάψει συμβόλαια. Προμηθεύονται ενέργεια μέσω της επίλυσης του ΗΕΠ και η τιμή αγοράς καθορίζεται από την τιμή εκκαθάρισης της αγοράς, γνωστή ως Οριακή Τιμή Συστήματος (ΟΤΣ). Μια υποκατηγορία προμηθευτών είναι οι εξαγωγείς, οι οποίοι προμηθεύουν με ενέργεια γειτονικές χώρες με τις οποίες η Ελλάδα συνδέεται ηλεκτρικά, διαδικασία η οποία λειτουργεί και αντίστροφα.
- Οι εισαγωγείς, οι οποίοι εισάγουν ενέργεια στο ελληνικό ηλεκτρικό σύστημα που προέρχεται είτε από παραγωγούς ξένων χωρών είτε προμηθευτές ξένων χωρών και η ανάλογη ποσότητα ενέργειας αποφασίζεται μετά από επίλυση του ΗΕΠ.
- Οι ΦοΣΕ, οι οποίοι εκπροσωπούν μια μερίδα παραγωγών διεσπαρμένης παραγωγής και καταναλωτών στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας.

Αυτοί είναι μερικοί από τους βασικούς μη οργανικούς πρωταγωνιστές στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, από τους οποίους οι παραγωγοί, αυτοπαραγωγοί, προμηθευτές, εξαγωγείς, εισαγωγείς και οι ΦοΣΕ επιδιώκουν την μεγιστοποίηση των κερδών τους με την πώληση ενέργειας. Αντίθετα, οι καταναλωτές επιθυμούν την ελαχιστοποίηση του κόστους αγοράς ενέργειας.

Οι υπόλοιποι οργανικοί συμμετέχοντες στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας είναι ο Διαχειριστής του Συστήματος Μεταφοράς(ΑΔΜΗΕ), ο Διαχειριστής ΑΠΕ και Εγγυήσεων Προέλευσης(ΔΑΠΕΕΠ), ο Διαχειριστής του Δικτύου Διανομής(ΔΕΔΔΗΕ), η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας(ΡΑΕ), το Ελληνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας(ΕΧΕ) και ο Φορέας Εκκαθάρισης, με τους δύο τελευταίους να ενεργοποιούνται με την εφαρμογή του Μοντέλου Στόχου. Όλοι οι παραπάνω στοχεύουν σε μια συνολική κοινωνική ευημερία με ελαχιστοποίηση του κόστους λειτουργίας των μονάδων παραγωγής που συμμετέχουν στην αγορά και συνεπώς εξασφάλιση μικρού κόστους λογαριασμών για τους απλούς πολίτες. Επιπλέον, επιδιώκουν την ολοένα και μεγαλύτερη ανάπτυξη της πράσινης ενέργειας, με ταυτόχρονη διασφάλιση της ασφάλειας του ελληνικού συστήματος. [1] [4] [32]

#### 4.2.1 Ανεξάρτητος Διαχειριστής Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας

Στην Ελλάδα, Ανεξάρτητος Διαχειριστής του Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας είναι ο ΑΔΜΗΕ Α.Ε. και είναι υπεύθυνος για το Ελληνικό Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας(ΕΣΜΗΕ). Η ενέργεια που παράγεται από μονάδες ηλεκτροπαραγωγής και η ενέργεια που προέρχεται από Εισαγωγείς μεταφέρεται μέσω των γραμμών μεταφοράς (υψηλή ή υπερυψηλή τάση) στα δίκτυα διανομής. Ασχολείται με την σωστή λειτουργία, συντήρηση και κατασκευή νέων γραμμών μεταφοράς και υποσταθμών για επέκταση του δικτύου. Επιδιώκει την σύνδεση αρκετών νησιών με το ηπειρωτικό σύστημα, ώστε να ελαχιστοποιήσει τα προβλήματα τροφοδότησης του φορτίου των νησιών, αλλά και να αυξήσει την διείσδυση των ΑΠΕ στην ηπειρωτική χώρα. *Μάλιστα, κάθε δέκα χρόνια επεξεργάζεται και δημοσιεύει σχέδιο για την ανάπτυξη του Διασυνδεδεμένου Συστήματος Μεταφοράς για το οποίο περιμένει έγκριση από το υπουργείο ΥΠΕΝ μετά από γνώμη της ΡΑΕ, από την οποία και εποπτεύεται.*

Επιπλέον, δίνει τη δυνατότητα σε όλους τους συμμετέχοντες να συνδεθούν με το δίκτυο, διευκολύνοντας τις συναλλαγές ενέργειας μεταξύ παραγωγών και καταναλωτών ή προμηθευτών. Βασικό του μέλημα είναι ο προγραμματισμός της ένταξης μονάδων, ώστε να ικανοποιηθεί η ζήτηση. Έτσι, δίνει εντολές κατανομής σε πραγματικό χρόνο στους παραγωγούς για έγχυση ενέργειας, ώστε να τροφοδοτηθεί το απαιτούμενο φορτίο στην ελάχιστη τιμή. Ασχολείται, επίσης, με την Αγορά Επικουρικών Υπηρεσιών, καθώς και με την Αγορά Εξισορρόπησης Ενέργειας σε συνεργασία με τον διαχειριστή της αγοράς. Καταγράφει συνεχώς όλες τις μετρήσεις

ενέργειας, ώστε μετά το πέρας μιας μέρας να προχωρήσει στην εύρεση της νέας οριακής τιμής συστήματος και τελικώς να επιβεβαιώσει την αποζημίωση των εμπλεκόμενων. Τέλος, συνάπτει συμβάσεις με κατόχους αδειών παραγωγής για την εξασφάλιση επικουρικών υπηρεσιών. [1] [32]

Στα ΜΔΝ, την διαχείριση του συστήματος αναλαμβάνει ο ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε. [33]

#### 4.2.2 Διαχειριστής ΑΠΕ και Εγγυήσεων Προέλευσης

Ο Διαχειριστής ΑΠΕ και Εγγυήσεων Προέλευσης, γνωστός ως ΔΑΠΕΕΠ, ακολουθεί τους κανονισμούς που περιγράφονται στον Κώδικα του Διαχειριστή ΑΠΕ και Εγγυήσεων Προέλευσης(ΚΔΑΠΕΕΠ) [34], καθώς και τους κανονισμούς του Κώδικα Διαχείρισης του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΚΔΕΣΜΗΕ). Κύριες αρμοδιότητες του ΔΑΠΕΕΠ είναι να ενημερώνει τον ειδικό λογαριασμό ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ, να υπολογίζει τις ποσότητες ενέργειας από μονάδες ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ και την Ειδική Τιμή Αγοράς(ΕΤΑ) των μονάδων ΑΠΕ, καθώς και να υπολογίζει το ενεργειακό μείγμα της χώρας, το υπολειπόμενο ενεργειακό μείγμα και το ενεργειακό μείγμα κάθε προμηθευτή.

Επιπλέον, συνάπτει διμερείς συμβάσεις πώλησης ενέργειας με παραγωγούς μονάδων ΑΠΕ του διασυνδεδεμένου συστήματος σε εγγυημένη τιμή. Έχοντας ως δεδομένο την πρόβλεψη παραγωγής των μονάδων ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ μετά από σχετική μελέτη του ΕΣΜΗΕ, υποβάλλει στο σύστημα του ΑΔΜΗΕ για τον ΗΕΠ και στο Σύστημα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας(ΣΣΑΕ) κατά τη λειτουργία του Μοντέλου Στόχου, μη τιμολογούμενες προσφορές ενέργειας για τις μονάδες ΑΠΕ και δηλώσεις προτεραιότητας για τις μονάδες ΣΗΘΥΑ. Μετά από την επίλυση του ΗΕΠ και την εκκαθάριση των αποκλίσεων, οι όποιες χρεοπιστώσεις πραγματοποιούνται σε ειδικούς λογαριασμούς του ΔΑΠΕΕΠ.

#### 4.2.3 Διαχειριστής Ελληνικού Δικτύου Διαχείρισης Ηλεκτρικής Ενέργειας

Ο Διαχειριστής του Ελληνικού Δικτύου Διαχείρισης Ηλεκτρικής Ενέργειας, που στην Ελλάδα είναι ο ανεξάρτητος φορέας ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε., είναι υπεύθυνος για την διαχείριση, λειτουργία, ανάπτυξη και συντήρηση του εθνικού δικτύου μέσης και χαμηλής τάσης. Επιδιώκει την ασφαλή λειτουργία και αξιοπιστία του δικτύου διανομής, στο οποίο, κυρίως στην χαμηλή τάση, δημιουργούνται κατά καιρούς προβλήματα. Δίνει προτεραιότητα στις εγκαταστάσεις ΑΠΕ και προβλέπει πάντα για την εξασφάλιση εφεδρειών στις περιπτώσεις έκτακτων αναγκών. Είναι υπεύθυνος της διαχείρισης των ΜΔΝ.

#### 4.2.4 Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας

Ο Νόμος 2773/1999 [35] ορίζει το πλαίσιο κάτω από το οποίο λειτουργεί και συμπεριφέρεται η ανεξάρτητη διοικητική αρχή, η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας(ΡΑΕ). Υπεύθυνο για την παρακολούθηση των ενεργειών της είναι το Υπουργείο Ανάπτυξης.

Η ΡΑΕ παρακολουθεί τις εξελίξεις στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, αδειοδοτεί εγκαταστάσεις παραγωγής και συνεργάζεται στενά με την Ενεργειακή Επιτροπή της ΕΕ για διάφορα μείζονα ενεργειακά ζητήματα στο πλαίσιο μιας απελευθερωμένης αγοράς. Επιδιώκει συνεχώς να εξασφαλίσει ίσες ευκαιρίες ανταγωνισμού για όλους τους συμμετέχοντες στην αγορά, προσβλέποντας στην ελαχιστοποίηση του κόστους κατανάλωσης και παραγωγής, καθώς και στην προστασία του περιβάλλοντος. Ακόμα επιβάλλει κυρώσεις σε όσους δεν συμμορφώνονται με τους κανονισμούς.

Η ΡΑΕ είναι οικονομικά ανεξάρτητη, σύμφωνα με το Ν. 2837/2000. Επιπλέον, σύμφωνα με το προεδρικό διάταγμα 139/2001 [36], προβλέπεται η εσωτερική λειτουργία και διαχείριση της ΡΑΕ, ενώ για το οικονομικό σκέλος εποπτεύεται από διάφορους ελεγκτικούς μηχανισμούς. Επίσης, κατέχει διάφορες αρμοδιότητες σχετικές με το φυσικό αέριο (με το Ν. 3426/2005) και την ηλεκτρική ενέργεια (με το Ν. 3428/2005). Τέλος, η ΡΑΕ επιλύει διαφωνίες που προκύπτουν από καταγγελίες έναντι του διαχειριστή του συστήματος ή του δικτύου διανομής και έναντι προμηθευτών, σύμφωνα με το Ν. 4001/2011. [32] [33]

#### 4.2.5 Ελληνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας

Το Ελληνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας(ΕΧΕ) ακολουθεί τους κανονισμούς που βρίσκονται στο Νόμο 4425/2016 [37]. Τυχόν τροποποιήσεις των κανονισμών εγκρίνονται με την συμφωνία της ΡΑΕ. Σε αυτούς τους κανονισμούς δεσμεύονται όλοι οι συμμετέχοντες στην ελληνική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Η λειτουργία του με την ιδιότητα του συμμετέχοντος στην αγορά εκκινεί επίσημα με την έναρξη του Μοντέλου Στόχου.

*Το ΕΧΕ δύναται να εκδίδει τεχνικές αποφάσεις με τις οποίες ρυθμίζονται αποκλειστικά και μόνο τεχνικά θέματα λεπτομερειακού χαρακτήρα που δεν έχουν ρυθμιστικό περιεχόμενο για τους Συμμετέχοντες, όπως ακριβώς αναφέρεται στους Κανονισμούς Χρηματιστηρίου Ενέργειας. Ασχολείται αποκλειστικά με την Προημερήσια και Ενδοημερήσια Αγορά. Διαχειρίζεται και διευκολύνει τις οικονομικές συναλλαγές που πραγματοποιούνται στο ΣΣΑΕ παρέχοντας συνεχώς πληροφορίες στους συμμετέχοντες, τους οποίους και ελέγχει. Αποτελεί τον ακρογωνιαίο λίθο του Μοντέλου Στόχου γύρω από το οποίο θα λειτουργεί η αγορά στην Ευρώπη.*

Το ΕΧΕ συνεργάζεται με τον Διαχειριστή του ΕΣΜΗΕ, τον Φορέα Εκκαθάρισης, τον Κεντρικό Αντισυμβαλλόμενο, τον Διαχειριστή ΑΠΕ & Εγγυήσεων Προέλευσης και κάθε άλλο φορέα για την σωστή λειτουργία της Προημερήσιας Αγοράς. Ο ρόλος του καθενός, καθώς και το πώς όλοι αυτοί συνεργάζονται μεταξύ τους βρίσκονται στους

Κανονισμούς Χρηματιστηρίου Ενέργειας και δεν αποτελεί αντικείμενο της παρούσας διπλωματικής. [38]

### 4.3 Δομή Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας

Η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας πραγματοποιείται σε τέσσερα διαφορετικά, ως προς το χρόνο και το περιεχόμενο, επίπεδα. Έτσι, διακρίνονται τα εξής χρονικά πλαίσια αναφοράς και είδη αγοράς:

- Η Μακροχρόνια Αγορά ή Αγορά Παραγώγων, η οποία ασχολείται με εγγυημένες διαθεσιμότητες ισχύος παραγωγών μέσω σύναψης διμερών συμβολαίων με προμηθευτές ή τον διαχειριστή του συστήματος, καθώς και με αγορές δημοπρασιών για μελλοντική προμήθεια συγκεκριμένων ποσοτήτων ενέργειας. Η αγορά αυτή έχει την παραπάνω δομή στο πλαίσιο λειτουργίας του Μοντέλου Στόχου, ενώ κατά την λειτουργία του ΗΕΠ παρουσιάζεται ως Μακροχρόνια Αγορά Ισχύος, με την οποία εξασφαλίζεται πως θα υπάρχει η απαραίτητη ισχύς στο μέλλον, ώστε να καλύπτονται οι προβλεπόμενες ενεργειακές ανάγκες.
- Η Χονδρεμπορική(Βραχυχρόνια) Αγορά Ενέργειας, όπως ορίζεται στα πλαίσια του ΗΕΠ ή η Προημερήσια και Ενδοημερήσια Αγορά Ενέργειας κατά την λειτουργία του Μοντέλου Στόχου. Πραγματοποιείται για την ικανοποίηση του ενεργειακού ισοζυγίου καθημερινώς και με αυτήν εκκαθαρίζεται ο κύριος όγκος της συναλασσόμενης ενέργειας.
- Η Αγορά Εξισορρόπησης στο πλαίσιο του Μοντέλου Στόχου, η οποία έπεται της Ενδοημερήσιας Αγοράς ή κατά τον ΗΕΠ η Εξισορρόπηση του Συστήματος βάσει των Επικουρικών Υπηρεσιών που εκκαθαρίστηκαν στην Χονδρεμπορική. Σκοπός της είναι, σε κάθε περίπτωση, να εκκαθαρίζει την αγορά με τα πραγματικά στοιχεία της κάθε Ημέρας Κατανομής, δηλαδή τις πραγματικές εγχύσεις και καταναλώσεις. Κατά τον ΗΕΠ, έτσι, επαναυπολογίζεται η νέα πραγματική οριακή τιμή συστήματος, γνωστή και ως Οριακή Τιμή Αποκλίσεων(ΟΤΑ).

Γενικά, η δομή της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας είναι τέτοια, ώστε να παίρνει βραχυπρόθεσμες αποφάσεις που αφορούν την κάθε Ημέρα Κατανομής, σύμφωνα με διάφορες προβλέψεις και έπειτα να προχωρά στην εκκαθάριση των πραγματικών δεδομένων της αγοράς. Επιπλέον, ασχολείται με μακροχρόνιες αποφάσεις για την διαρκή εξασφάλιση ισχύος.

#### 4.3.1 Μακροχρόνια Αγορά ή Αγορά Παραγώγων

Είναι γνωστό ότι οι τιμές ενέργειας μεταβάλλονται συνεχώς, καθώς εξαρτώνται από τις τιμές ορυκτών πόρων, την ωρίμανση των τεχνολογιών, την διαθεσιμότητα των μονάδων παραγωγής και από πολλούς άλλους παράγοντες. Απόρροια όλων αυτών είναι το ποιοι παραγωγοί θα ενταχθούν στο πρόγραμμα κατανομής κατά την επίλυση

και εκκαθάριση της αγοράς. Για να εξασφαλιστεί μια σίγουρη ενέργεια για μελλοντική χρήση, συνάπτονται μεταξύ προμηθευτή και παραγωγού Συμβάσεις Διαθεσιμότητας Ισχύος με οικονομικούς όρους ή αλλιώς Συμβόλαια Μελλοντικής Εκπλήρωσης(ΣΜΕ). Η άλλη διαδικασία είναι ο παραγωγός να συνεργαστεί με τον διαχειριστή του συστήματος, από τον οποίο θα αποζημιωθεί στην διαθεσιμότητα ισχύος(αν βέβαια η πραγματική έγχυση ισούται με την δηλωθείσα) που έχει καθοριστεί στην άδεια παραγωγής του. Από την άλλη, ο εκπρόσωπος φορτίου θα πληρώσει την υποχρέωση επάρκειας ισχύος του. Ο εν λόγω μηχανισμός αναφέρεται ως Μεταβατικός Μηχανισμός Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος.

Η Μακροχρόνια Αγορά Διαθεσιμότητας Ισχύος μετατρέπεται σε Προθεσμιακή Αγορά(Future Market) κατά το Μοντέλο Στόχου και στοχεύει να δώσει κίνητρα συμμετοχής μέσω πώλησης και αγοράς ενέργειας με φυσική παράδοση σε μελλοντικό χρόνο και σε εξασφαλισμένες τιμές, περιορίζοντας το όποιο μελλοντικό ρίσκο. Επιπλέον, η εν λόγω αγορά εξασφαλίζει για ολόκληρο το σύστημα επάρκεια ισχύος και καλύτερη ποιότητα ηλεκτρικής ενέργειας, δεδομένου ότι μέσω αυτής της αγοράς έχουν εξασφαλιστεί για το σύστημα μεγάλες ποσότητες ενέργειας για μελλοντική χρήση.

Στην Μακροχρόνια Αγορά εντάσσεται και η Μακροχρόνια Αγορά Φυσικών Δικαιωμάτων Μεταφοράς (ΦΔΜ) στις διασυνδέσεις και εκτελείται με δημοπρασίες για την εκχώρηση δικαιωμάτων μεταφοράς ενέργειας. *Οι εγγεγραμμένοι Συμμετέχοντες υποβάλλουν κλειστές, ηλεκτρονικές προσφορές με κανόνες δημοπράτησης που επικαιροποιούνται κάθε χρόνο από τους εμπλεκόμενους Διαχειριστές των δύο πλευρών κάθε Διασύνδεσης.* [32]

Ο κύριος διαχειριστής της Αγοράς Παραγώγων είναι το ΕΧΕ και το πλαίσιο λειτουργίας της αγοράς περιγράφεται αναλυτικά στο αντίστοιχο εγχειρίδιο του πρώην λειτουργού της αγοράς, ΛΑΓΗΕ [39] , καθώς και στον Κανονισμό Ενεργειακής Χρηματοπιστωτικής Αγοράς(Αγορά Παραγώγων) του ΕΧΕ [40] και αποτελεί αναπόσπαστο κομμάτι του Μοντέλου Στόχου.

#### 4.3.2 Χονδρεμπορική Αγορά

Η οργάνωση της Χονδρεμπορικής Αγοράς(Energy and Ancillary Services Market) μπορεί γενικά να γίνει με δύο τρόπους:

- α) Υποχρεωτική Κοινοπραξία, η οποία οργανώνεται κεντρικά από την διαχειριστή του συστήματος, ο οποίος πουλάει και αγοράζει ενέργεια. Συγκεκριμένα, όλοι οι συμμετέχοντες της αγοράς απευθύνονται στον διαχειριστή, ο οποίος στη συνέχεια προχωρά στην εκκαθάρισή της. Δεν επιτρέπονται φυσικές διμερείς συναλλαγές μεταξύ των συμμετεχόντων.
- β) Απελευθερωμένη Αγορά Διμερών Συμβολαίων, κατά την οποία επιτρέπονται οι οικονομικές συναλλαγές μεταξύ προμηθευτών, παραγωγών και καταναλωτών. Οι δύο πλευρές συμφωνούν σε προκαθορισμένες τιμές και περιόδους έγχυσης

ενέργειας στο μέλλον. Έτσι, δημιουργείται μια μεγαλύτερη ευελιξία για τους εμπλεκόμενους και εξαλείφεται ο κίνδυνος αυξομείωσης των τιμών, ενώ ο ρόλος του Διαχειριστή περιορίζεται στην τελική εκκαθάριση και γενικότερη ασφάλεια του συστήματος. Βέβαια, λόγω του ότι μια τέτοια αγορά δεν θα μπορούσε να υφίσταται από μόνη της, θα πρέπει να συνδυαστεί με ένα κεντρικό χρηματιστήριο, το οποίο θα εποπτεύει ο διαχειριστής του συστήματος και θα είναι αυτός που θα εκκαθαρίζει τελικώς την αγορά.

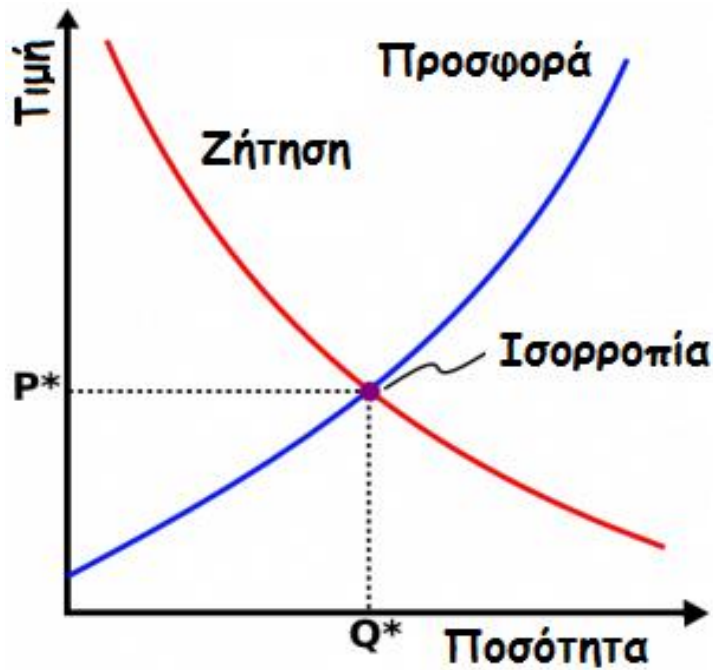
Στην ελληνική επικράτεια το σύστημα που επικρατούσε ήταν εκείνο της Υποχρεωτικής Κοινοπραξίας, με διάφορα ψείγματα της Απελευθερωμένης Αγοράς να διαφαίνονται στο μέλλον. Κάτι τέτοιο φαίνεται πως αλλάζει από τα τέλη του 2020 με την εφαρμογή του Μοντέλου Στόχου, που θα συνδυάσει και θα συνδέσει τα τρία είδη αγορών: την Προημερήσια Αγορά, την Ενδοημερήσια Αγορά και την Αγορά Εξισορρόπησης [41]. Οι οικονομικές συναλλαγές στις προαναφερθείσες αγορές πραγματοποιούνται στο Σύστημα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας(ΣΣΑΕ) ηλεκτρονικά, κάτω από την εποπτεία του ΕΧΕ. Οι όποιες χρηματοπιστώσεις υπολογίζονται από τον Φορέα Εκκαθάρισης. Έτσι, οδηγούμαστε σε ανταγωνιστικές αγορές που θα συνεισφέρουν σε μια συνολική κοινωνική ευημερία με ελαχιστοποίηση του κόστους λειτουργίας για το ενεργειακό ελληνικό σύστημα, εξασφάλιση της ελεύθερης μεταφοράς ενέργειας και αμεσότερη πρόσβαση πολιτών στην αγορά ενέργειας.

#### 4.3.2.1 Προημερήσια Αγορά

Το ένα σκέλος της Χονδρεμπορικής Αγοράς είναι η Προημερήσια Αγορά(Day-ahead Market) και είναι παρόμοια τόσο κατά τον ΗΕΠ όσο και κατά το πλαίσιο του Μοντέλου Στόχου. Διαχειρίζεται αποφάσεις που αφορούν την επόμενη ημερολογιακή ημέρα, την Ημέρα Κατανομής. Συγκεκριμένα, δέχεται προσφορές έγχυσης από παραγωγούς, από τον ΔΑΠΕΕΠ, από ΦοΣΕ και από τον διαχειριστή του ΕΣΜΗΕ, καθώς και τιμολογούμενες ή μη προσφορές από εκπροσώπους φορτίου και προχωρά στην επίλυση του προβλήματος για να ικανοποιήσει την ζήτηση των καταναλωτών, να τηρήσει τους τεχνικούς περιορισμούς των συμβατικών μονάδων, καθώς και του συστήματος μεταφοράς και δικτύου διανομής, να δώσει προτεραιότητα στις μονάδες ΑΠΕ και να συμβάλλει στην κοινωνική ευημερία με την ελαχιστοποίηση του κόστους του συστήματος, εγγυώμενη ταυτόχρονα την ασφάλειά του.

Οι προσφορές παραγωγών και καταναλωτών/προμηθευτών ακολουθούν το μοντέλο της προσφοράς και ζήτησης. Έτσι, οι καμπύλες εκείνων που πωλούν ενέργεια είναι γνησίως αύξουσες (όσο αυξάνεται η προσφορά ενέργειας, τόσο αυξάνεται και η αντίστοιχη τιμή), ενώ οι καμπύλες εκείνων που αγοράζουν ενέργεια είναι γνησίως φθίνουσες(όσο αυξάνεται η προσφορά ενέργειας, τόσο μειώνεται η αντίστοιχη τιμή). Το σημείο στο οποίο η παραγωγή και η ζήτηση συναντώνται είναι το σημείο ισορροπίας της αγοράς. Αυτά φαίνονται στο παρακάτω Διάγραμμα 4.1.





Διάγραμμα 4.1: Τυπικές καμπύλες προσφοράς(μπλε) και ζήτησης(κόκκινο).

Δίνεται επίσης η δυνατότητα στους ενδιαφερόμενους να υποβάλλουν προσφορές που έχουν μια ελάχιστη αποδεκτή τιμή για κάποια ποσότητα ενέργειας στην περίπτωση πώλησης ή μια μέγιστη αποδεκτή τιμή για κάποια ποσότητα ενέργειας στην περίπτωση αγοράς.

Έτσι, λοιπόν, κατά την Προημερήσια αγορά προσφέρονται ποσότητες ενέργειας από παραγωγούς, για τις οποίες και αποζημιώνονται μετά. Υποχρέωσή τους είναι να ακολουθήσουν πιστά τις Εντολές Κατανομής που θα τους υποβάλλει ο διαχειριστής, ώστε η ηλεκτρική ενέργεια να φθάσει απρόσκοπτα σε κάθε καταναλωτή για κάθε ώρα της ημέρας. Επίσης, μεγάλοι καταναλωτές, προμηθευτές και εξαγωγείς αγοράζουν ενέργεια για ικανοποίηση των δικών τους συμφερόντων.

Η ίδια διαδικασία ακολουθείται για τις επικουρικές υπηρεσίες, οι οποίες και τελικά εφαρμόζονται στις περιπτώσεις όπου η αρχική επίλυση του προβλήματος ΗΕΠ δεν οδηγεί στην ικανοποίηση της ζήτησης, είτε λόγω μη συμμόρφωσης παραγωγού στις εντολές Κατανομής είτε επειδή αυξήθηκε η ζήτηση λόγω τυχαίου ή μη γεγονότος ή κάποιου σφάλματος στις γραμμές μεταφοράς. Η ικανοποίηση της ζήτησης είναι αναγκαία, ώστε αφενός μεν να διατηρείται σταθερή η συχνότητα του συστήματος, αφετέρου δε να μην διαταράσσεται η παροχή ηλεκτρικής ενέργειας σε περιοχές της χώρας.

Ένα σημαντικό στοιχείο της ελληνικής αγοράς είναι ότι οι περισσότερες μονάδες παραγωγής της βρίσκονται στον Βορρά. Έτσι, υπάρχουν μεγαλύτερες απώλειες για να φθάσει η ενέργεια από τον Βορρά στο Νότο. Γι' αυτό και δίνονται κίνητρα εγκατάστασης των μονάδων κοντά στα κέντρα κατανάλωσης. Τέτοια κίνητρα είναι η διαφορετική τιμολόγηση για εκείνους που βρίσκονται κοντά σε αυτά.

Το τελικό αποτέλεσμα της επίλυσης του ΗΕΠ από τον ΑΔΜΗΕ ή της Αγοράς Επόμενης Ημέρας από το ΕΧΕ που πραγματοποιείται στο ΣΣΑΕ, είναι, εκτός από την ένταξη των μονάδων σε συγκεκριμένες περιόδους της ημέρας, ο υπολογισμός της ΟΤΣ. *Η Οριακή Τιμή του Συστήματος, αφενός μεν συνιστά την τιμή εκκαθάρισης των συναλλαγών σε ημερήσια βάση, αφετέρου δε επιτρέπει την ανάπτυξη καμπυλών αναφοράς. Αυτές αποτελούν σημείο αναφοράς ως προς την χρηματοοικονομική διαχείριση της Αγοράς ΗΕ και την υποκείμενη αξία για επιπλέον συμπληρωματικά προϊόντα όπως, για παράδειγμα, προϊόντα αντιστάθμισης, προθεσμιακά προϊόντα, παράγωγα και άλλα σύνθετα προϊόντα τα οποία θα εξυπηρετούν ειδικές ανάγκες των συμμετεχόντων, όπως ακριβώς αναφέρεται στο εγχειρίδιο του πρώην λειτουργού της αγοράς(ΛΑΓΗΕ) [32]. Μια διαφορετική έννοια της οριακής τιμής συστήματος είναι η τοπική οριακή τιμή συστήματος, η οποία εξάγεται, εάν στο πρόβλημα του ΗΕΠ συμπεριληφθεί και το δίκτυο μεταφοράς. [1] [32] [39]*

Το πλαίσιο λειτουργίας της Προημερήσιας Αγοράς περιγράφεται αναλυτικά στον Κανονισμό Λειτουργίας της Αγοράς Επόμενης Ημέρας & Ενδοημερήσιας Αγοράς του ΕΧΕ. [38]

#### 4.3.2.2 Ενδοημερήσια Αγορά

Το δεύτερο σκέλος της Χονδρεμπορικής Αγοράς είναι η Ενδοημερήσια Αγορά(Intraday Market). Αυτή λειτουργεί παρόμοια με την Προημερήσια Αγορά και βρίσκει εφαρμογή μόνο στη νέα δομή της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς δεν ορίζεται για το πλαίσιο του ΗΕΠ. Η διαφορά είναι ότι δεν συμβαίνει από την προηγούμενη Ημέρα Κατανομής, αλλά κατά την διάρκεια της Ημέρας Κατανομής και για κάθε ώρα της ημέρας. Συνεπώς, ικανοποιεί συναλλαγές που η φυσική παράδοση/απόληψη είναι αμεσότερη, υπό την έννοια του χρονικού ορίζοντα. Διαδέχεται χρονικά την Προημερήσια Αγορά.

