



# ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ

ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

## **Μοντελοποίηση προβλήματος βέλτιστης ένταξης συμβατικών μονάδων και κατανομής φορτίου με ενσωμάτωση τεχνολογιών ΑΠΕ (αιολικά, φωτοβολταϊκά) και Υβριδικών Σταθμών Παραγωγής**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

ΤΟΥ

**ΜΗΛΙΩΝΗ Μ. ΓΕΩΡΓΙΟΥ**

**Επιβλέπων :** Νικόλαος Χατζηαργυρίου  
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Ιούλιος 2018





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

**Μοντελοποίηση προβλήματος βέλτιστης ένταξης συμβατικών  
μονάδων και κατανομής φορτίου με ενσωμάτωση τεχνολογιών  
ΑΠΕ (αιολικά, φωτοβολταϊκά) και Υβριδικών Σταθμών  
Παραγωγής**

**ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ**

ΤΟΥ

**ΜΗΛΙΩΝΗ Μ. ΓΕΩΡΓΙΟΥ**

**Επιβλέπων :** Νικόλαος Χατζηαργυρίου  
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την 11<sup>η</sup> Ιουλίου 2018.

(Υπογραφή)

.....  
Νικόλαος Χατζηαργυρίου  
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

(Υπογραφή)

.....  
Σταύρος Παπαθανασίου  
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

(Υπογραφή)

.....  
Πάυλος Γεωργιάκης.  
Επ. Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Ιούλιος 2018



(Υπογραφή)

.....

**ΜΗΛΙΩΝΗΣ Μ. ΓΕΩΡΓΙΟΣ**

Copyright © Μηλιώνης Μ. Γεώργιος, 2018

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

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

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

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ.....	ii
ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΠΙΝΑΚΩΝ.....	v
ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΔΙΑΓΡΑΜΜΑΤΩΝ.....	vi
ΠΡΟΛΟΓΟΣ.....	viii
ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ.....	ix
ΠΕΡΙΛΗΨΗ.....	x
ABSTRACT.....	xii

## ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1 .....	1
1.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ.....	1
1.2 ΣΥΝΤΟΜΗ ΕΙΣΑΓΩΓΗ ΣΤΑ ΣΗΕ .....	2
1.3 ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ.....	2
1.4 ΒΑΣΙΚΑ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΣΗΕ.....	3
1.5 ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ ΑΠΕ .....	4
1.6 ΜΗ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΑ ΝΗΣΙΑ .....	5
1.7 ΥΒΡΙΔΙΚΟΙ ΣΤΑΘΜΟΙ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ .....	7
1.8 ΑΝΤΙΚΕΙΜΕΝΟ ΤΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ .....	7
1.9 ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ.....	9
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2 .....	11
2.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ.....	11
2.2 ΓΕΝΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΜΑΘΗΜΑΤΙΚΟΥ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΟΥ .....	11
2.2.1 ΓΡΑΜΜΙΚΟΣ ΜΑΘΗΜΑΤΙΚΟΣ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΟΣ .....	11
2.2.2 ΜΕΙΚΤΟΣ ΑΚΕΡΑΙΟΣ ΓΡΑΜΜΙΚΟΣ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΟΣ.....	12
2.3 ΑΛΓΟΡΙΘΜΟΣ ΕΠΙΛΥΣΗΣ .....	12
2.4 ΕΠΙΛΥΤΗΣ CPLEX.....	14
2.5 ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΤΟΥ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ ΕΝΤΑΞΗΣ ΜΟΝΑΔΩΝ.....	14
2.6 ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ.....	16
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3 .....	17
3.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ.....	17
3.2 ΑΓΟΡΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ .....	17

3.3	ΠΑΡΑΓΟΝΤΕΣ ΤΗΣ ΑΓΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ .....	18
3.3.1	ΡΥΘΜΙΣΤΙΚΗ ΑΡΧΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ.....	19
3.3.2	ΑΝΕΞΑΡΤΗΤΟΣ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΗΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ.....	20
3.3.3	ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΗΣ ΤΟΥ ΕΛΛΗΝΙΚΟΥ ΔΙΚΤΥΟΥ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	
3.3.4	ΛΕΙΤΟΥΡΓΟΣ ΑΓΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ .....	21
3.3.5	ΠΑΡΑΓΩΓΟΙ ΚΑΙ ΠΡΟΜΗΘΕΥΤΕΣ.....	21
3.3.6	ΚΑΤΑΝΑΛΩΤΕΣ.....	22
3.4	ΗΜΕΡΗΣΙΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΣ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΟΣ ΣΤΟ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟ ΣΥΣΤΗΜΑ22	
3.4.1	ΑΝΤΙΚΕΙΜΕΝΟ ΗΕΠ.....	22
3.4.2	ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΑ ΗΕΠ.....	23
3.4.3	ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΗΕΠ.....	25
3.5	ΚΥΛΙΟΜΕΝΟΣ ΗΜΕΡΗΣΙΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΣ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΟΣ ΣΤΑ ΜΔΝ.....	26
3.6	ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ .....	28
	<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4.....</b>	<b>31</b>
4.1	ΕΙΣΑΓΩΓΗ .....	31
4.2	ΣΥΜΒΟΛΙΣΜΟΙ.....	31
4.3	ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ.....	32
4.4	ΚΟΣΤΟΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΘΕΡΜΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ.....	34
4.4.1	ΕΙΔΙΚΗ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΘΕΡΜΟΤΗΤΑΣ ΣΥΜΒΑΤΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ.....	35
4.4.2	ΘΕΡΜΟΓΟΝΟΣ ΔΥΝΑΜΗ ΚΑΥΣΙΜΟΥ .....	36
4.4.3	ΚΟΣΤΟΣ ΚΑΥΣΙΜΟΥ .....	37
4.4.4	ΜΕΤΑΒΛΗΤΟ ΚΟΣΤΟΣ ΘΕΡΜΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ ΣΤΟ ΜΕΤΡΗΤΗ .....	38
4.4.5	ΩΡΙΑΙΟ ΚΟΣΤΟΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΘΕΡΜΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ.....	38
4.4.6	ΔΙΑΦΟΡΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΘΕΡΜΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ .....	39
4.5	ΕΝΤΑΞΗ ΜΟΝΑΔΩΝ ΚΑΙ ΚΑΤΑΝΟΜΗ ΦΟΡΤΙΟΥ.....	41
4.5.1	ΑΝΤΙΚΕΙΜΕΝΙΚΗ ΣΥΝΑΡΤΗΣΗ .....	42
4.5.2	ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΥ ΙΣΟΖΥΓΙΟΥ.....	42
4.5.3	ΣΥΜΒΑΤΙΚΕΣ ΜΟΝΑΔΕΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ .....	43
4.5.4	ΑΠΑΙΤΗΣΗ ΣΤΡΕΦΟΜΕΝΗΣ ΕΦΕΔΡΕΙΑΣ .....	44
4.5.5	ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΟΙ ΥΒΡΙΔΙΚΩΝ ΣΤΑΘΜΩΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ.....	45
4.5.6	ΛΟΙΠΟΙ ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΟΙ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ.....	45
4.6	ΔΙΑΚΡΙΣΗ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗΣ ΚΑΤΑΝΟΜΗΣ ΑΠΟ ΤΟ ΠΡΟΒΛΗΜΑ ΕΝΤΑΞΗΣ ΜΟΝΑΔΩΝ.....	45
4.7	ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ .....	46
	<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5.....</b>	<b>49</b>
5.1	ΕΙΣΑΓΩΓΗ .....	49

5.2	ΣΥΜΒΟΛΙΣΜΟΙ .....	49
5.3	ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΕΙΣΟΔΟΥ .....	50
5.3.1	ΒΑΣΙΚΕΣ ΧΡΟΝΟΣΕΙΡΕΣ .....	51
5.3.2	ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΣΥΜΒΑΤΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ .....	52
5.3.3	ΔΙΑΣΤΑΣΙΟΛΟΓΗΣΗ ΥΒΣ .....	56
5.3.4	ΛΟΙΠΕΣ ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΙ .....	58
5.4	ΑΝΤΙΚΕΙΜΕΝΙΚΗ ΣΥΝΑΡΤΗΣΗ .....	59
5.5	ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΟΙ .....	60
5.5.1	ΙΣΟΖΥΓΙΟ ΙΣΧΥΟΣ .....	60
5.5.2	ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΟΙ ΙΣΧΥΟΣ ΣΥΜΒΑΤΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ .....	60
5.5.3	ΔΙΑΧΡΟΝΙΚΟΙ ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΟΙ ΣΥΜΒΑΤΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ .....	61
5.5.4	ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΟΣ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΑΙΟΛΙΚΩΝ .....	63
5.5.5	ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΟΙ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΥΒΣ .....	63
5.5.6	ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΟΙ ΤΗΡΗΣΗΣ ΑΠΑΙΤΟΥΜΕΝΗΣ ΣΤΡΕΦΟΜΕΝΗΣ ΕΦΕΔΡΕΙΑΣ .....	65
5.6	ΕΠΕΚΤΑΣΗ ΜΟΝΤΕΛΟΥ ΓΙΑ ΕΤΗΣΙΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗ .....	66
5.7	ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ .....	67
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6 .....		69
6.1	ΕΙΣΑΓΩΓΗ .....	69
6.2	ΣΕΝΑΡΙΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΕΩΝ .....	69
6.2.1	ΗΜΕΡΗΣΙΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗ .....	69
6.2.2	ΕΤΗΣΙΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗ .....	88
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7 .....		99
7.1	ΕΙΣΑΓΩΓΗ .....	99
7.2	ΑΝΑΣΚΟΠΗΣΗ .....	99
7.3	ΒΑΣΙΚΑ ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ .....	100
7.4	ΕΠΕΚΤΑΣΗ ΚΑΙ ΕΞΕΛΙΞΗ ΤΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ .....	100



## ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΠΙΝΑΚΩΝ

<i>Πίνακας 1.1: Κατηγορίες πρόβλεψης φορτίου και που χρησιμοποιούνται τα αποτελέσματά τους [4] [5].....</i>	<i>3</i>
<i>Πίνακας 1.2 : Μέγιστη ετήσια αιχμή ζήτησης και ποσοστό συμμετοχής ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή στα ΜΔΝ κατά το έτος 2017. [10].....</i>	<i>6</i>
<i>Πίνακας 4.1: Πίνακας συμβόλων διατύπωσης εξισώσεων σε συμβολική μορφή.....</i>	<i>31</i>
<i>Πίνακας 4.2: Πίνακας αντιστοιχίας καυσίμου και μονάδων θερμογόνου δύναμης καυσίμου [11].....</i>	<i>36</i>
<i>Πίνακας 4.3: Πίνακας αντιστοιχίας καυσίμου με μονάδα κόστους [11].....</i>	<i>37</i>
<i>Πίνακας 5.1 : Πίνακας συμβόλων και ερμηνειών δεικτών, παραμέτρων, μεταβλητών.....</i>	<i>49</i>
<i>Πίνακας 5.2: Δεδομένα ζήτησης ενέργειας και αιχμής φορτίου για το προσομοιούμενο σύστημα [55] .....</i>	<i>51</i>
<i>Πίνακας 5.3: Πίνακας των χαρακτηριστικών των γεννητριών που εντάχθηκαν στο μοντέλο [1].....</i>	<i>53</i>
<i>Πίνακας 5.4: Πίνακας ποσοτήτων (MW) εγχύσεων ανά βαθμίδα γεννήτριας.....</i>	<i>54</i>
<i>Πίνακας 5.5: Πίνακας τιμών καυσίμων μονάδων για τα τέσσερα τρίμηνα 2017 και το Α' τρίμηνο 2018.....</i>	<i>54</i>
<i>Πίνακας 5.6: Πίνακας μεταβλητού κόστους καυσίμου μονάδων.....</i>	<i>54</i>
<i>Πίνακας 5.7: Πίνακας ωριαίου κόστους λειτουργίας καυσίμου μονάδων.....</i>	<i>55</i>
<i>Πίνακας 5.8: Πίνακας Προσφορών Έγχυσης (ζεύγη τιμών – ποσοτήτων ηλεκτρικής ενέργειας).....</i>	<i>55</i>
<i>Πίνακας 5.9: Πίνακας πληροφοριών αρχικών χρονικών συνθηκών για κάθε γεννήτρια [1] .</i>	<i>56</i>
<i>Πίνακας 5.10: Πίνακας αρχικών χρονικών καταστάσεων ΥΒΣ.....</i>	<i>57</i>
<i>Πίνακας 5.11: Πίνακας τιμών συντελεστών στάθμισης αιολικής παραγωγής ΥΒΣ ανά ζώνη ώρας.....</i>	<i>58</i>
<i>Πίνακας 5.12: Πίνακας τιμών συντελεστών στάθμισης φωτοβολταϊκής παραγωγής ΥΒΣ ανά ζώνη ώρας.....</i>	<i>58</i>
<i>Πίνακας 6.1: Συγκεντρωτικός πίνακας στοιχείων συμβατικών μονάδων για το σενάριο ΣΧΦ.....</i>	<i>71</i>
<i>Πίνακας 6.2: Συγκεντρωτικός πίνακας στοιχείων συμβατικών μονάδων για το σενάριο ΣΥΦ.....</i>	<i>75</i>
<i>Πίνακας 6.3: Συγκεντρωτικός πίνακας στοιχείων συμβατικών μονάδων για το σενάριο ΣΧΦΥ.....</i>	<i>79</i>
<i>Πίνακας 6.4: Συγκεντρωτικός πίνακας στοιχείων υβριδικών σταθμών για το σενάριο ΣΧΦΥ.....</i>	<i>79</i>
<i>Πίνακας 6.5: Συγκεντρωτικός πίνακας στοιχείων συμβατικών μονάδων για το σενάριο ΣΥΦΥ.....</i>	<i>83</i>
<i>Πίνακας 6.6: Συγκεντρωτικός πίνακας στοιχείων υβριδικών σταθμών για το σενάριο ΣΥΦΥ.....</i>	<i>84</i>
<i>Πίνακας 6.7: Συγκεντρωτικός πίνακας στοιχείων αποτελεσμάτων σεναρίων σε επίπεδο ημέρας.....</i>	<i>85</i>
<i>Πίνακας 6.8: Πίνακας στοιχείων παραγωγής ΥΒΣ για την ετήσια προσομοίωση (ΕΣΜΥ).....</i>	<i>91</i>
<i>Πίνακας 6.9: Συγκεντρωτικός πίνακας στοιχείων αποτελεσμάτων σεναρίων σε ετήσιο επίπεδο.....</i>	<i>95</i>

## ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΔΙΑΓΡΑΜΜΑΤΩΝ

Διάγραμμα 1.1 : Ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (%) για το σύνολο των ΜΔΝ για το έτος 2017 [11].....	6
Διάγραμμα 1.2:Καμπύλη φορτίου μηνιαίων αιχμών για το νησί της Κρήτης για το 2017 [10] .....	8
Διάγραμμα 3.1: Τυπικό διάγραμμα καμπυλών προσφοράς και ζήτησης αγαθών/υπηρεσιών [1] .....	18
Διάγραμμα 4.1: Καμπύλη ειδικής κατανάλωσης θερμότητας συναρτήσει της ισχύος εξόδου μίας θερμικής μονάδας παραγωγής [10]. .....	35
Διάγραμμα 4.2: Μεταβλητό Κόστος μονάδας στο μετρητή και στο εικονικό σημείο αγοραπωλησίας ενέργειας του ΗΕΠ [11]. .....	38
Διάγραμμα 4.3: Χαρακτηριστική καμπύλη Ωριαίου Κόστους Λειτουργίας για μία θερμική Μονάδα παραγωγής [10].....	39
Διάγραμμα 4.4: Καμπύλη Διαφορικού Κόστους Λειτουργίας [10].....	40
Διάγραμμα 4.5: Καμπύλη Μεταβλητού Κόστους Λειτουργίας [10].....	40
Διάγραμμα 5.1: Ετήσια χρονοσειρά φορτίου του μοντέλου IEEE [1], με αιχμή τα 200MW.....	51
Διάγραμμα 5.2: Χρονοσειρά ανηγμένης δυνατότητας παραγωγής αιολικών.....	52
Διάγραμμα 5.3: Χρονοσειρά ανηγμένης δυνατότητας παραγωγής φωτοβολταϊκών.....	52
Διάγραμμα 6.1: Φορτίο και ενιαία πρωτογενώς διαθέσιμη φωτοβολταϊκή και αιολική παραγωγή, για το σενάριο χαμηλού φορτίου (ΣΧΦ).....	70
Διάγραμμα 6.2: Εγχεόμενη ενέργεια ενταγμένων μονάδων παραγωγής ανά τεχνολογία κατά τη διάρκεια ενός 24ωρου – Σενάριο (ΣΧΦ).....	71
Διάγραμμα 6.3: Πρωτογενώς διαθέσιμη αιολική παραγωγή, δυναμικός περιορισμός Α/Π, περιορισμός τεχνικών ελαχίστων και τελικά εγχεόμενη παραγωγή Α/Π στο σενάριο ΣΧΦ ...	72
Διάγραμμα 6.4: Ωριαίο κόστος παραγωγής συμβατικής ενέργειας στο σενάριο ΣΧΦ .....	73
Διάγραμμα 6.5: Οριακή τιμή συστήματος ανά ώρα στο σενάριο ΣΧΦ.....	73
Διάγραμμα 6.6: Φορτίο και ενιαία πρωτογενώς διαθέσιμη φωτοβολταϊκή και αιολική παραγωγή, για το σενάριο υψηλού φορτίου (ΣΥΦ).....	74
Διάγραμμα 6.7 Εγχεόμενη ενέργεια ενταγμένων μονάδων παραγωγής ανά τεχνολογία κατά τη διάρκεια ενός 24ωρου – Σενάριο (ΣΥΦ).....	74
Διάγραμμα 6.8: Πίτα ποσοστιαίου διαμοιρασμού κόστους συνολικής παραγωγής ανά γεννήτρια στο σενάριο ΣΥΦ.....	75
Διάγραμμα 6.9: Διάγραμμα πρωτογενώς διαθέσιμης ενέργειας, ενέργειας επιβολής του δυναμικού περιορισμού και τελικά εγχεόμενη Α/Π στο σενάριο ΣΥΦ.....	76
Διάγραμμα 6.10: Ωριαίο κόστος παραγωγής συμβατικής ενέργειας στο σενάριο ΣΥΦ.....	77
Διάγραμμα 6.11: Οριακή τιμή συστήματος ανά ώρα στο σενάριο ΣΥΦ.....	77
Διάγραμμα 6.12: Εγχεόμενη ενέργεια ενταγμένων μονάδων παραγωγής ανά τεχνολογία κατά τη διάρκεια ενός 24ωρου – Σενάριο (ΣΧΦΥ).....	78
Διάγραμμα 6.13: Διάγραμμα πρωτογενώς διαθέσιμης ενέργειας, ενέργειας επιβολής του δυναμικού περιορισμού και τελικά εγχεόμενη Α/Π στο σενάριο ΣΧΦΥ.....	81
Διάγραμμα 6.14: Ωριαίο κόστος παραγωγής συμβατικής ενέργειας στο σενάριο ΣΧΦΥ.....	81
Διάγραμμα 6.15: Εγχεόμενη ενέργεια ενταγμένων μονάδων παραγωγής ανά τεχνολογία κατά τη διάρκεια ενός 24ωρου – Σενάριο (ΣΥΦΥ).....	82
Διάγραμμα 6.16: Διάγραμμα πρωτογενώς διαθέσιμης ενέργειας, ενέργειας επιβολής του δυναμικού περιορισμού και τελικά εγχεόμενη Α/Π στο σενάριο ΣΥΦΥ.....	83

Διάγραμμα 6.17: Ωριαίο κόστος παραγωγής συμβατικής ενέργειας στο σενάριο ΣΥΦΥ...	84
Διάγραμμα 6.18: Οριακή τιμή συστήματος ανά ώρα στο σενάριο ΣΥΦΥ.....	85
Διάγραμμα 6.19: Διάγραμμα κατανομής παραγωγής ανά τεχνολογία στην ετήσια προσομοίωση χωρίς ΥΒΣ (ΕΣΧΥ).....	88
Διάγραμμα 6.20: Ποσοστιαία συμμετοχή συμβατικών μονάδων στην κάλυψη του ετήσιου φορτίου στο σενάριο ΕΣΧΥ.....	89
Διάγραμμα 6.21: Διάγραμμα κινητού μέσου όρου ΟΤΣ στο σενάριο ΕΣΧΥ.....	90
Διάγραμμα 6.22: Διάγραμμα κατανομής παραγωγής ανά τεχνολογία στην ετήσια προσομοίωση με ΥΒΣ (ΕΣΜΥ).....	90
Διάγραμμα 6.23: Ποσοστιαία συμμετοχή συμβατικών μονάδων στην κάλυψη του ετήσιου φορτίου στο σενάριο ΕΣΜΥ.....	91
Διάγραμμα 6.24: Διάγραμμα κινητού μέσου όρου ΟΤΣ στο σενάριο ΕΣΜΥ.....	92
Διάγραμμα 6.25: Καμπύλη διάρκειας συμβατικής παραγωγής για τις δύο ετήσιες προσομοιώσεις.....	93
Διάγραμμα 6.26: Καμπύλη διάρκειας παραγωγής ΑΠΕ για τις δύο ετήσιες προσομοιώσεις.....	93
Διάγραμμα 6.27: Καμπύλη διάρκειας ποσοστιαίας στιγμιαίας διείσδυσης ΑΠΕ επί του φορτίου για τα σενάρια ΕΣΜΥ και ΕΣΧΥ.....	94
Διάγραμμα 6.28: Καμπύλη διάρκειας ΟΤΣ για τις δύο ετήσιες προσομοιώσεις.....	94
Διάγραμμα 6.29: Ιστόγραμμα συχνοτήτων τιμών ΟΤΣ για τα σενάρια ΕΣΧΥ και ΕΣΜΥ....	95

## ΠΡΟΛΟΓΟΣ

Η εργασία αυτή αποτελεί τη διπλωματική εργασία του φοιτητή Μηλιώνη Γεώργιου για την απόκτηση του διπλώματος του Ηλεκτρολόγου Μηχανικού και Μηχανικού Ηλεκτρονικών Υπολογιστών του Εθνικού Μετσοβίου Πολυτεχνείου. Στόχος της εργασίας αυτής είναι η ανάπτυξη ενός γραμμικού μεικτού ακεραίου προγραμματιστικού μοντέλου για την επίλυση του προβλήματος Ένταξης Μονάδων Βάσει Κόστους (Cost-Based Unit Commitment). Το μοντέλο υλοποιήθηκε στο λογισμικό βελτιστοποίησης GAMS, για διάφορα σενάρια με έμφαση στη μεγάλη διείσδυση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας κυρίως σε αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα παρουσία Υβριδικών Σταθμών παραγωγής (ΥΒΣ) υπό συνθήκες αυξημένης διείσδυσης παραγωγής από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ).

Ακολουθεί συνοπτικά το περιεχόμενο κάθε κεφαλαίου περιγραφικά.

Στο **Κεφάλαιο 1**, γίνεται μια στοιχειώδης αναφορά στα Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΣΗΕ) και τα βασικά χαρακτηριστικά τους, επικεντρώνοντας στο κομμάτι της Παραγωγής Ενέργειας, τη διείσδυση των ΑΠΕ, τους ΥΒΣ και τα χαρακτηριστικά των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών (ΜΔΝ).

Στο **Κεφάλαιο 2**, γίνεται μια σύντομη βιβλιογραφική ανασκόπηση για το πρόβλημα της ένταξης μονάδων (unit commitment).

Στο **Κεφάλαιο 3**, ακολουθεί η ανάπτυξη του ελληνικού ρυθμιστικού πλαισίου σχετικά με την Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας, τον Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό (ΗΕΠ), την ανάπτυξη, επίλυση αλλά και τα δεδομένα του ΗΕΠ καθώς και οι διατάξεις για την παραγωγή μέσω ΑΠΕ και τους ΥΒΣ με έμφαση στον Κώδικα ΜΔΝ.

Στο **Κεφάλαιο 4**, περιγράφεται θεωρητικά το πρόβλημα της οικονομικής κατανομής φορτίου και της βέλτιστης ένταξης μαζί με τους απαραίτητους περιορισμούς. Επιπλέον, η αναγκαία παρουσίαση του τρόπου βέλτιστου προγραμματισμού θερμικών μονάδων παραγωγής, όπως αυτή εφαρμόστηκε στο πρόβλημα.

Στο **Κεφάλαιο 5**, ορίζονται οι συμβολισμοί που ακολουθήθηκαν και παρουσιάζεται εκτενώς το μαθηματικό μοντέλο βελτιστοποίησης που καταστρώθηκε, μαζί με τους αναλυτικούς περιορισμούς που εφαρμόστηκαν.

Στο **Κεφάλαιο 6**, παρουσιάζονται οι περιπτώσεις και τα σενάρια που εξετάστηκαν, τα αποτελέσματά τους και ο σχολιασμός των τελευταίων.

Στο **Κεφάλαιο 7**, γίνεται μια σύνοψη της εργασίας, παρατίθενται μια σύντομη ανασκόπηση του μοντέλου της εργασίας, τα συμπεράσματά που εξήχθησαν και προτάσεις για τη συνέχισή της.

## ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ

Η παρούσα διπλωματική εργασία εκπονήθηκε κατά το ακαδημαϊκό έτος 2017 – 2018 υπό την επίβλεψη του κ. Νικόλαου Χατζηαργυρίου, Καθηγητή του Ε.Μ.Π. της σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Ηλεκτρονικών Υπολογιστών, στον οποίο οφείλω ιδιαίτερες ευχαριστίες για την ανάθεσή της, δίνοντάς μου την ευκαιρία να ασχοληθώ με ένα τόσο ενδιαφέρον θέμα. Επίσης θα ήθελα να ευχαριστήσω την διδάκτορα Ασημακοπούλου Η. Γεωργία, για την αμέριστη βοήθεια, καθοδήγηση και συμπαράστασή της, καθώς και για την πολύ καλή συνεργασία που είχαμε κατά τη διεξαγωγή της εργασίας.

Τέλος, ευχαριστώ θερμά τους γονείς μου, Μαρίνο και Ιωάννα, την αδελφή μου, Αγγελική, για την ηθική υποστήριξη που μου προσέφεραν κατά τη διάρκεια των σπουδών μου, και τους φίλους μου για την αμέριστη συμπαράστασή τους.

## ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Στον τομέα του ηλεκτρισμού η επανάσταση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, η ανάγκη για μεγιστοποίηση της αξιοπιστίας, η ανάγκη ικανοποίησης της ζήτησης και η συμμόρφωση με το εθνικό και κοινοτικό δίκαιο δημιουργούν την ανάγκη ανάπτυξης διάφορων κατάλληλων εργαλείων και μεθόδων.