Όπως στην Προημερήσια, έτσι και στην Ενδοημερήσια Αγορά υποβάλλονται προσφορές έγχυσης από παραγωγούς, καθώς και προσφορές αγοράς από καταναλωτές ή προμηθευτές. Συγκεκριμένα, επικαιροποιούν τις προσφορές τους βάσει των προβλέψεών τους σε σχέση με την διαδικασία της Προημερήσιας Αγοράς. Απαιτείται να έχουν προηγουμένως συμμετάσχει στην Προημερήσια Αγορά, καθώς δεν επιτρέπεται να συμμετέχουν αποκλειστικά στην Ενδοημερήσια Αγορά για να εξασφαλίσουν υψηλότερα κέρδη. Σε μια τέτοια περίπτωση επιβάλλονται ποινές βάσει των ισχυόντων κανόνων.

Επιγραμματικά, οι διαδικασίες που επιτελούνται στην Ενδοημερήσια Αγορά είναι η διαδικασία των Τοπικών Ενδοημερήσιων Δημοπρασιών σε μη συζευγμένη λειτουργία, των Συμπληρωματικών Περιφερειακών Δημοπρασιών και της συνεχούς Ενδοημερήσιας Συναλλαγής σε συζευγμένη λειτουργία. Στις εν λόγω διαδικασίες υποβάλλονται προσφορές αγοράς και πώλησης για επόμενες ώρες της Ημέρας Κατανομής και η χρονική λήξη αυτών καθορίζεται αναλόγως από το ΕΧΕ. Οι

συμμετέχοντες στην συνεχή Ενδοημερήσια Συναλλαγή οφείλουν να υποβάλλουν τις προσφορές τους μια ώρα πριν την Περίοδο Κατανομής στην οποία θέλουν να συμμετάσχουν.

Οι εντολές πώλησης και αγοράς των δύο πρώτων διαδικασιών πραγματοποιούνται για μια ώρα της Ημέρας Κατανομής, ενώ στην συνεχή Ενδοημερήσια Συναλλαγή οι εντολές γίνονται για τριάντα(30) λεπτά.

Η Ενδοημερήσια Αγορά περιγράφεται αναλυτικά στον Κανονισμό Λειτουργίας της Αγοράς Επόμενης Ημέρας & Ενδοημερήσιας Αγοράς του ΕΧΕ [38].

[1] [37] [39]

#### 4.3.3 Αγορά Εξισορρόπησης

Η Αγορά Εξισορρόπησης, ως ορίζεται στο Μοντέλο Στόχου, έπεται της Προημερήσιας και Ενδοημερήσιας Αγοράς και υφίσταται για να καλύψει τις αποκλίσεις που προκύπτουν στην Προημερήσια και Ενδοημερήσια αγορά. Υπεύθυνος για τον υπολογισμό των αποκλίσεων είναι ο ΑΔΜΗΕ Α.Ε και ο Φορέας Εκκαθάρισης. Η λειτουργία της αγοράς διεξάγεται σύμφωνα με τον Κώδικα Αγοράς Εξισορρόπησης [42] και τον Κώδικα Διαχείρισης του ΕΣΜΗΕ(Ελληνικό Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας). [37]

Όπως έχει ήδη αναφερθεί, η εκτέλεση της Χονδρεμπορικής Αγοράς γίνεται με στοιχεία που προκύπτουν από στατιστικές ή μετεωρολογικές προβλέψεις. Επομένως, υπάρχει υψηλή αβεβαιότητα σχετικά με την παραγωγή των μονάδων ΑΠΕ που δεν είναι πλήρως ελεγχόμενες. Επίσης, υπάρχει η πιθανότητα βλάβης σε γραμμή, οπότε και κάποιες εγχύσεις ή καταναλώσεις να μην γίνουν τελικά. Εκτός από αυτά, υπάρχει η πιθανότητα οι διάφοροι συμμετέχοντες που εντάχθηκαν να μην συμμορφώνονται με τους κανονισμούς και τις εντολές κατανομής που τους έχουν δοθεί ή για κάποιο λόγο εσωτερικής λειτουργίας των μονάδων τους να μην μπορούν να ανταποκριθούν στις ανάγκες του συστήματος.

Οι αποκλίσεις, λοιπόν, που προκύπτουν μεταξύ αποτελεσμάτων της επίλυσης των αγορών της χονδρεμπορικής και των πραγματικά μετρηθέντων ενεργειών υπολογίζονται και εκκαθαρίζονται μέσω χρεοπιστώσεων από τον διαχειριστή του συστήματος. Στο πλαίσιο του ΗΕΠ, παρατηρείται η απουσία αλληλεπίδρασης μεταξύ των συμμετεχόντων, γι' αυτό και η έννοια της αγοράς δεν υφίσταται καθολικά. Βέβαια, το νέο Μοντέλο Στόχου που θα θεσπιστεί, περιγράφει την δυνατότητα των παικτών της αγοράς να υποβάλλουν προσφορές και σε αυτού του είδους την αγορά.

Συγκεκριμένα, η διαδικασία εκκαθάρισης, όπως περιγράφεται στο εγχειρίδιο του πρώην λειτουργού της αγοράς(ΛΑΓΗΕ) για τον Κώδικα συναλλαγών ΗΕ [32], συμπεριλαμβάνει:

- 1) Την ποσότητα ενέργειας των αποκλίσεων παραγωγής-ζήτησης και των επιβεβλημένων καθώς και των μη επιβεβλημένων μεταβολών παραγωγής, ανά συμμετέχοντα και περίοδο κατανομής.
- 2) Το χρηματικό ποσό χρέωσης ή πίστωσης που αντιστοιχεί σε κάθε Συμμετέχοντα λόγω των παραπάνω Αποκλίσεων.
- 3) Το χρηματικό ποσό πίστωσης κάθε Συμμετέχοντα για την παροχή των Επικουρικών Υπηρεσιών, τη Διαθεσιμότητα Παροχής Συμπληρωματικής Ενέργειας και στο πλαίσιο των Συμβάσεων Εφεδρείας Εκτάκτων Αναγκών.
- 4) Τις χρεοπιστώσεις για το Λογαριασμό Προσαυξήσεων, το Ειδικό Τέλος για τη Μείωση Εκπομπών Αερίων Ρύπων (ΕΤΜΕΑΡ), τις Υπηρεσίες Κοινής Ωφέλειας και τη Χρέωση Χρήσης Συστήματος.

#### 4.4 Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός

Αφού έχει γίνει αναφορά στους στόχους και το αντικείμενο επεξεργασίας του ΗΕΠ, θα δοθεί αναλυτικά η διαδικασία κατάρτισης του προβλήματος ΗΕΠ και των αποτελεσμάτων του. Έτσι, λοιπόν, το πρόβλημα ΗΕΠ περιέχει δεδομένα εισόδου, αντικειμενική συνάρτηση, διάφορους περιορισμούς και σαφώς μεταβλητές απόφασης και αποτελέσματα. Πριν από όλα αυτά, θα παρουσιαστούν βασικά στοιχεία που μελετώνται πριν από την διαδικασία επίλυσης του ΗΕΠ.

Αρχικά, ο διαχειριστής του ΕΣΜΗΕ που διαχειρίζεται τις διασυνδέσεις μεταξύ γειτονικών χωρών αποφασίζει τα μακροχρόνια και βραχυχρόνια ΦΔΜ έπειτα από δημοπρασίες. Υπολογίζει την Καθαρή Ικανότητα Μεταφοράς κάθε διασύνδεσης για κάθε Περίοδο κάθε Ημέρας Κατανομής. Οι απώλειες του συστήματος μεταφοράς αναλογούν τόσο στους παραγωγούς όσο και στους εισαγωγείς, ενώ στους προμηθευτές αντιστοιχίζονται οι απώλειες διανομής. Να επισημανθεί ότι ο ΗΕΠ επιλύεται σε ένα εικονικό σημείο μέτρησης και όχι στο πραγματικό του κάθε συμμετέχοντα. Έτσι, λοιπόν, για να μεταφερθούν τα δεδομένα των συμμετεχόντων από το πραγματικό στο εικονικό σημείο μέτρησης, οι εγχύσεις των παραγωγών μειώνονται κατά ένα ποσοστό που ορίζεται από τον συντελεστή απωλειών έγχυσης για το σύστημα μεταφοράς και οι καταναλώσεις αυξάνονται κατά ένα ποσοστό που ορίζεται από τον συντελεστή απωλειών φορτίου για το σύστημα διανομής. Δημιουργούνται πίνακες συντελεστών απωλειών έγχυσης και απωλειών φορτίου, στους οποίους ομαδοποιούνται οι αντίστοιχοι συντελεστές για ζυγούς που ανήκουν στην ίδια ζώνη χρέωσης απωλειών.

Επιπλέον, γίνεται μελέτη από τον διαχειριστή του ΕΣΜΗΕ για τους διαζωνικούς περιορισμούς μεταφοράς, οι οποίοι είναι αναγκαίοι για την επίλυση του ΗΕΠ και έτσι το σύστημα διαχωρίζεται σε λειτουργικές ζώνες. Τέτοιοι περιορισμοί είναι η ευστάθεια τάσης, τα όρια φόρτισης και διάφοροι περιορισμοί φόρτισης γραμμών. Σε ένα ΜΔΝ αυτοί οι περιορισμοί δεν υφίστανται λόγω του μικρότερου μεγέθους, τόσο του δικτύου του, όσο και των ιδιομορφιών που χαρακτηρίζουν, κυρίως, τα ελληνικά νησιά.

Ένα βασικό στοιχείο για την επίλυση του ΗΕΠ είναι η πρόβλεψη φορτίου. Αυτή πραγματοποιείται για κάθε ώρα κάθε ημέρας της επόμενης εβδομάδας και δίνεται από τον διαχειριστή του ΕΣΜΗΕ στον διαχειριστή του συστήματος ή από τον ΔΕΔΔΗΕ για τα ΜΔΝ. Με τον ίδιο τρόπο γίνεται πρόβλεψη για την παραγωγή μονάδων ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ, σύμφωνα με στατιστικές και μετεωρολογικές προβλέψεις.

Οι παραγωγοί Κατανεμόμενων Μονάδων ΣΗΘΥΑ υποβάλλουν δηλώσεις προτεραιότητας ενέργειας ΚΜΣ μέχρι και 12 ώρες πριν την λήξη των δηλώσεων. Η ποσότητα ενέργειας πρέπει να είναι το πολύ ίση με την τιμή ενέργειας που έχει οριστεί από τους κανονισμούς. Σε περίπτωση διάθεσης ενέργειας μικρότερης της οριστέας πρέπει να παρουσιάζεται ο λόγος.

Οι επικουρικές υπηρεσίες που προγραμματίζονται από τον διαχειριστή του συστήματος αποβλέπουν στην ικανοποίηση της ζήτησης και συμμετέχουν ως περιορισμοί στον μηχανισμό του ΗΕΠ. Ο διαχειριστής μελετά τις απαιτήσεις πρωτεύουσας, δευτερεύουσας και τριτεύουσας (στρεφόμενης ή μη στρεφόμενης) εφεδρείας για το σύστημα για κάθε περίοδο, τις οποίες και υποβάλλει στον λειτουργό της αγοράς.

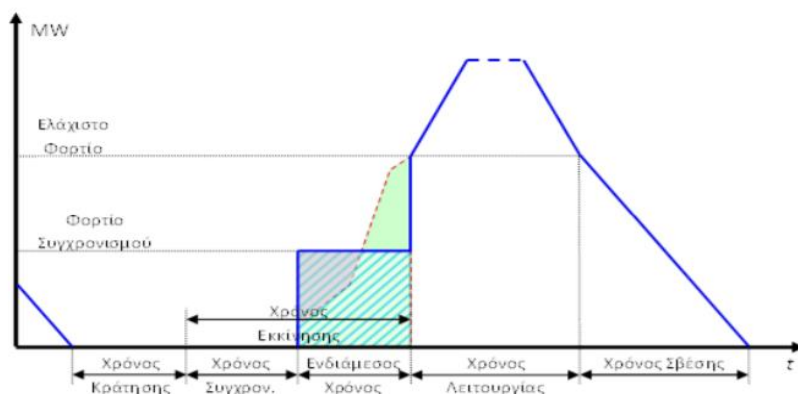
Αφού έχει γίνει ήδη αναφορά στα βασικά στοιχεία και τις διαδικασίες που γίνονται πριν ο διαχειριστής τελικά τα δημοσιοποιήσει, θα παρουσιαστούν τα δεδομένα εισόδου του ΗΕΠ από την πλευρά του διαχειριστή και των λοιπών λειτουργικών οργανισμών. Αυτά είναι:

- Οι προβλέψεις φορτίου, παραγωγής μονάδων ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ και απαιτήσεων εφεδρειών.
- Η Καθαρή Ικανότητα Μεταφοράς του συστήματος, οι διαζωνικοί περιορισμοί μεταφοράς, οι λειτουργικές ζώνες και τα όρια ροής ενεργού ισχύος.
- Μη τιμολογούμενες προσφορές έγχυσης ενέργειας, που προέρχονται από υδροηλεκτρικές μονάδες, κατανεμόμενες μονάδες ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ, μονάδες ΣΗΘΥΑ κατά προτεραιότητα, όπως ορίζεται από τις δηλώσεις προτεραιότητας ΚΜΣ και από μονάδες σε δοκιμαστική λειτουργία. Αυτές προέρχονται κυρίως από το χαρτοφυλάκιο του ΔΑΠΕΕΠ.

Από τη δική τους μεριά, οι συμμετέχοντες υποβάλλουν στην αγορά για κάθε περίοδο της επόμενης Ημέρας Κατανομής διάφορα στοιχεία ως είσοδο στο πρόβλημα του ΗΕΠ. Αυτά είναι:

- Τιμολογούμενες προσφορές έγχυσης ενέργειας από παραγωγούς(ιδιώτες, ΦοΣΕ) και εισαγωγείς στην χώρα με την μορφή ζεύγους ποσότητας ενέργειας(MWh) και τιμής(€/MWh).
- Δηλώσεις εβδομαδιαίας υποχρεωτικής υδροηλεκτρικής παραγωγής, οι οποίες θεωρούνται μη τιμολογούμενες προσφορές ενέργειας.
- Δηλώσεις φορτίου από εκπροσώπους φορτίου για κατανεμόμενα και μη-κατανεμόμενα φορτία.

- Προσφορές εφεδρειών πρωτεύουσας ή δευτερεύουσας ρύθμισης. Η τιμή θα πρέπει να είναι μικρότερη ή ίση με την Διοικητικά Οριζόμενη Μέγιστη Τιμή Προσφοράς, η οποία αποφασίζεται από την ΡΑΕ. Σε περίπτωση μη ολικής διαθεσιμότητας της εφεδρείας που έχει δηλωθεί κατά την άδεια παραγωγής(μητρώο μονάδων) της μονάδας, η ποσότητα πρέπει να είναι μικρότερη ή ίση με την διαφορά μεταξύ της μέγιστης διαθεσιμότητας ισχύος υπό ΑΡΠ και της ελάχιστης διαθεσιμότητας ισχύος υπό ΑΡΠ, όπως έχουν δηλωθεί στα Καταχωρημένα Χαρακτηριστικά της μονάδας.
- Δηλώσεις μερικής ή ολικής μη διαθεσιμότητας από παραγωγούς μονάδων που είχαν κάποια βλάβη στην εγκατάστασή τους. Στην περίπτωση που η βλάβη ισχύει για περισσότερο από 10 ημέρες τους μήνες του καλοκαιριού ή περισσότερο από 3 μήνες για τις υπόλοιπες περιόδους, θα πρέπει να υποβληθεί δήλωση Μείζονος Βλάβης. Επίσης, δίνεται η δυνατότητα στον παραγωγό να διακόψει την λειτουργία των μονάδων του, οπότε και πρέπει να κάνει δήλωση Πρόθεσης Διακοπής Κανονικής Λειτουργίας. Τέτοιες δηλώσεις υποβάλλονται από τον διαχειριστή του ΕΣΜΗΕ για το σύνολο των μονάδων.
- Δηλώσεις Τεχνικοοικονομικών Στοιχείων για όλες τις μονάδες παραγωγής που έχουν Άδεια Παραγωγής. Σε αυτά ανήκουν τα στοιχεία που βρίσκονται στους πίνακες Α,Β,Γ του άρθρου 44 του ΚΣΗΕ [43], καθώς και το κόστος μηδενικού φορτίου και το κόστος αποσυγχρονισμού.
- Δηλώσεις Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών για όλες τις μονάδες παραγωγής, όπως είναι χρόνοι κράτησης για μετάβαση από μια κατάσταση λειτουργίας σε μια άλλη(π.χ. από θερμή σε ενδιάμεση), ελάχιστοι χρόνοι κράτησης και λειτουργίας, χρόνος συγχρονισμού-εκκίνησης, χρόνος σβέσης και άλλα. Το παρακάτω Διάγραμμα 4.2 δείχνει τον κύκλο λειτουργίας των θερμικών μονάδων που χαρακτηρίζεται από τους προαναφερθέντες χρόνους:



Διάγραμμα 4.2: Μερικά Καταχωρημένα Χαρακτηριστικά Μονάδων Παραγωγής.

Όλες οι παραπάνω δηλώσεις και προσφορές θα πρέπει να γίνουν πριν την ημερομηνία λήξης που καθορίζεται από το ΚΣΗΕ και θα πρέπει να γίνουν δεκτές, ώστε να συμπεριληφθούν στην εκκαθάριση του ΗΕΠ. Επίσης, δίνεται η δυνατότητα στους

συμμετέχοντες να τις τροποποιούν, τηρώντας πάντα τα χρονικά όρια που έχουν τεθεί για αυτές τις τροποποιήσεις.

Ο χρονικός ορίζοντας επίλυσης του ΗΕΠ περιλαμβάνει μια ολόκληρη ημέρα και συγκεκριμένα ξεκινάει στις 24:00 τα μεσάνυχτα και τελειώνει στις 24:00 τα μεσάνυχτα της επόμενης ημέρας και χωρίζεται σε δύο περιόδους κατανομής Α' και Β', με 12 περιόδους κατανομής η καθεμία. Η τελική ώρα δήλωσης και μελέτης των διάφορων δεδομένων εισόδου ορίζεται στις 12:30 της προηγούμενης μέρας. Έχοντας λάβει όλα τα στοιχεία εισόδου που αναφέρθηκαν, προχωρά στον μηχανισμό επίλυσης του ΗΕΠ. Οι μεταβλητές απόφασης, που αποτελούν και τα αποτελέσματα της διαδικασίας για κάθε Περίοδο Κατανομής, είναι:

- Η κατάσταση κάθε μονάδας παραγωγής (σε λειτουργία, κράτηση, εκκίνηση ή σβέση).
- Η ποσότητα ενέργειας κάθε βαθμίδας που προορίζεται για έγχυση από παραγωγούς και εισαγωγείς που είχαν υποβάλλει εντολές πώλησης ενέργειας.
- Η ποσότητα ενέργειας κάθε βαθμίδας που προορίζεται για απορρόφηση από συμμετέχοντες και εξαγωγείς που είχαν υποβάλλει τιμολογούμενες ή μη δηλώσεις φορτίου.
- Η παρεχόμενη πρωτεύουσα εφεδρεία, άνω και κάτω δευτερεύουσα εφεδρεία, τριτεύουσα στρεφόμενη και μη στρεφόμενη εφεδρεία για κάθε μονάδα παραγωγής που έχει υποβάλλει προσφορές εφεδρείας.
- Καθαρή ροή ενεργού ισχύος σε κάθε διασύνδεση και σε κάθε κοινό σημείο σύνδεσης των Λειτουργικών Ζωνών.
- Η κατάσταση για λειτουργία υπό ΑΡΠ για κάθε μονάδα παραγωγής.
- Ο αριθμός Περιόδων Κατανομής στις οποίες η μονάδα παραμένει σε κάποια συγκεκριμένη λειτουργική κατάσταση.

Μια υποκατηγορία των μεταβλητών απόφασης είναι οι δυϊκές μεταβλητές που αναφέρθηκαν στο Κεφάλαιο 2 και εισάγονται για να δοθεί μια εφικτή λύση στο πρόβλημα μαθηματικού προγραμματισμού, όπως είναι ο ΗΕΠ. Συνήθως, συμπεριλαμβάνονται και οι μεταβλητές χαλάρωσης που έχουν ήδη εξηγηθεί, όταν η προβλεπόμενη ζήτηση δεν μπορεί να ικανοποιηθεί από την αναμενόμενη παραγωγή.

Ο ΑΔΜΗΕ που επιλύει το πρόβλημα αποσκοπεί στην ελαχιστοποίηση της αντικειμενικής συνάρτησης για λόγους κοινωνικής ευημερίας και η οποία συνάρτηση περιλαμβάνει για κάθε Περίοδο Κατανομής:

- Το κόστος που προκύπτει από τις τιμολογούμενες προσφορές ενέργειας από παραγωγούς και εισαγωγείς των οποίων μονάδες εντάχθηκαν.
- Το κόστος εκκίνησης και αποσυγχρονισμού των μονάδων παραγωγής.
- Το όφελος που προκύπτει από τις τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίων από εξαγωγείς, προμηθευτές και μεγάλους καταναλωτές.
- Το κόστος προμήθειας για εφεδρεία πρωτεύουσας, δευτερεύουσας και τριτεύουσας ρύθμισης για τις ενταγμένες μονάδες παραγωγής.

Το πρόβλημα του ΗΕΠ περιλαμβάνει και διάφορους περιορισμούς που πρέπει να τηρούνται. Αυτοί είναι:

- Το ισοζύγιο ενέργειας, κατά το οποίο για κάθε Λειτουργική Ζώνη και σε κάθε Περίοδο Κατανομής η συνολική έγχυση ενέργειας στο δίκτυο από συμβατικές μονάδες, μονάδες ΑΠΕ, ΣΗΘΥΑ και Υβριδικούς σταθμούς θα πρέπει να ισούται με την συνολική απορρόφηση ενέργειας από συμμετέχοντες που λειτουργούν ως φορτία, τηρώντας τους περιορισμούς μεταφοράς, όπως όρια ροών ενεργού ισχύος, απώλειες συστήματος μεταφοράς και διανομής.
- Η κάλυψη απαιτήσεων εφεδρειών για κάθε τύπο εφεδρείας κατά την οποία η παρεχόμενη εφεδρεία θα πρέπει να είναι μεγαλύτερη ή ίση από την απαιτούμενη επικουρική υπηρεσία. Σε αυτή την περίπτωση μελετάται η γρήγορη απόκριση των διαφορετικών μονάδων για δευτερεύουσα ρύθμιση.
- Τα όρια ρύθμισης των μονάδων παραγωγής που σχετίζονται με την δευτερεύουσα ρύθμιση, καθώς και το τεχνικό ελάχιστο και μέγιστο των συμβατικών μονάδων.
- Τα διάφορα όρια που σχετίζονται με την μεταφορά και το δίκτυο γενικότερα.
- Τα διάφορα Καταχωρημένα Χαρακτηριστικά των μονάδων παραγωγής που πρέπει να τηρούνται.
- Στο εγχειρίδιο του ΚΣΗΕ αναφέρεται και η σειρά προτεραιότητας που ισχύει, όταν καταθέτονται ίδιες προσφορές ενέργειας ή δηλώσεις φορτίου σε ίδιες περιόδους κατανομής.

Τα αποτελέσματα της επίλυσης του μηχανισμού του ΗΕΠ για κάθε περίοδο κατανομής είναι :

- Οι Οριακές Τιμές Παραγωγής ή αλλιώς Τιμές Εκκαθάρισης για κάθε Λειτουργική Ζώνη σε κάθε Περίοδο Κατανομής. Από αυτές βγαίνει η ΟΤΣ ως η σταθμισμένη με τη συνολική έγχυση ενέργειας σε κάθε Λειτουργική Ζώνη μέση τιμή των Οριακών Τιμών Παραγωγής όλων των Λειτουργικών Ζωνών του Συστήματος. Η ΟΤΣ είναι η τιμή στην οποία αποζημιώνονται οι παραγωγοί και πληρώνουν οι συμμετέχοντες με δηλώσεις φορτίου και ουσιαστικά ισούται με την τιμή με την οποία εντάσσεται ο παραγωγός με την ακριβότερη προσφορά ενέργειας.
- Το πρόγραμμα παραγωγής των ενταγμένων μονάδων παραγωγής και εισαγωγών.
- Το πρόγραμμα απορρόφησης ενέργειας από κατανεμόμενα και μη φορτία, καθώς και από εξαγωγείς.
- Οι ποσότητες των διάφορων τύπων εφεδρειών για τις μονάδες παραγωγής.
- Οι ροές ενεργού ισχύος στα σημεία σύνδεσης των Λειτουργικών Ζωνών και στις Διασυνδέσεις.

Παρόμοια διαδικασία πραγματοποιείται από τον διαχειριστή ΜΔΝ στα μη διασυνδεδεμένα νησιωτικά συστήματα με την επίλυση του Κυλιόμενου Ημερήσιου



Ενεργειακού Προγραμματισμού (ΚΗΕΠ), που είναι κατ' αναλογία αντίστοιχος του ΗΕΠ.

Να ξεκαθαριστεί ότι το πρόβλημα του ΗΕΠ επιλύεται μόνο για την Προημερήσια Αγορά, καθώς δεν ορίζεται για αυτό το πλαίσιο οργάνωσης της αγοράς η Ενδοημερήσια Αγορά, η οποία εισάγεται κατά το Μοντέλο Στόχου.

[4] [32] [38]



# ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5

## Μαθηματική Μοντελοποίηση Βελτιστοποίησης Προβλημάτων

### 5.1 Εισαγωγή

Σε προηγούμενο Κεφάλαιο αναλύθηκε η σημασία συμμετοχής απλών πολιτών στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας με την ιδιότητα είτε του παραγωγού διεσπαρμένης παραγωγής είτε του εκπροσώπου φορτίου. Η διεσπαρμένη παραγωγή από ΑΠΕ είναι κάτι το επιθυμητό και αναγκαίο, λόγω του μικρού τους μεγέθους, αλλά και επειδή συγχρόνως συμβάλλουν στην διαμόρφωση της ζήτησης κατά την βούληση κάθε φορά των εμπλεκόμενων στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, πετυχαίνοντας έτσι πολύ μικρότερους λογαριασμούς για τους πολίτες.

Στην πράξη κάτι τέτοιο θεωρείται αδύνατο, τουλάχιστον προς το παρόν, λόγω του μεγάλου πλήθους πολιτών. Γι' αυτό και προκύπτει η ανάγκη εκπροσώπησης τους από Φορείς Συσσωρευτικής Εκπροσώπησης ή Τοπικές Ενεργειακές Κοινότητες, οι οποίοι διαμεσολαβούν μεταξύ των πολιτών και της αγοράς. Ένας ΦοΣΕ εκπροσωπεί ένα μεγάλο χαρτοφυλάκιο, αποτελούμενο από παραγωγούς διεσπαρμένης παραγωγής, ευέλικτα φορτία και μη ευέλικτα φορτία. Στόχος του είναι να πετύχει υψηλά κέρδη για τους παραγωγούς και μικρά κόστη για τις καταναλώσεις που εκπροσωπεί. Αυτό που κάνει είναι να υποβάλλει προσφορές παραγωγής και φορτίου στην αγορά, οι οποίες εκκαθαρίζονται για κάθε κόμβο του δικτύου και για κάθε χρονική περίοδο μιας ημέρας από τον λειτουργό της αγοράς μετά από επίλυση του ΚΗΕΠ στην περίπτωση ενός ΜΔΝ. Αυτό που πρέπει να τονιστεί είναι ότι δεν μπορεί την ίδια χρονική στιγμή και να δίνει στο δίκτυο και να απορροφά από αυτό. Η τελική απόφαση λαμβάνεται από τον διαχειριστή της αγοράς μετά από επίλυση του προβλήματος.

Προκύπτει, λοιπόν, ένα πρόβλημα διεπίπεδου μαθηματικού προγραμματισμού, όπου στο πάνω επίπεδο έχουμε τον ΦοΣΕ και στο κάτω τον λειτουργό της αγοράς. Στο παρόν κεφάλαιο παρουσιάζεται και αναλύεται το εν λόγω μοντέλο. Εκτός του ΦοΣΕ, συμμετέχουν και συμβατικές μονάδες παραγωγής, για τις οποίες λαμβάνονται υπ' όψιν περιορισμοί που αφορούν τον ελάχιστο χρόνο λειτουργίας και κράτησης, τον ρυθμό ανόδου και καθόδου, την ελάχιστη αρχική παραγωγή και την ελάχιστη παραγωγή για να πάει η μονάδα σε κατάσταση κράτησης. Αποτέλεσμα της βέλτιστης ένταξης των μονάδων παραγωγής, καθώς και της αντίστοιχης εκκαθάρισης των προσφορών του ΦοΣΕ είναι να ικανοποιηθούν τα αντικρουόμενα συμφέροντα των δύο πλευρών. Γι' αυτό το λόγο και γίνεται εκτενής αναφορά στην οικονομική λειτουργία των θερμικών μονάδων παραγωγής, ώστε τελικά να διαμορφωθούν τα δεδομένα εισόδου που αφορούν το ζευγάρι ποσότητας ενέργειας-τιμής που μπορεί να προσφέρει η εκάστοτε θερμική μονάδα. Βέβαια, στο μοντέλο που επιλύεται στην

παρούσα εργασία οι συμβατικές μονάδες συμμετέχουν έμμεσα στην αγορά με την παραγωγή τους και όχι άμεσα, γι' αυτό και δεν χρησιμοποιούνται οι διάφοροι περιορισμοί που τις αφορούν.

Αξίζει να σημειωθεί ότι το ρόλο ενός ΦοΣΕ θα μπορούσε να επιτελέσει ένας παραγωγός Υβριδικού Σταθμού Παραγωγής, διότι ένας ΥΒΣ, ανάλογα με τον αντικειμενικό στόχο του προβλήματος στο οποίο συμμετέχει, μπορεί να λειτουργεί σε κάποιες χρονικές περιόδους ως άντληση, απορροφώντας έτσι φορτίο από το δίκτυο, ενώ σε κάποιες άλλες ως παραγωγός, αξιοποιώντας την αιολική ή ηλιακή ενέργεια και εν γένει την καθαρή ενέργεια. Επίσης, η δυνατότητα αποθήκευσης ενέργειας και αξιοποίησής της την επιθυμητή χρονική περίοδο, σαφώς και δείχνει ότι ένας ΥΒΣ διαθέτει όλα εκείνα τα χαρακτηριστικά για να λειτουργεί ως ένας ΦοΣΕ.

Όσον αφορά τους παραγωγούς ΥΒΣ που λειτουργούν ως ΦοΣΕ σε ΜΔΝ υπάρχει η δυνατότητα συμμετοχής τους στο ΕΧΕ στο μέλλον, όταν θα συνδεθεί το αντίστοιχο ΜΔΝ στο ηπειρωτικό διασυνδεδεμένο σύστημα, δεδομένου ότι αυτή τη στιγμή οι παραγωγοί σε ΜΔΝ δεν έχουν την δυνατότητα συμμετοχής στο ΕΧΕ.

## 5.2 Οικονομική Λειτουργία Θερμικής Μονάδας

Η οικονομική λειτουργία μιας θερμικής μονάδας αποτελεί το οικονομικό προφίλ της και αποτελεί αντικείμενο εισόδου για την επίλυση του προβλήματος της βέλτιστης ένταξης συμβατικών μονάδων παραγωγής στο δίκτυο. Διαδοχικά πρέπει να υπολογιστεί η ειδική κατανάλωση θερμότητας, η θερμογόνος δύναμη καυσίμου, το κόστος καυσίμου, το ωριαίο κόστος λειτουργίας και το διαφορικό κόστος λειτουργίας της μονάδας. Αυτό που τελικά υποβάλλεται ως δεδομένο εισόδου στην αγορά είναι το διαφορικό κόστος λειτουργίας.

Εν γένει μια θερμική μονάδα έχει τρία διαφορετικά κόστη που εντάσσονται στην αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος. Αυτά είναι το κόστος εκκίνησης/συγχρονισμού, το κόστος σβέσης/αποσυγχρονισμού και το μεταβλητό κόστος λειτουργίας. Στην παρούσα εργασία θα ασχοληθούμε σε θεωρητικό επίπεδο αποκλειστικά με το μεταβλητό κόστος λειτουργίας, ενώ τα άλλα δύο κόστη δεν θα μας απασχολήσουν.

### 5.2.1 Συμβολισμοί

Πίνακας 5.1: Πίνακας συμβόλων και των αντίστοιχων επεξηγήσεών τους που χρησιμοποιούνται για την Ενότητα 5.2.

Σύμβολα	Επεξηγήσεις
$j \in J$	Σετ θερμικών μονάδων.
$s \in S$	Σετ επιπέδων παραγωγής μιας θερμικής μονάδας.
$E_H$	Ειδική Κατανάλωση Θερμότητας.

$F$	Ενέργεια καυσίμου που καταναλώνεται (GJ).
$E_{net}$	Καθαρή παραγωγή ενέργειας (MWh).
$P_j$	Καθαρή ισχύς παραγωγής μονάδας (MW).
$P_{j_s}$	Παραγωγή ισχύος επιπέδου $s$ (MW) .
$E_{Hj}$	Ειδική Κατανάλωση Θερμότητας (GJ).
$\alpha, \beta, \gamma$	Συντελεστές πολυωνύμου Καμπύλης Ειδικής Κατανάλωσης Θερμότητας.
$f$	Είδος καυσίμου.
$FuelMix_j^f$	Ποσοστό συμμετοχής καυσίμου $f$ στην μονάδα $j$ (%).
$G_{Rj}$	Μέσο ειδικό κόστος πρώτων υλών.
$G_{Mj}$	Μέσο ειδικό κόστος πρόσθετων δαπανών συντήρησης.
$G_{CO_2j}$	Μέσο ειδικό κόστος εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα.
$G_j(P_j)$	Συνολικό κόστος θερμικής μονάδας.
$G_{Fj}(P_j)$	Κόστος καυσίμων.
$GLF_j$	Συντελεστής απωλειών έγχυσης.
$HC_j(P_j)$	Ωριαίο κόστος λειτουργίας θερμικής μονάδας (€/h).
$IC_j(P_{j_s})$	Διαφορικό κόστος λειτουργίας θερμικής μονάδας (€/MWh).

### 5.2.2 Καμπύλη Ειδικής Κατανάλωσης Θερμότητας

Για να υποβάλλουν οι παραγωγοί τις προσφορές τους στον λειτουργό της αγοράς θα πρέπει να γνωρίζουν το κόστος λειτουργίας των μονάδων τους που προκύπτει από την καύση κάποιου καυσίμου για την παραγωγή του έργου. Αυτό το κόστος ισοδυναμεί με την ελάχιστη προσφορά ενέργειας που επιδιώκουν να υποβάλλουν οι παραγωγοί, καθώς από μια προσφορά μικρότερη από αυτήν που ορίζεται από την καμπύλη θα βγουν ζημιωμένοι.

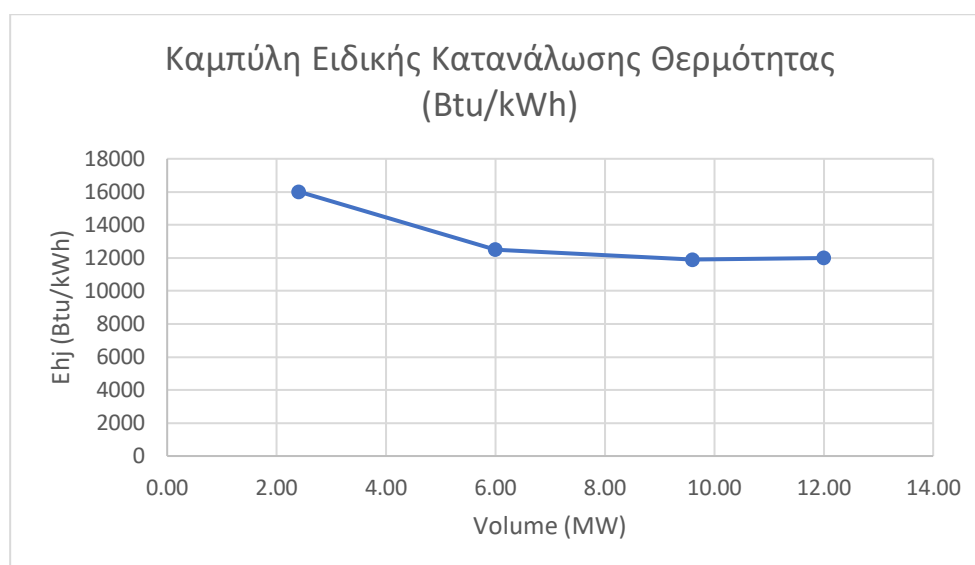
Η Ειδική Κατανάλωση Θερμότητας  $E_H$  αποδίδει σε κάθε συγκεκριμένο επίπεδο παραγωγής της μονάδας  $P$ (MW) την απαιτούμενη ποσότητα θερμικής ενέργειας  $F$ (GJ) ώστε να παραχθεί μία MWh και ισχύει ο τύπος (5.1) :

$$E_H = \frac{F}{E_{net}} \cdot 3.6 \quad (5.1)$$

Για τον απαραίτητο έλεγχο υποβάλλεται η καμπύλη ειδικής κατανάλωσης θερμότητας στον ΑΔΜΗΕ στην μορφή μιας βηματικής συνάρτησης (GJ/MWh-MW), η οποία πρέπει να περιέχει 10 βαθμίδες [32]. Οι 5 πρέπει να προέρχονται από πραγματικές μετρήσεις και οι υπόλοιπες μπορούν να βγουν σύμφωνα με την σχέση (5.2):

$$E_{Hj}(P_j) = \frac{a}{P_j} + \beta + \gamma P_j \quad (5.2)$$

Μια τυπική μορφή καμπύλης Ειδικής Κατανάλωσης Θερμότητας μιας υπό μελέτη θερμικής μονάδας είναι η παρακάτω:



Διάγραμμα 5.1: Καμπύλη Ειδικής Κατανάλωσης Θερμότητας πραγματικής θερμικής μονάδας.

### 5.2.3 Θερμογόνος Δύναμη Καυσίμου

Η θερμογόνος δύναμη ενός καυσίμου αντιστοιχεί στην ποσότητα θερμότητας που εκλύεται, όταν καίγεται το καύσιμο για την λειτουργία της μονάδας. Η Κατώτερη Θερμογόνος Δύναμη είναι εκείνο το ποσό θερμότητας το οποίο δεν συμπεριλαμβάνει την ενέργεια που προέρχεται από ατμοποίηση του νερού κατά την διάρκεια της καύσης. Οπότε, ως τεχνικοοικονομικό στοιχείο, μας ενδιαφέρει κυρίως η Κατώτερη Θερμογόνος Δύναμη, αφού η ενέργεια από τους υδρατμούς δεν αξιοποιείται κάπου [32].

Οι μονάδες της Κατώτερης Θερμογόνου Δύναμης για το αντίστοιχο καύσιμο φαίνονται στον επόμενο Πίνακα 5.2.

Πίνακας 5.2: Μονάδες Κατώτερης Θερμογόνου Δύναμης [32].

Καύσιμο	Μονάδα κόστους
Λιγνίτης-Λιθάνθρακας	GigaJoule ανά τόνο( $GJ/10^3 \text{ kg}$ )
Μαζούτ	GigaJoule ανά τόνο( $GJ/10^3 \text{ kg}$ )
Ντίζελ(Diesel)	GigaJoule ανά χιλιόλιτρο( $GJ/10^3 \text{ lt}$ )
Φυσικό Αέριο	GigaJoule ανά κανονικό κυβικό μέτρο( $GJ/\text{norm } m^3$ )

### 5.2.4 Κόστος Καυσίμου

Για την παραγωγή συγκεκριμένης ποσότητας ηλεκτρικής ενέργειας απαιτείται αντίστοιχη καύση ποσότητας καυσίμου, του οποίου το κόστος ο παραγωγός της

μονάδας υποβάλλει στον διαχειριστή ως Καταχωρημένο Χαρακτηριστικό της μονάδας του [32]. Σημαντικά είδη καυσίμου και οι αντίστοιχες τους μονάδες κόστους παραθέτονται στον παρακάτω Πίνακα 5.3.

Πίνακας 5.3: Είδη καυσίμου και οι αντίστοιχες μονάδες κόστους [32].

Καύσιμο	Μονάδα Κόστους
Λιγνίτης-Λιθάνθρακας	Ευρώ ανά τόνο ( $\text{€/kg}^3$ )
Μαζούτ (αργό πετρέλαιο)	Ευρώ ανά τόνο ( $\text{€/kg}^3$ )
Ντίζελ (Diesel)	Ευρώ ανά χιλιόλιτρο( $\text{€/}10^3 \text{ lt}$ )
Φυσικό αέριο	Ευρώ ανά κανονικό κυβικό μέτρο ( $\text{€/norm } m^3$ )

Κάποιες συμβατικές μονάδες χρησιμοποιούν μείγμα καυσίμων, οπότε πρέπει να είναι γνωστό το ποσοστό συμμετοχής  $FuelMix_j^f$  του κάθε καυσίμου  $f$  σε αυτό το μείγμα και θα πρέπει να καθορίζεται για κάθε επίπεδο παραγωγής για το οποίο ορίζεται η Ειδική Κατανάλωση Θερμότητας. Το άθροισμα όλων των ποσοστών θα πρέπει να ισούται με 100% οπότε και ισχύει:

$$\sum_{f=1}^F FuelMix_j^f = 100\% \quad (5.3)$$

Για να βρούμε το μεταβλητό κόστος καυσίμου σε κάθε επίπεδο παραγωγής πολλαπλασιάζουμε την αντίστοιχη ειδική κατανάλωση θερμότητας με το κόστος καυσίμου, αλλά και με το ποσοστό συμμετοχής του καυσίμου. Ακολουθεί την μορφή της καμπύλης ειδικής κατανάλωσης θερμότητας.

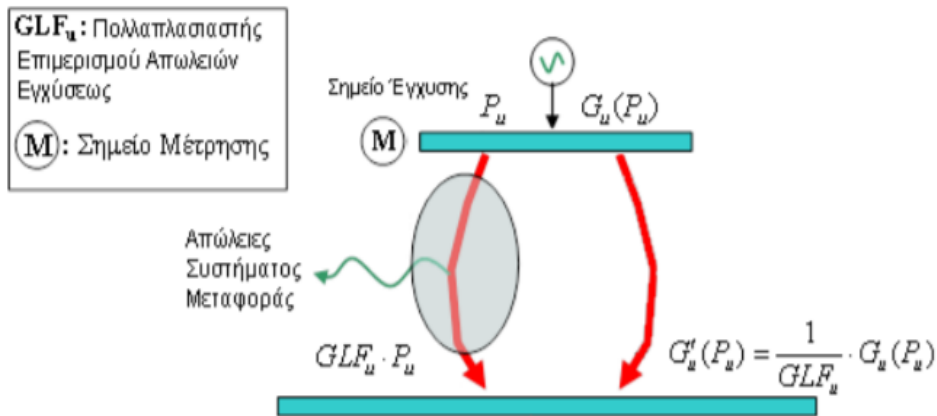
Υπάρχουν και κάποια άλλα κόστη που αφορούν την μονάδα [32] και είναι:

- Το μέσο ειδικό κόστος πρώτων υλών εκτός καυσίμου,  $G_{Rj}$ .
- Το μέσο ειδικό κόστος πρόσθετων δαπανών συντήρησης λόγω λειτουργίας εκτός δαπανών συντήρησης πάγιου χαρακτήρα,  $G_{Mj}$ .
- Το μέσο ειδικό κόστος εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα,  $G_{CO_2j}$ .

Οπότε για το συνολικό μεταβλητό κόστος μιας μονάδας σε ( $\text{€/MWh}$ ) ισχύει η σχέση (5.4):

$$G_j(P_j) = G_{Fj}(P_j) + G_{Rj} + G_{Mj} + G_{CO_2j} \quad (5.4)$$

Αυτό το κόστος είναι υπολογισμένο στον μετρητή της μονάδας. Θα πρέπει να αναχθεί στο εικονικό σημείο αγοραπωλησίας ΗΕΠ, αφού πολλαπλασιαστεί με το συντελεστή απωλειών έγχυσης  $GLF_j$  που αντιστοιχεί στην Ζώνη Απωλειών που βρίσκεται η μονάδα. Το παρακάτω διάγραμμα φανερώνει την αναγωγή από το σημείο μέτρησης στο εικονικό σημείο αγοραπωλησίας.



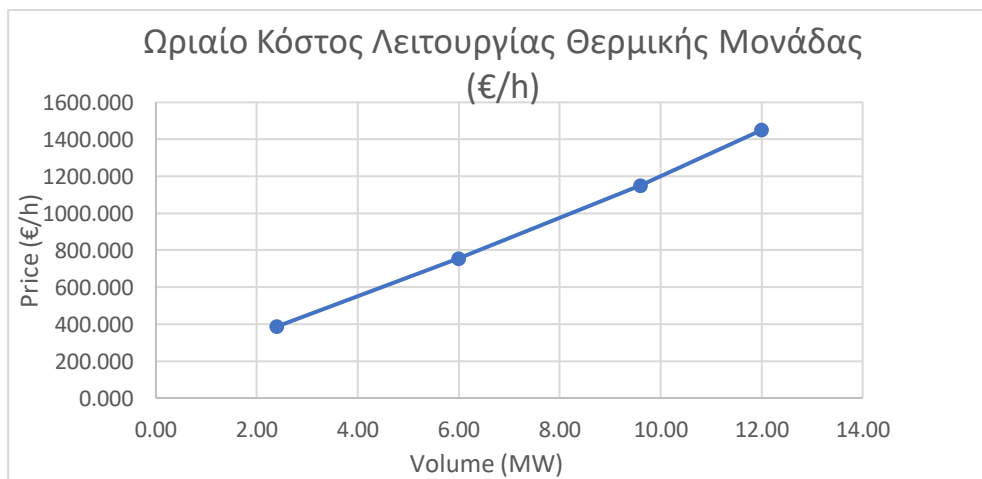
Διάγραμμα 5.2: Μεταβλητό κόστος μονάδας στο σημείο μέτρησης και στο εικονικό σημείο αγοραπωλησίας [32].

### 5.2.5 Ωριαίο Κόστος Λειτουργίας Θερμικών Μονάδων

Το ωριαίο κόστος λειτουργίας μιας θερμικής μονάδας αναφέρεται σε κάθε επίπεδο παραγωγής της μονάδας και είναι εκείνο το κόστος που δαπανάται σε κάθε ώρα της ημέρας για συγκεκριμένη παραγωγή ισχύος της μονάδας [32]. Η μονάδα μέτρησής του είναι (€/h) και για την εύρεσή του χρησιμοποιείται η παρακάτω σχέση (5.5):

$$HC_j(P_j) = G_j(P_j) * P_j \quad (5.5)$$

Συνήθως η γραφική του παράσταση μοιάζει σαν ένα πολυώνυμο δευτέρου βαθμού και το διάγραμμα ωριαίου κόστους λειτουργίας της υπό μελέτη θερμικής μονάδας, που έχει για καμπύλη ειδικής κατανάλωσης θερμότητας το Διάγραμμα 5.1, είναι το παρακάτω:



Διάγραμμα 5.3: Ωριαίο κόστος λειτουργίας πραγματικής θερμικής μονάδας.

### 5.2.6 Διαφορικό Κόστος Λειτουργίας Θερμικών Μονάδων

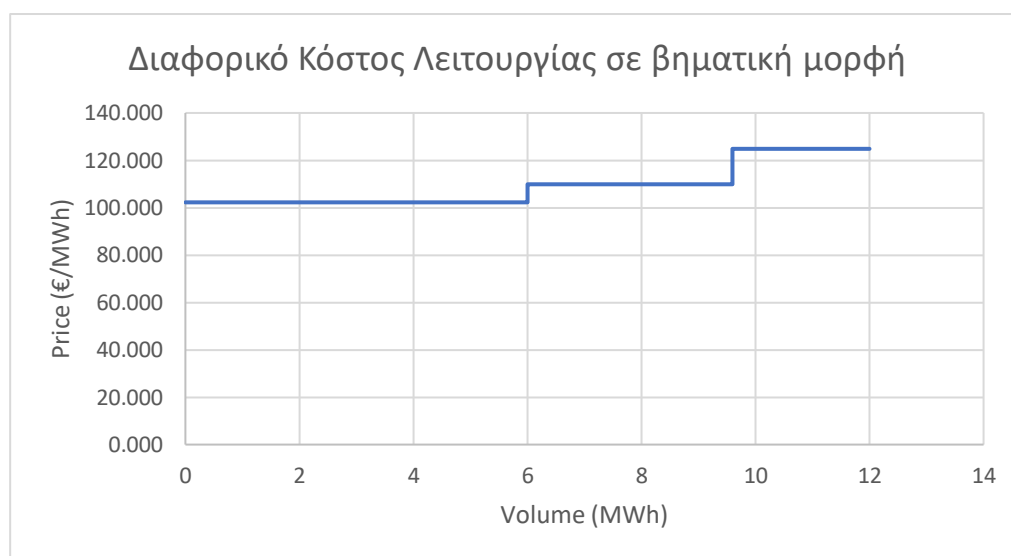
Το Διαφορικό Κόστος Λειτουργίας μιας θερμικής μονάδας ορίζεται ως η πρώτη παράγωγος του ωριαίου κόστους λειτουργίας της μονάδας. Λόγω του ότι η καμπύλη ωριαίου κόστους είναι πολυώνυμο 2<sup>ου</sup> βαθμού, η καμπύλη διαφορικού κόστους είναι



γραμμική συνάρτηση(1<sup>ου</sup> βαθμού). Όμως, δεδομένου ότι θέλουμε το πρόβλημα του ΗΕΠ να είναι γραμμικό, στοχεύουμε σε μια βηματική συνάρτηση του ωριαίου κόστους λειτουργίας της μονάδας. Έτσι, έχουμε μια ωριαία τιμή παραγωγής  $HC_j(P_{j_s})$  για κάθε ένα επίπεδο παραγωγής  $P_{j_s}$  της μονάδας  $j$ . Το διαφορικό κόστος της μονάδας προκύπτει από την παρακάτω σχέση :

$$IC_j(P_{j_s}) = \frac{HC_j(P_{j_{s+1}}) - HC_j(P_{j_s})}{P_{j_{s+1}} - P_{j_s}} , \text{ για } s=1,2,\dots,9 . \quad (5.6)$$

Το διαφορικό κόστος σε βηματική μορφή της μονάδας παραγωγής, που έχει καμπύλη ωριαίου κόστους λειτουργίας το Διάγραμμα 5.3, είναι το παρακάτω Διάγραμμα 5.4.



Διάγραμμα 5.4: Διαφορικό Κόστος Λειτουργίας σε βηματική μορφή πραγματικής θερμικής μονάδας.

### 5.3 Μοντέλο Βέλτιστης Ένταξης Θερμικών Μονάδων Παραγωγής

Το πρώτο μαθηματικό μοντέλο που εξετάζεται αφορά την βέλτιστη ένταξη συμβατικών μονάδων παραγωγής στο ηλεκτρικό σύστημα για την ικανοποίηση της απαιτούμενης ζήτησης, τηρώντας πάντα τους περιορισμούς που αφορούν την λειτουργία και ασφάλεια μιας συμβατικής μονάδας. Οι εξισώσεις που αφορούν το εν λόγω πρόβλημα αναλύονται παρακάτω. [44]

#### 5.3.1 Συμβολισμοί

Πίνακας 5.4: Συμβολισμοί του προβλήματος βέλτιστης ένταξης συμβατικών μονάδων παραγωγής βάσει αγοράς.

Συμβολισμοί	Επεξηγήσεις
Σετ	
$s \in S$	Σετ βαθμίδων παραγωγής.
$j \in J$	Σετ συμβατικών μονάδων παραγωγής.

$t \in T$	Σετ χρονικών περιόδων κατανομής.
<b>Παράμετροι</b>	
$prices_{j,s}$	Τιμή(€/MWh) προσφοράς έγχυσης της μονάδας $j$ για την βαθμίδα $s$ .
$vol_{j,s}$	Παραγωγή(MWh) βαθμίδας $s$ της μονάδας $j$ .
$Maxp_j$	Μέγιστη παραγωγή(MW) μονάδας $j$ .
$RU_j$	Ρυθμός ανόδου μονάδας $j$ (MWh).
$SU_j$	Ελάχιστη παραγωγή μονάδας $j$ για να πάει από κατάσταση κράτησης σε κατάσταση λειτουργίας (MW).
$RD_j$	Ρυθμός καθόδου μονάδας $j$ (MW).
$SD_j$	Ελάχιστη παραγωγή μονάδας $j$ για να πάει από κατάσταση λειτουργίας σε κατάσταση κράτησης (MW).
$UT_j$	Ελάχιστος χρόνος λειτουργίας μονάδας $j$ .
$DT_j$	Ελάχιστος χρόνος κράτησης μονάδας $j$ .
$U_j^0$	Αριθμός περιόδων που η μονάδα $j$ ήταν σε κατάσταση λειτουργίας λίγο πριν από το υπό εξέταση χρονικό διάστημα.
$S_j^0$	Αριθμός περιόδων που η μονάδα $j$ ήταν σε κατάσταση κράτησης λίγο πριν από το υπό εξέταση χρονικό διάστημα.
$V_j(0)$	Αρχική κατάσταση μονάδας $j$ .
$G_j$	Αριθμός των αρχικών περιόδων κατά τις οποίες η μονάδα $j$ πρέπει να είναι σε κατάσταση λειτουργίας.
$L_j$	Αριθμός των αρχικών περιόδων κατά τις οποίες η μονάδα $j$ πρέπει να είναι σε κατάσταση κράτησης.
<b>Διαδική Μεταβλητή</b>	
$u_{j,s,t}$	Φανερώνει εάν η βαθμίδα ισχύος $s$ της μονάδας $j$ είναι ενταγμένη(δυναμικό 1) ή όχι(δυναμικό 0) την περίοδο $t$ .
<b>Θετικές Μεταβλητές</b>	
$c_{j,t}^p$	Συνολικό κόστος παραγωγής(€) μονάδας $j$ την περίοδο κατανομής $t$ .
$p_{j,t}$	Συνολική παραγωγή(MW) μονάδας $j$ την περίοδο $t$ .
$production_{j,s,t}$	Εκκαθαριζόμενη παραγωγή(MW) βαθμίδας $s$ της μονάδας $j$ την περίοδο $t$ .
<b>Μεταβλητή</b>	
$z_1$	Αντικειμενική συνάρτηση προς βελτιστοποίηση (€).

### 5.3.2 Αντικειμενική Συνάρτηση Μοντέλου

Η αντικειμενική συνάρτηση ενός απλού μοντέλου βέλτιστης ένταξης συμβατικών μονάδων παραγωγής βάσει αγοράς αποτελείται από το μεταβλητό κόστος λειτουργίας, το κόστος εκκίνησης και το κόστος αποσυγχρονισμού. Στην παρούσα εργασία θα ασχοληθούμε αποκλειστικά με το μεταβλητό κόστος λειτουργίας και την ελαχιστοποίησή του από τον διαχειριστή της αγοράς. Έτσι, λοιπόν, η αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος είναι η εξής:

$$z_1 = \min\left\{\sum_{t \in T} \sum_{j \in J} c_{j,t}^p\right\} \quad (5.7)$$

Στόχος, επομένως, του διαχειριστή της αγοράς είναι να εντάξει σε κάθε Περίοδο Κατανομής τις πιο φθηνές θερμικές μονάδες, εκείνες δηλαδή που καίνε τα πιο φθηνά καύσιμα.

### 5.3.3 Εξισώσεις Μοντέλου

Αυτό που ενδιαφέρει τον επιλυτή του προβλήματος ένταξης θερμικών μονάδων παραγωγής για κάθε Περίοδο Κατανομής είναι πόση ποσότητα ισχύος παραγωγής θα ενταχθεί στο σύστημα, ώστε το γινόμενο της με την αντίστοιχη τιμή της να είναι όσο το δυνατόν μικρότερο. Η συνολική παραγωγή κάθε μονάδας  $J$  σε κάθε περίοδο κατανομής  $t$  ισούται με το άθροισμα των βαθμίδων παραγωγής ισχύος της μονάδας που εντάσσονται τελικά και έτσι ισχύει η (5.8) :

$$p_{j,t} = \sum_{s \in S} production_{j,s,t} \quad , \text{ για κάθε } j \in J, t \in T. \quad (5.8)$$

Το κόστος λειτουργίας κάθε μονάδας  $J$  σε κάθε περίοδο κατανομής  $t$  ισούται με το άθροισμα των γινομένων της εκκαθαριζόμενης βαθμίδας ισχύος επί την αντίστοιχη της τιμή (5.9).

$$c_{j,t}^p = \sum_{s \in S} prices_{j,s} * production_{j,s,t} \quad , \text{ για κάθε } j \in J, t \in T. \quad (5.9)$$

### 5.3.4 Περιορισμοί Μοντέλου

Οι περιορισμοί που εξετάζονται για τις συμβατικές μονάδες παραγωγής είναι τα όρια παραγωγής της κάθε βαθμίδας ισχύος, οι ρυθμοί ανόδου και καθόδου, οι ελάχιστες ισχείς εκκίνησης και σβέσης, ο ελάχιστος χρόνος λειτουργίας και ο ελάχιστος χρόνος κράτησης/σβέσης. [44]

#### 5.3.4.1 Όρια Παραγωγής Ισχύος

Μια θερμική μονάδα έχει παραγωγή κατά μέγιστο όσο και το τεχνικό μέγιστό της (5.10), που είναι το άθροισμα των ισχύων των βαθμίδων παραγωγής της και κατά ελάχιστο όσο και το τεχνικό της ελάχιστο, που ισούται με το πρώτο επίπεδο παραγωγής. Έτσι, λοιπόν, ισχύουν οι σχέσεις (5.10) και (5.11) :

$$Maxp_j = \sum_{s \in S} vol_{j,s} \quad , \text{ για κάθε } j \in J. \quad (5.10)$$

$$production_{j,s1,t} * u_{j,s1,t} \leq p_{j,t} \leq Maxp_j * u_{j,s1,t} \quad , \text{ για κάθε } j \in J, t \in T, s1 \in S. \quad (5.11)$$

Επίσης, κάθε βαθμίδα ισχύος έχει ένα εύρος παραγωγής στο οποίο αντιστοιχεί και μια τιμή. Έτσι, η εκκαθαριζόμενη παραγωγή κάθε βαθμίδας ισχύος φράσσεται μέσα στο εν λόγω εύρος και ισχύει η σχέση (5.12):

$$0 \leq production_{j,s,t} \leq vol_{j,s} \quad ,για\ κάθε\ j \in J, t \in T. \quad (5.12)$$

#### 5.3.4.2 Ρυθμοί Ανόδου και Καθόδου Παραγωγής Θερμικών Μονάδων

Μια θερμική μονάδα δεν μπορεί να αυξήσει απότομα την παραγωγή της από την χρονική περίοδο  $t$  στην χρονική περίοδο  $t+1$ . Το ίδιο ισχύει αντίστοιχα και για την απότομη μείωση παραγωγής. Γι'αυτό και υπάρχουν σαν καταχωρημένα χαρακτηριστικά οι ρυθμοί ανόδου ( $RU_j$ ) και καθόδου ( $RD_j$ ) της μονάδας  $j$ , οι οποίοι κατά μέσο όρο θεωρούνται ίσοι με το 10% της εγκατεστημένης ισχύος της εκάστοτε μονάδας  $j$ . Επιπλέον, μια μονάδα έχει μια ελάχιστη παραγωγή για να πάει από κατάσταση κράτησης σε κατάσταση λειτουργίας ( $SU_j$ ), όπως επίσης έχει μια ελάχιστη παραγωγή για να πάει από κατάσταση λειτουργίας σε κατάσταση κράτησης ( $SD_j$ ). Έτσι, λοιπόν, ισχύουν οι παρακάτω περιορισμοί (5.13)-(5.15):

$$p_{j,t} \leq p_{j,t-1} + RU_j * u_{j,s1,t-1} + SU_j * (u_{j,s1,t} - u_{j,s1,t-1}) + Maxp_j * (1 - u_{j,s1,t}) \quad ,για\ κάθε\ j \in J, t=1...T-1. \quad (5.13)$$

$$p_{j,t} \leq Maxp_j * u_{j,s1,t+1} + SD_j * (u_{j,s1,t} - u_{j,s1,t+1}) \quad ,για\ κάθε\ j \in J, t=1...T-1. \quad (5.14)$$

$$p_{j,t-1} - p_{j,t} \leq RD_j * u_{j,s1,t} + SD_j * (u_{j,s1,t-1} - u_{j,s1,t}) + Maxp_j * (1 - u_{j,s1,t-1}) \quad ,για\ κάθε\ j \in J, t \in T. \quad (5.15)$$

Οι εξισώσεις (5.13), (5.14) χρησιμοποιούνται όταν πρόκειται η μονάδα να αυξήσει την παραγωγή της την χρονική περίοδο  $t$  σε σχέση με την  $(t-1)$ , ενώ η (5.15) χρησιμοποιείται όταν η μονάδα πρόκειται να μειώσει την παραγωγή της την χρονική στιγμή  $t$  σε σχέση με την χρονική στιγμή  $(t-1)$ . Επίσης η δυαδική μεταβλητή  $u_{j,s1,t}$  δείχνει αν η μονάδα  $j$  την χρονική στιγμή  $t$  είναι ενταγμένη στο δίκτυο τουλάχιστον κατά το τεχνικό ελάχιστό της.