Στην παρούσα διπλωματική εργασία παρουσιάζεται ο σχεδιασμός ενός γραμμικού, μικτού – ακεραίου μαθηματικού μοντέλου αναζήτησης βέλτιστης λύσης του προβλήματος της ένταξης μονάδων ηλεκτροπαραγωγής. Επίσης, παρατίθενται τα σενάρια προσομοιώσεων που μελετήθηκαν, με τα αποτελέσματά τους, στο ευρύτερο πλαίσιο επίλυσης του προβλήματος του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού. Στόχος του μοντέλου είναι η ελαχιστοποίηση του ημερήσιου κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ενός αυτόνομου Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας, όπως ένα Μη Διασυνδεδεμένο Νησί (ΜΔΝ), ώστε να ελαχιστοποιηθεί το κόστος της συμβατικής παραγωγής, μέσω της κατάρτισης του ωριαίου προγράμματος ένταξης θερμικών μονάδων, ώστε πάντοτε να ικανοποιείται το συνολικό φορτίο. Κατά την επίλυση λαμβάνονται υπόψιν οι λειτουργικοί, και άλλοι, περιορισμοί που επιβάλλονται από τον Κώδικα ΜΔΝ, με απώτερο σκοπό την ασφαλή λειτουργία του συστήματος. Το μοντέλο επιτρέπει την επαναληπτική επίλυση του προβλήματος της ένταξης μονάδων, για οποιοδήποτε χρονικό ορίζοντα.

Η ανάπτυξη του μοντέλου γίνεται στο λογισμικό GAMS (Generic Algebraic Modeling System) και για την επίλυση χρησιμοποιείται ο επιλυτής CPLEX, ενσωματώνοντας τα απαραίτητα δεδομένα εισόδου μέσω ενός αρχείου excel. Τα αποτελέσματα των μοντελοποιήσεων αποθηκεύονται επίσης σε αρχείο excel, επιτρέποντας την μετα – επεξεργασία. Το μοντέλο περιλαμβάνει πηγές ΑΠΕ όπως τα φωτοβολταϊκά και τα αιολικά πάρκα καθώς επίσης και Υβριδικούς Σταθμούς Παραγωγής, και εξετάζεται η συμπεριφορά του συστήματος σε περιπτώσεις ακραίας διεύθυνσής τους. Τα αποτελέσματα είναι ενθαρρυντικά, και δείχνουν με σαφήνεια την ανάγκη μεγαλύτερης διεύθυνσης στο δρόμο για ένα οικονομικά βιώσιμο, οικολογικό και “πράσινο” τεχνολογικά ηλεκτρικό σύστημα.

**Λέξεις Κλειδιά:** Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά, Υβριδικοί Σταθμοί Παραγωγής, Ανανεώσιμες πηγές Ενέργειας, Βελτιστοποίηση Ένταξης Μονάδων, Οριακή Τιμή Συστήματος, Μικτός ακέραιος γραμμικός προγραμματισμός

## ABSTRACT

In the field of electricity the revolution of Renewable Sources of Energy, the requirement of maximizing the reliability of electrical systems, the constant need for serving the electricity load and the obligation of compliance to the national and European laws point to the necessity of development and elaboration of suitable methods and techniques.

This diploma thesis presents a linear mixed – integer mathematical programming model, for solving the Unit Commitment problem, as part of the Day Ahead Scheduling, and providing optimal solution. Afterwards, follows the definitions of the scenarios that were simulated, and the results that they provided along with commentation. The aim of the designed model, is to minimize the production cost. In order to succeed that, conditions of an autonomous not interconnected island power system are simulated, and the establishment of the hourly program of Unit Commitment is attempted. During the problem solving, operational constraints, as set through the regulatory framework (Operation Code for Non-Interconnected Islands) are being considered, in order to maintain the system between bounds of safe operation. The model can be resolved repetitive for as many days as the operator needs.

The model is designed and developed with the GAMS tool (Generic Algebraic Modeling System) and solved using the solver CPLEX. The usage of this particular solver is to provide and execute the suitable solving methods. Input data, as well as output data, are being imported, and exported accordingly, to excel files, so that pre – process and post – process editing is easily made. The model includes stations using renewable energy sources such as photovoltaics, wind parks and Hybrid Power Infrastructure and their extreme penetration to the traditional generation system is examined. The results stand for themselves, pointing in clarity that a technical, economical and ecological sustainable generating system can be constructed by progressively reducing the needs for operating conventional production units.

**Keywords:** Autonomous Island Power Systems, Hybrid Power Infrastructure, Renewable Energy Sources, Unit Commitment, Marginal Price, Mixed integer linear programming





# ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1

## 1.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Η Ένταξη Μονάδων είναι η εισαγωγή μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στη διαδικασία παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Εμπεριέχει τον καθορισμό ένταξης γεννητριών μιας δεδομένης εγκατάστασης, ή συνόλου εγκαταστάσεων, στην παραγωγή ώστε να ικανοποιηθεί το βραχυπρόθεσμο εκτιμώμενο φορτίο. Η διαδικασία ένταξης μονάδων έχει συνήθως προγραμματιστεί ένα εικοσιτετράωρο πριν, και μια γεννήτρια νοείται πως έχει ενταχθεί μόλις ξεκινήσει να παράγει. Ως επί το πλείστον, οι γεννήτριες είναι ηλεκτρικές μηχανές με περιστροφική διάταξη (αποτελούνται από στάτη, ρότορα, κ.λπ.), επομένως μια *ενταγμένη γεννήτρια* συχνά αναφέρεται ως *στρεφόμενη γεννήτρια*.

Θεμελιώδες σημείο ελέγχου σ'ένα σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, είναι η ορθή διαχείριση των διαθέσιμων πηγών του. Επομένως ζητούμενο είναι ο σχεδιασμός σε ωριαία βάση, με προαπαιτούμενο τον ντετερμινισμό της εξαγόμενης παραγωγής από κάθε συγκεκριμένη μονάδα του συστήματος ώστε να ικανοποιηθεί η ζήτηση, ικανοποιώντας παράλληλα τους απαραίτητους τεχνικούς, περιβαλλοντικούς, και άλλους περιορισμούς.

Στόχος είναι η ελαχιστοποίηση του κόστους που έχει σαν αποτέλεσμα οι μονάδες σε ένα δοσμένο σύστημα παραγωγής ενέργειας να μην είναι συνέχεια ανοιχτές για να εξοικονομούν κόστος, αλλά να ανοίγουν και να κλείνουν σε εξάρτηση με την ζήτηση κάθε χρονικού διαστήματος.

Στο πλαίσιο αυτό και με γνώμονα την απόκτηση μια σφαιρικής εικόνας γύρω από τη σημασία και τη διαδικασία της ένταξης μονάδων (Unit Commitment), στη νέα βάση δεδομένων που έχει διαμορφώσει η απελευθέρωση της αγοράς, στην παρούσα εργασία στόχος είναι η εύρεση βέλτιστης λύσης ικανοποιώντας κάθε αναγκαίο περιορισμό.

## 1.2 ΣΥΝΤΟΜΗ ΕΙΣΑΓΩΓΗ ΣΤΑ ΣΗΕ

Ορίζεται ως Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας το σύνολο των εγκαταστάσεων (γεννήτριες, υποσταθμοί μετασχηματισμού τάσης, γραμμές μεταφοράς και διανομής, διατάξεις αντιστάθμισης, καταναλώσεις, κ.λπ.) που χρησιμοποιούνται με στόχο την τροφοδοσία ηλεκτρικού ρεύματος ενός συνόλου καταναλωτών. Το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας, για να ανταποκριθεί σ' αυτόν το στόχο, διαθέτει:

- Σταθμούς παραγωγής, μπορεί να είναι είτε μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής είτε συμβατικές μονάδες παραγωγής όπου πραγματοποιείται η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μέσω της μετατροπής της αρχικής πηγής ενέργειας σε ηλεκτρική,
  - Γραμμές μεταφοράς, εναέριες ή σπανιότερα υπόγειες/υποθαλάσσιες, χρησιμοποιούνται για τη μεταφορά μεγάλων ποσοτήτων ηλεκτρικής ενέργειας από τους σταθμούς παραγωγής προς τα κέντρα κατανάλωσης, συνήθως για αποστάσεις πολλών χιλιομέτρων, και για τη διασύνδεση Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών (ΜΔΝ) στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα ή για τις διασυνδέσεις με ηλεκτρικά συστήματα γειτονικών χωρών,
  - Δίκτυο διανομής, αναλαμβάνει τη λειτουργία της διανομής της ηλεκτρικής ενέργειας στους επιμέρους καταναλωτές, μέσω ενός πυκνού δικτύου μέσης και χαμηλής τάσης.
- [1]

## 1.3 ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας επιτυγχάνεται με την εκμετάλλευση διάφορων πρωτογενών πηγών ενέργειας και παρουσιάζει μεγάλες διαφοροποιήσεις από χώρα σε χώρα, αλλά και μεταξύ περιοχών της ίδιας χώρας, ανάλογα με τη διαθεσιμότητα ενεργειακών πόρων, την ενεργειακή πολιτική της χώρας, τις κλιματολογικές συνθήκες και την περιοδικότητα τους, κ.ο.κ.

Έχει επικρατήσει η μετατροπή ενέργειας σε ηλεκτρική να ονομάζεται "Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας" καταχρηστικά, επειδή η ενέργεια προϋπάρχει σε διάφορες μορφές στη φύση, συνεπώς δεν παράγεται, αλλά μετατρέπεται.

Οι σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, λοιπόν, μπορεί να είναι :

- Θερμοηλεκτρικά εργοστάσια, στα οποία η ηλεκτρική ενέργεια αποτελεί προϊόν μετατροπής θερμικής ενέργειας από κάποιο ενδιάμεσο στάδιο της συνολικής αλληλουχίας ενεργειακών μετατροπών. Η αρχική μορφή ενέργειας, από την οποία ξεκινάει η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, μπορεί να είναι είτε χημική ενέργεια ορυκτών καυσίμων (λιγνίτης, λιθάνθρακας, πετρέλαιο, φυσικό αέριο) είτε πυρηνική ενέργεια ορυκτών καυσίμων (ουράνιο, πλουτόνιο). Στη δεύτερη περίπτωση ο θερμοηλεκτρικός σταθμός έχει επικρατήσει να ονομάζεται *πυρηνοληλεκτρικός*.
- Υδροηλεκτρικά εργοστάσια, όπου η ηλεκτρική ενέργεια προέρχεται από τη μετατροπή της διαθέσιμης δυναμικής ενέργειας νερού που βρίσκεται σε υψηλότερη υψομετρική στάθμη σε σχέση με τη θέση του υδροηλεκτρικού σταθμού (υδροδυναμική ενέργεια). Οι γεννήτριες στις οποίες υλοποιείται η μετατροπή αυτή ονομάζονται υδροστρόβιλοι.
- Διάφορες τεχνολογίες αξιοποίησης ΑΠΕ, όπως χερσαία ή υπεράκτια αιολικά πάρκα, φωτοβολταϊκοί σταθμοί, σταθμοί βιομάζας, σταθμοί γεωθερμίας, ηλιοθερμικοί σταθμοί. [2] [3]

#### 1.4 ΒΑΣΙΚΑ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΣΗΕ

Για να είναι πρακτικό ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας (ΣΗΕ) πρέπει να σχεδιαστεί και να λειτουργεί με τρόπο τέτοιο ώστε να είναι ασφαλές, η ηλεκτρική ενέργεια να παρέχεται αδιάλειπτα (υψηλή αξιοπιστία), η παρεχόμενη ενέργεια να είναι καλής ποιότητας (σταθερή τάση και συχνότητα χωρίς αρμονικές συνιστώσες), φιλικό προς το περιβάλλον με χαμηλές εκπομπές αέριων ρύπων και ταυτόχρονα όσο πιο οικονομικό γίνεται.

Ο πιο βασικός τεχνικός περιορισμός στη λειτουργία ενός ΣΗΕ είναι η ικανοποίηση του ισοζυγίου παραγόμενης ισχύος – φορτίου κάθε χρονική στιγμή, παραβίαση του οποίου συνεπάγεται την μερική ή ολική κατάρρευση του συστήματος.