#### 5.3.4.3 Ελάχιστος Χρόνος Λειτουργίας και Ελάχιστος Χρόνος Κράτησης

Μια θερμική μονάδα δεν μπορεί να ανοιγοκλείνει ανά τακτά χρονικά διαστήματα. Συγκεκριμένα, έχει κάποιον ελάχιστο χρόνο λειτουργίας ( $UT_j$ ) και κάποιον ελάχιστο χρόνο κράτησης ( $DT_j$ ). Οι παρακάτω σχέσεις (5.16)-(5.18) αφορούν περιορισμούς, ώστε η μονάδα να παραμείνει σε κατάσταση λειτουργίας:

$$\sum_{t=1}^{G_j} (1 - u_{j,s1,t}) = 0 \quad ,για\ κάθε\ j \in J. \quad (5.16)$$

$$\sum_{t=k}^{k+UT_j-1} u_{j,s1,t} \geq UT_j * (u_{j,s1,k} - u_{j,s1,k-1}) \quad ,\text{για κάθε } j \in J, \quad (5.17)$$

$$k=G_j+1 \dots T-UT_j+1.$$

$$\sum_{t=k}^T [u_{j,s1,t} - (u_{j,s1,k} - u_{j,s1,k-1})] \geq 0 \quad ,\text{για κάθε } j \in J, \quad (5.18)$$

$$k=T-UT_j+2 \dots T.$$

Το  $G_j$  είναι ένας αριθμός που δείχνει πόσες ακόμα χρονικές περιόδους έχουν απομείνει για να παραμείνει η μονάδα σε κατάσταση λειτουργίας. Συγκεκριμένα:

$$G_j = \max\{0, (UT_j - U_j^0) * V_j(0)\} \quad ,\text{για κάθε } j \in J. \quad (5.19)$$

Οι εξισώσεις(5.20)-(5.22) που αφορούν περιορισμούς για να παραμείνει η μονάδα σε κατάσταση κράτησης είναι οι παρακάτω:

$$\sum_{t=1}^{L_j} u_{j,s1,t} = 0 \quad ,\text{για κάθε } j \in J. \quad (5.20)$$

$$\sum_{t=k}^{k+DT_j-1} (1 - u_{j,s1,t}) \geq DT_j * (u_{j,s1,k-1} - u_{j,s1,k}) \quad ,\text{για κάθε } j \in J, \quad (5.21)$$

$$k=L_j+1 \dots T-DT_j+1.$$

$$\sum_{t=k}^T [1 - u_{j,s1,t} - (u_{j,s1,k-1} - u_{j,s1,k})] \geq 0 \quad ,\text{για κάθε } j \in J, \quad (5.22)$$

$$k=T-DT_j+2 \dots T.$$

Το  $L_j$  είναι ένας αριθμός που δείχνει πόσες ακόμα χρονικές περιόδους έχουν απομείνει για να παραμείνει η μονάδα σε κατάσταση κράτησης. Συγκεκριμένα:

$$L_j = \max\{0, [DT_j - S_j(0)] * [1 - V_j(0)]\} \quad ,\text{για κάθε } j \in J. \quad (5.23)$$

## 5.4 Μοντέλο Βέλτιστης Εσωτερικής Διαχείρισης του χαρτοφυλακίου ενός ΦοΣΕ

Η ανάγκη συμμετοχής μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής και η διαχείρισή τους ανάλογα με τις ανάγκες της ζήτησης και εν γένει της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας φαντάζει επιτακτική για λόγους τόσο οικονομικούς όσο και περιβαλλοντικούς. Επειδή η ατομική συμμετοχή πολυάριθμων μικρών μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής είναι πρακτικώς αδύνατη, ένας Φορέας Συσσωρευτικής Εκπροσώπησης μπορεί να διαμεσολαβήσει μεταξύ αυτών και του διαχειριστή της αγοράς. Το

πρόβλημα αυτό μεγεθύνεται εκθετικά, αν κανείς λάβει υπ' όψιν το ρόλο και τις μορφές των διάφορων καταναλωτών που μπορεί να εντοπιστούν στον ενεργειακό χάρτη και οδηγεί τελικά στην πρακτική ανάγκη ύπαρξης τέτοιων ενεργειακών παικτών.

Αυτό που γίνεται είναι ότι ο ΦοΣΕ υποβάλλει προσφορές έγχυσης ενέργειας και απορρόφησης φορτίου από το δίκτυο στον λειτουργό της αγοράς και εκείνος, μέσω της βέλτιστης επίλυσης του ημερήσιου ενεργειακού προγραμματισμού, καθορίζει τις ποσότητες από τις προσφορές του ΦοΣΕ, την ποσότητα ενέργειας που θα απορροφήσει ο ΦοΣΕ από το δίκτυο (σε περίπτωση έλλειψης παραγωγής) ή την ποσότητα που θα διοχετεύσει στο δίκτυο (σε περίπτωση περίσσειας παραγωγής), τις ποσότητες των συμβατικών μονάδων και διάφορα ευέλικτα φορτία και μη που συμμετέχουν στην αγορά, τηρώντας πάντα τα όρια παραγωγής των θερμικών μονάδων και διάφορους περιορισμούς που αφορούν το δίκτυο. Κάθε χρονική στιγμή θα πρέπει να ικανοποιείται τόσο το ενεργειακό ισοζύγιο του διαχειριστή της αγοράς όσο και το αντίστοιχο χαρτοφυλάκιο του ΦοΣΕ. Τονίζεται ότι ο ΦοΣΕ, στο πλαίσιο της παρούσας διπλωματικής, αποτελεί διαμορφωτή των τιμών πώλησης ή αγοράς από το δίκτυο, καθώς εκπροσωπεί μια πληθώρα καταναλωτών και παραγωγών διεσπαρμένης παραγωγής και ως εκ τούτου μπορεί να προβλέψει με σχεδόν απόλυτη ακρίβεια τις τιμές εκκαθάρισης της αγοράς.

Παρατηρείται, λοιπόν, μια αλληλοεξάρτηση μεταξύ των αποφάσεων του ΦοΣΕ και εκείνων του διαχειριστή της αγοράς. Ο ΦοΣΕ επιδιώκει την μεγιστοποίηση των κερδών του και κατ' επέκταση την μεγιστοποίηση των κερδών των παραγωγών και την ελαχιστοποίηση των εξόδων των καταναλωτών που εκπροσωπεί, ενώ ο λειτουργός της αγοράς επιδιώκει την ελαχιστοποίηση των εξόδων του, ικανοποιώντας κάθε χρονική στιγμή της ημέρας τις απαιτήσεις του δικτύου σε ζήτηση. Έτσι, προκύπτει ένα πρόβλημα διεπίπεδου μαθηματικού προγραμματισμού, το οποίο μετασχηματίζεται σε πρόβλημα ενός επιπέδου και με κατάλληλη γραμμικοποίηση επιλύεται με χρήση μεικτού ακέραιου γραμμικού προγραμματισμού ενός επιπέδου (low level programming).

Κάποιες παραδοχές που γίνονται για την κατάστρωση του μοντέλου είναι ότι η οριακή τιμή συστήματος αποτελεί παράμετρο του προβλήματος και όχι μεταβλητή απόφασης και αυτή προκύπτει μετά από διαδικασία πρόβλεψης της τιμής της βάσει στοιχείων και δεδομένων του παρελθόντος. Επίσης, το πρόβλημα επιλύεται σε ένα και μόνο κόμβο του δικτύου, θεωρώντας ότι παραγωγοί και καταναλωτές βρίσκονται σε ένα σημείο του δικτύου. Τέλος, οι συμβατικές μονάδες παραγωγής και οι διάφοροι περιορισμοί που τις ακολουθούν δεν ενσωματώνονται στο μοντέλο και γι' αυτό δεν προσδιορίζεται από πού προέρχεται η ενέργεια ( $WS_{d,t}$ ) που αντλεί ο ΦοΣΕ από το δίκτυο. [20] [21]

Το μοντέλο θεωρείται ότι επιλύεται για ένα σύστημα ΜΔΝ και τον ρόλο του ΦοΣΕ επιτελεί ένας παραγωγός ΥΒΣ. Δεδομένου ότι η αγορά των ΜΔΝ δεν ορίζεται κατά το πλαίσιο του Μοντέλου Στόχου, θεωρείται ότι το συγκεκριμένο ΜΔΝ θα συνδεθεί στο

μέλλον ηλεκτρικά με το υπόλοιπο διασυνδεδεμένο σύστημα, γι' αυτό και η συγκεκριμένη μελέτη αποτελεί προϊόν μελλοντικού χρόνου.

### 5.4.1 Συμβολισμοί

Πίνακας 5.5: Πίνακας συμβόλων και των αντίστοιχών τους επεξηγήσεων για το μοντέλο βέλτιστης εσωτερικής διαχείρισης του χαρτοφυλακίου ενός ΦοΣΕ.

Σύμβολα	Επεξηγήσεις
<b>Σετ</b>	
$t \in T$	Σετ χρονικών περιόδων κατανομής.
$d \in D$	Σετ ημερών κατανομής.
$dp \in Demand\_Profile$	Σετ καταναλωτών με συγκεκριμένο προφίλ φορτίου.
$dc \in Demand\_Curtailment$	Σετ καταναλωτών με φορτίο περικοπής.
$db \in Demand\_bids$	Σετ καταναλωτών με προσφορές απορρόφησης φορτίου.
$pb \in Production\_bids$	Σετ παραγωγών με προσφορές έγχυσης ενέργειας.
$df \in Demand\_flexible$	Σετ καταναλωτών με ευέλικτο φορτίο.
<b>Παράμετροι</b>	
$M$	Βοηθητική παράμετρος από την Μεγάλη-Μ αναδιατύπωση.
$SMP_{d,t}$	Οριακή τιμή συστήματος την Περίοδο Κατανομής (d,t).
$A_d$	Συντελεστής βάρους για κάθε ημέρα κατανομής d.
$WP_{dp,s} - Q_{dp,d,t,s}$	Ζεύγος τιμής(€/MWh)-ποσότητας(MWh) καταναλωτών dp με συγκεκριμένο προφίλ φορτίου.
$WP_{dc,d,t,s}$	Ελάχιστη τιμή πώλησης της ενέργειας περικοπής(€/MWh) των καταναλωτών dc με φορτίο περικοπής.
$Q_{dc,d,t,s}$	Μέγιστη ποσότητα ενέργειας περικοπής(MWh) των καταναλωτών dc με φορτίο περικοπής.
$QP_{dc,d,t}$	Αρχική ζήτηση(MWh) καταναλωτών dc με φορτίο περικοπής.
$WP_{db,d,t,s} - Q_{db,d,t,s}$	Ζεύγος τιμής(€/MWh)-ποσότητας(MWh) από τους καταναλωτές db με προσφορές απορρόφησης φορτίου.
$WP_{pb,d,t,s} - Q_{pb,d,t,s}$	Ζεύγος τιμής(€/MWh)-ποσότητας(MWh) από τους παραγωγούς pb με προσφορές έγχυσης ενέργειας.
$Q_{df,d}$	Μέγιστη ωριαία ζήτηση(MWh) των καταναλωτών df με ευέλικτο φορτίο.
$QE_{df,d}$	Μέγιστη ημερήσια ζήτηση(MWh) των καταναλωτών df με ευέλικτο φορτίο.
$RR_{df}$	Ωριαίος ρυθμός αύξησης της ζήτησης(MWh) των καταναλωτών df με ευέλικτο φορτίο.

$RP_{max}$	Μέγιστη τιμή αγοράς ενέργειας(€/MWh) από καταναλωτές με μη ευέλικτο φορτίο εντός του χαρτοφυλακίου του ΦοΣΕ.
$PP_{max}$	Μέγιστη τιμή πώλησης ενέργειας(€/MWh) από παραγωγούς με διεσπαρμένη παραγωγή εντός του χαρτοφυλακίου του ΦοΣΕ.
$CP_{max}$	Μέγιστη τιμή πώλησης ενέργειας(€/MWh) από καταναλωτές με φορτίο περικοπής εντός του χαρτοφυλακίου του ΦοΣΕ.
$PM_{max}$	Μέγιστο περιθώριο κέρδους για τους καταναλωτές με ευέλικτο φορτίο.
$WS_{up}$	Μέγιστη απορρόφηση φορτίου(MWh ή α.μ.) του ΦοΣΕ από την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας.
<b>Μη αρνητικές μεταβλητές</b>	
$WS_{d,t}$	Εκκαθαριζόμενη ποσότητα ενέργειας(MWh ή α.μ.) που απορροφά ο ΦοΣΕ από την αγορά.
RP	Εκκαθαριζόμενη τιμή αγοράς ενέργειας(€/MWh) από καταναλωτές μη ευέλικτου φορτίου.
$PP_d$	Εκκαθαριζόμενη τιμή πώλησης ενέργειας (€/MWh) από παραγωγούς με προσφορά ενέργειας.
$CP_d$	Εκκαθαριζόμενη τιμή πώλησης ενέργειας (€/MWh) από καταναλωτές με φορτίο περικοπής.
$PM_{d,t}$	Εκκαθαριζόμενο περιθώριο κέρδους καταναλωτών με ευέλικτο φορτίο.
$xDP_{dp,s}$	Εκκαθαριζόμενη ποσότητα ενέργειας καταναλωτών dp με συγκεκριμένο προφίλ φορτίου.
$DP_{max\_l_{dp,s}}$	Δυϊκή μεταβλητή της μεταβλητής $xDP_{dp,s}$ .
$xDC_{dc,d,t,s}$	Εκκαθαριζόμενη ποσότητα ενέργειας περικοπής καταναλωτών dc με φορτίο περικοπής.
$DC_{max\_l_{dc,d,t,s}}$	Δυϊκή μεταβλητή της παραμέτρου $Q_{dc,d,t,s}$ .
$xDB_{db,d,t,s}$	Εκκαθαριζόμενη ποσότητα ενέργειας καταναλωτών db με προσφορά απορρόφησης φορτίου.
$DB_{max\_l_{db,d,t,s}}$	Δυϊκή μεταβλητή της παραμέτρου $Q_{db,d,t,s}$ .
$xPB_{pb,d,t,s}$	Εκκαθαριζόμενη ποσότητα ενέργειας παραγωγών pb με προσφορά ενέργειας.
$PB_{max\_l_{pb,d,t,s}}$	Δυϊκή μεταβλητή της παραμέτρου $Q_{pb,d,t,s}$ .
$xDF_{df,d,t}$	Εκκαθαριζόμενη ποσότητα ενέργειας καταναλωτών df με ευέλικτο φορτίο.
$DF_{max\_l_{df,d,t}}$	Δυϊκή μεταβλητή της παραμέτρου $Q_{df,d}$ .
$DF_{enr_{df,d}}$	Δυϊκή μεταβλητή της παραμέτρου $QE_{df,d}$ .
$DF_{rup\_l_{df,d,t}}$	Δυϊκή μεταβλητή της παραμέτρου $RR_{df}$ .



$DFrdn_{l_{df,d,t}}$	Δυϊκή μεταβλητή της παραμέτρου $RR_{df}$ .
<b>Δυαδικές Μεταβλητές</b>	
$i_{xDP}_{dp,s}, i_{xDB}_{db,d,t,s}, i_{xDC}_{dc,d,t,s},$ $i_{xPB}_{pb,d,t,s}, i_{xDF}_{df,d,t}$	Δυαδικές μεταβλητές(0 ή 1) για την μετατροπή του διεπίπεδου προβλήματος σε μονό.
$i_{DPmax}_{l_{dp,s}}, i_{DBmax}_{l_{db,d,t,s}},$ $i_{DCmax}_{l_{dc,d,t,s}}, i_{PBmax}_{l_{pb,d,t,s}},$ $i_{DFmax}_{l_{df,d,t}}, i_{DFenr}_{l_{df,d}},$ $i_{DFrup}_{l_{df,d,t}}, i_{DFrdn}_{l_{df,d,t}}$	Δυαδικές μεταβλητές(0 ή 1) για την μετατροπή του διεπίπεδου προβλήματος σε μονό.
<b>Μεταβλητές</b>	
$z$	Αντικειμενική συνάρτηση μοντέλου ΦοΣΕ(€).

#### 5.4.2 Μοντέλο Άνω Επιπέδου

Το μοντέλο άνω επιπέδου (upper-level problem) περιλαμβάνει τις αποφάσεις που θα λάβει ο Aggregator/ΦοΣΕ, και όσον αφορά τις τιμές πώλησης ενέργειας ( $PP_d$ ) από τους παραγωγούς διεσπαρμένης παραγωγής, αλλά και από καταναλωτές με φορτίο περικοπής ( $CP_d$ ), και όσον αφορά τις τιμές αγοράς ενέργειας (RP) από καταναλωτές με προσφορές απορρόφησης φορτίου και καταναλωτές με συγκεκριμένο προφίλ φορτίου.

Ο ΦοΣΕ δεν αποφασίζει για την εκκαθάριση των ποσοτήτων ενέργειας για κάθε Περίοδο Κατανομής. Η διαδικασία αυτή γίνεται στα πλαίσια της επίλυσης του προβλήματος της βέλτιστης ένταξης από τον διαχειριστή της αγοράς. Ένα τέτοιο απλό μοντέλο παρουσιάστηκε στην προηγούμενη ενότητα, αν και, ιδιαίτερα στο πλαίσιο του Μοντέλου Στόχου, χρησιμοποιείται αρκετά πιο εξειδικευμένος αλγόριθμος. Αυτό που αποφασίζει για κάθε Περίοδο Κατανομής είναι το αν θα εγχέει ενέργεια στο δίκτυο ή θα απορροφά από αυτό και είναι υπεύθυνος για τις προσφορές έγχυσης ενέργειας και απορρόφησης φορτίου που υποβάλλει στην αγορά. Γενικά, ο ΦοΣΕ επιδιώκει να πετύχει το βέλτιστο οικονομικό αποτέλεσμα. Η ενέργεια που αφορά πώληση στο δίκτυο ή αγορά από αυτό τιμολογείται στην τιμή της ΟΤΣ ( $SMP_{d,t}$ ).

Η αντικειμενική συνάρτηση (5.24) του εν λόγω προβλήματος αποτελείται από επτά όρους. Ο πρώτος αφορά την ενέργεια που απορροφά ο ΦοΣΕ από το δίκτυο ( $WS_{d,t} > 0$ ) στην περίπτωση έλλειψης παραγωγής ή την ενέργεια που εγχέει ο ΦοΣΕ στο δίκτυο ( $WS_{d,t} < 0$ ) στην περίπτωση περίσσειας παραγωγής και τιμολογείται στην οριακή τιμή συστήματος  $SMP_{d,t}$ . Ο δεύτερος όρος αφορά τους παραγωγούς  $pb$  διεσπαρμένης παραγωγής που υποβάλλουν προσφορές έγχυσης ενέργειας στον ΦοΣΕ, ενώ ο τρίτος αφορά τους καταναλωτές  $db$  με προσφορές απορρόφησης ενέργειας από τον ΦοΣΕ. Ο τέταρτος και πέμπτος όρος αφορά τους καταναλωτές  $dc$  με φορτίο περικοπής. Αυτοί αποτελούν μια ειδική κατηγορία ευέλικτου φορτίου και αυτό που πετυχαίνουν είναι να μειώνουν το φορτίο τους  $QP_{dc,d,t}$  μέχρι κάποιο όριο  $Q_{dc,d,t,s}$ . Έτσι, στην αντικειμενική συνάρτηση (5.24) εντάσσονται ως ζήτηση με φορτίο  $QP_{dc,d,t,s}$  που τιμολογείται στην τιμή RP (5<sup>ος</sup> όρος), αλλά και ως παραγωγή με φορτίο  $xDC_{dc,d,t,s} * Q_{dc,d,t,s}$  που τιμολογείται στην τιμή περικοπής φορτίου  $CP_d$  (4<sup>ος</sup>

όρος). Ο 6<sup>ος</sup> όρος αφορά τους καταναλωτές  $dp$  με συγκεκριμένο προφίλ φορτίου που τιμολογείται στην τιμή  $RP$ , ενώ ο 7<sup>ος</sup> όρος αφορά τους καταναλωτές  $df$  με δυνατότητα ευέλικτου φορτίου, θέτοντας κάποιους περιορισμούς που αφορούν το ρυθμό αύξησης ή μείωσης του φορτίου τους από μια χρονική στιγμή στην αμέσως επόμενη.

$$\begin{aligned}
& \min \left\{ \sum_d A_d \left[ \sum_t SMP_{d,t} * WS_{d,t} \right. \right. & (5.24) \\
& + \sum_{pb,t,s} PP_d * xPB_{pb,d,t,s} * Q_{pb,d,t,s} \\
& - \sum_{db,t,s} RP * xDB_{db,d,t,s} * Q_{db,d,t,s} \\
& + \sum_{dc,t,s} CP_d * xDC_{dc,d,t,s} * Q_{dc,d,t,s} \\
& - \sum_{dc,t} RP * QP_{dc,d,t} \\
& - \sum_{dp,t,s} RP * xDP_{dp,s} * Q_{dp,d,t,s} \\
& \left. \left. - \sum_{df,t} (1 + PM_{d,t}) * SMP_{d,t} * xDF_{df,d,t} * Q_{df,d} \right] \right\}
\end{aligned}$$

Το ενεργειακό ισοζύγιο (5.25) του χαρτοφυλακίου του ΦοΣΕ αποτελείται από τρία είδη παραγωγής ( $xPB_{pb,d,t,s}$ ,  $xDC_{dc,d,t,s}$ ,  $WS_{d,t}$ ) και τέσσερα είδη κατανάλωσης ( $xDB_{db,d,t,s}$ ,  $QP_{dc,d,t,s}$ ,  $xDF_{df,d,t}$ ,  $xDP_{dp,s}$ ).

$$\begin{aligned}
& \sum_{pb,s} xPB_{pb,d,t,s} * Q_{pb,d,t,s} + \sum_{dc,s} xDC_{dc,d,t,s} * Q_{dc,d,t,s} + WS_{d,t} \quad , \text{για κάθε } d,t. \quad (5.25) \\
& - \sum_{db,s} xDB_{db,d,t,s} * Q_{db,d,t,s} - \sum_{dc} QP_{dc,d,t} \\
& - \sum_{dp,s} xDP_{dp,s} * Q_{dp,d,t,s} - \sum_{df} xDF_{df,d,t} * Q_{df,d} = 0
\end{aligned}$$

Οι μεταβλητές απόφασης  $xPB_{pb,d,t,s}$ ,  $xDC_{dc,d,t,s}$ ,  $xDB_{db,d,t,s}$ ,  $xDF_{df,d,t}$ ,  $xDP_{dp,s}$  φράσσονται μεταξύ 0 και 1 και αποτελούν ποσοστό της μέγιστης ποσότητας ενέργειας που μπορούν να αγοράσουν ή να πωλήσουν. Επίσης, οι μη αρνητικές μεταβλητές απόφασης  $RP$ ,  $PP_d$ ,  $CP_d$ ,  $PM_{d,t}$ ,  $WS_{d,t}$  φράσσονται από το άνω όριο που ορίζεται για την καθεμία από τις παραμέτρους  $RP_{max}$ ,  $PP_{max}$ ,  $CP_{max}$ ,  $PM_{max}$ ,  $WS_{up}$  αντιστοίχως.

Όσον αφορά τους καταναλωτές  $df$  με τα ευέλικτα φορτία, αυτοί συνεισφέρουν μέσω της απόκρισης ζήτησης στο Μοντέλο Στόχου, το οποίο επιδιώκει η αγορά για το προσεχές μέλλον. Στην παρούσα εργασία οι συγκεκριμένοι καταναλωτές θεωρείται ότι έχουν μέγιστη ημερήσια ζήτηση  $QE_{df,d}$  και μέγιστη ωριαία ζήτηση  $Q_{df,d}$ . Οπότε πρέπει να ισχύει η (5.26).

$$\sum_t xDF_{df,a,t} * Q_{df,a} < QE_{df,a} \quad ,για \acute{\alpha}\theta\eta\epsilon \ d,df. \quad (5.26)$$

Επίσης, υπάρχουν περιορισμοί που αφορούν ρυθμούς ανόδου και καθόδου της ζήτησής τους. Η λογική είναι η ίδια με τους αντίστοιχους περιορισμούς που αφορούν τις θερμικές μονάδες. Η αύξηση(5.27) ή μείωση(5.28) της ζήτησης από μια χρονική στιγμή (t) στην αμέσως επόμενη (t+1) μπορεί να γίνει με μια αύξηση ή μείωση αντίστοιχα που ορίζεται από την παράμετρο  $RR_{df}$ .

$$xDF_{df,a,t+1} * Q_{df,a} - xDF_{df,a,t} * Q_{df,a} \leq RR_{df} \quad ,για \acute{\alpha}\theta\eta\epsilon \ d,t,df. \quad (5.27)$$

$$xDF_{df,a,t} * Q_{df,a} - xDF_{df,a,t+1} * Q_{df,a} \leq RR_{df} \quad ,για \acute{\alpha}\theta\eta\epsilon \ d,t,df. \quad (5.28)$$

### 5.4.3 Μοντέλο Κάτω Επιπέδου

Το μοντέλο κάτω επιπέδου (lower-level problem) περιλαμβάνει αποφάσεις που θα λάβει ο διαχειριστής της αγοράς, όσον αφορά την εκκαθάριση ποσοτήτων ενέργειας των θερμικών μονάδων για κάθε Περίοδο Κατανομής, αλλά και όσον αφορά την ποσότητα ενέργειας που δίνει στον ΦοΣΕ ή που αντλεί από αυτόν.

Στόχος του διαχειριστή είναι να κάνει την βέλτιστη οικονομικά ένταξη συμβατικών μονάδων παραγωγής, ικανοποιώντας ταυτόχρονα την απαιτούμενη ζήτηση και τους διάφορους περιορισμούς των συμβατικών μονάδων.

Η αντικειμενική συνάρτηση (5.29) του εν λόγω προβλήματος αποτελείται από δύο μέρη: το ένα αφορά τα έξοδα σχετικά με την λειτουργία των θερμικών μονάδων και το άλλο αφορά τα έσοδα ή έξοδα σχετικά με τον ΦοΣΕ και συγκεκριμένα με το αν δίνει ενέργεια ή αντλεί από αυτόν αντίστοιχα. Σε αυτό το μοντέλο χρησιμοποιούνται συμβολισμοί και εξισώσεις που αναλύθηκαν στο μοντέλο ένταξης θερμικών μονάδων στην Ενότητα 5.3.

$$\sum_d A_d * z_1^d + \max\{\sum_d A_d \sum_t SMP_{d,t} * WS_{d,t}\} \quad (5.29)$$

Η  $z_1^d$  είναι η αντικειμενική συνάρτηση(5.7) για την ελαχιστοποίηση του κόστους λειτουργίας των θερμικών μονάδων για κάθε ημέρα κατανομής d.

Το ενεργειακό ισοζύγιο(5.30) του διαχειριστή της αγοράς αποτελείται από την παραγωγή των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που πρέπει να ισούται με την ενέργεια που δίνει στον ΦοΣΕ.

$$\sum_j p_{j,d,t} = WS_{d,t} \quad ,για \acute{\alpha}\theta\eta\epsilon \ d,t. \quad (5.30)$$

Οι εξισώσεις (5.8) και (5.9) αποτελούν μέρος του μοντέλου. Επίσης, οι περιορισμοί (5.10) μέχρι (5.23) των συμβατικών μονάδων εντάσσονται στο μοντέλο κάτω επιπέδου.

Επιπλέον, περιορισμοί που αφορούν το δίκτυο, όπως όρια ισχύος στις γραμμές, είναι μέρος του μοντέλου κάτω επιπέδου, αλλά στην παρούσα εργασία δεν εξετάζονται.

Στο μοντέλο κάτω επιπέδου περιλαμβάνεται και το πρόβλημα (5.31)-(5.40) που αφορά τους παραγωγούς  $pb$  διεσπαρμένης παραγωγής, τους καταναλωτές  $db$  με προσφορές απορρόφησης ενέργειας, τους καταναλωτές  $dp$  με συγκεκριμένο προφίλ φορτίου, τους καταναλωτές  $dc$  με δυνατότητα περικοπής φορτίου και τους καταναλωτές  $df$  με ευέλικτο φορτίο.

$$\min_{pb} \sum_{d,t,s} (WP_{pb,d,t,s} - PP_d) * xPB_{pb,d,t,s} * Q_{pb,d,t,s} \quad ,για \text{ \textit{pb}}. \quad (5.31)$$

$$xPB_{pb,d,t,s} \leq 1 \quad ,για \text{ \textit{pb,d,t,s}}. \quad (5.32)$$

$$\min_{db} \sum_{d,t,s} (RP - WP_{db,d,t,s}) * xPB_{db,d,t,s} * Q_{db,d,t,s} \quad ,για \text{ \textit{db}}. \quad (5.33)$$

$$xPB_{db,d,t,s} \leq 1 \quad ,για \text{ \textit{db,d,t,s}}. \quad (5.34)$$

$$\min_{dp} \sum_{d,t,s} (RP - WP_{dp,s}) * xPB_{dp,s} * Q_{dp,d,t,s} \quad ,για \text{ \textit{dp}}. \quad (5.35)$$

$$xPB_{dp,s} \leq 1 \quad ,για \text{ \textit{dp,d,t,s}}. \quad (5.36)$$

$$\min_{dc} \sum_{d,t,s} [RP * QP_{dc,d,t} + (WP_{dc,d,t,s} - CP_d) * xDC_{dc,d,t,s} * Q_{dc,d,t,s}] \quad ,για \text{ \textit{dc}}. \quad (5.37)$$

$$xDC_{dc,d,t,s} \leq 1 \quad ,για \text{ \textit{dc,d,t,s}}. \quad (5.38)$$

$$\min_{df} \sum_{d,t} (1 + PM_d) * SMP_{d,t} * xDF_{df,d,t} * Q_{df,d} \quad ,για \text{ \textit{df}}. \quad (5.39)$$

$$xDF_{df,d,t} \leq 1 \quad ,για \text{ \textit{df,d,t}}. \quad (5.40)$$

#### 5.4.4 Ισοδύναμο Μοντέλο Ενός Επιπέδου

Το μοντέλο δύο επιπέδων που περιγράφηκε παραπάνω μπορεί να μετασχηματιστεί σε ένα ισοδύναμο μοντέλο ενός επιπέδου (one level problem). Αυτό μπορεί να συμβεί, διότι το μοντέλο κάτω επιπέδου είναι συνεχές και κυρτό. Έτσι, με την χρήση των συνθηκών KKT δημιουργείται το ισοδύναμο ενός επιπέδου. Οι μη γραμμικότητες που προκύπτουν στην αντικειμενική συνάρτηση του μοντέλου αντιμετωπίζονται με έννοιες που περιγράφηκαν σε προηγούμενο κεφάλαιο, όπως είναι η Θεωρία της Δυϊκότητας και η Μεγάλη-M αναδιατύπωση.

Γι' αυτό και εισάγονται νέες μεταβλητές απόφασης στην αντικειμενική συνάρτηση (5.41), ώστε να γραμμικοποιηθεί το πρόβλημα και να οδηγηθεί σε βέλτιστες λύσεις. Ο μετασχηματισμός αυτός βασίζεται στην Θεωρία της Δυϊκότητας. Η παρακάτω αντικειμενική συνάρτηση αποτελεί το συνολικό κέρδος ή τη συνολική ζημία σε (€) του χαρτοφυλακίου ενός ΦοΣΕ.

$$\begin{aligned}
\min \{ & \sum_d A_d \left[ \sum_t SMP_{d,t} * WS_{d,t} * 1000 \right. & (5.41) \\
& + \sum_{pb,t,s} (PBmax_{l_{pb,d,t,s}} * Q_{pb,d,t,s} + WP_{pb,d,t,s} * xPB_{pb,d,t,s} * Q_{pb,d,t,s}) \\
& - \sum_{db,t,s} (-DBmax_{l_{db,d,t,s}} * Q_{db,d,t,s} + WP_{db,d,t,s} * xDB_{db,d,t,s} * Q_{db,d,t,s}) \\
& + \sum_{dc,t,s} (DCmax_{l_{dc,d,t,s}} * Q_{dc,d,t,s} + WP_{dc,d,t,s} * xDC_{dc,d,t,s} * Q_{dc,d,t,s}) \\
& - \sum_{dc,t} RP * QP_{dc,d,t} \\
& - \sum_{dp,t,s} (-DPmax_{l_{dp,s}} * Q_{dp,d,t,s} + WP_{dp,s} * xDP_{dp,s} * Q_{dp,d,t,s}) \\
& - \sum_{df} DFenr_{df,a} * QE_{df,a} \\
& \left. - \sum_{df} \left[ \sum_t (-DFmax_{l_{df,d,t}} * Q_{df,d}) \right. \right. \\
& \quad \left. \left. - \sum_{t \geq 2} (DFrup_{l_{df,d,t}} + DFrdn_{l_{df,d,t}} * RR_{df}) \right] \right\}
\end{aligned}$$

Το ενεργειακό ισοζύγιο(5.42) εξασφαλίζεται με την ισότητα μεταξύ των ποσοτήτων ενέργειας των παραγωγών και των αντίστοιχων ποσοτήτων των καταναλωτών για κάθε Περίοδο Κατανομής.

$$\begin{aligned}
WS_{d,t} + \sum_{pb,s} xPB_{pb,d,t,s} * Q_{pb,d,t,s} + \sum_{dc,s} xDC_{dc,d,t,s} * Q_{dc,d,t,s} & ,για \text{ \textit{κάθε}} \quad (5.42) \\
- \sum_{dc} QP_{dc,d,t,s} - \sum_{dp,s} xDP_{dp,s} * Q_{dp,d,t,s} - \sum_{db,s} xDB_{db,d,t,s} * Q_{db,d,t,s} & \text{ \textit{d,t.}} \\
- \sum_{df} xDF_{df,d,t} * Q_{df,d} = 0 &
\end{aligned}$$

Χρησιμοποιώντας έννοιες από την Μεγάλη-M αναδιατύπωση και διάφορες τεχνικές γραμμικοποίησης, δημιουργούνται για κάθε ένα παραγωγό και καταναλωτή εξισώσεις που συμβάλλουν στην γραμμικοποίηση του διεπίπεδου προβλήματος.

Έτσι, λοιπόν, για τους καταναλωτές dp με συγκεκριμένο προφίλ φορτίου έχουμε τις παρακάτω ανισώσεις (5.43)-(5.48). Οι (5.43)-(5.45) αφορούν την συμπληρωματικότητα των περιορισμών ένταξης των καταναλωτών dp, ενώ οι (5.46)-(5.48) υπάρχουν για την εύρεση βέλτιστης λύσης.

$$xDP_{dp,s} - 1 \leq 0 \quad ,\text{για κάθε } dp,s. \quad (5.43)$$

$$-M * (1 - i_{DPmax\_l_{dp,s}}) - (xDP_{dp,s} - 1) \leq 0 \quad ,\text{για κάθε } dp,s. \quad (5.44)$$

$$-i_{DPmax\_l_{dp,s}} * M + DPmax\_l_{dp,s} \leq 0 \quad ,\text{για κάθε } dp,s. \quad (5.45)$$

$$-(RP - WP_{dp,s}) + DPmax\_l_{dp,s} \leq 0 \quad ,\text{για κάθε } dp,s. \quad (5.46)$$

$$-M * (1 - i_{xDP_{dp,s}}) + (RP - WP_{dp,s}) + DPmax\_l_{dp,s} \leq 0 \quad ,\text{για κάθε } dp,s. \quad (5.47)$$

$$-i_{xDP_{dp,s}} * M + xDP_{dp,s} \leq 0 \quad ,\text{για κάθε } dp,s. \quad (5.48)$$

Αντίστοιχα για τους καταναλωτές db με προσφορές απορρόφησης φορτίου για κάθε χρονική στιγμή ισχύουν οι (5.49)-(5.54).

$$xDB_{db,d,t,s} - 1 \leq 0 \quad ,\text{για κάθε } db,d,t,s. \quad (5.49)$$

$$-M * (1 - i_{DBmax\_l_{db,d,t,s}}) - (xDB_{db,d,t,s} - 1) \leq 0 \quad ,\text{για κάθε } db,d,t,s. \quad (5.50)$$

$$-i_{DBmax\_l_{db,d,t,s}} * M + DBmax\_l_{db,d,t,s} \leq 0 \quad ,\text{για κάθε } db,d,t,s. \quad (5.51)$$

$$-(RP - WP_{db,d,t,s}) + DBmax\_l_{db,d,t,s} \leq 0 \quad ,\text{για κάθε } db,d,t,s. \quad (5.52)$$

$$-M * (1 - i_{xDB_{db,d,t,s}}) + (RP - WP_{db,d,t,s}) + DBmax\_l_{db,d,t,s} \leq 0 \quad ,\text{για κάθε } db,d,t,s. \quad (5.53)$$

$$-i_{xDB_{db,d,t,s}} * M + xDB_{db,d,t,s} \leq 0 \quad ,\text{για κάθε } db,d,t,s. \quad (5.54)$$

Παρομοίως, για τους καταναλωτές dc με δυνατότητα περικοπής φορτίου ισχύουν οι ανισώσεις (5.55)-(5.60).

$$xDC_{dc,d,t,s} - 1 \leq 0 \quad ,\text{για κάθε } dc,d,t,s. \quad (5.55)$$

$$-M * (1 - i_{DCmax\_l_{dc,d,t,s}}) - (xDC_{dc,d,t,s} - 1) \leq 0 \quad ,\text{για κάθε } dc,d,t,s. \quad (5.56)$$

$$-i_{DCmax\_l_{dc,d,t,s}} * M + DCmax\_l_{dc,d,t,s} \leq 0 \quad ,\text{για κάθε } dc,d,t,s. \quad (5.57)$$

$$-(WP_{dc,d,t,s} - CP_d) + DCmax\_l_{dc,d,t,s} \leq 0 \quad ,\text{για κάθε } dc,d,t,s. \quad (5.58)$$

$$-M * (1 - i\_xDC_{dc,d,t,s}) + (WP_{dc,d,t,s} - CP_d) + DCmax\_l_{dc,d,t,s} \leq 0 \quad ,\text{για κάθε } dc,d,t,s. \quad (5.59)$$

$$-i\_xDC_{dc,d,t,s} * M + xDC_{dc,d,t,s} \leq 0 \quad ,\text{για κάθε } dc,d,t,s. \quad (5.60)$$

Αντιστοίχως, για τους παραγωγούς pb με προσφορές έγχυσης ενέργειας ισχύουν οι ανισώσεις (5.61)-(5.66).

$$xPB_{pb,d,t,s} - 1 \leq 0 \quad ,\text{για κάθε } pb,d,t,s. \quad (5.61)$$

$$-M * (1 - i\_PBmax\_l_{pb,d,t,s}) - (xPB_{pb,d,t,s} - 1) \leq 0 \quad ,\text{για κάθε } pb,d,t,s. \quad (5.62)$$

$$-i\_PBmax\_l_{pb,d,t,s} * M + PBmax\_l_{pb,d,t,s} \leq 0 \quad ,\text{για κάθε } pb,d,t,s. \quad (5.63)$$

$$-(WP_{pb,d,t,s} - PP_d) + PBmax\_l_{pb,d,t,s} \leq 0 \quad ,\text{για κάθε } pb,d,t,s. \quad (5.64)$$

$$-M * (1 - i\_xPB_{pb,d,t,s}) + (WP_{pb,d,t,s} - PP_d) + PBmax\_l_{pb,d,t,s} \leq 0 \quad ,\text{για κάθε } pb,d,t,s. \quad (5.65)$$

$$-i\_xPB_{pb,d,t,s} * M + xPB_{pb,d,t,s} \leq 0 \quad ,\text{για κάθε } pb,d,t,s. \quad (5.66)$$

Όσον αφορά τους καταναλωτές df με ευέλικτο φορτίο ισχύουν οι ανισώσεις (5.67)-(5.69) για την γραμμικοποίηση του περιορισμού της μέγιστης ωριαίας ζήτησης. Ακολουθούν οι ανισώσεις (5.70)-(5.72) και (5.73)-(5.75) για την γραμμικοποίηση των περιορισμών ρυθμού ανόδου και καθόδου αντίστοιχα, οι οποίες ισχύουν για  $t > 1$ . Ύστερα, υπάρχουν οι ανισώσεις (5.76)-(5.78) για την γραμμικοποίηση του περιορισμού μέγιστης ημερήσιας ζήτησης και τέλος, οι ανισώσεις (5.79)-(5.81) για την γραμμικοποίηση των βέλτιστων συνθηκών.

$$xDF_{df,d,t} - 1 \leq 0 \quad ,\text{για κάθε } df,d,t. \quad (5.67)$$

$$-M * (1 - i\_DFmax\_l_{df,d,t}) - (xDF_{df,d,t} - 1) \leq 0 \quad ,\text{για κάθε } df,d,t. \quad (5.68)$$

$$-i\_DFmax\_l_{df,d,t} * M + DFmax\_l_{df,d,t} \leq 0 \quad ,\text{για κάθε } df,d,t. \quad (5.69)$$

$$-(RR_{df}/Q_{df,a} - xDF_{df,d,t} + xDF_{df,d,t-1}) \leq 0 \quad ,\text{για κάθε } df,d,t. \quad (5.70)$$

$$-M * (1 - i\_DFrup\_l_{df,d,t}) + (RR_{df}/Q_{df,a} - xDF_{df,d,t} + xDF_{df,d,t-1}) \leq 0 \quad ,\text{για κάθε } df,d,t. \quad (5.71)$$

$$-i\_DFrup\_l_{df,d,t} * M + DFrup\_l_{df,d,t} \leq 0 \quad ,\text{για κάθε } df,d,t. \quad (5.72)$$

$$-(RR_{df}/Q_{df,a} - xDF_{df,d,t-1} + xDF_{df,d,t}) \leq 0 \quad ,\text{για κάθε } df,d,t. \quad (5.73)$$

$$-M * (1 - i\_DFrdn\_l_{df,d,t}) + (RR_{df}/Q_{df,d} - xDF_{df,d,t-1} + xDF_{df,d,t}) \leq 0 \quad ,για \acute{\alpha}\theta\epsilon \text{ df,d,t} \quad (5.74)$$

$$-i\_DFrdn\_l_{df,d,t} * M + DFrdn\_l_{df,d,t} \leq 0 \quad ,για \acute{\alpha}\theta\epsilon \text{ df,d,t} \quad (5.75)$$

$$QE_{df,d}/Q_{df,d} - \sum_t xDF_{df,d,t} \leq 0 \quad ,για \acute{\alpha}\theta\epsilon \text{ df,d,t} \quad (5.76)$$

$$-M * (1 - i\_DFenr\_l_{df,d}) - (QE_{df,d}/Q_{df,d} - \sum_t xDF_{df,d,t}) \leq 0 \quad ,για \acute{\alpha}\theta\epsilon \text{ df,d,t} \quad (5.77)$$

$$-i\_DFenr\_l_{df,d} * M + DFenr_{df,d} \leq 0 \quad ,για \acute{\alpha}\theta\epsilon \text{ df,d,t} \quad (5.78)$$

$$-(1 + PM_d) * SMP_{d,t} + DFmax_{l_{df,d,t}} - DFenr_{df,d} + DFrup_{l_{df,d,t>1}} - DFrdn_{l_{df,d,t>1}} - DFrup_{l_{df,d,t+1}} + DFrdn_{l_{df,d,t+1}} \leq 0 \quad ,για \acute{\alpha}\theta\epsilon \text{ df,d,t} \quad (5.79)$$

$$-M * (1 - i\_xDF_{df,d,t}) + (1 + PM_d) * SMP_{d,t} + DFmax_{l_{df,d,t}} - DFenr_{df,d} + DFrup_{l_{df,d,t>1}} - DFrdn_{l_{df,d,t>1}} - DFrup_{l_{df,d,t+1}} + DFrdn_{l_{df,d,t+1}} \leq 0 \quad ,για \acute{\alpha}\theta\epsilon \text{ df,d,t} \quad (5.80)$$

$$-i\_xDF_{df,d,t} * M + xDF_{df,d,t} \leq 0 \quad ,για \acute{\alpha}\theta\epsilon \text{ df,d,t} \quad (5.81)$$



# ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6

## Σενάρια Προσομοίωσης

### 6.1 Εισαγωγή

Έχοντας αναφέρει αναλυτικά το μαθηματικό μοντέλο ενός επιπέδου (5.41)-(5.81) της βέλτιστης εσωτερικής διαχείρισης του χαρτοφυλακίου ενός ΦοΣΕ που συμμετέχει στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας ΜΔΝ, αυτό που απομένει είναι η εκτέλεσή του με την εισαγωγή κατάλληλων και διαφορετικών δεδομένων εισόδου και η εξαγωγή αντίστοιχων αποτελεσμάτων και συμπερασμάτων.

Στον παρόν Κεφάλαιο παρουσιάζονται διάφορα σενάρια προσομοίωσης, για να αναδειχθεί ο κατάλληλος τρόπος εσωτερικής διαχείρισης από τον ΦοΣΕ του χαρτοφυλακίου που εκπροσωπεί στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Συγκεκριμένα, για τους διάφορους παραγωγούς και καταναλωτές που εκπροσωπεί επιδιώκει να δημιουργήσει και τελικά να υποβάλλει τις κατάλληλες προσφορές για αγορά ή πώληση ενέργειας, ώστε να πετύχει το καλύτερο δυνατό οικονομικό αποτέλεσμα.

Οι προσομοιώσεις πραγματοποιούνται για χρονικό ορίζοντα ενός μήνα και εκτελέστηκαν στο λογισμικό GAMS από Y/H Intel Core i5-8250U CPU @ 1.80 GHz και RAM 8.00 GB.

### 6.2 Σενάρια Προσομοίωσης

Όπως έχει εξηγηθεί στο Κεφάλαιο 5, το χαρτοφυλάκιο του ΦοΣΕ απαρτίζεται από τους καταναλωτές  $dp$  με συγκεκριμένο προφίλ φορτίου ( $WP_{dp,s} - Q_{dp,d,t,s}$ ), από τους καταναλωτές  $dc$  με δυνατότητα περικοπής φορτίου ( $QP_{dc,d,t}, WP_{dc,d,t,s} - Q_{dc,d,t,s}$ ), από τους καταναλωτές  $df$  με ευέλικτο φορτίο ( $QE_{df,d}, Q_{df,d}, RR_{df}$ ), από τους καταναλωτές  $db$  με προσφορές αγοράς ενέργειας ( $WP_{db,d,t,s} - Q_{db,d,t,s}$ ) και από τους παραγωγούς διεσπαρμένης παραγωγής  $pb$  με προσφορές πώλησης ενέργειας ( $WP_{pb,d,t,s} - Q_{pb,d,t,s}$ ).

Τα σενάρια που ακολουθούν χωρίζονται σε δύο μεγάλους πυλώνες εξέτασης του παραπάνω χαρτοφυλακίου. Ο ένας είναι η εξέταση, για κάθε μία κατηγορία που εκπροσωπεί ο ΦοΣΕ, των ποσοτήτων και των τιμών που υποβάλλονται για την εκκαθάριση της αγοράς. Ο δεύτερος πυλώνας είναι το πλήθος των καταναλωτών και παραγωγών που εκπροσωπεί ο ΦοΣΕ στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς και το σε πόσες ημέρες του μήνα αντιστοιχίζεται η κάθε προσφορά που υποβάλλεται.

Όσον αφορά τον δεύτερο πυλώνα εξέτασης, για την πρώτη προσομοίωση το μοντέλο εκτελείται έχοντας δεδομένα εισόδου καταμερισμένα σε 2 προσφορές ανά

καταναλωτή/παραγωγό, ενώ για την δεύτερη το μοντέλο εκτελείται με δεδομένα εισόδου καταμερισμένα σε 7 προσφορές ανά καταναλωτή/παραγωγό.

### 6.2.1 Σενάρια Εξέτασης ως προς την Διαχείριση καθεμίας Κατηγορίας του Χαρτοφυλακίου ενός ΦοΣΕ

Πριν παρουσιαστούν τα διαφορετικά σενάρια ως προς την διαχείριση της κάθε μονάδας που εκπροσωπείται από τον ΦοΣΕ στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, παρατίθενται τα άνω όρια μερικών μεγεθών που χρησιμοποιούνται στο μοντέλο. Συγκεκριμένα:

$$RP_{max} = 40 \left( \frac{\text{€}}{MWh} \right)$$

$$CP_{max} = 50 \left( \frac{\text{€}}{MWh} \right)$$

$$PP_{max} = 50 \left( \frac{\text{€}}{MWh} \right)$$

$$PM_{max} = 2$$

$$WS_{up} = 1 \text{ (σε α.μ.)}$$

$$WS_{up} = 1,000 \text{ (MWh)}$$

Το μοντέλο που εκτελείται σε κάθε σενάριο δέχεται από ένα αρχείο Excel τα δεδομένα εισόδου και μετά την εκτέλεση δημιουργεί ένα αρχείο Excel που περιέχει όλες τις μεταβλητές απόφασης που μας ενδιαφέρουν. Αυτές είναι οι  $xDP_{dp,s}$ ,  $xDC_{dc,d,t,s}$ ,  $xDF_{df,d,t}$ ,  $xDB_{db,d,t,s}$ ,  $xPB_{pb,d,t,s}$ ,  $WS_{d,t}$ ,  $RP$ ,  $PP_d$ ,  $CP_d$ ,  $PM_{d,t}$ .

Ο χρονικός ορίζοντας εκτέλεσης του προβλήματος επιλέγεται να είναι ένας μήνας. Οι προσφορές που υποβάλλονται για κάθε καταναλωτή ή παραγωγό είναι δύο, με την μία να αφορά τις καθημερινές ημέρες του μήνα(σύνολο 22) και η δεύτερη να αφορά τα σαββατοκύριακα του μήνα(σύνολο 8).

Όσον αφορά τα δεδομένα εισόδου, θα παρουσιαστούν μόνο εκείνα που μας ενδιαφέρουν στο εκάστοτε σενάριο για να αντιληφθούμε τις διαφορές τους και να εξάγουμε τα κατάλληλα συμπεράσματα. Εκείνα τα δεδομένα που είναι κοινά για τα σενάρια που εξετάζουμε δεν θα παρουσιαστούν για λόγους οικονομίας χώρου.

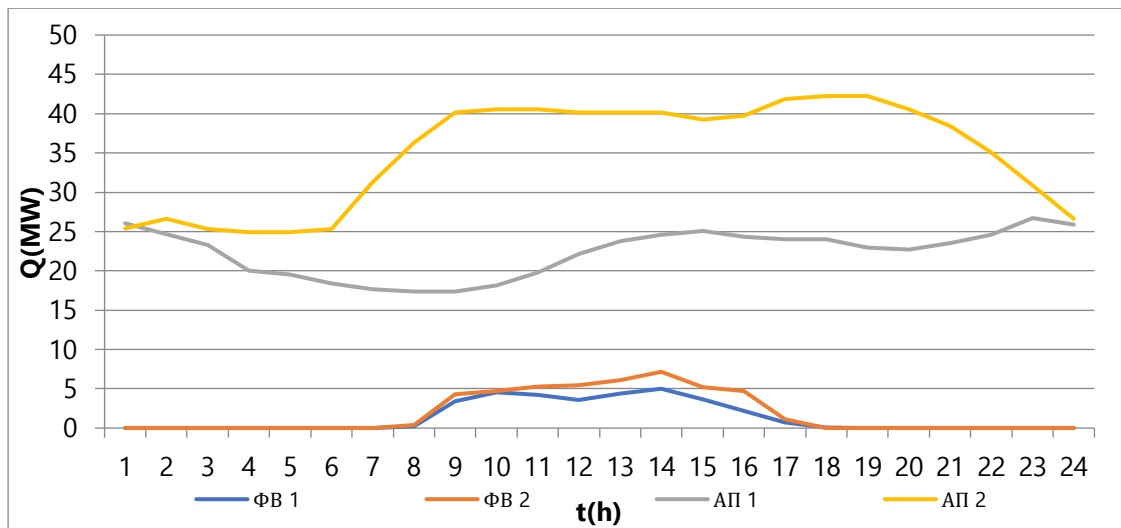
Παρουσιάζεται παρακάτω η Οριακή Τιμή Συστήματος, λόγω του ότι είναι κοινή σχεδόν σε όλα τα σενάρια, εκτός από εκείνα που εξετάζουν την επίδραση της ΟΤΣ.

Πίνακας 6.1: Οριακή Τιμή Συστήματος σεναρίων.

Ημέρα	t1	t2	t3	t4	t5	t6	t7	t8	t9	t10	t11	t12
d1	47	45	44	44	43	43	45	77	87	89	86	78
d2	47	46	46	45	44	44	45	47	66	66	62	47
Ημέρα	t13	t14	t15	t16	t17	t18	t19	t20	t21	t22	t23	t24
d1	72	64	62	62	63	79	80	90	90	86	71	64
d2	47	46	44	44	45	65	72	89	89	89	87	83

### 6.2.1.1 Σενάριο Διαχείρισης Μονάδων Διεσπαρμένης Παραγωγής pb

Το χαρτοφυλάκιο του ΦοΣΕ αποτελείται από 10 μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής (pb1-pb10). Οι 5 πρώτες αφορούν φωτοβολταϊκά πάρκα, ενώ οι 5 τελευταίες αφορούν αιολικά πάρκα. Για κάθε ένα παραγωγό pb υπάρχει η εγκατεστημένη ισχύς του (Πίνακας 6.2) και η προσφορά που υποβάλλεται για κάθε χρονική στιγμή προκύπτει από κανονικοποίηση 4 καμπυλών παραγωγής φωτοβολταϊκών και αιολικών πάρκων. Έχουμε 2 καμπύλες παραγωγής για τα φωτοβολταϊκά πάρκα για τις 2 διαφορετικές ημέρες (d1-d2), καθώς και 2 καμπύλες παραγωγής για τα αιολικά πάρκα για τις 2 διαφορετικές ημέρες (d1-d2). Αυτές φαίνονται παρακάτω στο Διάγραμμα 6.1 :



Διάγραμμα 6.1: Καμπύλες παραγωγής φωτοβολταϊκών και αιολικών πάρκων.

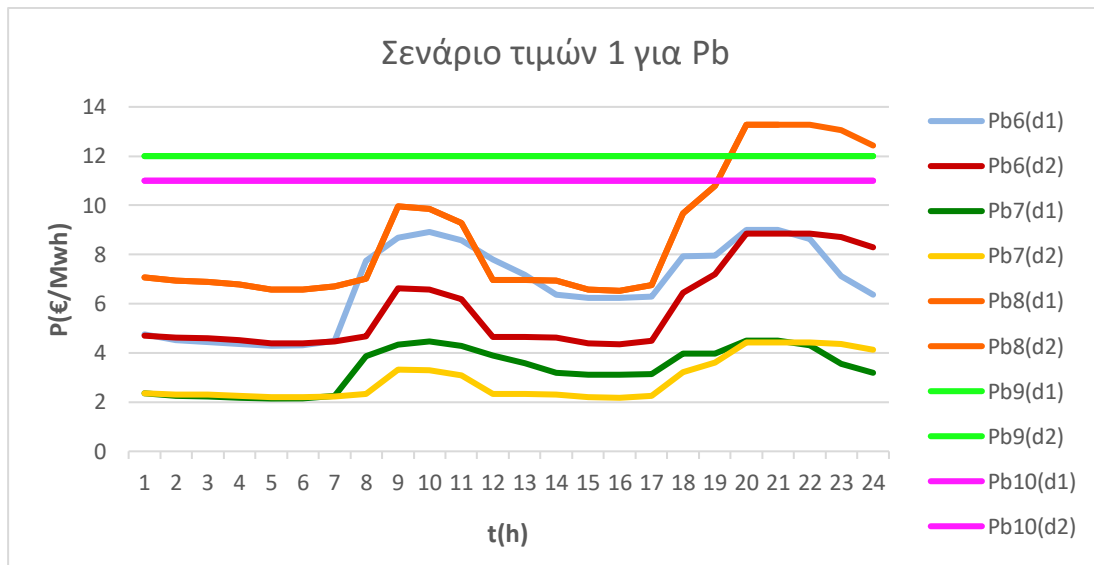
Πίνακας 6.2: Εγκατεστημένη Ισχύς (MWh) παραγωγών διεσπαρμένης παραγωγής Pb.

Παραγωγοί Pb	Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)
pb1	2
pb2	6
pb3	1
pb4	5
pb5	3
pb6	18
pb7	12
pb8	8
pb9	2
pb10	9

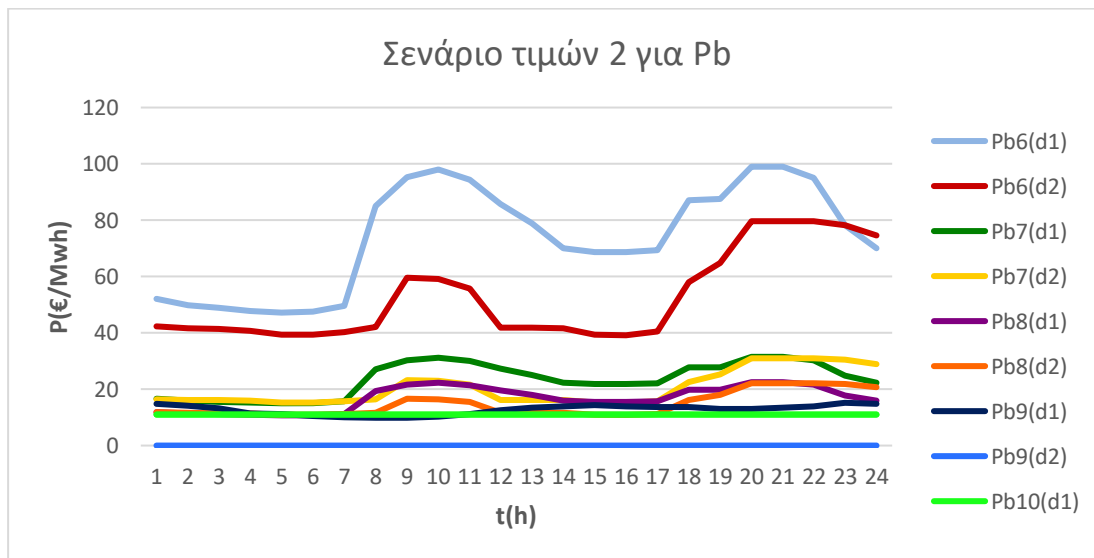
Όσον αφορά τις τιμές πώλησης ενέργειας, οι pb3, pb4, pb5, pb9, pb10 υποβάλλουν προσφορές με Σύμβαση Ενίσχυσης Σταθερής Τιμής (ΣΕΣΤ), ενώ όλοι οι υπόλοιποι υποβάλλουν προσφορές με Σύμβαση Ενίσχυσης Διαφορικής Προσαύξησης (ΣΕΔΠ).

Αυτό που εξετάζεται για τους παραγωγούς pb είναι η τιμή πώλησης ενέργειας που επιλέγεται. Συγκεκριμένα, εξετάζονται δύο σενάρια, στα οποία χρησιμοποιούνται

διαφορετικές τιμές πώλησης ενέργειας για τους παραγωγούς με τα αιολικά πάρκα, με εξαίρεση τον παραγωγό pb10. Οι τιμές του πρώτου σεναρίου είναι κατά πολύ μικρότερες του δεύτερου σεναρίου(της τάξεως των 50€/MWh), ενώ όσο πλησιάζουμε τον pb9 η διαφορά των τιμών μεταξύ των δύο σεναρίων μικραίνει. Μάλιστα, για τον παραγωγό pb9 και την 2<sup>η</sup> ημέρα, οι τιμές στο 1<sup>ο</sup> σενάριο είναι ίσες με 12€/MWh, ενώ στο 2<sup>ο</sup> σενάριο οι τιμές είναι μηδενικές, κάτι που σημαίνει ότι σίγουρα θα ενταχθεί στην αγορά. Οι τιμές πώλησης του 1<sup>ου</sup> σεναρίου φαίνονται στο Διάγραμμα 6.2, ενώ οι αντίστοιχες τιμές του 2<sup>ου</sup> σεναρίου φαίνονται στο Διάγραμμα 6.3.