Ο περιορισμός αυτός αποτελεί ειδοποιό διαφορά συγκριτικά με τις αγορές άλλων αγαθών, καθώς δεν είναι οικονομικά εφικτή η δημιουργία τεράστιων αποθηκών ενέργειας που θα εξυπηρετούσαν τη ζήτηση ανά πάσα στιγμή. Επίσης, η ηλεκτρική ενέργεια συγκεντρώνεται μαζικά για λόγους οικονομίας στο σύστημα μεταφοράς και διανομής μέσω των οποίων ικανοποιείται η ζήτηση. Η ένα προς ένα συσχέτιση παραγωγού – καταναλωτή δεν είναι δυνατή, όταν ο καταναλωτής δεν είναι ταυτόχρονα και παραγωγός, και μια πιθανή κατάρρευση ενός τέτοιου υποσυστήματος ηλεκτρικής ενέργειας θα επηρέαζε όλους τους συμμετέχοντες στην αγορά. [1]

Γίνεται εύκολα αντιληπτό από τα παραπάνω ότι η πρόβλεψη ζήτησης φορτίου είναι αναγκαία για την εύρυθμη λειτουργία συστήματος, επιτρέποντας τον προγραμματισμό λειτουργίας του ΣΗΕ. Η πρόβλεψη της ζήτησης και αναπόφευκτα και της τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας, λοιπόν, είναι ιδιαίτερες σημαντικές τόσο για την ασφάλη όσο και για την οικονομική λειτουργία του συστήματος. Παρατηρώντας τα ιστορικά δεδομένα ζήτησης, σκιαγραφείται η περιοδικότητα της συμπεριφοράς των καταναλωτών ως ένα επίπεδο, τόσο σε ετήσιο κύκλο όσο και σε εβδομαδιαίο και ημερήσιο, καθώς το φορτίο ηλεκτρικής ενέργειας εξαρτάται άμεσα από την ανθρώπινη δραστηριότητα, τους μετεωρολογικούς παράγοντες, κ.λπ. Ακολουθεί ο Πίνακας 1.1 με τα διάφορα είδη πρόβλεψης φορτίου και τους σκοπούς που εξυπηρετεί το καθένα. [4]

Πίνακας 1.1: Κατηγορίες πρόβλεψης φορτίου και που χρησιμοποιούνται τα αποτελέσματά τους [4] [5]

Είδος Πρόβλεψης	Λειτουργίες ΣΗΕ που επηρεάζει
Πολύ βραχυπρόθεσμη (sec- μερικά min)	-Αυτόματος έλεγχος παραγωγής -Οικονομική κατανομή φορτίου
Βραχυπρόθεσμη (ώρες - εβδομάδες)	-Ένταξη μονάδων -Υδροθερμική συνεργασία -Ανταλλαγές ισχύος
Μεσοπρόθεσμη (μήνες - έτη)	-Προγραμματισμός καυσίμων -Χρήση των υδάτινων πόρων -Προγραμματισμός συντήρησης μονάδων
Μακροπρόθεσμη (10 - 25 έτη)	-Προγραμματισμός ένταξης νέων μονάδων

## 1.5 ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ ΑΠΕ

Ως ανανεώσιμες πηγές ενέργειας ορίζονται οι μη ορυκτές πηγές ενέργειας, όπως η αιολική, η ηλιακή, η ενέργεια κυμάτων, η παλιρροϊκή ενέργεια, η ενέργεια από βιομάζα, η γεωθερμική ενέργεια, η υδραυλική ενέργεια που αξιοποιείται από υδροηλεκτρικούς σταθμούς. [6]

Η προώθηση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, αποτελεί υψηλή προτεραιότητα για την προστασία του περιβάλλοντος καθώς και την ανταγωνιστικότητα της βιομηχανίας ηλεκτρικής ενέργειας και αποτυπώνεται τόσο στην ελληνική όσο και στην Κοινοτική νομολογία. Βραχυπρόθεσμος στόχος είναι η αύξηση της συμμετοχής τους στην ηλεκτροπαραγωγή ως το 2020 και σε συνδυασμό με τη *Διεσπαρμένη Παραγωγή*, η ανάπτυξη ενεργειακά αποδοτικότερων και φιλικών προς το περιβάλλον μονάδων παραγωγής. Έμφαση δίνεται επίσης και στην επιτάχυνση της διείσδυσης του φυσικού αερίου στο ενεργειακό ισοζύγιο και αυτό διότι η διάρκεια ζωής των ήδη υπαρχόντων εκμεταλλεύσιμων αποθεμάτων λιγνίτη είναι περιορισμένη, ενώ, επιπλέον πρόκειται για ένα εξαιρετικά ρυπογόνο καύσιμο.

Από πολιτικής σκοπιάς, η οδηγία για το ενεργειακό μείγμα στην Ελλάδα προστάζει την προώθηση νέων καυσίμων όπως το φυσικό αέριο, ώστε να εξασφαλίζεται η ενεργειακή ασφάλεια της χώρας. Οι παραπάνω αποφάσεις όμως θα πρέπει να διέπονται από τη λογική του στόχου 20-20-20 (20% αύξηση της διείσδυσης ΑΠΕ, 20% μείωση εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου, 20% αύξηση της ενεργειακής αποδοτικότητας) [7], δηλαδή το ενεργειακό μείγμα να έχει λιγότερες επιπτώσεις στο περιβάλλον και οι παλιές ρυπογόνες τεχνολογίες να συνοδεύονται από απορρυπαντικές διαδικασίες ώστε να περιορίζεται η επίδρασή τους στο περιβάλλον.

Πρέπει να διευκρινιστεί ότι δεν είναι εφικτή η απότομα μεγάλη αύξηση χρήσης ΑΠΕ, και απαιτείται συνεχής επίβλεψη και αναπροσαρμογή του σχεδιασμού του εθνικού ΣΗΕ για κάθε ποσοστιαία αύξηση της διείσδυσης ΑΠΕ.

Συνοπτικά, καθώς δεν αποτελεί μέρος της παρούσας διπλωματικής, αναφέρονται οι δυσκολίες και τα προαπαιτούμενα για την μαζική διείσδυση ΑΠΕ στο σύστημα, είτε στο διασυνδεδεμένο είτε σε κάποιο αυτόνομο [2] [8] :

- Σφάλμα στη πρόβλεψη της παραγωγής των ΑΠΕ λόγω στοχαστικότητας με αποτέλεσμα τη διατήρηση μεγάλων περιθωρίων εφεδρείας,
- Αυξημένους ρυθμούς μεταβολής της ισχύος των συμβατικών μονάδων,
- Ανάγκη αλλαγής των συστημάτων ελέγχου και επιτήρησης (SCADA),
- Αβεβαιότητα στη λειτουργία της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας λόγω συνεχώς μεταβαλλόμενου ρυθμιστικού πλαισίου,
- Αλλαγές στο επίπεδο και την ποιότητα της τάσης των δικτύων,
- Μεταβολή των ρευμάτων από σφάλματα του δικτύου – αλλαγή του επιπέδου βραχυκύκλωσης,
- Τροποποίηση της προστασίας του δικτύου,
- Αύξηση των παραγόμενων αρμονικών στο δίκτυο από τους ηλεκτρονικούς μετατροπείς ισχύος,
- Μεγάλο εύρος λειτουργίας μεταξύ τεχνικού ελαχίστου και μέγιστης παραγωγής,
- Συχνές σβέσεις και εναύσεις,
- Επιπτώσεις στην ευστάθεια του συστήματος,

- Ανάγκη προσαρμογής του ενεργειακού μίγματος με κατασκευή καινούριων ευέλικτων συμβατικών σταθμών παραγωγής, για τη λειτουργία σημαντικού δυναμικού με αυξημένο ρυθμό απόκρισης ώστε να καλύπτεται με ασφάλεια η ζήτηση όταν η παραγωγή ΑΠΕ δεν είναι διαθέσιμη,

## 1.6 ΜΗ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΑ ΝΗΣΙΑ

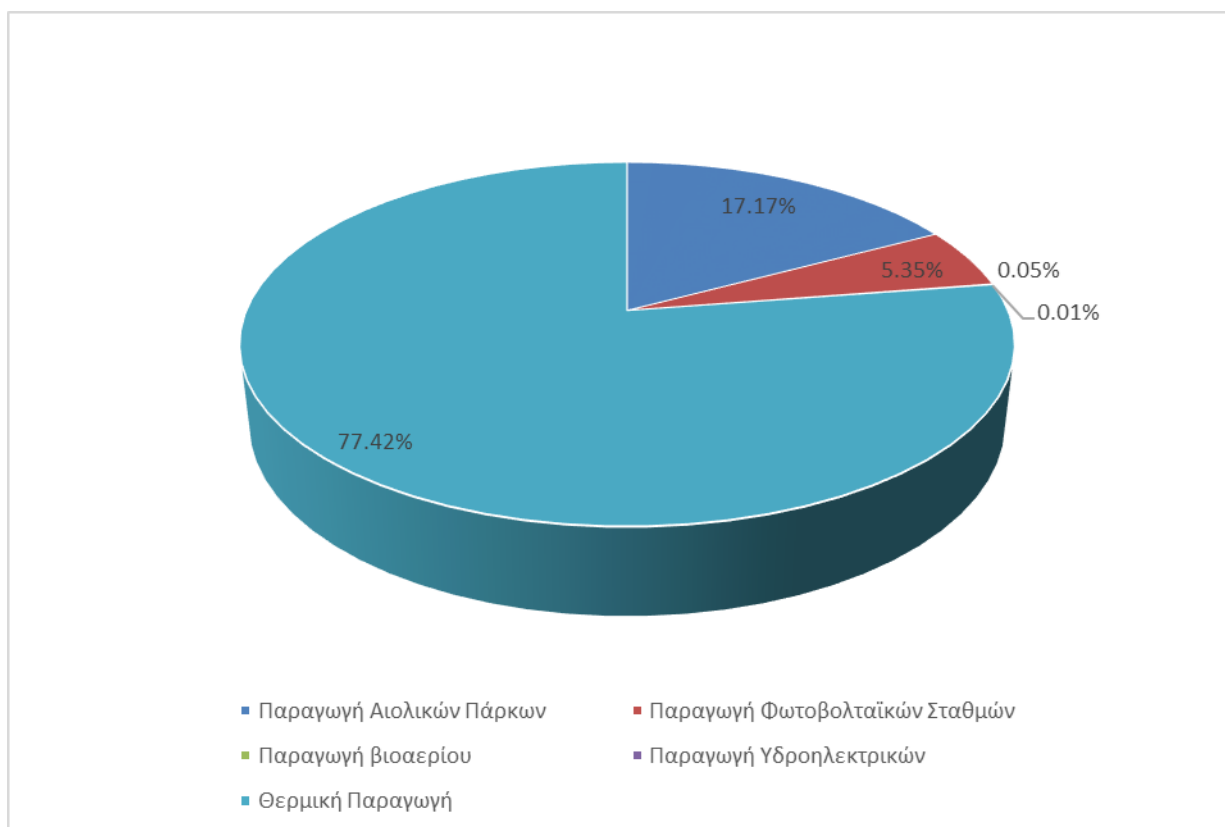
Τα περισσότερα ελληνικά νησιά σήμερα λειτουργούν ως αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα και καλύπτουν τις ανάγκες ηλεκτροδότησής τους κυρίως μέσω θερμικών μονάδων παραγωγής που λειτουργούν με καύσιμο το πετρέλαιο (ελαφρύ – diesel ή βαρύ – μαζούτ) και μέσω των σταθμών ΑΠΕ. Στα νησιά αυτά δεν έχει επιτευχθεί η διασύνδεσή τους με το ηπειρωτικό διασυνδεδεμένο σύστημα λόγω τεχνικών και τεχνολογικών εμποδίων που έχουν αρχίσει να υπερπηδώνται, αλλά και λόγω οικονομικών δυσκολιών καθώς οι διασυνδέσεις αυτές είναι έργα μεγάλων κεφαλαίων. [9]

Συνολικά καταμετρούνται είκοσι εννέα (29) αυτόνομα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας για όλα τα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά, και συμπλέγματα αυτών, και η λειτουργία και διαχείρισή τους γίνεται από τον Διαχειριστή ΜΔΝ, τον ρόλο του οποίου έχει αναλάβει η ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε. Παρά το γεγονός ότι το μέγεθος (αιχμή ζήτησης) σε kW των συστημάτων αυτών ποικίλει, μια ομαδοποίηση αυτών, βάσει της ετήσιας αιχμής ηλεκτρικού φορτίου για το 2016, γίνεται ως εξής (Πίνακας 1.2):

1. Δεκαεννέα (19) “μικρά” αυτόνομα συστήματα με ετήσια αιχμή που κυμαίνεται μεταξύ των 0,11MW (Αντικύθηρα) και των 6,22MW (Σίφνο),
2. Οκτώ (8) “μεσαίου μεγέθους” που η αιχμή τους κυμαίνεται μεταξύ των 11,3MW στην Κάρπαθο ως τα 94,5MW για το σύμπλεγμα Κω – Καλύμνου,
3. Δύο (2) “μεγάλα” αυτόνομα νησιωτικά συστήματα έχουν αιχμή ζήτησης άνω των 200MW, δηλαδή η Κρήτη με 627,3MW και η Ρόδος με 200MW. [10] [11]

Αντίστοιχα ποικίλει και η ζήτηση (κατανάλωση σε MWh) ηλεκτρικής ενέργειας στα ΜΔΝ, από ορισμένες εκατοντάδες kWh στα μικρότερα νησιά (π.χ. Αγαθονήσι) έως και πολλές MWh στην Κρήτη.

Βάσει των στοιχείων που δημοσιεύθηκαν από τον ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε. στα Πληροφοριακά Δελτία παραγωγής στα ΜΔΝ για το δωδεκάμηνο του 2017, συλλέχθηκαν και επεξεργάστηκαν στοιχεία τα οποία φαίνονται παρακάτω (Διάγραμμα 1.1)(Πίνακας 1.2), υπογραμμίζοντας την ανάγκη για μεγαλύτερη διείσδυση των ΑΠΕ στα αυτόνομα νησιωτικά συστήματα.