Διάγραμμα 6.2: Σενάριο τιμών 1 για τους παραγωγούς διεσπαρμένης παραγωγής Pb.



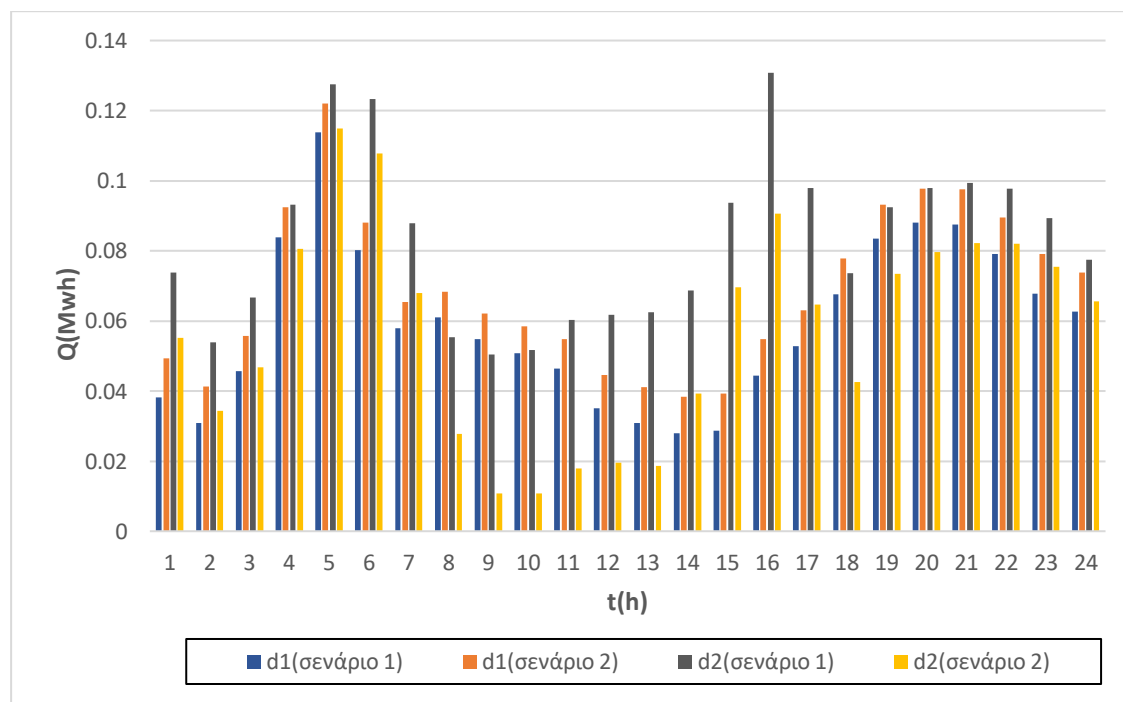
Διάγραμμα 6.3: Σενάριο τιμών 2 για τους παραγωγούς διεσπαρμένης παραγωγής Pb.

Τρέχοντας τα παραπάνω δεδομένα εισόδου, στο 1<sup>ο</sup> σενάριο ο ΦοΣΕ έχει ζημία ίση με 29,566.22 €, ενώ στο 2<sup>ο</sup> έχει ζημία ίση με 278,860.1 €. Αυτό συμβαίνει, διότι η εκκαθαριζόμενη τιμή  $PP_d$  είναι μεγαλύτερη στο σενάριο 2, αφού ο πιο ακριβός παραγωγός επηρεάζει όλους τους υπόλοιπους. Επομένως, ευνοεί τον ΦοΣΕ το

γεγονός ότι οι παραγωγοί των αιολικών πάρκων στο 1<sup>ο</sup> σενάριο έχουν μικρότερους περιορισμούς ως προς την ελάχιστη τιμή πώλησης της ενέργειάς τους. Δεδομένου ότι στο 2<sup>ο</sup> σενάριο κάποιες χρονικές στιγμές η τιμή πώλησης ενέργειας μερικών παραγωγών, όπως του ρb6, είναι μεγαλύτερη από την ΟΤΣ, αυτό οδηγεί στην μη ένταξη αυτών, γιατί επιλέγεται η άντληση από το δίκτυο. Επίσης, παραγωγοί των οποίων η τιμή είναι μεγαλύτερη από το άνω όριο της τιμής  $PP_d$  δεν εντάσσονται.

Επιπλέον, παρατηρείται για το 1<sup>ο</sup> σενάριο ότι την ημέρα d2 δεν εντάσσεται κανένας παραγωγός, ενώ στο 2<sup>ο</sup> σενάριο εντάσσονται και για τις 2 ημέρες όλοι οι παραγωγοί για τις περισσότερες χρονικές στιγμές, εκτός φυσικά του ρb6. Αυτό οδηγεί στο να αυξηθεί και η ζήτηση που εξυπηρετεί ο ΦοΣΕ στο 2<sup>ο</sup> σενάριο. Σημαντικό στοιχείο, επίσης, είναι ότι η ΟΤΣ για όλες τις χρονικές στιγμές είναι μεγαλύτερη από την εκκαθαριζόμενη τιμή αγοράς ενέργειας RP των διάφορων καταναλωτών, γεγονός που δείχνει ότι η ταυτόχρονη αύξηση παραγωγής και ζήτησης οδηγεί σε αύξηση του κόστους στην περίπτωση που δεν επιλέγονται για την παραγωγή οι μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής ρb, αλλά επιλέγεται η άντληση από το δίκτυο.

Όσον αφορά την άντληση ενέργειας από το δίκτυο, παρατηρείται για την ημέρα d1 ότι η άντληση είναι μεγαλύτερη στο 2<sup>ο</sup> σενάριο λόγω της ταυτόχρονης αύξησης της ζήτησης, ενώ για την ημέρα d2 βλέπουμε ότι η άντληση είναι μεγαλύτερη στο 1<sup>ο</sup> σενάριο λόγω του ότι δεν επιλέγεται η ένταξη παραγωγών την ημέρα d2 για αυτό το σενάριο. Οπότε η εναλλαγή αυτή της άντλησης από ημέρα σε ημέρα και από σενάριο σε σενάριο, καταλήγει να δίνει το ίδιο περίπου κόστος και για τα δύο σενάρια. Λίγο πιο ζημιολόγο βγαίνει το 1<sup>ο</sup> σενάριο ως προς την άντληση από το δίκτυο, λόγω περισσότερης συνολικής άντλησης και για τις 2 ημέρες. Η άντληση για κάθε ημέρα και κάθε σενάριο φαίνεται στο Διάγραμμα 6.4.



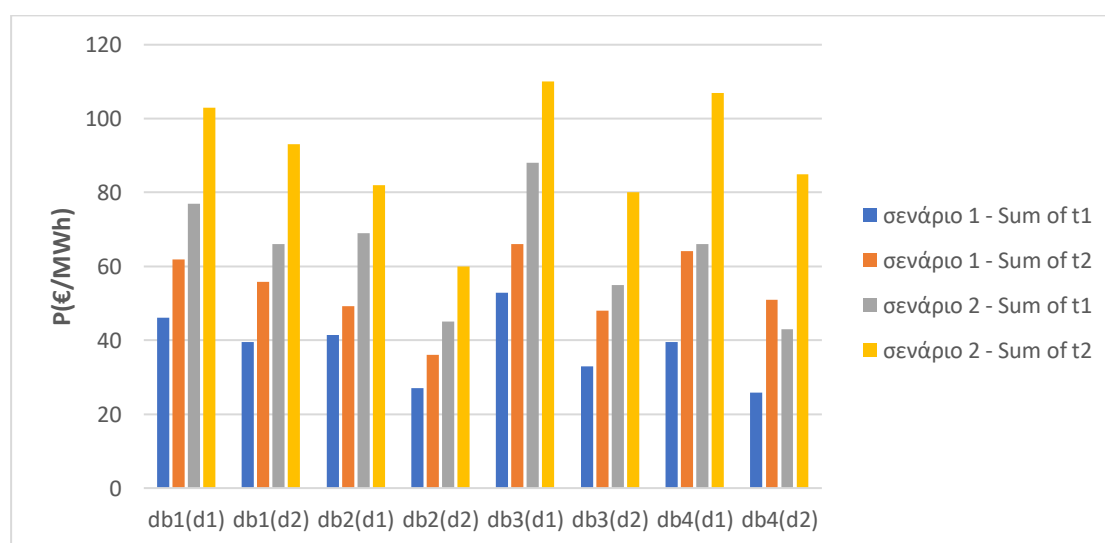
Διάγραμμα 6.4: Άντληση ενέργειας από το δίκτυο για κάθε ημέρα και κάθε σενάριο ρb.

Συμπερασματικά, το αποτέλεσμα καθορίζεται αποκλειστικά από τις μικρότερες τιμές πώλησης ενέργειας των παραγωγών του 1<sup>ου</sup> σεναρίου, γι' αυτό και είναι προτιμητέο σε σχέση με το 2<sup>ο</sup>.

### 6.2.1.2 Σενάριο Διαχείρισης Καταναλωτών db με Προσφορές Αγοράς Ενέργειας

Το χαρτοφυλάκιο του ΦοΣΕ αποτελείται από 4 καταναλωτές db που υποβάλλουν προσφορές αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Η κάθε προσφορά αποτελείται από ένα ζευγάρι μέγιστης ποσότητας ζήτησης ( $Q_{db,d,t,s}$ ) – μέγιστης τιμής αγοράς της ενέργειας ( $WP_{db,d,t,s}$ ).

Προσομοιώνουμε δύο σενάρια, όπου το ένα περιέχει ποσότητες ζήτησης  $Q_{db,d,t,s}$  υψηλές και χαμηλές τιμές  $WP_{db,d,t,s}$ , ενώ το άλλο σενάριο περιέχει χαμηλότερες ποσότητες ζήτησης  $Q_{db,d,t,s}$ , αλλά υψηλότερες τιμές  $WP_{db,d,t,s}$ . Πιο συγκεκριμένα, οι ποσότητες ενέργειας είναι διπλάσιες στο 1<sup>ο</sup> σενάριο από τις αντίστοιχες ποσότητες του 2<sup>ου</sup>, ενώ η διαφορά στις τιμές φαίνεται ενδεικτικά στο παρακάτω Διάγραμμα 6.5 για τις δύο πρώτες χρονικές στιγμές. Για όλες τις υπόλοιπες χρονικές στιγμές ισχύει ποιοτικά το ίδιο.

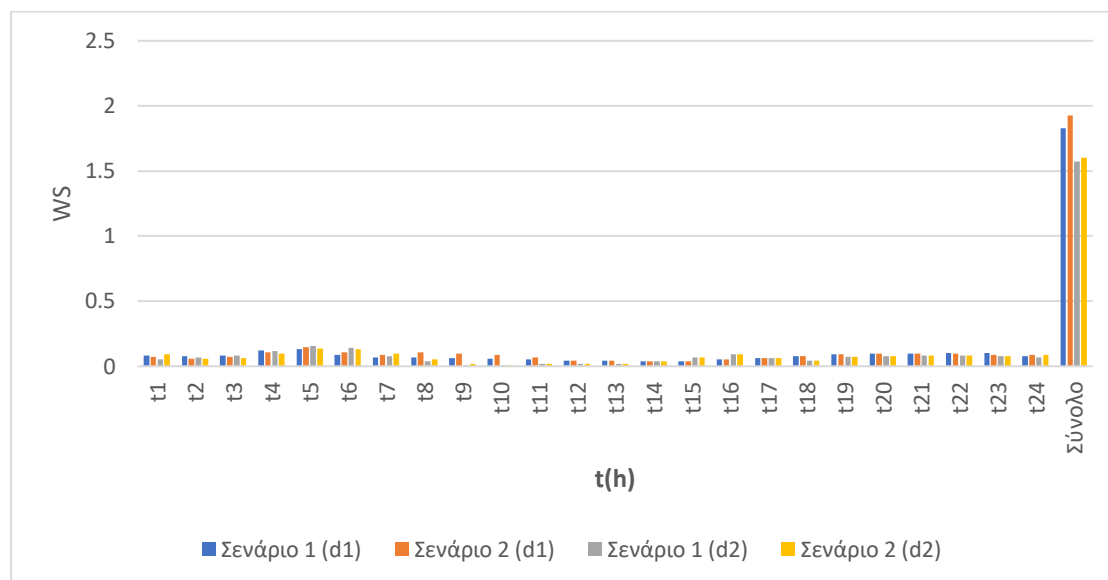


Διάγραμμα 6.5: Μέγιστες τιμές ( $WP_{db,d,t,s}$ ) αγοράς ενέργειας για τις χρονικές στιγμές t1, t2 στα δύο διαφορετικά σενάρια των καταναλωτών db.

Σημειώνεται ότι οι προσφορές πώλησης ενέργειας των παραγωγών  $p_b$  είναι εκείνες που παρουσιάστηκαν στο 2<sup>ο</sup> σενάριο διαχείρισης των παραγωγών  $p_b$  και συγχρόνως όλα τα υπόλοιπα δεδομένα εισόδου ( $d_p$ ,  $d_c$ ,  $d_f$ , ΟΤΣ) είναι κοινά και για τα δύο σενάρια.

Μετά την εκτέλεση του αλγόριθμου, στο 1<sup>ο</sup> σενάριο ο ΦοΣΕ έχει ζημία ίση με 332,253.7 €, ενώ στο 2<sup>ο</sup> σενάριο έχει ζημία ίση με 439,027.7 €. Δεδομένου αυτού του αποτελέσματος, το 1<sup>ο</sup> σενάριο με τις μεγαλύτερες ποσότητες ενέργειας και τις χαμηλότερες τιμές είναι πιο κερδοφόρο για τον ΦοΣΕ.

Στα αποτελέσματα παρατηρούμε ότι στο 2<sup>ο</sup> σενάριο εντάσσονται περισσότεροι καταναλωτές db λόγω της μικρότερης ζήτησης από τον καθένα, γεγονός που οδηγεί στην άντληση ενέργειας από το δίκτυο, η οποία και αποζημιώνεται στην ΟΤΣ. Όλες οι υπόλοιπες μεταβλητές απόφασης είναι κοινές και για τα δύο σενάρια. Η άντληση από το δίκτυο για τα δύο διαφορετικά σενάρια στις ημέρες d1, d2 φαίνεται στο Διάγραμμα 6.6.



Διάγραμμα 6.6: Άντληση ενέργειας από το δίκτυο για τις ημέρες d1, d2 για τα δύο σενάρια των καταναλωτών db.

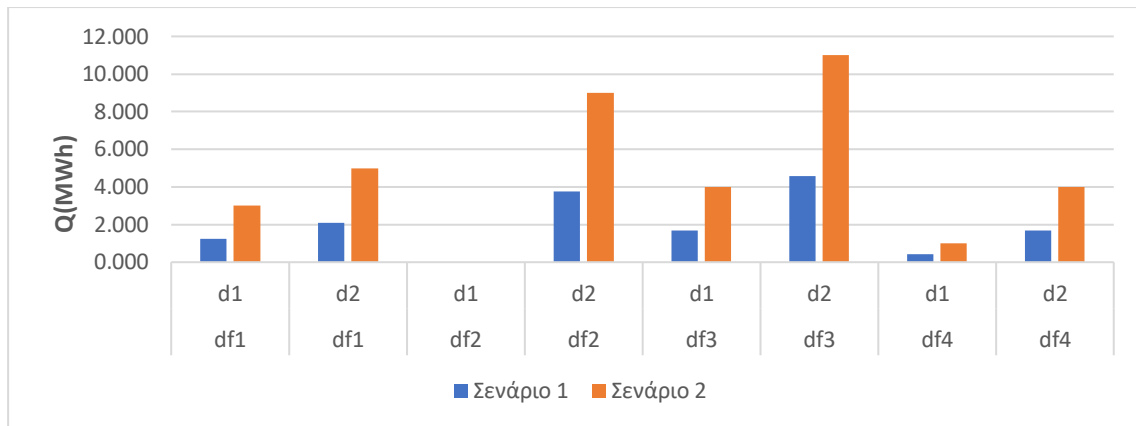
Συμπερασματικά, το 1<sup>ο</sup> σενάριο είναι ικανοποιητικότερο από το 2<sup>ο</sup>, λόγω των υψηλών ποσοτήτων αγοράς ενέργειας και των χαμηλών τιμών για κάθε ένα καταναλωτή db. Η ένταξη στο 2<sup>ο</sup> σενάριο περισσότερων καταναλωτών db οδήγησε στην μεγαλύτερη άντληση από το δίκτυο, κάτι που είχε σαν αποτέλεσμα την αύξηση του κόστους.

### 6.2.1.3 Σενάρια Διαχείρισης Καταναλωτών df με Ευέλικτο Φορτίο

Το χαρτοφυλάκιο του ΦοΣΕ αποτελείται από 4 καταναλωτές df, ο καθένας από τους οποίους έχει τρία δεδομένα εισόδου για το μοντέλο και αυτά είναι η μέγιστη ημερήσια ζήτηση  $QE_{df,d}$ , η μέγιστη ωριαία ζήτηση  $Q_{df,d}$  και ο ρυθμός ανόδου και καθόδου  $RR_{df}$  της ευέλικτης ζήτησής τους.

Αυτό που εξετάζεται για αυτή την κατηγορία καταναλωτών και μεταβάλλεται από το ένα σενάριο στο άλλο είναι η μέγιστη ωριαία ζήτηση  $Q_{df,d}$  και ο ρυθμός ανόδου και καθόδου  $RR_{df}$  του φορτίου. Όλα τα υπόλοιπα δεδομένα εισόδου είναι κοινά για όλα τα σενάρια προσομοίωσης. Μάλιστα, έχουν τα ίδια δεδομένα εισόδου με εκείνα που είχε το 2<sup>ο</sup> σενάριο διαχείρισης των καταναλωτών db.

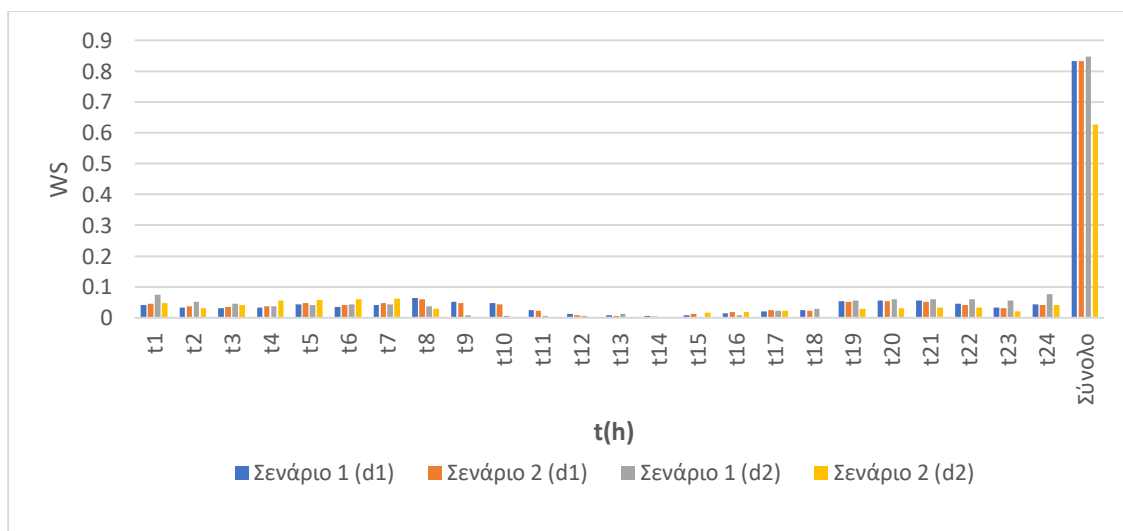
Αρχικά συγκρίνουμε την διαφορά στην μέγιστη ωριαία ζήτηση στα δεδομένα των δύο σεναρίων. Συγκεκριμένα, το 2<sup>ο</sup> σενάριο έχει για κάθε καταναλωτή df διπλάσια μέγιστη ωριαία ζήτηση  $Q_{df,d}$ , κάτι που φαίνεται στο Διάγραμμα 6.7.



Διάγραμμα 6.7: Δεδομένα εισόδου μέγιστης ωριαίας ζήτησης για τα δύο σενάρια των καταναλωτών df.

Από την εκτέλεση του αλγορίθμου προκύπτει ότι ο ΦοΣΕ στο 1<sup>ο</sup> σενάριο έχει κέρδος ίσο με 17,666.7 €, ενώ στο 2<sup>ο</sup> σενάριο έχει ζημία ίση με 87,351.44 €.

Μια διαφορά στα αποτελέσματα είναι ότι στο 1<sup>ο</sup> σενάριο περικόπτονται λιγότερες ποσότητες ενέργειας από τους καταναλωτές dc με δυνατότητα περικοπής φορτίου. Επίσης, εντάσσονται περισσότεροι καταναλωτές df στο 1<sup>ο</sup> σενάριο λόγω της μείωσης της μέγιστης ωριαίας ζήτησης, γεγονός που οδηγεί στην εξασφάλιση περισσότερων κερδών για τον ΦοΣΕ, διότι η ζήτηση αυτών των καταναλωτών τιμολογείται σε μια τιμή σχεδόν τριπλάσια της ΟΤΣ. Συμπερασματικά, η ένταξη περισσότερων καταναλωτών df και η γενικότερη αύξηση της ζήτησης των καταναλωτών αυτών σε συνδυασμό με την ταυτόχρονη αύξηση της άντλησης ενέργειας από το δίκτυο ευνοούν οικονομικά τον ΦοΣΕ. Η άντληση από το δίκτυο φαίνεται στο παρακάτω Διάγραμμα 6.8.



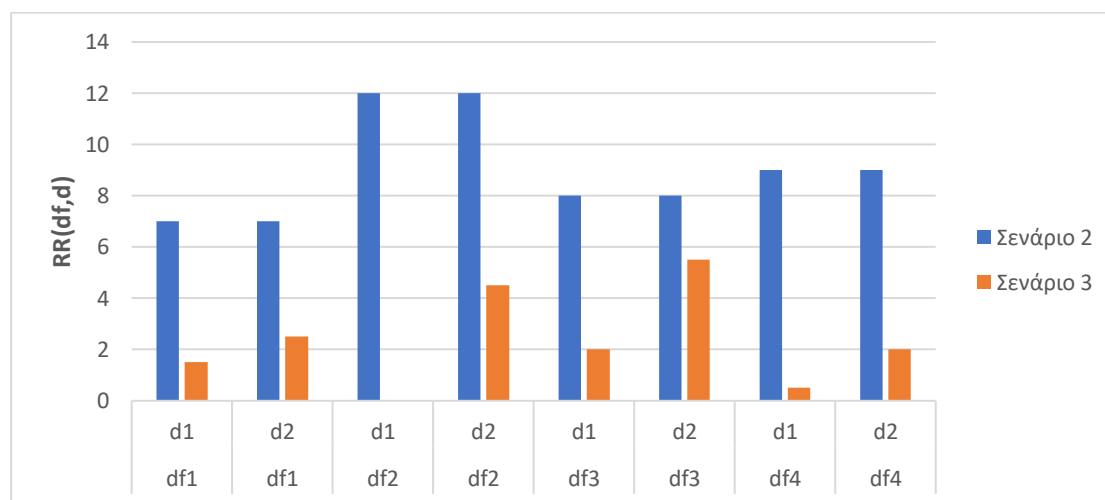
Διάγραμμα 6.8: Άντληση ενέργειας από το δίκτυο για τα σενάρια διαχείρισης των καταναλωτών df.

Όσον αφορά τις εκκαθαριζόμενες τιμές των διάφορων καταναλωτών, υπάρχει διαφορά στην τιμή  $CP_d$  και στο περιθώριο κέρδους  $PM_d$ . Συγκεκριμένα, στο 1<sup>ο</sup> σενάριο έχουμε μικρότερη τιμή  $CP_d$ , η οποία, σε συνδυασμό με την περικοπή



λιγότερων ποσοτήτων, ευνοεί οικονομικά τον ΦοΣΕ. Επίσης, στο 1<sup>ο</sup> σενάριο και για τις χρονικές στιγμές t9 έως t14 έχουμε περιθώριο κέρδους  $PM_d$  υψηλότερο σε σχέση με το 2<sup>ο</sup> σενάριο. Κάτι τέτοιο συμβάλλει στην κερδοφορία του ΦοΣΕ, αλλά δεν είναι επιθυμητό από τους ίδιους τους καταναλωτές df.

Στη συνέχεια εξετάζουμε την επιρροή που έχει ο ρυθμός ανόδου και καθόδου που επιλέγεται. Έτσι δημιουργείται ένα 3<sup>ο</sup> σενάριο και συγκρίνεται με το 2<sup>ο</sup> που εξετάστηκε προηγουμένως. Η διαφορά τους είναι ότι οι καταναλωτές df του 3<sup>ου</sup> σεναρίου έχουν πολύ μικρότερους ρυθμούς ανόδου και καθόδου σε σχέση με αυτούς του 2<sup>ου</sup> σεναρίου. Όλες οι άλλες παράμετροι είναι κοινές και για τα δύο σενάρια που συγκρίνονται. Οι ρυθμοί ανόδου και καθόδου των δύο σεναρίων φαίνονται στο Διάγραμμα 6.9.



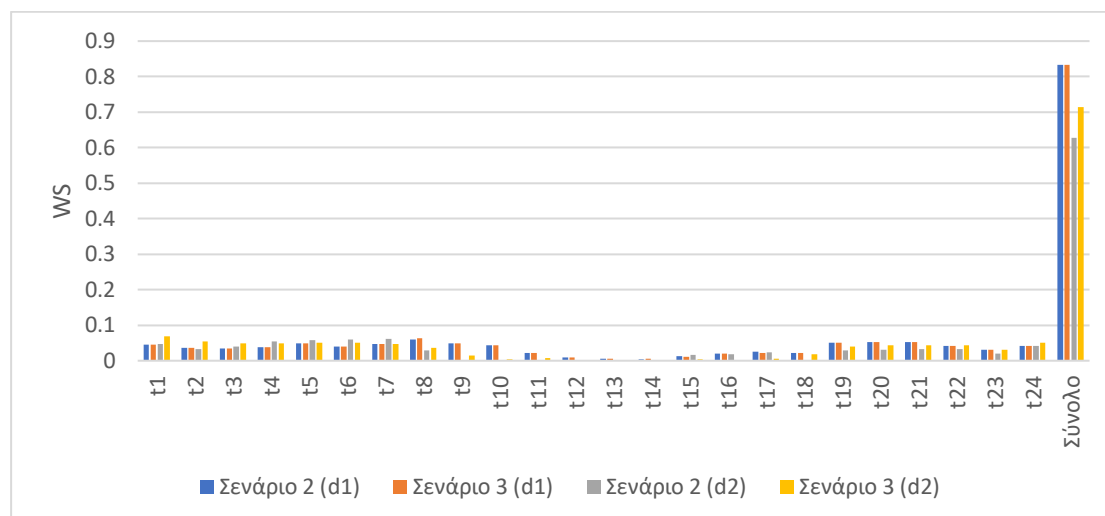
Διάγραμμα 6.9: Ρυθμός ανόδου και καθόδου για τα σενάρια 2 και 3 των καταναλωτών df.

Από την εκτέλεση του μοντέλου προκύπτει ότι ο ΦοΣΕ έχει ζημία ίση με 87,351.44 € στο 2<sup>ο</sup> σενάριο (όπως και πριν), ενώ στο 3<sup>ο</sup> σενάριο ο ΦοΣΕ έχει ζημία ίση με 64,185.14 €. Επομένως, το γεγονός ότι ο καταναλωτής df έχει την δυνατότητα να αυξάνει ή να μειώνει με μεγαλύτερη ευκολία την ζήτησή του, λόγω της μείωσης του ρυθμού ανόδου ή καθόδου αντίστοιχα, αυτό επιφέρει καλύτερο οικονομικό αποτέλεσμα για τον ΦοΣΕ.

Παρατηρείται, επίσης, ότι εντάσσονται περισσότεροι καταναλωτές df και σε περισσότερες χρονικές στιγμές, λόγω της ευελιξίας που έχουν στην ζήτηση. Η άντληση από το δίκτυο είναι σχεδόν ίδια και για τα δύο σενάρια την ημέρα d1, ενώ την ημέρα d2 στο 3<sup>ο</sup> σενάριο αντλείται περισσότερη ενέργεια από το δίκτυο (Διάγραμμα 6.10). Όμως, δεδομένου ότι η τιμολόγηση των καταναλωτών df είναι υψηλότερη σε σχέση με αυτή που τιμολογείται η ενέργεια άντλησης από το δίκτυο, εξασφαλίζεται μεγαλύτερο κέρδος για τον ΦοΣΕ.

Επίσης, διαφορά στα αποτελέσματα υπάρχει στην τιμή  $PP_d$  την ημέρα d2, η οποία είναι υψηλότερη στο 2<sup>ο</sup> σενάριο συγκριτικά με το 3<sup>ο</sup>, καθώς και στο περιθώριο κέρδους  $PM_d$ , το οποίο είναι υψηλότερο στο 3<sup>ο</sup> σενάριο. Οι δύο αυτές διαφορές

φανερώνουν το όφελος στο κέρδος του ΦοΣΕ που προκύπτει από το 3<sup>ο</sup> σενάριο, ενώ η δεύτερη διαφορά είναι ζημιογόνα για τους ίδιους τους καταναλωτές df.



Διάγραμμα 6.10: Άντληση ενέργειας από το δίκτυο για τα 2 σενάρια των καταναλωτών df.

Συμπερασματικά, η μείωση της μέγιστης ωριαίας ζήτησης και η μείωση του ρυθμού ανόδου και καθόδου των καταναλωτών df εξασφαλίζει περισσότερα κέρδη για τον ΦοΣΕ, οδηγεί στην μεγαλύτερη άντληση από το δίκτυο, αλλά αποτελεί μια ζημιογόνα κίνηση για τους ίδιους τους καταναλωτές df.

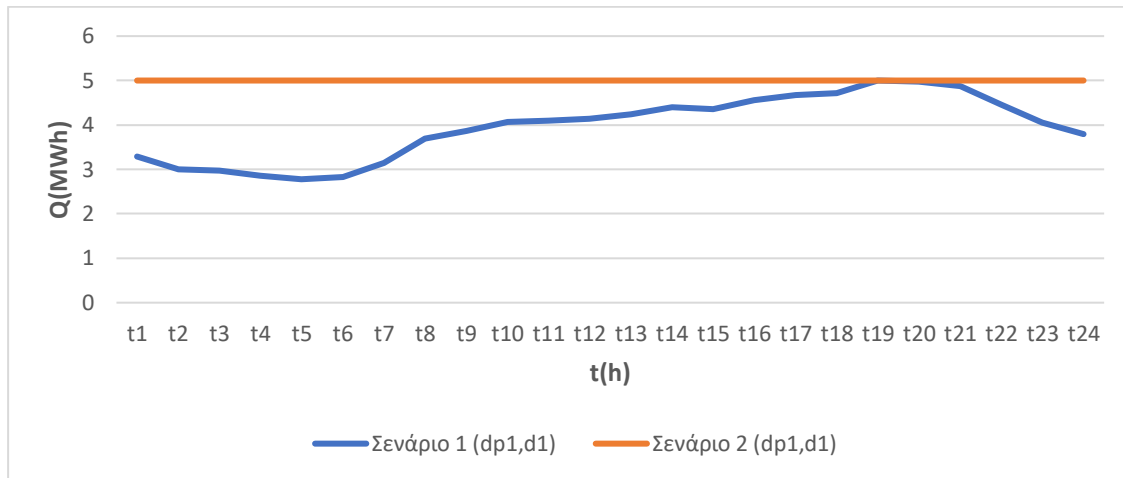
#### 6.2.1.4 Σενάριο Διαχείρισης Καταναλωτών dr με Συγκεκριμένο Προφίλ Φορτίου

Το χαρτοφυλάκιο του ΦοΣΕ αποτελείται από 5 καταναλωτές dr με συγκεκριμένο προφίλ φορτίου. Οι καταναλωτές dr, έχοντας ως δεδομένα εισόδου την ποσότητα ενέργειας  $Q_{dp,d,t,s}$  που επιδιώκουν να αγοράσουν και την μέγιστη τιμή αγοράς  $WP_{dp,s}$ , η οποία και είναι ίδια για κάθε ημέρα και κάθε χρονική στιγμή, αποτελούν ένα είδος καταναλωτή, για τον οποίο ο προγραμματισμός αγοράς ενέργειας δεν καθορίζεται για κάθε ημέρα και κάθε χρονική στιγμή. Συγκεκριμένα, η ποσότητα ενέργειας που εκκαθαρίζεται αφορά το σύνολο της ενέργειας που θα αγοράσει ο εκάστοτε καταναλωτής dr. Γι' αυτό και η μεταβλητή απόφασης  $xDP_{dp,s}$  δεν εξαρτάται από κανένα χρονικό μέγεθος.

Η εκκαθαριζόμενη τιμή αγοράς της ενέργειας είναι το μέγεθος RP, με την οποία τιμολογούνται επίσης οι καταναλωτές db με προσφορές αγοράς ενέργειας και οι καταναλωτές dc για το σύνολο της ζήτησής τους, οι οποίοι όμως δεν έχουν κανένα περιορισμό για αυτό το μέγεθος.

Για αυτούς τους καταναλωτές, λοιπόν, εξετάζονται δύο σενάρια, με μοναδική διαφορά την ποσότητα ενέργειας για αγορά που υποβάλλεται για τον καταναλωτή dr1. Συγκεκριμένα, το 2<sup>ο</sup> σενάριο εμπεριέχει υποβολές ποσοτήτων  $Q_{dp,d,t,s}$  μεγαλύτερες από εκείνες του 1<sup>ου</sup> σεναρίου για τον καταναλωτή dr1 μόνο την ημέρα

d1. Η υποβαλλόμενη ποσότητα ενέργειας του καταναλωτή dp1 την ημέρα d1 για τα δύο διαφορετικά σενάρια φαίνεται στο Διάγραμμα 6.11.

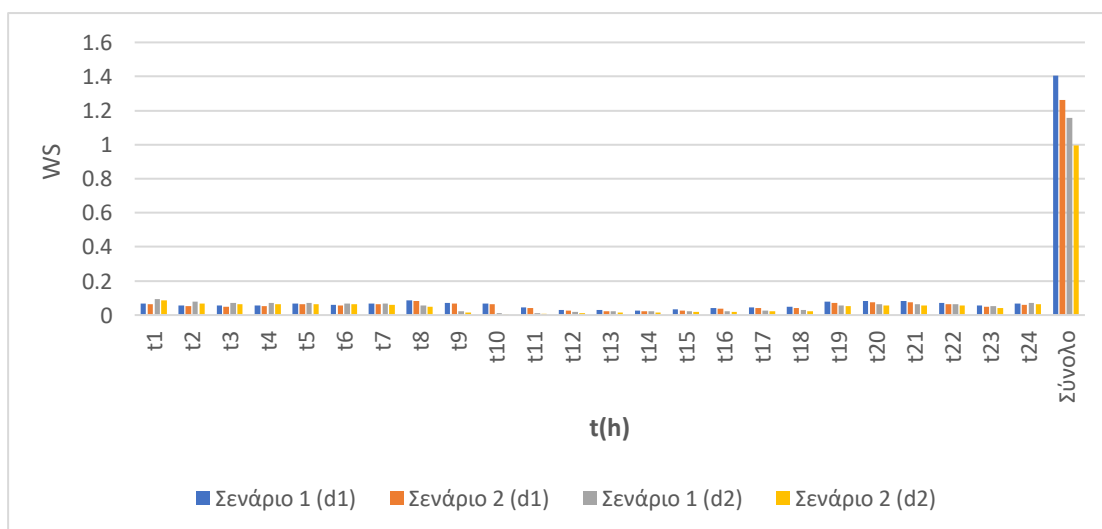


Διάγραμμα 6.11: Υποβαλλόμενη ποσότητα ενέργειας  $Q_{dp,d,t,s}$  του καταναλωτή dp1 την ημέρα d1 για τα δύο σενάρια των καταναλωτών dp.

Όλα τα υπόλοιπα δεδομένα εισόδου είναι ίδια και για τα δύο σενάρια. Μάλιστα, έχουν ίδια δεδομένα εισόδου με αυτά που είχε το 3<sup>ο</sup> σενάριο διαχείρισης των καταναλωτών df.

Στο 1<sup>ο</sup> σενάριο ο ΦοΣΕ έχει ζημία ίση με 507,096.5 €, ενώ στο 2<sup>ο</sup> σενάριο έχει ζημία ίση με 386,760.5 €. Ως προς το οικονομικό σκέλος, επομένως, το 2<sup>ο</sup> σενάριο είναι καλύτερο για τον ΦοΣΕ.

Επίσης, από τα αποτελέσματα παρατηρούμε ότι εντάσσονται πλήρως ( $xDP_{dp,s} = 1$ ) οι καταναλωτές dp1, dp2, dp3, dp5 για το 1<sup>ο</sup> σενάριο, ενώ στο 2<sup>ο</sup> δεν εντάσσεται ο dp5. Ακόμα, οι ποσότητες  $WS_{d,t}$  που αντλεί ο ΦοΣΕ από το δίκτυο είναι μεγαλύτερες στο 1<sup>ο</sup> σενάριο σε σχέση με το 2<sup>ο</sup> (Διάγραμμα 6.12). Σε συνδυασμό με το ότι η τιμή αγοράς RP εκκαθαρίζεται στην τιμή 40, η οποία είναι πολύ πιο μικρή από την ΟΤΣ, φανερώνεται το γιατί η λιγότερη άντληση από το δίκτυο είναι καλύτερη επιλογή.



Διάγραμμα 6.12: Άντληση ενέργειας από το δίκτυο για τα δύο σενάρια των καταναλωτών dp.

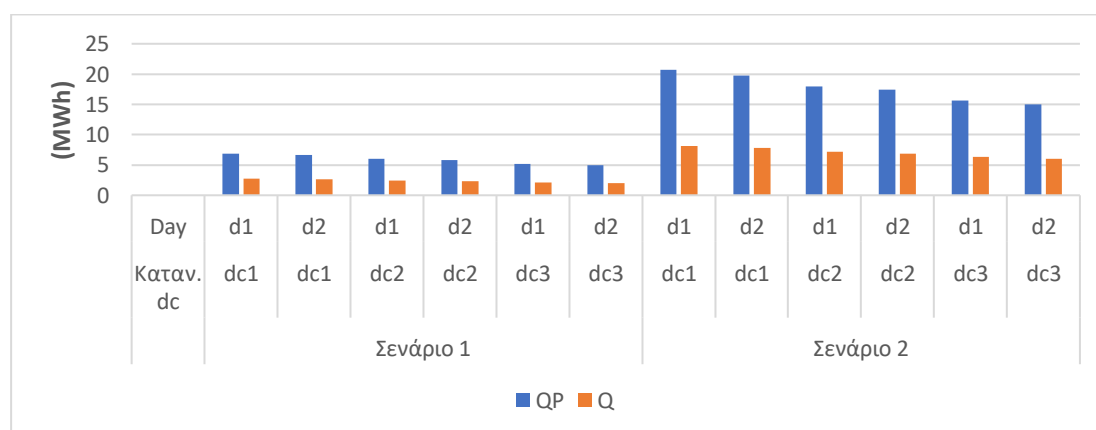
Όλες οι υπόλοιπες μεταβλητές απόφασης είναι κοινές για τα δύο σενάρια.

Συμπερασματικά, είναι προτιμητέο οι ποσότητες αγοράς ενέργειας των καταναλωτών  $dp$  με συγκεκριμένο προφίλ φορτίου να είναι όσο το δυνατόν μεγαλύτερες, ώστε να υπάρχει περισσότερη ευελιξία στην ζήτηση και έτσι να προκύπτει το καλύτερο δυνατό οικονομικό αποτέλεσμα για το σύνολο του χαρτοφυλακίου του ΦοΣΕ. Αυτό το συμπέρασμα μπορεί να γενικευτεί ακόμα περισσότερο, καθώς, όσο μεγαλύτερο είναι το χαρτοφυλάκιο κάποιου ΦοΣΕ, τόσο μεγαλύτερα είναι τα περιθώρια κέρδους του, αφού οι θετικές και αρνητικές αποκλίσεις τόσο στην πρόβλεψη παραγωγής όσο και στην πρόβλεψη ζήτησης αθροίζονται αλγεβρικά.

### 6.2.1.5 Σενάριο Διαχείρισης Καταναλωτών dc με Δυνατότητα Περικοπής Φορτίου

Το χαρτοφυλάκιο του ΦοΣΕ αποτελείται από 3 καταναλωτές dc με δυνατότητα περικοπής φορτίου. Τα δεδομένα εισόδου των συγκεκριμένων καταναλωτών είναι το αρχικό φορτίο πριν την περικοπή  $QP_{dc,d,t}$ , η μέγιστη δυνατή περικοπή φορτίου  $Q_{dc,d,t,s}$  και η ελάχιστη τιμή  $WP_{dc,d,t,s}$  πώλησης της ενέργειας που περικόπτεται.

Αρχικά μεταβάλλουμε τις επιμέρους ποσότητες  $QP_{dc,d,t}$  και  $Q_{dc,d,t,s}$  για όλους τους καταναλωτές dc και για όλες τις ημέρες. Συγκεκριμένα, το 2<sup>ο</sup> σενάριο έχει τριπλάσιες ποσότητες και στα δύο μεγέθη συγκριτικά με το 1<sup>ο</sup> σενάριο. Αυτές φαίνονται ενδεικτικά για την χρονική στιγμή t1 στο Διάγραμμα 6.13.

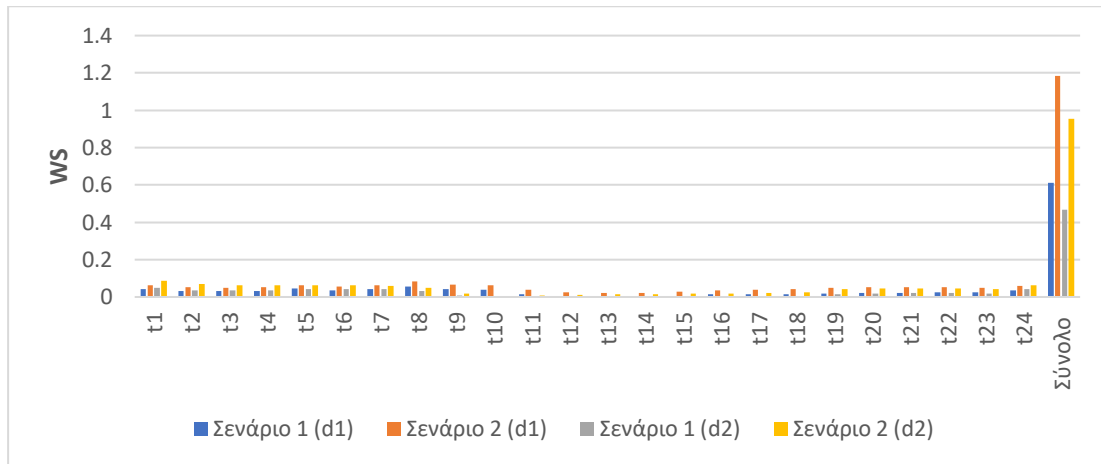


Διάγραμμα 6.13: Ποσότητες ενέργειας μεγεθών QP και Q για κάθε καταναλωτή dc και κάθε ημέρα για τα δύο σενάρια των καταναλωτών dc την χρονική στιγμή t1.

Όλα τα υπόλοιπα δεδομένα εισόδου είναι κοινά και για τα δύο σενάρια. Μάλιστα, είναι εκείνα που είχε το 2<sup>ο</sup> σενάριο διαχείρισης των καταναλωτών  $dp$ .

Από την εκτέλεση του αλγορίθμου προέκυψε ότι ο ΦοΣΕ έχει κέρδος στο 1<sup>ο</sup> σενάριο ίσο με 333,358 €, ενώ στο 2<sup>ο</sup> σενάριο έχει κέρδος ίσο με 150,538 €. Επομένως το 1<sup>ο</sup> σενάριο συμφέρει οικονομικά τον ΦοΣΕ.

Σημειώνεται ότι και στα δύο σενάρια περικλύπτον πλήρως ( $xDC_{dc,d,t,s} = 1$ ) όλοι οι καταναλωτές dc για όλες τις χρονικές στιγμές το φορτίο τους. Επιπλέον, εντάσσονται πιο πολλοί καταναλωτές df στο 2<sup>ο</sup> σενάριο συγκριτικά με το 1<sup>ο</sup>. Όλα αυτά οδηγούν στην αύξηση της ζήτησης στο 2<sup>ο</sup> σενάριο, γεγονός που συμβάλλει στην αύξηση της άντλησης από το δίκτυο (Διάγραμμα 6.14).

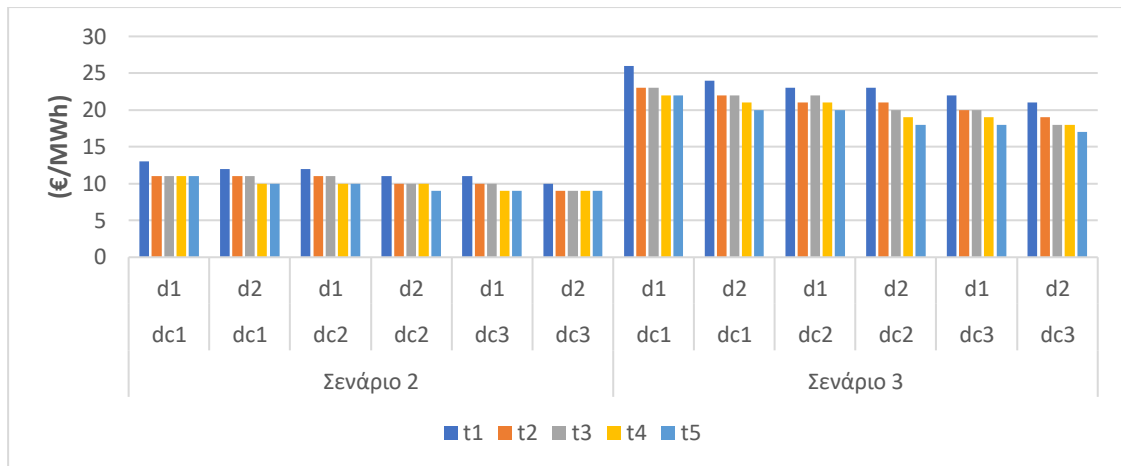


Διάγραμμα 6.14: Άντληση ενέργειας από το δίκτυο για τα δύο σενάρια των καταναλωτών dc.

Η αύξηση του φορτίου των καταναλωτών dc με την ταυτόχρονη αύξηση της άντλησης ενέργειας από το δίκτυο ζημιώνουν τον ΦοΣΕ, διότι η τιμή RP είναι σαφώς μικρότερη από την ΟΤΣ. Η αύξηση του φορτίου των καταναλωτών df με την ταυτόχρονη αύξηση της άντλησης ενέργειας από το δίκτυο εξασφαλίζουν κέρδος για τον ΦοΣΕ, διότι οι καταναλωτές df τιμολογούνται σε μια τιμή τριπλάσια της ΟΤΣ. Παρατηρείται, όμως, ότι κάποιες χρονικές στιγμές το περιθώριο κέρδους  $PM_{d,t}$  εκκαθαρίζεται σε μια τιμή που τείνει προς το μηδέν, γεγονός που δεν ευνοεί οικονομικά τον ΦοΣΕ.

Συμπερασματικά, σε κάθε περίπτωση η αύξηση των ποσοτήτων ενέργειας των καταναλωτών dc οδηγεί σε αύξηση της συνολικής ζήτησης των καταναλωτών dc, γι' αυτό και επιδρά αρνητικά στο κέρδος του ΦοΣΕ.

Στη συνέχεια δημιουργούμε ένα 3<sup>ο</sup> σενάριο και το συγκρίνουμε με το 2<sup>ο</sup> σενάριο που εξετάστηκε προηγουμένως. Η διαφορά τους βρίσκεται στην ελάχιστη τιμή πώλησης της ενέργειας που περικλύπτεται. Συγκεκριμένα, οι τιμές του 3<sup>ου</sup> σεναρίου είναι διπλάσιες από εκείνες του 2<sup>ου</sup>. Ενδεικτικά φαίνονται οι διαφορές στις τιμές για τις χρονικές στιγμές t1-t5 στο Διάγραμμα 6.15.



Διάγραμμα 6.15: Τιμές πώλησης ενέργειας που περικόπτεται για τις χρονικές στιγμές t1-t5 και για τα δύο σενάρια των καταναλωτών dc.

Από την εκτέλεση του αλγορίθμου προκύπτει ότι στο 2<sup>ο</sup> σενάριο ο ΦοΣΕ έχει κέρδος ίσο με 150,538 €, ενώ στο 3<sup>ο</sup> σενάριο έχει ζημία ίση με 133,693 €.

Παρατηρούμε ότι εντάσσονται ακριβώς οι ίδιες ποσότητες ενέργειας και στα δύο σενάρια για όλους τους καταναλωτές και παραγωγούς. Η διαφορά βρίσκεται στην εκκαθαριζόμενη τιμή πώλησης της περικοπτόμενης ενέργειας  $CP_d$ . Συγκεκριμένα, οι τιμές του 3<sup>ου</sup> σεναρίου είναι μεγαλύτερες από αυτές του 2<sup>ου</sup>, όπως και περιμέναμε, λόγω της αύξησης των τιμών στις προσφορές των καταναλωτών dc. Οι τιμές αυτές φαίνονται στον Πίνακα 6.3.

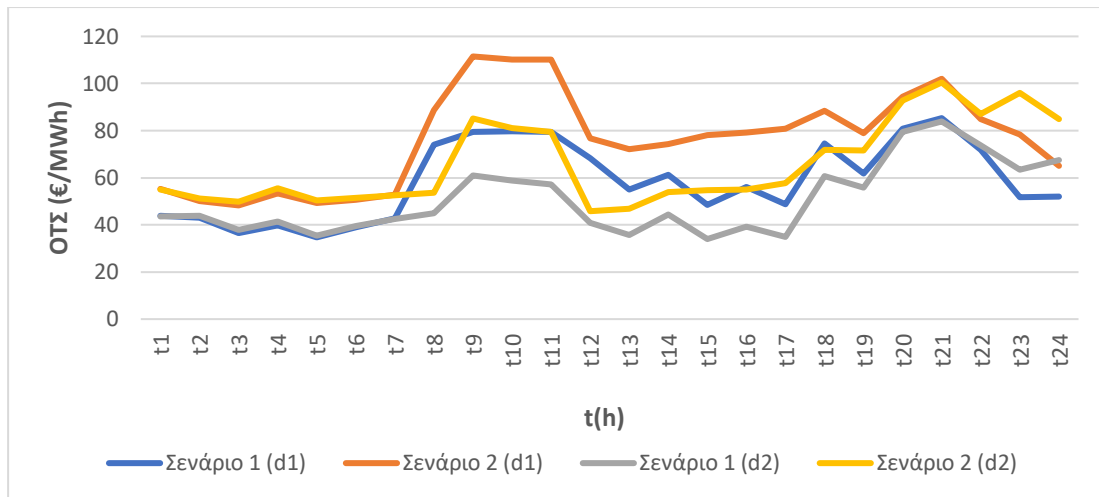
Πίνακας 6.3: Εκκαθαριζόμενες τιμές  $CP_d$  καταναλωτών dc για τα 2 σενάρια.

Ημέρες	Σενάριο 2	Σενάριο 3
<b>d1</b>	19	37
<b>d2</b>	16	31

Καταλήγουμε, λοιπόν, στο ότι, για τους καταναλωτές dc με δυνατότητα περικοπής φορτίου, η υποβολή προσφορών με μικρές ποσότητες ενέργειας, καθώς και με χαμηλές τιμές πώλησης της ενέργειας, συμβάλλει στην μεγαλύτερη κερδοφορία του ΦοΣΕ.

### 6.2.2 Σενάριο Εξέτασης της ΟΤΣ

Σε αυτή την περίπτωση εξετάζουμε την επίδραση της ΟΤΣ στο πρόβλημα που επιλύεται. Έτσι δημιουργούνται δύο σενάρια με μοναδική διαφορά μεταξύ τους την παράμετρο της ΟΤΣ. Το 2<sup>ο</sup> σενάριο περιέχει μεγαλύτερες τιμές περίπου κατά 10 €/MWh σε σχέση με το 1<sup>ο</sup> σενάριο. Οι τιμές αυτές για τα δύο σενάρια και όλες τις χρονικές στιγμές φαίνονται στο παρακάτω Διάγραμμα 6.16.

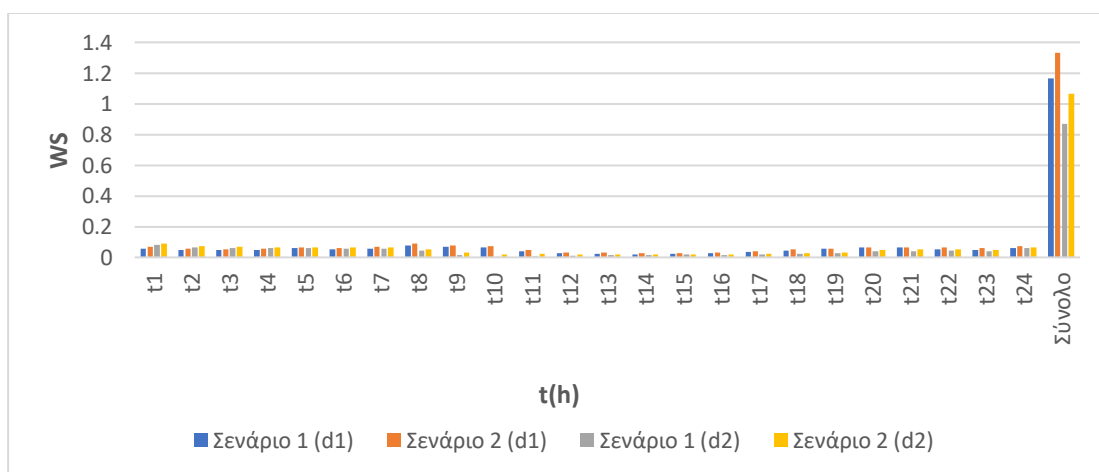


Διάγραμμα 6.16: Η παράμετρος της OTS για όλες τις χρονικές στιγμές για τα δύο σενάρια εξέτασης της OTS.

Όλα τα υπόλοιπα δεδομένα εισόδου είναι κοινά για τα δύο σενάρια. Μάλιστα, έχουν τα ίδια δεδομένα με εκείνα που είχε το 3<sup>ο</sup> σενάριο διαχείρισης των καταναλωτών dc.

Επιλύοντας το πρόβλημα, προκύπτει ότι στο 1<sup>ο</sup> σενάριο ο ΦοΣΕ έχει κέρδος ίσο με 167,836 €, ενώ στο 2<sup>ο</sup> σενάριο έχει ζημία ίση με 502,783.5 €. Όπως ήταν λογικό, συμφέρει η χαμηλή τιμή OTS για το πρόβλημα του ΦοΣΕ.

Στα αποτελέσματα παρατηρούμε ότι στο 2<sup>ο</sup> σενάριο εντάσσονται περισσότεροι καταναλωτές  $d_p$ ,  $d_c$ ,  $d_f$ , αλλά λιγότεροι παραγωγοί διεσπαρμένης παραγωγής  $p_b$ . Αυτό οδηγεί στην μεγαλύτερη άντληση ενέργειας από το δίκτυο προκειμένου να καλυφθεί η αυξημένη ζήτηση. Η άντληση ενέργειας από το δίκτυο για τα δύο σενάρια φαίνεται στο παρακάτω Διάγραμμα 6.17.



Διάγραμμα 6.17: Άντληση ενέργειας από το δίκτυο για τα δύο σενάρια εξέτασης της OTS.

Η αυξημένη άντληση ενέργειας από το δίκτυο σε συνδυασμό με την αυξημένη τιμή της OTS αυξάνει το συνολικό κόστος του ΦοΣΕ. Η ένταξη, όμως, περισσότερων καταναλωτών  $d_f$ , οι οποίοι τιμολογούνται σε μια τιμή τριπλάσια της OTS, συμβάλλει στην αντιστάθμιση αυτής της αύξησης και μάλιστα είναι κάτι το επιθυμητό για τον

ΦοΣΕ από οικονομικής σκοπιάς. Φαίνεται, όμως, ότι ακόμα και έτσι, συνολικά επιβαρύνεται η κερδοφορία του ΦοΣΕ.

Σημαντικό, επίσης, είναι ότι στο 2<sup>ο</sup> σενάριο αυξάνονται οι τιμές αγοράς ενέργειας, τόσο από τους καταναλωτές  $dc$  που περικόπτουν το φορτίο τους, όσο και από τους παραγωγούς διεσπαρμένης παραγωγής  $pb$ . Αυτή η αύξηση στις τιμές οφείλεται στην ένταξη καταναλωτών  $dc$  και παραγωγών  $pb$  και σε άλλες χρονικές στιγμές της ημέρας, οι οποίοι, αφού έχουν υψηλότερες τιμές πώλησης της ενέργειάς τους, παρασύρουν ως οι πιο ακριβοί όλους τους υπόλοιπους. Η διαφορά στις τιμές φαίνεται στον παρακάτω Πίνακα 6.4.

Πίνακας 6.4: Εκκαθαριζόμενες τιμές πώλησης ενέργειας των καταναλωτών  $dc$  ( $CP_d$ ) και παραγωγών  $pb$  ( $PP_d$ ) για τα δύο σενάρια εξέτασης της ΟΤΣ.

	Ημέρα	Σενάριο 1	Σενάριο 2
$CP_d$	d1	34	37
	d2	31	31
$PP_d$	d1	21.59	28.29
	d2	21.30	25.171

Συμπερασματικά, ο ΦοΣΕ επιθυμεί χαμηλές τιμές για την ΟΤΣ, ώστε να πετύχει υψηλότερα κέρδη για το χαρτοφυλάκιό του.

### 6.2.3 Σενάρια με διαφορετικό πλήθος προσφορών

Σε αυτή τη σειρά σεναρίων εξετάζεται αρχικά η επίδραση που έχει η εκπροσώπηση περισσότερων μονάδων για κάθε κατηγορία που μπορεί να διαχειριστεί ένας ΦοΣΕ. Εκτελούμε το μοντέλο για έναν ολόκληρο μήνα και για κάθε ένα καταναλωτή ή παραγωγό και υποβάλλονται δύο διαφορετικές προσφορές, με την μία να αφορά τις καθημερινές ημέρες (22 φορές) και την άλλη να αφορά τα Σαββατοκύριακα (8 φορές), όπως ακριβώς ίσχυε και για την προηγούμενη υποενότητα (6.2.1).

Ακολουθεί ένας συγκεντρωτικός πίνακας (Πίνακας 6.5) στον οποίο καταγράφονται πόσοι καταναλωτές και παραγωγοί μονάδων ΑΠΕ εκπροσωπούνται από τον ΦοΣΕ στην αγορά για αυτό το σενάριο.

Πίνακας 6.5: Συγκεντρωτικός Πίνακας σχετικά με το πλήθος καταναλωτών και παραγωγών που εκπροσωπούνται από τον ΦοΣΕ για το 1<sup>ο</sup> σενάριο.

Κατηγορία	Πλήθος
Καταναλωτές $dp$ με συγκεκριμένο προφίλ φορτίου.	20
Καταναλωτές $dc$ με δυνατότητα περικοπής φορτίου.	25
Καταναλωτές $df$ με ευέλικτο φορτίο.	15
Καταναλωτές $db$ με προσφορές αγοράς ενέργειας.	10
Παραγωγοί $pb$ μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής.	10
Σύνολο προσφορών	$2*(20+25+15+10+10)=160$



Δεδομένου ότι το συνολικό πλήθος των προσφορών είναι μεγάλο, καθίσταται αδύνατη η αναλυτική παρουσίασή τους. Ποιοτικά οι προσφορές είναι παρόμοιες με εκείνες που παρουσιάστηκαν στις προηγούμενες ενότητες, έχοντας κάποιες διαφορές, οι οποίες, όμως, δεν έχουν ενδιαφέρον για ανάλυση για αυτή τη σειρά σεναρίων.

Από την εκτέλεση του μοντέλου προκύπτει ότι ο ΦοΣΕ έχει κέρδος ίσο με 34,000,000€, ένα ποσό τεράστιο, αν συγκριθεί με εκείνα που παρουσιάστηκαν στα προηγούμενα σενάρια διαχείρισης των διάφορων κατηγοριών που εκπροσωπεί ο ΦοΣΕ.

Παρά το ότι η εκτέλεση του αλγορίθμου για την εύρεση της βέλτιστης λύσης διήρκεσε πολύ περισσότερο χρόνο, παρατηρούμε ότι, όσο περισσότεροι καταναλωτές και παραγωγοί συνεργάζονται με τον ΦοΣΕ, τόσο μεγαλύτερη ευελιξία υπάρχει στην ένταξη ή όχι αυτών, με αποτέλεσμα ο ΦοΣΕ να πετυχαίνει καλύτερα οικονομικά αποτελέσματα.