Διάγραμμα 1.1 : Ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (%) για το σύνολο των ΜΔΝ για το έτος 2017 [11]

Πίνακας 1.2 : Μέγιστη ετήσια αιχμή ζήτησης και ποσοστό συμμετοχής ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή στα ΜΔΝ κατά το έτος 2017. [10]

Ηλεκτρικό Σύστημα ΜΔΝ	Μέγιστη ετήσια αιχμή ζήτησης 2016 (MW)	Ποσοστό συμμετοχής ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή (%)
Κρήτη	627,3	22,44
Ρόδος	200	14,32
Κώς-Κάλυμνος	94,5	13,23
Λέσβος	67,42	15,80
Χίος	46,8	13,73
Θήρα	42,8	0,66
Σάμος	29,6	20,96
Λήμνος	14,7	15,87
Μήλος	12,28	11,62
Κάρπαθος	11,3	9,92
Ικαρία	6,7	10,09
Σίφνος	6,22	2,66
Πάτμος	5,9	15,88
Σκύρος	4,65	3,31
Σύμη	3,64	1,84
Σέριφος	3,42	2,01
Αμοργός	3,15	4,59

Κύθνος	2,98	2,87
Αστυπάλαια	2,21	8,67
Μεγιστή	0,91	0
Ανάφη	0,59	0
Δονούσα	0,36	0
Ερεικούσα	0,35	0
Αγ, Ευστράτιος	0,31	0
Οθωνοί	0,26	0
Αγαθονήσι	0,2	0
Αρκιοι	0,14	0
Γαύδος	0,12	0
Αντικύθηρα	0,11	0
Συνολικά	-	18,32

Γίνεται άμεσα αντιληπτό, τόσο από το γράφημα, αλλά και από τις πληροφορίες του πίνακα, ότι τα ποσοστά διείσδυσης ΑΠΕ στα ΜΔΝ οφείλουν και πρέπει να αυξηθούν μαζί με την ανάπτυξη και άλλων τεχνολογιών ΑΠΕ πέραν των αιολικών και φωτοβολταϊκών πάρκων καθώς πρόκειται για Μη Ελεγχόμενες τεχνολογίες παραγωγής, σύμφωνα με τον ορισμό του Κώδικα ΜΔΝ. [12]

### 1.7 ΥΒΡΙΔΙΚΟΙ ΣΤΑΘΜΟΙ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

Με στόχο την επίτευξη μεγαλύτερης διείσδυσης ΑΠΕ, για την οποία οι μελέτες [13] [14] δείχνουν ότι είναι απαραίτητη η χρήση αποθήκευσης, και ταυτοχρόνως τη διασφάλιση της κάλυψης της ζήτησης και της ασφαλούς λειτουργίας με τον πλέον οικονομικό τρόπο, στην παρούσα διπλωματική συμπεριλαμβάνονται υβριδικοί σταθμοί παραγωγής, τηρώντας τα προβλεπόμενα από το ειδικό πλαίσιο λειτουργίας του Κώδικα Διαχείρισης Ηλεκτρικών Συστημάτων ΜΔΝ (Κώδικας ΜΔΝ).

*Υβριδικός λέγεται κάθε σταθμός παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που :*

*Α) χρησιμοποιείται μία τουλάχιστον μορφή ΑΠΕ*

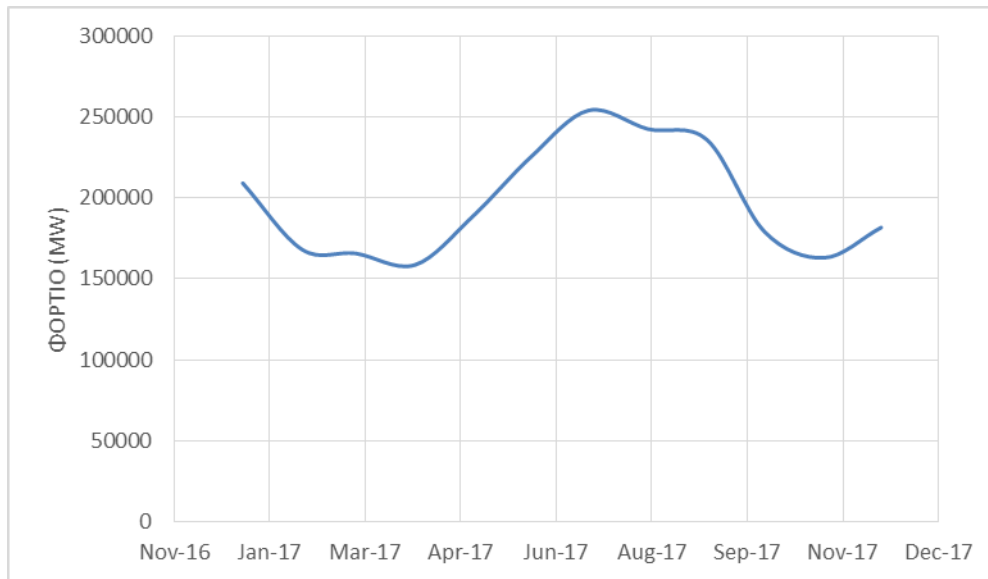
*Β) Η συνολική ενέργεια που απορροφά από το Δίκτυο σε ετήσια βάση, δεν υπερβαίνει το 30% της συνολικής ενέργειας που καταναλώνεται για την πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης του σταθμού αυτού (μπαταρίες/αντλησιοταμίευση). Ως ενέργεια που απορροφά ο ΥΒΣ από το δίκτυο ορίζεται η διαφορά μεταξύ της ενέργειας που μετράται κατά την είσοδό της στο σταθμό και της ενέργειας που αποδίδεται απευθείας στο Δίκτυο από τις μονάδες ΑΠΕ του Υβριδικού Σταθμού. Η διαφορά αυτή υπολογίζεται για τα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά σε ωριαία βάση. [..]*

*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%. [6]*

### 1.8 ΑΝΤΙΚΕΙΜΕΝΟ ΤΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ

Βάσει της πρόβλεψης ζήτησης και των προσφορών των μονάδων παραγωγής αποφασίζεται η ένταξή τους στο σύστημα (Unit Commitment) και ο οικονομικά βέλτιστος τρόπος λειτουργίας

τους (Unit Dispatch). Κάποιες μονάδες (οι λιγότερο οικονομικές και άρα και ανταγωνιστικές) λειτουργούν μόνο για την κάλυψη των αιχμών ζήτησης αυξάνοντας το κόστος της παραγόμενης ενέργειας ενώ οι οικονομικότερες έχουν σχεδόν σταθερή παραγωγή και καλύπτουν το φορτίο βάσης (Διάγραμμα 1.2).



Διάγραμμα 1.2: Καμπύλη φορτίου μηνιαίων αιχμών για το νησί της Κρήτης για το 2017 [10]

Το αντικείμενο της παρούσας διπλωματικής εργασίας έγκειται στην εξέταση και αναζήτηση βέλτιστης λύσης του προβλήματος της Ένταξης Μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στο πλαίσιο ενός αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος, όπως για παράδειγμα ένα ΜΔΝ, μέσω ενός πολύπλοκου προβλήματος συνδυαστικής βελτιστοποίησης. Πιο συγκεκριμένα, στόχος είναι η εύρεση του βέλτιστου συνδυασμού μονάδων παραγωγής (θερμικών, αιολικών, υβριδικών) που πρέπει να λειτουργήσουν κάθε ώρα του χρονικού οριζοντα προγραμματισμού καθώς και ο καθορισμός του επιπέδου λειτουργίας τους, προκειμένου να γίνει ελαχιστοποίηση του κόστους παραγωγής της απαιτούμενης για το φορτίο ηλεκτρικής ενέργειας. Στον στόχο αυτό, συνυπολογίζεται η τήρηση όλων των απαραίτητων περιορισμών που επιβάλλουν οι κανόνες ασφαλούς λειτουργίας του συστήματος και των τεχνικών περιορισμών που σχετίζονται με τα χαρακτηριστικά των μονάδων παραγωγής του ηλεκτρικού συστήματος και μελετάται η συμπεριφορά του μοντέλου σε συνθήκες υψηλής διείδυσης ΑΠΕ.

Το μοντέλο θα αποφασίζει, επομένως, τις μονάδες φορτίου βάσης αλλά και τις μονάδες αιχμής, για κάθε μια από τις 8.760 ώρες του έτους, συνυπολογίζοντας και μη παραβιάζοντας τους κανόνες που έχουν οριστεί. Ο χρονικός ορίζοντας επίλυσης του προβλήματος αποτελεί μεταβλητή επιλογής, στην παρούσα εργασία μελετήθηκε το πρόβλημα της ημερήσιας ένταξης, υπό περιορισμούς τεχνικών ελαχίστων και ονομαστικών στοιχείων των γεννητριών, δυναμικού περιορισμού διείδυσης αιολικής παραγωγής, τήρησης στρεφόμενης εφεδρείας, προτεραιότητα στις ΑΠΕ.

Για την επίλυση του συγκεκριμένου προβλήματος σχεδιάζεται μοντέλο βελτιστοποίησης μεικτού – ακεραίου γραμμικού προγραμματισμού, το οποίο υλοποιείται και επιλύεται στο προγραμματιστικό περιβάλλον GAMS (*General Algebraic Modeling System*) για διάφορα



σενάρια φορτίου και παραγωγής ΑΠΕ και ΥΒΣ, σε σύστημα που προσομοιώνει το μέγεθος της νήσου Ρόδου. Πιο συγκεκριμένα, παρουσιάζονται η ημερήσια και η ετήσια προσομοίωση σε ακραίες συνθήκες διεύθυνσης ΑΠΕ και ΥΒΣ.

## 1.9 ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- [1] Ν. Α. Βοβός και Γ. Β. Γιαννακόπουλος, Εισαγωγή στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας, Πανεπιστήμιο Πατρών: Ζήτη, 2008.
- [2] Δ. Κατσαπρακάκης, «Σύνθεση ενεργειακών συστημάτων,» Σύνδεσμος Ελληνικών Ακαδημαϊκών Βιβλιοθηκών, Αθήνα, 2015.
- [3] Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, "Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας," Ελληνική Δημοκρατία, Αθήνα, 2013.
- [4] Π. Σχοινάς, *Επίλυση του Προβλήματος Οικονομικής Κατανομής Φορτίου με Κατανεμημένο Αλγόριθμο*, Αθήνα: ΕΜΠ, Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών & Μηχανικών Υπολογιστών, Τομέας Ηλεκτρικής Ισχύος, 2015.
- [5] Π. Γεωργιλάκης, "Σύγχρονα Συστήματα Μεταφοράς και Διανομής," ΣΥΝΔΕΣΜΟΣ ΕΛΛΗΝΙΚΩΝ ΑΚΑΔΗΜΑΪΚΩΝ ΒΙΒΛΙΟΘΗΚΩΝ, Αθήνα, 2015.
- [6] Εφημερίς της Κυβερνήσεως, "Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης και λουπές διατάξεις," *Εφημερίς της Κυβερνήσεως*, Vols. ΝΟΜΟΣ ΥΠ'ΑΡΙΘ. 3468 , Αρ. Φύλλου 129, pp. Άρθρο 2, §25, 27 Ιουνίου 2006.
- [7] Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο και Συμβούλιο της Ευρωπαϊκής Ένωσης, «Οδηγία 2009/28/ΕΚ,» Επίσημη Εφημερίδα της Ευρωπαϊκής Ένωσης, 2009.
- [8] Α. Κορωνίδης, "Το ελληνικό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας σε συνθήκες μεγάλης διεύθυνσης ανανεώσιμων πηγών," Αθήνα, 8/11/2013.
- [9] Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, "Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά," Ελληνική Δημοκρατία, Αθήνα, 2013.
- [10] ΔΕΔΔΗΕ ΑΕ, "Πληροφοριακό Δελτίο Παραγωγής στα ΜΔΝ," ΔΕΔΔΗΕ, Αθήνα, 2017.
- [11] Χ. Λιάγγου, "Ρεύμα σε Σύρο, Πάρο, Μύκονο, Τήνο από το ηπειρωτικό δίκτυο," *Καθημερινή*, no. Επιχειρήσεις, 25 Ιανουάριος 2018.
- [12] ΡΑΕ, "ΑΠΟΦΑΣΗ Ρ.Α.Ε. ΥΠ' ΑΡΙΘΜ. 616/2016," Ελληνική Δημοκρατία , ΣτΕ, Αθήνα, 2016.
- [13] P. Gardner, "E-Storage: Shifting from Cost to Value," World Energy Council, United Kingdom, 2016.

[14] Ι. Αναγνωστόπουλος and Δ. Παπαντώνης, "Εκτίμηση μελλοντικών αναγκών αποθήκευσης ενέργειας στο ηλεκτρικό σύστημα της Ελλάδας," Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Αθήνα, 2013.

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2

### ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΚΗ ΑΝΑΣΚΟΠΗΣΗ ΣΤΟ ΠΡΟΒΛΗΜΑ ΕΝΤΑΞΗΣ ΜΟΝΑΔΩΝ

#### 2.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Στο παρόν κεφάλαιο γίνεται μια βιβλιογραφική ανασκόπηση του προβλήματος Ένταξης Μονάδων παρουσιάζοντας τα στοιχεία που αποτέλεσαν πηγές έμπνευσης για την παρούσα εργασία. Πιο συγκεκριμένα, αρχικά ορίζεται ο μεικτός ακέραιος προγραμματισμός βάσει του οποίου γίνεται η προσέγγιση επίλυσης του προβλήματος της βέλτιστης Ένταξης Μονάδων, απαντώνται τα ερωτήματα της επιλογής του επιλυτή CPLEX και γίνεται σύντομη αναφορά στις πιο διαδεδομένες μαθηματικές μεθόδους επίλυσης προβλημάτων γραμμικού ακεραίου προγραμματισμού και ανάδειξη των πλεονεκτημάτων της επιλεγμένης μεθόδου.