Στη συνέχεια δημιουργούμε ένα σενάριο που έχει για κάθε καταναλωτή και παραγωγό εφτά(7) προσφορές αγοράς/πώλησης ενέργειας. Αυτό σημαίνει ότι κάθε προσφορά εμφανίζεται τέσσερις(4) φορές και έτσι στο σύνολο προκύπτει ένα πρόβλημα που επιλύεται για 28 ημέρες.

Και σε αυτό το σενάριο το πλήθος των προσφορών είναι μεγάλο, γι' αυτό και δεν παρουσιάζονται αυτές με αναλυτικό τρόπο. Παρ' όλα αυτά ακολουθεί ένας συγκεντρωτικός πίνακας που περιέχει το πλήθος των προσφορών για κάθε κατηγορία καταναλωτών και παραγωγών που εκπροσωπούνται από τον ΦοΣε στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας για αυτό το σενάριο.

Πίνακας 6.6: Συγκεντρωτικός Πίνακας σχετικά με το πλήθος των καταναλωτών και παραγωγών που εκπροσωπεί ο ΦοΣΕ στην αγορά για το 2<sup>ο</sup> σενάριο.

Κατηγορία	Πλήθος
Καταναλωτές dr με συγκεκριμένο προφίλ φορτίου.	1
Καταναλωτές dc με δυνατότητα περικοπής φορτίου.	5
Καταναλωτές df με ευέλικτο φορτίο.	3
Καταναλωτές db με προσφορές αγοράς ενέργειας.	3
Παραγωγοί pb μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής.	6
<b>Σύνολο προσφορών</b>	<b><math>7*(1+5+3+6)+6*6=141</math></b>

Μια ποιοτική διαφορά που υπάρχει στα δεδομένα εισόδου των δύο σεναρίων είναι ότι οι ποσότητες ενέργειας στις προσφορές του 1<sup>ου</sup> σεναρίου είναι μεγαλύτερες σε σχέση με αυτές του 2<sup>ου</sup> σεναρίου. Εξαίρεση αποτελούν μερικές προσφορές

παραγωγών pb με διεσπαρμένη παραγωγή, όπως των pb3-pb5, οι οποίες στο 2<sup>ο</sup> σενάριο προσεγγίζουν προσφορές συμβατικών μονάδων.

Επιλύοντας το πρόβλημα, προκύπτει ότι ο ΦοΣΕ έχει κέρδος ίσο με 389,907 €. Η διαφορά στο κέρδος των δύο σεναρίων βρίσκεται στα διαφορετικά δεδομένα εισόδου και συγκεκριμένα στις μικρές ποσότητες ενέργειας του 2<sup>ου</sup> σεναρίου σε σχέση με το 1<sup>ο</sup>, κάτι που έχει αναλυθεί σε προηγούμενη υποενότητα(6.2.1).

Και αυτό το σενάριο διήρκεσε αρκετό χρόνο για να βρεθεί η βέλτιστη λύση του. Το σημαντικό πλεονέκτημά του είναι ότι δίνει πιο ακριβή και αξιόπιστα αποτελέσματα, διότι μόνο 4 ημέρες του μήνα αντιστοιχίζονται σε μία προσφορά, σε αντίθεση με τα προηγούμενα σενάρια στα οποία 24 ημέρες του μήνα αντιστοιχίζονταν σε μία προσφορά. Έτσι, προσεγγίζονται με μεγαλύτερη ακρίβεια οι πραγματικές και διαφορετικές συνθήκες που επικρατούν μεταξύ των ημερών ενός μήνα και δίνεται η δυνατότητα στον ΦοΣΕ να διαχειριστεί καλύτερα το χαρτοφυλάκιό του περιορίζοντας το ρίσκο που υπάρχει, όταν επιλύεται ένα πρόβλημα ανταγωνιστικής αγοράς για μελλοντικό χρόνο.

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7

### Συμπεράσματα και Επέκταση Εργασίας

#### 7.1 Εισαγωγή

Σε αυτό το Κεφάλαιο, αρχικά, γίνεται μια ανασκόπηση του μοντέλου και των θεωρητικών αρχών πάνω στις οποίες βασίστηκε. Ακολουθούν συγκεντρωμένα τα τελικά συμπεράσματα που βγήκαν από την εκτέλεση των διάφορων σεναρίων προσομοίωσης ως προς την διαχείριση του χαρτοφυλακίου ενός ΦοΣΕ. Τέλος, προτείνονται τρόποι επέκτασης της εργασίας, ώστε τα αποτελέσματα των σεναρίων να αντικατοπτρίζουν με μεγαλύτερη ακρίβεια και αξιοπιστία τις πραγματικές συνθήκες ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας.

#### 7.2 Ανασκόπηση

Στα προηγούμενα Κεφάλαια αναπτύχθηκε η ιδέα της αποθήκευσης και το κατά πόσο αυτή μπορεί να συμβάλλει στην απόκριση της ζήτησης, στην διείσδυση περισσότερων μονάδων ΑΠΕ στο ηλεκτρικό δίκτυο και στην μείωση της λειτουργίας συμβατικών μονάδων περιορίζοντας σημαντικά τις εκπομπές ρυπογόνων ουσιών. Το χαρτοφυλάκιο ενός ΥΒΣ περιλαμβάνει μονάδες ΑΠΕ και αποθηκευτικά συστήματα, τα οποία συνεργάζονται και λειτουργούν ανάλογα με τον τρόπο διαχείρισης που έχει καθοριστεί τόσο από την αγορά όσο και από τον ίδιο τον παραγωγό, με στόχο την καλύτερη αξιοποίηση της αποθήκευσης και της πράσινης ενέργειας.

Στα πλαίσια μιας απελευθερωμένης αγοράς αναδύεται η ανάγκη και η επιθυμία όλων των καταναλωτών και παραγωγών, ανεξαρτήτως μεγέθους, να συμμετάσχουν ενεργά σε αυτήν. Οι δυσκολίες που εμφανίζονται σε αυτήν την αγορά, καθιστούν σημαντική την συμμετοχή σύγχρονων εταιρειών, γνωστών ως ΦοΣΕ, οι οποίες θα διαμεσολαβούν μεταξύ της αγοράς και των πολιτών είτε αυτοί είναι καταναλωτές είτε είναι παραγωγοί μικρών μονάδων ΑΠΕ. Λόγω των κοινών χαρακτηριστικών ενός ΦοΣΕ και ενός ΥΒΣ, θεωρείται ότι ένας ΥΒΣ μπορεί να συμμετάσχει στην αγορά ως ΦοΣΕ. Δεδομένου, όμως, ότι οι ΥΒΣ είναι εγκατεστημένοι σε ΜΔΝ και η αγορά των ΜΔΝ δεν λειτουργεί με τους σύγχρονους όρους που ορίζει το Μοντέλο Στόχου, θεωρούμε ότι το μοντέλο που δημιουργείται θα είναι χρήσιμο, όταν το ΜΔΝ συνδεθεί ηλεκτρικά με το ηπειρωτικό σύστημα ή όταν η αγορά των ΜΔΝ αποκτήσει στοιχεία λειτουργίας μιας ανταγωνιστικής αγοράς. Προς απλοποίηση του μοντέλου, δεν ενσωματώνεται στο χαρτοφυλάκιο του ΦοΣΕ η διαχείριση της αποθηκευτικής λειτουργίας, παρά το γεγονός ότι αποτελεί πυλώνα στη λειτουργία του ΥΒΣ. Υπονοείται, ωστόσο, μέσω των διάφορων δηλώσεων παραγωγής των διεσπαρμένων παραγωγών που υποβάλλονται ως προσφορές στο μοντέλο.

Υλοποιείται, έτσι, ένα μαθηματικό μοντέλο βελτιστοποίησης δύο επιπέδων που περιγράφει το χαρτοφυλάκιο ενός ΦοΣΕ. Το άνω επίπεδο αποτελείται από τον ΦοΣΕ και έχει στόχο την κερδοφορία του, ενώ το κάτω επίπεδο περιγράφει την αγορά στην οποία συμμετέχει ο ΦοΣΕ και έχει στόχο την ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους για το σύστημα. Τα δύο αυτά επίπεδα συνενώνονται, δημιουργώντας το μοντέλο ενός επιπέδου, το οποίο γραμμικοποιείται και αποκτά κατάλληλους περιορισμούς για να οδηγηθεί στην βέλτιστη λύση.

Το μοντέλο ουσιαστικά επιλύει το χαρτοφυλάκιο ενός ΦοΣΕ, εντάσσοντας καταναλωτές και παραγωγούς διεσπαρμένης παραγωγής στην αγορά τις κατάλληλες χρονικές στιγμές, για να πετύχει το βέλτιστο οικονομικό αποτέλεσμα. Δημιουργούνται σενάρια προσομοίωσης για να βρεθούν οι καλύτερες προσφορές αγοράς και πώλησης ενέργειας που θα υποβάλλει ο ΦοΣΕ στην αγορά. Κάθε σενάριο ασχολείται με μια διαφορετική κατηγορία καταναλωτών, καθώς και με τους παραγωγούς μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής.

Το μοντέλο επιλύεται για ένα μήνα στο λογισμικό βελτιστοποίησης GAMS και εξετάζονται σενάρια, τόσο με προσφορές δύο ημερών(d1-d2) όσο και με προσφορές εφτά ημερών(d1-d7). Για κάθε σενάριο δημιουργούνται τα κατάλληλα δεδομένα εισόδου για να εξαχθούν τελικώς τα κατάλληλα συμπεράσματα.

### 7.3 Συμπεράσματα

Στο προηγούμενο Κεφάλαιο αναλύθηκαν τα συμπεράσματα που προέκυψαν από την εκτέλεση του αλγορίθμου. Ακολουθεί ένας συγκεντρωτικός πίνακας(Πίνακας 7.1) που περιλαμβάνει όλα εκείνα τα συμπεράσματα που προέκυψαν από τα καλύτερα σενάρια για κάθε κατηγορία καταναλωτή, αλλά και για τους παραγωγούς με μικρές μονάδες ΑΠΕ, με κριτήριο την κερδοφορία του ΦοΣΕ.

Πίνακας 7.1: Συγκεντρωτικός πίνακας όλων των συμπερασμάτων από τα καλύτερα σενάρια για το χαρτοφυλάκιο του ΦοΣΕ, με κριτήριο την κερδοφορία του.

Κατηγορία	Αντικειμενική Συνάρτηση	Ποσότητες Ενέργειας	Τιμές	Παρατηρήσεις
Παραγωγοί pb μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής.	Ζημία: 29,566.22 €	—	Χαμηλές τιμές πώλησης ενέργειας.	Ο πιο ακριβός παραγωγός επηρεάζει την εκκαθαριζόμενη τιμή $PP_d$ . Αύξηση των τιμών αυξάνει την άντληση από το δίκτυο, αλλά δεν επηρεάζει το οικονομικό αποτέλεσμα.

Καταναλωτές db με προσφορές αγοράς ενέργειας.	Ζημία: 332,253.7 €	Υψηλές ποσότητες ενέργειας.	Χαμηλές τιμές αγοράς ενέργειας.	Ένταξη περισσότερων καταναλωτών db οδηγεί στην άντληση από το δίκτυο, επηρεάζοντας αρνητικά το κόστος.
Καταναλωτές df με ευέλικτο φορτίο.	Κέρδος: 17,666.7 €	Χαμηλή μέγιστη ωριαία ζήτηση & χαμηλός ρυθμός ανόδου και καθόδου.	—	Οδηγεί στην μεγαλύτερη άντληση από το δίκτυο, επιφέροντας περισσότερα κέρδη, αλλά συμβάλλει αρνητικά στο κόστος των ίδιων των καταναλωτών df.
Καταναλωτές dp με συγκεκριμένο προφίλ φορτίου.	Ζημία: 386,760.5 €	Υψηλές ποσότητες ενέργειας.	Τιμές μεγαλύτερες από το μέγιστο όριο της τιμής RP.	Προκύπτει μεγαλύτερη ευελιξία στην ζήτηση.
Καταναλωτές dc με δυνατότητα περικοπής φορτίου.	Κέρδος: 333,358 €	Μικρές ποσότητες ενέργειας τόσο για το σύνολο της ζήτησης όσο και για την μέγιστη ενέργεια περικοπής.	Χαμηλές τιμές πώλησης της ενέργειας που περικόπτεται.	Η μείωση των ποσοτήτων ενέργειας εξασφαλίζει μείωση της συνολικής ζήτησης, ενώ η χαμηλή εκκαθαριζόμενη τιμή $CP_d$ μειώνει το συνολικό κόστος.
Βέλτιστο σενάριο	Κέρδος: 999,678 €	Συνδυάζονται τα καλύτερα σενάρια από κάθε κατηγορία καταναλωτή και παραγωγού και δημιουργείται το βέλτιστο σενάριο.		

Το βέλτιστο σενάριο δείχνει ότι, αν ο ΦοΣΕ υποβάλλει τις κατάλληλες προσφορές πώλησης και αγοράς ενέργειας, μπορεί να πετύχει υψηλά κέρδη. Επίσης, η εκπροσώπηση πολλών καταναλωτών και παραγωγών μπορεί να βοηθήσει στην κερδοφορία του ΦοΣΕ, λόγω της ευελιξίας που προκύπτει στην εύρεση της βέλτιστης λύσης για το πρόβλημα, ενώ ο καταμερισμός των προσφορών για κάθε μονάδα εκπροσώπησης σε λιγότερες ημέρες του μήνα μπορεί να προσφέρει μεγαλύτερη ακρίβεια και αξιοπιστία στο αποτέλεσμα που θα προκύψει από την επίλυση.

## 7.4 Επέκταση Εργασίας

Η παρούσα εργασία θα μπορούσε να αποτελέσει την βάση για παραιτέρω μελέτη και για εξαγωγή και άλλων συμπερασμάτων, ίσως και πιο αξιόπιστων, σχετικά με την καλύτερη διαχείριση του χαρτοφυλακίου ενός ΦοΣΕ. Στοιχεία που θα μπορούσαν είτε να τροποποιηθούν είτε να προστεθούν στο ήδη υπάρχον μοντέλο παρουσιάζονται παρακάτω:

- Χρονικός ορίζοντας επίλυσης του μοντέλου: Στην παρούσα εργασία το μοντέλο επιλύθηκε για ένα μήνα. Με κατάλληλη τροποποίηση των δεδομένων μπορεί να επιλυθεί για οποιαδήποτε χρονική μονάδα, όπως για μια εβδομάδα, ένα τρίμηνο, ένα χρόνο κτλ.
- Προσθήκη περιορισμών για τα Α/Π: Θεωρώντας ότι ο ΦοΣε εκπροσωπεί παραγωγούς Α/Π εκτός ΥΒΣ, θα πρέπει να ενσωματωθούν στο μοντέλο οι εξισώσεις (3.1) – (3.3), οι οποίες σχετίζονται με τους περιορισμούς μέγιστης αιολικής διείδυσης Α/Π σε ένα ηλεκτρικό σύστημα ΜΔΝ, ικανοποιώντας τυχόν περιορισμούς ασφαλείας που επιβάλλονται από τον διαχειριστή.
- Δυνατότητα αποθήκευσης ΦοΣΕ: Παρά το ότι η εργασία βασίστηκε στην ιδέα ταύτισης ενός ΥΒΣ με έναν ΦοΣΕ, δεν ενσωματώθηκε στο μοντέλο η δυνατότητα της αποθήκευσης. Επομένως, με εισαγωγή κατάλληλων δεδομένων η αποθήκευση μπορεί να αποτελέσει μεταβλητή απόφασης, εξασφαλίζοντας περισσότερα κέρδη για τον ΦοΣΕ. Ο εμπλουτισμός του μοντέλου με ένα ενεργό σύστημα αποθήκευσης θα το κάνει πιο περίπλοκο, καθώς θα πρέπει να τηρείται ένα δεύτερο ενεργειακό ισοζύγιο στο χαρτοφυλάκιο του ΦοΣΕ ως προς την αποθήκευση, την ζήτηση και την παραγωγή. Παρ' όλα αυτά θα επιφέρει σημαντικές και ωφέλιμες αλλαγές στον τρόπο διαχείρισης του χαρτοφυλακίου του.
- Οριακή τιμή συστήματος: Η ΟΤΣ αποτελεί μια παράμετρο του προβλήματος αρκετά σημαντική, καθώς η λάθος πρόβλεψή της μπορεί να οδηγήσει τον ΦοΣΕ σε κινήσεις αρκετά επιζήμιες για τον ίδιο. Επομένως, η διαδικασία πρόβλεψης αποτελεί ένα σημαντικό εργαλείο για την σωστή διαχείριση του χαρτοφυλακίου ενός ΦοΣΕ. Στο μοντέλο που παρουσιάστηκε και στο πλαίσιο της παρούσας διπλωματικής εργασίας, θεωρήθηκε πως η πρόβλεψη είναι πολύ ακριβής, διότι ο ΦοΣΕ επιδρά σημαντικά πάνω στην διαμόρφωση της τιμής. Αυτή η θεώρηση, ιδιαίτερα μετά την διασύνδεση του ελληνικού συστήματος με το ευρωπαϊκό, θεωρείται σχεδόν ουτοπική, επομένως θα πρέπει να διερευνώνται στοχαστικά οι τιμές που θα προκύπτουν από την εκκαθάριση της αγοράς, ώστε να μπορεί να εκτιμάται το ρίσκο για τον ΦοΣΕ.
- Εφεδρείες: Στο μοντέλο δεν συμπεριελήφθη καμία απαίτηση εφεδρείας και καμία υποχρέωση συμμετοχής στην Αγορά Εξισορρόπησης, παρόλο που εκπροσωπεί μέρος του κατανεμόμενου φορτίου. Η εργασία θα μπορούσε να επεκταθεί σε αυτό το κομμάτι, εάν ενσωματώνονταν στο μοντέλο η απαίτηση τήρησης του συνόλου της μη εγγυημένης παραγωγής από τις μονάδες ΑΠΕ, καθώς και κάποιο ποσοστό πρόβλεψης επί του φορτίου των καταναλωτών, στην περίπτωση που δεν τηρούσαν τον προγραμματισμό της ενέργειάς τους.

Έτσι, θα επιτυγχανόταν η διατήρηση της ευστάθειας και σωστής λειτουργίας του συνολικού ηλεκτρικού συστήματος.

- Σύστημα μεταφοράς: Το μοντέλο επιλύθηκε για έναν και μόνο κόμβο του δικτύου. Μια σημαντική επέκταση αυτού θα ήταν να επιλυθεί το πρόβλημα για ένα δίκτυο με περισσότερους του ενός κόμβους, ώστε να συμπεριληφθούν περιορισμοί, όπως είναι η μέγιστη ικανότητα μεταφοράς, διάφορες εξισώσεις της DC ροής φορτίου και η τήρηση ενεργειακού ισοζυγίου σε περισσότερους κόμβους. Τα αποτελέσματα που θα προέκυπταν θα προσέγγιζαν με μεγαλύτερα ακρίβεια ένα πραγματικό ενεργειακό σύστημα.
- Συμβατικές Μονάδες: Στην παρούσα εργασία θεωρήθηκε ότι η ενέργεια που αντλείται από το δίκτυο προέρχεται από ένα σύνολο συμβατικών μονάδων που εγχέουν την ενέργειά τους στην αγορά. Μια επέκταση θα ήταν να ενσωματωθούν στο πρόβλημα οι συμβατικές μονάδες παραγωγής, για τις οποίες και να αποφασίζεται η ένταξή τους ή όχι στην αγορά. Επιπλέον, ωφέλιμο θα ήταν να συμπεριληφθούν όλοι οι περιορισμοί που τις αφορούν, όπως είναι ο ρυθμός αύξησης ή μείωσης της παραγωγής τους, η ελάχιστη και μέγιστη παραγωγή, ο ελάχιστος χρόνος λειτουργίας και σβέσης, η διατήρηση των ορίων σχετικά με τις βαθμίδες παραγωγής κάθε θερμικής μονάδας, τα κόστη σχετικά με την διαδικασία εκκίνησης και σβέσης της μονάδας και πολλά άλλα.





## ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- [1] Ευάγγελος Γ. Καρδάκος, «ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗ ΑΓΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ & ΣΤΡΑΤΗΓΙΚΗ ΣΥΜΠΕΡΙΦΟΡΑ ΠΑΡΑΓΩΓΩΝ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ», σε *Διδακτορική Διατριβή*, Θεσσαλονίκη, Μάρτιος 2016.
- [2] Wikipedia, «Ηλεκτρισμός» [Ηλεκτρονικό].
- [3] Σταύρος Μαλκάκης, «ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΜΕΤΑΦΟΡΑ ΚΑΙ ΔΙΑΝΟΜΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΗ ΝΗΣΟ ΛΕΣΒΟ», σε *Πτυχιακή Εργασία*, Καβάλα, Φεβρουάριος 2014.
- [4] ΡΑΕ, «ΚΩΔΙΚΑΣ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΜΗ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΩΝ ΝΗΣΙΩΝ (ΚΩΔΙΚΑΣ ΜΔΝ)», Έκδοση 2η, 2018.
- [5] «Οδηγία (ΕΕ) 2018/2001 ΤΟΥ ΕΥΡΩΠΑΪΚΟΥ ΚΟΙΝΟΒΟΥΛΙΟΥ ΚΑΙ ΤΟΥ ΣΥΜΒΟΥΛΙΟΥ ΤΗΣ 11ης Δεκεμβρίου 2018 για την προώθηση της χρήσης ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές».
- [6] Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο, «Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας», Θεματολογικά δελτία για την Ευρωπαϊκή Ένωση.
- [7] Group(ENEX), Energy Exchange, «ΕΤΗΣΙΟ ΔΕΛΤΙΟ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΣΥΝΑΛΛΑΓΩΝ ΗΕΠ», 2019.
- [8] Στέφανος Β. Παπαευθυμίου, «Συμβολή στην Ανάλυση Υβριδικών Αιολικών-Αντλησιοταμιευτικών Σταθμών Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας», σε *Διδακτορική Διατριβή*.
- [9] ΛΑΓΗΕ, ΔΑΠΕΕΠ, «Μηνιαίο Δελτίο ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ», Φεβρουάριος 2020.
- [10] ΔΕΔΔΗΕ, «Πληροφοριακό Δελτίο Παραγωγής στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά για τον Δεκέμβριο του 2018».
- [11] Μίχαλίκος, «Αιολικά και φωτοβολταϊκά κάλυψαν το 41% της ηλεκτρικής κατανάλωσης στην Ελλάδα το 30ήμερο 28.03-26.04», 3 Μάιος 2020. [Ηλεκτρονικό].
- [12] ΛΑΓΗΕ, «Σύστημα Εγγυημένων Τιμών, ΑΠΕ & ΣΗΘΥΑ».
- [13] ΕΦΗΜΕΡΙΣ ΤΗΣ ΚΥΒΕΡΝΗΣΕΩΣ, «Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης και λοιπές διατάξεις», *Τεύχος Πρώτο, Νόμος ΥΠ' ΑΡΙΘ. 3468*, ρ. Αρ. Φύλλου 129, 27 Ιούνιος 2006.
- [14] ΔΕΗ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ, «Υβριδικά Συστήματα».
- [15] Ν. Τσαντάς, «Γραμμικός Προγραμματισμός», Τμήμα Μαθηματικών Πανεπιστημίου Πατρών.

- [16] David G. Luenberger και Yinyu Ye, *Linear and Non Linear Programming*, 3η επιμ., International Series in Operations Research and Management Science.
- [17] I. Programming\_ok. [Ηλεκτρονικό].
- [18] Benoît Colson, Patrice Marcotte και Gilles Savard, «An overview of bilevel optimization», 20 April 2007.
- [19] Pablo Garcia-Herreros, Lei Zhang, Pratik Misra, Sanjay Mehta και Ignacio E. Grossmann, «Mixed-integer Bilevel Optimization for Capacity Planning with Rational Markets», 30 Απριλίου 2015.
- [20] Νικόλαος Δ. Χατζηαργυρίου και Γεωργία Ε. Ασημακοπούλου, «DER intergration through a monopoly DER aggregator», *Electric Energy Systems Laboratory, School of Electrical and Computer Engineering*.
- [21] Νικόλαος Δ. Χατζηαργυρίου και Γεωργία Ε. Ασημακοπούλου, «Evaluation of Economic Benefits of DER Aggregation», *IEEE TRANSACTIONS ON SUSTAINABLE ENERGY*, Τόμ. %1 από %29, NO. 2, Απρίλιος 2018.
- [22] Γ. Λ. ΚΑΡΝΑΒΑ, «ΑΥΤΟΜΑΤΟΣ ΕΛΕΓΧΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ και ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΑΥΤΟΝΟΜΟΥ ΣΤΑΘΜΟΥ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ», Δημοκρίτειο Πανεπιστήμιο Θράκης, Τμήμα ΗΜΜΥ, Ξάνθη, Απρίλιος 2002.
- [23] Μελεντής Ιωάννης και Ζαραβέλης Φώτιος, «Ο ΜΑΘΗΜΑΤΙΚΟΣ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΟΣ ΚΑΙ Η ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΤΟΥ ΣΤΗΝ ΟΙΚΟΝΟΜΙΑ», Πτυχιακή Εργασία, Σχολή Διοίκησης και Οικονομίας, Τεχνολογικό Εκπαιδευτικό Ίδρυμα Μεσολογίου,.
- [24] The General Algebraic Modeling System, «gams.com» [Ηλεκτρονικό].
- [25] ΥΑ Αριθμ. Δ6/Φ1/οικ.5707, «Κανονισμός Αδειών Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας με χρήση ΑΠΕ και μέσω Συμπαγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας», σε *ΦΕΚ 438 τ.Β*, 03/04/2007.
- [26] C. Bueno και J.A. Carta, «Wind powered pumped hydro storage systems, a means of increasing the penetration of renewable energy in the Canary Islands», σε *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Αύγουστος 2006, pp. 312-340.
- [27] J. Anagnostopoulos και D. Papantonis, «Pumping station desing for a pumped-storage windhydro power plant», σε *Energy Conversion & Management*, Νοέμβριος 2007, pp. 3009-3017.
- [28] J. Anagnostopoulos και D. Papantonis, «Simulation and size optimization of a pumped-storage power plant for the recovery of wind-farms rejected energy», σε *Renewable Energy*, Ιούλιος 2008, pp. 1685-1694.
- [29] European Commision, Energy Union Package, «COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE, THE COMMITTEE OF THE REGIONS AND THE

EUROPEAN INVESTMENT BANK», σε *A Framework Strategy for a Resilient Energy Union with a Forward-Looking Climate Change Policy*, Brussels, 25/02/2015.

- [30] Capital [Ηλεκτρονικό], «Τι είναι οι ΦοΣΕ στους οποίους επενδύουν οι ΤΕΡΝΑ και Μυτιληναίος», 18/03/2019.
- [31] Δρ. Ανδρέας Πουλλικάς, «Μπορεί η ευέλικτη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας να αλλάξει τον τρόπο κατανάλωσης ηλεκτρισμού;», 29/05/2018. [Ηλεκτρονικό]. Διαθέσιμο: Energy.gov.
- [32] Λειτουργός Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας(ΛΑΓΗΕ), «Κώδικας Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας», σε *Εγχειρίδιο*, Έκδοση 2.2, 27/10/2016.
- [33] Εφημερίς της Κυβερνήσεως, «Λειτουργία Ενεργειακών Αγορών Ηλεκτρισμού και Φυσικού Αερίου», σε *Ελληνική Δημοκρατία*, Αθήνα, 2011.
- [34] Διαχειριστής ΑΠΕ & Εγγυήσεων Προέλευσης, «Κώδικας Διαχειριστή ΑΠΕ & Εγγυήσεων Προέλευσης», Έκδοση 2.0, 26 Νοεμβρίου 2019.
- [35] Νόμος 2773/1999, ΦΕΚ Α' 286, 22/12/1999.
- [36] Προεδρικό Διάταγμα 139/2001, «Κανονισμός Εσωτερικής Λειτουργίας και Διαχείρισης της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας (ΡΑΕ)», ΦΕΚ 121/Α, 18/06/2001.
- [37] Νόμος 4425/2016, «Επείγουσες ρυθμίσεις των Υπουργείων Οικονομικών, Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Υποδομών, Κοινωνικής Ασφάλισης και Κοινωνικής Αλληλεγγύης για την εφαρμογή δημοσιονομικών στόχων.», ΦΕΚ 185/Α, 30/09/2016.
- [38] Ελληνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας Α.Ε, «Κανονισμός Λειτουργίας της Αγοράς Επόμενης Ημέρας & Ενδοημερήσιας Αγοράς» σε *Κανονισμός Χρηματιστηρίου Ενέργειας*.
- [39] ΛΑΓΗΕ, Κώδικας Συναλλαγών Δημοπρασιών Προθεσμιακών Προϊόντων Ηλεκτρικής Ενέργειας, Εκδόσεις 1.5, 30/01/2018.
- [40] Ελληνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας Α.Ε, «Κανονισμός Ενεργειακής Χρηματοπιστωτικής Αγοράς(Αγορά Παραγωγών)», Αθήνα, 2020.
- [41] Άντα Σεϊμανίδη, «Ecopress.gr», Αφιέρωμα: Τι είναι και πώς λειτουργεί το Χρηματιστήριο Ενέργειας, 25 Μάρτιος 2020. [Ηλεκτρονικό].
- [42] Ελληνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας, «Κανονισμός Αγοράς Εξισορρόπησης», 2020, Αθήνα.
- [43] Λειτουργός Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας, Κώδικας Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας, Έκδοση 4.1, 12/12/2016.
- [44] J. M. Arroyo και M. Carrion, «A Computationally Efficient Mixed-Integer Linear Formulation for the Thermal Unit Commitment Problem», *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, Τόμ. %1 από %221, NO. 3, Αύγουστος 2006.

- [45] Γ. Μωραΐτης, «Μοντελοποίηση ένταξης και λειτουργίας υβριδικού υδροηλεκτρικού σταθμού με αντλησιοταμίευση αιολικής και φωτοβολταϊκής παραγωγής σε μη διασυνδεδεμένο δίκτυο. Διερεύνηση επίδρασης του σχεδιασμού του σταθμού στα ενεργειακά και οικονομικά του αποτελέσματα», Διπλωματική Εργασία, ΕΜΠ, 2010.
- [46] Δ. Παπαντώνης, Μικρά Υδροηλεκτρικά Έργα, Εκδόσεις Συμεών, 2007.