#### 2.2 ΓΕΝΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΜΑΘΗΜΑΤΙΚΟΥ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΟΥ

Ο μαθηματικός προγραμματισμός χρησιμοποιείται για την εύρεση βέλτιστης λύσης σε ένα πρόβλημα που προϋποθέτει μία απόφαση ή ένα σύνολο αποφάσεων αναφορικά με την αξιοποίηση ή όχι ενός πεπερασμένου συνόλου διαθέσιμων πόρων για την επίτευξη ενός αντικειμενικού στόχου. Τα μοντέλα μαθηματικού προγραμματισμού διατυπώνονται ως προβλήματα ελαχιστοποίησης/μεγιστοποίησης μιας αντικειμενικής συνάρτησης μίας ή πολλών μεταβλητών και χρησιμοποιούνται αναλυτικές ή αριθμητικές μέθοδοι. Καθότι δεν υπάρχει φυσικό πρόβλημα που δεν υπόκειται σε επιπλέον περιορισμούς, το μοντέλο περιλαμβάνει διάφορους περιορισμούς υπό τη μορφή ισοτήτων ή ανισοτήτων Συμβολικά, ένα πρόβλημα μαθηματικού προγραμματισμού, εκφράζεται ως εξής:

- Εύρεση τιμών των μεταβλητών απόφασης  $x_i$  με ταυτόχρονη ικανοποίηση όλων των  $m$  συνθηκών, που καλούνται περιορισμοί, της μορφής (1.1):

$$g_i(x_1, x_2, \dots, x_n) \{ \leq, =, \geq \} b_i, \quad i = 1, 2, \dots, m \quad (1.1)$$

- Μεγιστοποίηση/ελαχιστοποίηση της αντικειμενικής συνάρτησης (1.2):

$$z = g(x_1, x_2, \dots, x_n) \quad (1.2)$$

Ανάλογα με τη μορφή των εξισώσεων, το πρόβλημα χαρακτηρίζεται ως γραμμικό, μη γραμμικό, ακέραιου προγραμματισμού, δυναμικό, στοχαστικό, προγραμματισμού στόχου και συνδυασμοί αυτών. [1] [2]

##### 2.2.1 ΓΡΑΜΜΙΚΟΣ ΜΑΘΗΜΑΤΙΚΟΣ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΟΣ

Πρόκειται για υποκατηγορία του μαθηματικού προγραμματισμού, στον οποίο τόσο η αντικειμενική συνάρτηση όσο και όλοι οι περιορισμοί είναι εκφρασμένοι σε γραμμική μορφή. Οι εξισώσεις (1.1)(1.2) διατυπώνονται ως (1.3)(1.4):

$$g_i(x_1, x_2, \dots, x_n) = \sum_{j=1}^n a_{ij} * x_j \{ \leq, =, \geq \} b_i, \quad i = 1, 2, \dots, m \quad (1.3)$$

$$z = g(x_1, x_2, \dots, x_n) = \sum_{j=1}^n c_j * x_j \quad (1.4)$$

όπου  $a_{ij}, c_j, b_i$  είναι γνωστές πραγματικές σταθερές.

### 2.2.2 ΜΕΙΚΤΟΣ ΑΚΕΡΑΙΟΣ ΓΡΑΜΜΙΚΟΣ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΟΣ

Ο ακέραιος γραμμικός προγραμματισμός είναι υποκατηγορία του γραμμικού και περιλαμβάνει προβλήματα στα οποία τουλάχιστον μία μεταβλητή απόφασης είναι ακέραια. Σε πολλά προβλήματα, όπως το πρόβλημα κατάρτισης του ΗΕΠ ενός αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος, στο οποίο συμμετέχουν συμβατικές μονάδες, μη κατανεμόμενες μονάδες ΑΠΕ και υβριδικοί σταθμοί, το πρόβλημα χρειάζεται για εσωτερικές διαδικασίες να μεταφράσει το νόημα των τιμών των μεταβλητών απόφασης ώστε να δώσει απάντηση για το αν μια γεννήτρια την ώρα  $k$  μιας Ημέρας Κατανομής έχει ενταχθεί ή όχι.

Υποκατηγορία των ακέραιων μεταβλητών αποτελούν οι δυαδικές μεταβλητές, που παίρνουν την τιμή 0 ή 1, και μπορούν να δώσουν την ερμηνεία της κατάστασης ενός γεγονότος όταν αυτή περιορίζεται ανάμεσα σε δύο επιλογές, όπως η λειτουργία ή μη μιας γεννήτριας.

Επέκταση της κατηγορίας του ακέραιου γραμμικού προγραμματισμού, ώστε να συμπεριληφθούν οι συνεχείς μεταβλητές, αποτελεί ο μεικτός ακέραιος προγραμματισμός [2] [3] [4].

### 2.3 ΑΛΓΟΡΙΘΜΟΣ ΕΠΙΛΥΣΗΣ

Για την επίλυση των μεικτών ακεραίων γραμμικού προγραμματισμού προβλημάτων έχουν χρησιμοποιηθεί διάφορες μέθοδοι. Επιγραμματικά, οι πιο διαδεδομένες μέθοδοι είναι:

- Μέθοδος πλήρους απαρίθμησης
- Εκτενής λίστα προτεραιότητας
- Λαγκραζιανή μέθοδος
- Simplex
- Διακλάδωσης και Οριοθέτησης
- Νευρωνικά δίκτυα.

Κατά τη μελέτη της εργασίας βασικό σημείο ήταν η αναζήτηση της μεθόδου επίλυσης του μοντέλου του προβλήματος. Διαπιστώθηκε, πως ήδη από τις αρχές της προηγούμενης δεκαετίας, ξεπεράστηκαν κάποιες μέθοδοι, όπως η μέθοδος πλήρους απαρίθμησης [2] [1], η εκτενής λίστα προτεραιότητας [6] αλλά και η μέθοδος λαγκραζιανής χαλάρωσης, [4] [5] που αποτελεί την πρώτη και πιο διαδεδομένη μέθοδο επίλυσης της Ένταξης Μονάδων.

Η μέθοδος πλήρους απαρίθμησης περιλαμβάνει την εξαντλητική δοκιμή όλων των σεναρίων και έπειτα από αξιολόγηση των αποτελεσμάτων, επιλογή του καλύτερου εξ' αυτών. Η εφαρμογή της μεθόδου πρέπει να λαμβάνει υπόψιν το μέγεθος του προβλήματος καθώς ο υπολογιστικός χρόνος για εύρεση της βέλτιστης λύσης αυξάνεται δραματικά με την αύξηση του μεγέθους του προβλήματος. Για παράδειγμα, σε ένα σύστημα με  $N$  μονάδες ο δυνατός αριθμός συνδυασμών είναι  $2^N - 1$ , σε κάθε περίοδο του χρονικού ορίζοντα που εξετάζεται, οπότε η αύξηση του πλήθους μονάδων καθιστά απαγορευτική την εφαρμογή του αλγορίθμου.

Η δεύτερη, απορρίφθηκε λόγω της απήφησης των λειτουργικών περιορισμών στο πρώτο βήμα εφαρμογής και της ανάγκης μεταεπεξεργασίας των λύσεων έπειτα ώστε να επιτευχθεί αποδοτική λύση [6]. Πιο συγκεκριμένα, η μέθοδος ολοκληρώνεται σε δύο φάσεις, με τη λογική δημιουργίας μιας πολύ γρήγορης, πλην πρόχειρης λύσης και τη βελτιστοποίησης της λύσης αυτής έπειτα. Δηλαδή:

- Αρχικά, αποδίδονται τάχιστα κάποιες αρχικές τιμές στις μεταβλητές του μοντέλου (μεταβλητές παραγωγής, εφεδρείας, κ.ο.κ) για τη λύση του προβλήματος της Ένταξης Μονάδων. Προκειμένου να αφιερωθεί χρόνος στη διαδικασία βελτιστοποίησης της λύσης, στο βήμα αυτό αμελούνται όλοι οι λειτουργικοί περιορισμοί που εμπεριέχει το μοντέλο.
- Στη δεύτερη φάση επίλυσης του προβλήματος, από τη μέθοδο αυτή, γίνεται μεταβολή των τιμών των μεταβλητών λόγω της συμπερίληψης και εφαρμογής των περιορισμών, με τη χρήση ευριστικών τεχνικών. Για λόγους βελτιστοποίησης της μεθόδου, οι τεχνικές αυτές εφαρμόζονται μόνο στις μεταβλητές που αναμένεται να δέχονται βελτιστοποίηση.

Η λαγκραζιανή μέθοδος, είναι η ευρύτερα γνωστή προσέγγιση λόγω κυρίως της ικανότητάς της να λύνει αποδοτικά προβλήματα μεγάλης κλίμακας. Ωστόσο, λόγω της φύσης του προβλήματος της Ένταξης Μονάδων, πρόκειται για ένα μη κυρτό πρόβλημα, η λαγκραζιανή χαλάρωση παρουσιάζει υποβέλτιστο αποτέλεσμα, μόλις μετά από επιπλέον επεξεργασία για την εύρεση της βέλτιστης λύσης [7][6] [5]. Για παράδειγμα, τα μη διαφορίσιμα και κυρτά σημεία των καμπυλών λειτουργικού κόστους απαιτούν πολυπλοκότερη μοντελοποίηση, και την ανάγκη συνυπολογισμού των ραμπών ανόδου καθόδου για την συνυπολογισμό της εφεδρείας, αυξάνοντας δραματικά το υπολογιστικό κόστος κατά τη λαγκραζιανή μέθοδο. [4] [5] [8]

Ο μεικτός ακέραιος γραμμικός προγραμματισμός, εγγυάται προσέγγιση της βέλτιστης λύσης μιας συνάρτησης κόστους σε πεπερασμένο αριθμό βημάτων μέσω των μεθόδων που εφαρμόζει με τις βασικότερες να είναι η Simplex και η μέθοδος Διακλάδωσης και Οριοθέτησης (Branch and Bound) [6].

Η μέθοδος Simplex αποτελεί μια αλγεβρική επαναληπτική διαδικασία η οποία επιλύει σε πεπερασμένο αριθμό βημάτων προβλήματα γραμμικού προγραμματισμού. Η μέθοδος αυτή είναι μηχανική, δεν στηρίζεται δηλαδή σε γεωμετρικές ερμηνείες των δεδομένων, και μπορεί να χειριστεί πολλές εξισώσεις και μεταβλητές. Εφαρμόζεται σε προβλήματα με *Κανονική μορφή*, δηλαδή όταν η αντικειμενική συνάρτηση είναι προς μεγιστοποίηση, οι μεταβλητές μη αρνητικές και όλοι οι περιορισμοί εκφράζονται ως μικρότεροι ή ίσοι από μία θετική σταθερά. Για προβλήματα *Μη Κανονικής μορφής*, δηλαδή όταν έστω δεν ισχύει κάτι από τα παραπάνω, για παράδειγμα ζητείται η ελαχιστοποίηση της αντικειμενικής συνάρτησης, η μέθοδος εφαρμόζεται με τα εξής βήματα:

- Όταν ζητείται η ελαχιστοποίηση της αντικειμενικής συνάρτησης  $A$ , η μέθοδος υπολογίζει την μεγιστοποίηση της  $-A$ , οι περιορισμοί που διατυπώνονται ως μεγαλύτεροι ή ίσοι μιας σταθεράς πολλαπλασιάζονται με  $-1$  ακολουθώντας μια διαδικασία ώστε να μην προκύπτει αρνητικός αριθμός στην τελευταία στήλη.
- Στο επόμενο βήμα διαμορφώνεται ο αρχικός πίνακας Simplex, και ξεκινά μια επαναληπτική διαδικασία έως ότου βρεθεί εφικτή μέγιστη λύση, κατά την οποία

εφαρμόζεται η διαδικασία οδήγησης στοιχείων γύρω από την στήλη και γραμμή άξονα που έχει επιλεγεί.

Η μέθοδος Διακλάδωσης και Οριοθέτησης, αρχικά επιλύει το πρόβλημα κατά τη μέθοδο Simplex χωρίς να ελέγχει αν η λύση αποτελεί ακέραιο αριθμό. Αν η λύση του πρώτου βήματος δεν ικανοποιεί τη συνθήκη ακεραιότητας, καθορίζεται ως *κάτω φράγμα* η στρογγυλοποίηση της λύσης αυτής, και ξεκινά η επαναληπτική διαδικασία της διαίρεσης σε υποσύνολα. Κατά τη διαδικασία αυτή, επαναλαμβάνεται συνεχώς η ανάθεση νέων *κάτω ορίων* (και όμοια για τα *άνω όρια*), έως ότου βρεθεί ακέραια λύση μεγαλύτερη ή ίση του τελευταίου *άνω ορίου*, που αποτελεί και τη βέλτιστη λύση του προβλήματος.

Συγκεντρωτικά, οι μέθοδοι που χρησιμοποιεί ο μεικτός ακέραιος γραμμικός προγραμματισμός σε σχέση με τη λαγκραζιανή χαλάρωση, μπορεί αποδεδειγμένα να επιστρέψει τη βέλτιστη λύση και είναι περισσότερο προσαρμοστικός και με περισσότερες δυνατότητες στη μοντελοποίηση συστημάτων. [9]

#### 2.4 ΕΠΙΛΥΤΗΣ CPLEX

Ο επιλύτης CPLEX είναι κατάλληλος για προβλήματα ακέραιου προγραμματισμού, γραμμικά και τετραγωνικά προβλήματα μέσω διάφορων μαθηματικών μεθόδων, όπως η μέθοδος Simplex που ήδη αναφέρθηκε, η μέθοδος του *δουικού προβλήματος (Dual)*. Μέσω του παράλληλου αλγορίθμου που διαθέτει δίνει τη δυνατότητα γρήγορης επίλυσης προβλημάτων με ιδιαιτέρως σύνθετους περιορισμούς, και επιτρέπει την επιτέλεση δοκιμών μετά από τροποποιήσεις στη διαμόρφωση του αρχικού μοντέλου σε μικρό μέρος του χρόνου υπολογισμού της αρχικής λύσης. Αξίζει να αναφερθεί πως προτιμήθηκε έναντι ενός ισάξιου επιλύτη, του Global Solver του προγραμματιστικού περιβάλλοντος LINDO [5] το οποίο χρησιμοποιεί την προσέγγιση Διακλάδωσης και Φράγματος (branch and bound).

#### 2.5 ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΤΟΥ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ ΕΝΤΑΞΗΣ ΜΟΝΑΔΩΝ

Για την μοντελοποίηση του προβλήματος μελετήθηκαν διάφορα σχετικά άρθρα άλλων συγγραφέων από τα οποία αντλήθηκε έμπνευση για την κατάστρωση του μοντέλου της παρούσας διπλωματικής. Σε αυτήν την ενότητα γίνεται αναφορά σε κάθε άρθρο χωριστά.

Στο [6] οι συγγραφείς προτείνουν την επίλυση της Ένταξης Μονάδων βάσει της μεθόδου της εκτενούς λίστας προτεραιότητας. Στην ανάλυσή τους ορίζουν την αντικειμενική συνάρτηση κόστους προς ελαχιστοποίηση, στην οποία συμπεριλαμβάνουν το άθροισμα του λειτουργικού κόστους και του κόστους έναυσης και σβέσης των μονάδων, υπό τους περιορισμούς του συστήματος για τήρηση του ενεργειακού ισοζυγίου και της απαίτησης για στρεφόμενη εφεδρεία και τους τεχνικούς περιορισμούς των θερμικών μονάδων για τα όρια της στάθμης παραγωγής και τους ελάχιστους χρόνους ένταξης/κράτησης, λαμβάνοντας υπόψιν πάντα την αρχική τους κατάσταση. Το μοντέλο τους υλοποιείται για χρονικό ορίζοντα εικοσιτεσσάρων ωρών, με διάφορα σενάρια πλήθους μονάδων και φορτίου.

Το [3], παρουσιάζει ένα πρόβλημα μεγιστοποίησης κέρδους από την πώληση ενέργειας και στρεφόμενης εφεδρείας στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας στο οποίο συμπεριλαμβάνονται τα έσοδα πώλησης και τα κόστη παραγωγής, εναύσεως και σβέσης. Στο πλαίσιο αυτό, καθίσταται δυνατή η βελτίωση της αντικειμενικής συνάρτησης συνυπολογίζοντας την παρουσία ανταγωνισμού. Το μοντέλο επιλύεται μέσω του μεικτού γραμμικού προγραμματισμού και τις

μεθόδους που αυτός χρησιμοποιεί (Simplex, Dual). Οι συγγραφείς κατά την σχεδίαση, γραμμικοποίησαν τις αρχικά μη γραμμικές εξισώσεις, και συμπεριέλαβαν τους περιορισμούς λειτουργίας των μονάδων εντός των τεχνικών ελαχίστων και των ονομαστικών στοιχείων, τον περιορισμό της μέγιστης παραγωγής λόγω των ρυθμών ανόδου και καθόδου (για συγχρονισμό και αποσυγχρονισμό) καθώς και τους χρονικούς περιορισμούς λειτουργίας. Για τον τελευταίο περιορισμό, συμπεριέλαβαν μεταβλητές για άθροιση των ωρών λειτουργίας και σβέσης ώστε να επικαιροποιούνται τα στοιχεία αυτά εντός του μοντέλου. Κατά την προσομοίωση του μοντέλου, στόχος ήταν η ανάδειξη του τρόπου με τον οποίο οι γραμμικοποιήσεις των περιορισμών έχουν τη δυνατότητα να μοντελοποιήσουν το εν γένει μη γραμμικό πρόβλημα με μεγάλη ακρίβεια, και επιπρόσθετα να τονισθεί η επιρροή που επιφέρουν οι στρεφόμενες εφεδρείες στο τελικό κόστος.

Το [2] παρουσιάζει μια διαφορετική σύνθεση για το πρόβλημα, κατά την οποία σημειώθηκε μείωση της απαίτησης υπολογιστικής ισχύος καθώς συμπεριελήφθησαν λιγότερες δυαδικές μεταβλητές από τα έως την δημοσίευση του άλλα ανεπτυγμένα μοντέλα, καθιστώντας δυνατή την επίλυση μεγάλης κλίμακας μοντέλων, κρατώντας τον χρονικό ορίζοντα των εικοσιτεσσάρων ωρών. Ενώ η αντικειμενική συνάρτηση κόστους που περιλαμβάνει τα κόστη λειτουργίας (μαθηματικοποιείται από μια πολυωνυμική συνάρτηση δευτέρου βαθμού), έναυσης και σβέσης (διατυπώνονται βάσει εκθετικών συναρτήσεων) είναι μη – γραμμική, οι συγγραφείς παρουσίασαν μια μεικτή ακέραια γραμμική σύνθεση εξισώσεων. Με τη βοήθεια μιας τμηματικά γραμμικής συνάρτησης, που αποτελείται από την κλίση της βηματικής συνάρτησης, και με τη βοήθεια της χρήσης δυαδικής μεταβλητής για την κατάσταση ON/OFF της κάθε μονάδας γραμμικοποιήθηκε η αντικειμενική συνάρτηση κόστους. Επίσης, η ίδια δυαδική μεταβλητή χρησιμοποιήθηκε για την έκφραση όλων των υπολοίπων περιορισμών, δηλαδή των ορίων παραγωγής των μονάδων, των ρυθμών ανόδου και καθόδου παραγωγής και τους χρονικούς περιορισμούς λειτουργίας/κράτησης. Οι τελευταίοι μάλιστα, έχουν διαφορετική έκφραση για κάθε διάστημα του εικοσιτετραώρου κατανομής, συναρτήσει της αρχικής κατάστασης της μονάδας. Το μοντέλο εφαρμόστηκε και μελετήθηκε σ' ένα πρόβλημα πραγματικού μεγέθους, το οποίο προσομοιώθηκε και σε πολλαπλάσιο μέγεθος για τους σκοπούς της έρευνας. Ωστόσο, χάριν απλότητας του μοντέλου θεωρήθηκε σύστημα ενός ζυγού, το οποίο όμως είναι επεκτάσιμο.

Στο [4] αναλύθηκε το πρόβλημα της βραχυχρόνιας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στο πλαίσιο ενός βέλτιστου προγραμματισμού θερμικών μονάδων κάποιου παραγωγού. Αφορά και αυτό το μοντέλο, ένα πρόβλημα μεικτού ακέραiou γραμμικού προγραμματισμού, εμπλουτισμένο κατά πολύ από τα προηγούμενα δύο. Ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζει ο αυξημένος χρονικός ορίζοντας, καθώς γίνεται επίλυση και πέραν του ενός εικοσιτετραώρου.

Η αντικειμενική συνάρτηση επιζητά τη μεγιστοποίηση του κέρδους από την πώληση ενέργειας και των επικουρικών υπηρεσιών, αφαιρώντας από τα έσοδα τα έξοδα παραγωγής. Όλοι οι περιορισμοί (ελάχιστης και μέγιστης εξόδου μονάδων, ρυθμού μεταβολής παραγωγής, ελάχιστοι χρόνοι λειτουργίας/κράτησης, διαδικασία έναυσης/ σβέσης, κ.λπ. εκφράζονται με γραμμικό τρόπο, ενσωματώνοντας τις δυαδικές μεταβλητές σχετικά με την κατάσταση λειτουργίας των γεννητριών. Σε σχέση με τις υλοποιήσεις των προηγούμενων άρθρων, η πρώτη συνεισφορά αυτού το άρθρου φαίνεται στην ακρίβεια μοντελοποίησης της λειτουργικής φάσης των μονάδων, αφού συνυπολογίζονται οι καταστάσεις συγχρονισμού, παραμονής στο ενδιάμεσο φορτίο, κανονικής λειτουργίας και αποσυγχρονισμού. Κάθε μια από αυτές τις καταστάσεις συνοδεύεται από την διατύπωση του αντίστοιχου γραμμικού περιορισμού της. Επίσης, για την ένταξη των μονάδων συνυπολογίζεται η πρότερη κατάστασή της, και ανάλογα αποφασίζεται το είδος εκκίνησης που απαιτείται: *ψυχρή, ζεστή, καυτή*. Δημιουργήθηκαν έτσι διαφορετικοί περιορισμοί για την έναυση αναλόγως των πληροφοριών αυτών, που προσθέτουν κάθε ένας διαφορετικό κόστος. Λόγω των προσθηκών αυτών, σε σχέση με τις άλλες

μοντελοποιήσεις, προστέθηκε ένας περιορισμός ελέγχου κατάστασης μονάδας, ώστε να ορίζεται μονοσήμαντα. Τέλος, ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζει η μοντελοποίηση τήρησης των ελαχίστων χρόνων λειτουργίας/κράτησης, καθώς ενσωματώθηκε ένα είδος *μνήμης* ώστε να μπορεί το μοντέλο να ελέγχει εσωτερικά τις αντίστοιχες τιμές των μεταβλητών βάσει των οποίων υπολογίζονται οι χρόνοι αυτοί.

## 2.6 ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- [1] Γ. Ακρίβης και Β. Δουγαλής, Εισαγωγή Στην Αριθμητική Ανάλυση, Αθήνα: Πανεπιστημιακές Εκδόσεις Κρήτης, 1995.
- [2] D. G. Luenberger και Y. Ye, *Linear and Nonlinear Programming*, 4th επιμ., New York: Springer Science+Business Media, LLC, 2016.
- [3] M. Carrion και M. J. Arroyo, «A computationally efficient mixed-integer linear formulation for the thermal unit commitment problem,» *IEEE Transactions on Power Systems*, τόμ. vol. 21, αρ. no. 3, pp. pp. 1371-1378, Aug. 2006, August 2006.
- [4] J. M. Arroyo και A. J. Conejo, «Optimal response of a thermal unit to an electricity spot market,» *IEEE Transactions on Power Systems*, τόμ. vol. 15, αρ. no. 3, pp. pp. 1098-1104, August 2000.
- [5] C. Simoglou, P. Biskas και A. G. Bakirtzis, «Optimal Self-Scheduling of a Thermal Producer in Short-Term Electricity Markets by MILP,» *IEEE Transactions on Power Systems*, τόμ. vol. 25, αρ. no. 4, pp. pp. 1965-1977, November 2010.
- [6] T. Senjyo, K. Shimabukuro, K. Uezato και T. Funabashi, «A fast technique for unit commitment problem by extended priority list,» *IEEE Transactions on Power Systems*, τόμ. vol. 18, αρ. no. 2, pp. pp. 882-888, May 2003.
- [7] «Price-Based Unit Commitment: A Case of Lagrangian».
- [8] M. B. Chain, R. P. O'Neill και A. Castillo, *History of Optimal Power Flow and Formulations: Optimal Power Flow Paper 1*, 2012.
- [9] N. P. Padhy, «Unit commitment-a bibliographical survey,» *IEEE Transactions on Power Systems*, τόμ. vol. 19, αρ. no. 2, pp. pp. 1196-1205, 04 May 2004.



## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3

### ΟΡΓΑΝΩΣΗ ΑΓΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

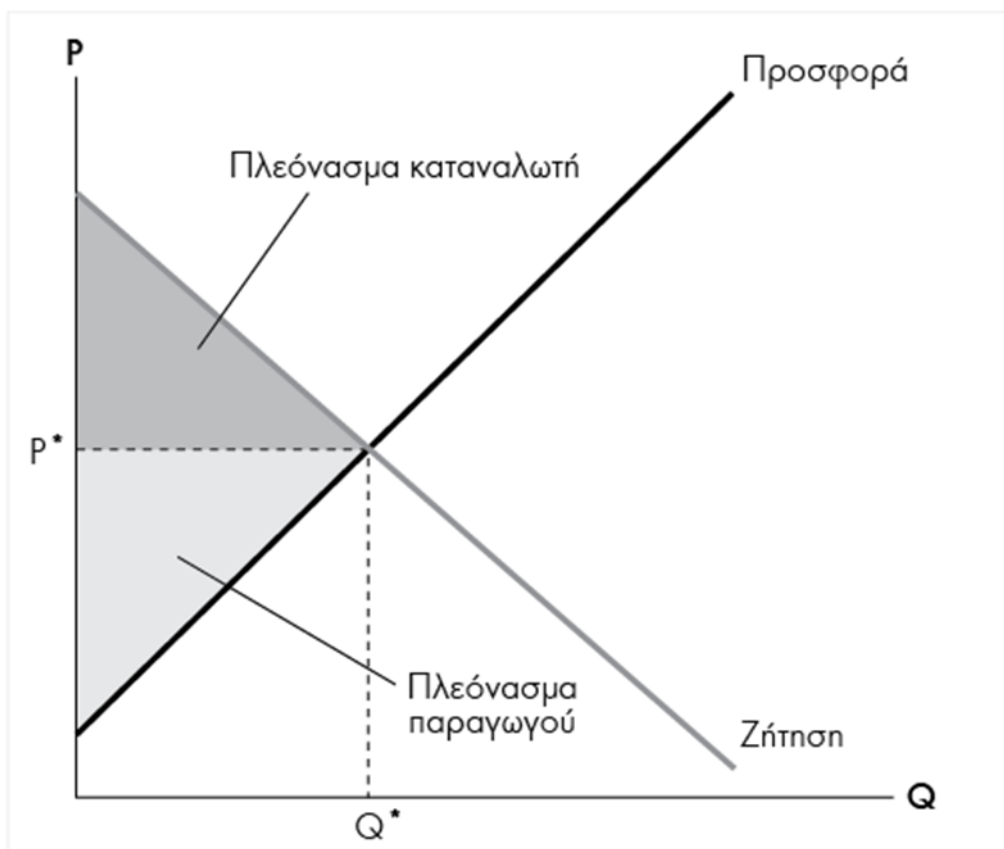
#### 3.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Για να γίνει κατανοητή η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας είναι απαραίτητη η γνώση θεμελιωδών οικονομικών μεγεθών και εννοιών. Ακολουθεί μία συνοπτική παρουσίαση των αρχών αυτών καθώς και μια σύντομη αναφορά στους συμμετέχοντες της αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας στη χώρα μας, με στόχο να είναι εύληπτη η λειτουργία εκκαθάρισης της αγοράς, και η διαδικασία πρόβλεψης φορτίου που αποτελεί σημαντικό εργαλείο παρέχοντας χρήσιμα δεδομένα εισόδου για τον Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό.

#### 3.2 ΑΓΟΡΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Η αγορά, απλοϊκά, μπορεί να χαρακτηριστεί ως ο τόπος που συναντώνται οι αγοραστές και οι πωλητές με στόχο την επίτευξη αμοιβαίως επωφελομένων συναλλαγών. Η λειτουργία της αγοράς βασίζεται στον συνδυασμό της προσφοράς και της ζήτησης. Το μοντέλο του καταναλωτή περιγράφεται από μια φθίνουσα καμπύλη, με την ιδιαιτερότητα της μείωσης της ζήτησης με την αύξηση της τιμής. Αντίθετα, από την πλευρά της προσφοράς, η σχετική καμπύλη είναι αύξουσα, όσο αυξάνεται η διαθέσιμη ποσότητα τόσο αυξάνεται και η τιμή του αγαθού. Η τιμή ισορροπίας καθορίζεται έτσι ώστε η ποσότητα που είναι πρόθυμοι να προσφέρουν οι παραγωγοί να είναι ίση με την ποσότητα που επιθυμούν να αποκτήσουν οι καταναλωτές, και γραφικά (Διάγραμμα 3.1) δίνεται από το σημείο τομής των δύο καμπυλών, όπως φαίνεται παρακάτω. Στο γράφημα αυτό ο οριζόντιος άξονας αντιπροσωπεύει την ποσότητα, στην περίπτωση αυτή, της ηλεκτρικής ενέργειας τις MWh, και ο κάθετος άξονας την

τιμή πώλησης.



Διάγραμμα 3.1: Τυπικό διάγραμμα καμπυλών προσφοράς και ζήτησης αγαθών/υπηρεσιών [1]

Όμως, ηλεκτρική ενέργεια παρουσιάζει σημαντικές διαφορές σε σχέση με τα άλλα αγαθά. Οι διαφορές αυτές έχουν να κάνουν με τα φυσικά χαρακτηριστικά αυτής, όπως η άμεση κατανάλωσή της, τη στιγμή ακριβώς που ζητείται, και κυρίως η οικονομική δυσκολία δημιουργίας αποθεμάτων. Ενώ, λοιπόν, η ζήτηση παρουσιάζει ορισμένη περιοδικότητα, επιτρέποντας την πρόβλεψή της εντός κάποιων περιθωρίων σφάλματος, η παραγωγή πρέπει πάντα να επαρκεί για όλη τη ζήτηση, καθώς πιθανή έλλειψή της οδηγεί σε τοπικό ή γενικό “black out” και κατάρρευση του συστήματος.

### 3.3 ΠΑΡΑΓΟΝΤΕΣ ΤΗΣ ΑΓΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Η Ελλάδα από την είσοδό της στην Ευρωπαϊκή Ένωση (ΕΕ) το 1981 κ έπειτα οφείλει να βοηθά στην επίτευξη των στόχων της Ένωσης αλλά και να υποστηρίζεται πρακτικά με την έκδοση ειδικών ρυθμιστικών πλαισίων και Οδηγιών για την ομαλή ενσωμάτωση των απαραίτητων μεταρρυθμίσεων στο εθνικό δίκαιο. Πιο συγκεκριμένα, η ενεργειακή πολιτική της ΕΕ έχει ως πρωταρχικούς στόχους την ασφάλεια εφοδιασμού, την ανταγωνιστικότητα και τη βιωσιμότητα. Η ασφάλεια εφοδιασμού στο κομμάτι της ηλεκτρικής ενέργειας αφορά τη διασύνδεση και την εύκολη ροή ενέργειας σε διακρατικό επίπεδο. Στο γενικότερο ενεργειακό πλαίσιο, και για λόγους πληρότητας, αναφέρεται πως απαιτείται η εξασφάλιση αποθεμάτων πρώτων υλών, η δημιουργία αγωγών Φυσικού Αερίου, κ.λπ. Η ανταγωνιστικότητα επιτυγχάνεται σταδιακά κυρίως μέσω της απελευθέρωσης της αγοράς, της διαφάνειας στις

ενεργειακές συναλλαγές και της ισονομίας για τους Συμμετέχοντες. Αντίστοιχα, για τους στόχους βιωσιμότητας και φιλοπεριβαλλοντικής πολιτικής, η ΕΕ έχει ορίσει ενεργειακούς και κλιματικούς στόχους για το 2020, 2030 και 2050. Συνοπτικά, συγκριτικά με τα μεγέθη του 1990:

- Για το 2020, (στόχοι 20-20-20) θεσπίζεται η ανάγκη για μείωση εκπομπών αερίου θερμοκηπίου κατά 20% , αύξηση διείσδυσης ΑΠΕ κατά 20% και βελτίωση ενεργειακής απόδοσης κατά 20%,
- Για το 2030 μείωση αερίων κατά 40% , παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ κατά 27% , η ενεργειακή απόδοση να φτάσει το 30% και η πανευρωπαϊκή διασύνδεση των κρατικών ΣΗΕ να επιτευχθεί σε ποσοστό 15% .

Ενδιαφέρον παρουσιάζει ο Ενεργειακός Χάρτης Πορείας 2050 που δείχνει ποιοι είναι και πως μπορούν να επιτευχθούν οι στόχοι αυτοί [2].

Στο πλαίσιο αυτό έχουν ενσωματωθεί από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή διάφορες Οδηγίες, [3] [4] [5] [6], στο ευρύτερο ενεργειακό ρυθμιστικό πλαίσιο, το οποίο η χώρα μας εφαρμόζει βάσει νόμων και συμμορφώνεται μέσα από διάφορους νόμους και διατάξεις , όπως το 3<sup>ο</sup> Ενεργειακό Πακέτο [7], με ειδικότερη μνεία στους νόμους για τον τομέα της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, όπως οι Ν.3468/2006, Ν.4001/2011 . [8]

Μέσω των μεταρρυθμίσεων και τον εκσυγχρονισμό που έφερε, λοιπόν, το ανανεωμένο ρυθμιστικό πλαίσιο, οι επιδόσεις της Ελλάδας, σε σχέση με τα επίπεδα 1990, στο δρόμο για την επίτευξη των στόχων του 2020 έχουν ως εξής [9]:

- Μείωση εκπομπών αερίων ρύπων κατά 18%
- Η διείσδυση και παροχή ενέργειας από ΑΠΕ αυξήθηκαν κατά 14,1%
- Αύξηση της ενεργειακής απόδοσης περίπου κατά 18%.

### 3.3.1 ΡΥΘΜΙΣΤΙΚΗ ΑΡΧΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ) συστήθηκε βάση του νόμου 2773/99 με πρωταρχικό στόχο την υλοποίηση σημαντικών διαρθρωτικών αλλαγών στην αγορά ενέργειας. Οφείλει να γνωματεύει ανεπηρέαστα και να επιθεωρεί τις άδειες παραγωγής, και παράλληλα είναι υπεύθυνη για την εποπτεία της λειτουργίας της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Αποτελεί το όργανο συνεργασίας με την Ενεργειακή Επιτροπή της ΕΕ και βρίσκεται σε ανοιχτή συνεργασία με άλλες χώρες και οργανισμούς για διεθνή θέματα, λόγω χάριν για τη διευθέτηση και την οριοθέτηση των διασυνδέσεων με γειτονικές χώρες, αλλά και στο πλαίσιο της ΕΕ, με τελικό στόχο τη συγκρότηση μιας ενιαίας ευρωπαϊκής αγοράς ενέργειας .

Η ΡΑΕ καλλιεργεί τις προϋποθέσεις κλίματος ελεύθερου και υγιούς ανταγωνισμού στην αγορά ενέργειας, στηριζόμενη σε τρεις βασικούς άξονες:

- a) Ποιοτική και ασφαλή εξυπηρέτηση των καταναλωτών
- b) Μείωση του κόστους παροχής ηλεκτρικής ενέργειας
- c) Αναγνώριση των υγιών επιχειρήσεων

Μέσα από το πρίσμα της εξασφάλισης της βιωσιμότητας των μικρομεσαίων επιχειρήσεων, λοιπόν, αποβλέπει να αποδοθεί “ενεργειακή ισότητα” σε όλους τους καταναλωτές ανεξαρτήτως γεωγραφικής θέσης (π.χ. νησιά, ακριτικές περιοχές), ελέγχει τις τιμές και το κόστος της ενέργειας, καθώς και τη λειτουργία των συστημάτων προμήθειας και προωθεί την προστασία του περιβάλλοντος, συμμορφούμενη με τις διεθνείς συμφωνίες.

Βασικός άξονας, επίσης, αποτελεί η έγκαιρη υλοποίηση των απαραίτητων αλλαγών ώστε να γίνει εφικτή η όλο και μεγαλύτερη διείσδυση ΑΠΕ, δίνοντας έτσι την ευκαιρία σε νέους παραγωγούς και επενδυτές να εισέλθουν στην αγορά. Η ΡΑΕ όμως, έχει και υποστηρικτικό ρόλο αφού εκτός από την ανάλυση των θεμάτων υποδομών στα δίκτυα, των τεχνικών

απαιτήσεων σύνδεσης και του κόστους πρόσβασης σ' αυτά, ενισχύει με νέα εργαλεία και τεχνολογίες τη δυνατότητα πρόσβασης των νέων επιχειρήσεων στο ενεργειακό χρηματιστήριο. [4] [5] [8]

### 3.3.2 ΑΝΕΞΑΡΤΗΤΟΣ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΗΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από τις μονάδες παραγωγής ή εγχέεται στα σημεία των Διασυνδέσεων με τα γειτονικά ηλεκτρικά συστήματα, μεταφέρεται στους μεγάλους βιομηχανικούς καταναλωτές της Υψηλής Τάσης (καταναλώσεις Συστήματος), τους καταναλωτές Μέσης Τάσης αλλά και στους οικιακούς καταναλωτές μέσω του Διασυνδεδεμένου Συστήματος Μεταφοράς [6]. Για την οργάνωση, επομένως, της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, τις υποχρεώσεις του Διαχειριστή του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΣΜΗΕ) έχει αναλάβει ο Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ) Α.Ε. [12]

Ο ΑΔΜΗΕ είναι ο αποκλειστικός και ανεξάρτητος αρμόδιος για:

- Την λήψη αποφάσεων περί της εξασφάλισης της καθημερινής φυσικής, συνεχούς, απρόσκοπτης και αποδοτικής λειτουργίας με στόχο τη ικανοποίηση της βραχυπρόθεσμης αλλά και μακροπρόθεσμης ζήτησης, Την κατασκευή πρόσθετων γραμμών και υποσταθμών, ενισχύοντας το υπάρχον Σύστημα Μεταφοράς, αλλά και τη συντήρηση και ασφάλεια του εξοπλισμού και των υπάρχοντων εγκαστάσεων,
- Τη διαχείριση ροών ενέργειας και την εξασφάλιση επαρκούς δυναμικού μεταφοράς, λαμβάνει μέριμνα για την ανάπτυξη του Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας σε ολόκληρη τη χώρα, και τη διασύνδεσή της με γειτονικά συστήματα με τη δημιουργία νέων διασυνδέσεων εντός και εκτός συνόρων, αυξάνοντας έτσι την αξιοπιστία του ΣΗΕ. [4] [5]

Μία εκ των επιδιώξεων του για την ικανοποίηση των παραπάνω καθηκόντων, είναι η βέλτιστη κατανομή του φορτίου στο Σύστημα, όπου και αναλύεται στο Κεφάλαιο 3. Στα ΜΔΝ, ο αντίστοιχος φορέας είναι η ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε [8] .

### 3.3.3 ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΗΣ ΤΟΥ ΕΛΛΗΝΙΚΟΥ ΔΙΚΤΥΟΥ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Η ηλεκτρική ενέργεια τροφοδοτείται στους καταναλωτές χαμηλής τάσης μέσω του Δικτύου Διανομής, το οποίο τροφοδοτείται με τη σειρά του, μέσω του Συστήματος Μεταφοράς. Ο Διαχειριστής του Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΔΔΗΕ) είναι αποκλειστικός υπεύθυνος και ανεξάρτητος στη λήψη αποφάσεων σχετικά με τις υποχρεώσεις του Δικτύου Διανομής στη χώρα [4]. Συνοπτικά, στα καθήκοντά του συμπεριλαμβάνονται:

- Η ασφάλεια, αξιοπιστία και αποδοτικότητα του Δικτύου Διανομής,
- Η παραχώρηση προτεραιότητας στις εγκαταστάσεις παραγωγής που χρησιμοποιούν ανανεώσιμες πηγές ενέργειας ή απόβλητα, ή ΣΗΘΥΑ,
- Η εξασφάλιση εφεδρείας παραγωγής, ικανής να καλύψει τις μεγάλες απώλειες από τις οποίες υποφέρει το δίκτυο χαμηλής τάσης.

### 3.3.4 ΛΕΙΤΟΥΡΓΟΣ ΑΓΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Στο πλαίσιο του σκοπού του Λειτουργού της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΛΑΓΗΕ ΑΕ) περιλαμβάνονται η έρευνα και ανάπτυξη των συστημάτων Παραγωγής, και Μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Μεταξύ άλλων, φροντίζει για:

- Την εκκαθάριση του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού (ΗΕΠ), με τη συνεργασία του ΑΔΜΗΕ σύμφωνα με τις ειδικότερες προβλέψεις του Κώδικα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας και του Κώδικα Διαχείρισης Συστήματος,
- Την εγγραφή των Συμμετεχόντων στην Αγορά στο αντίστοιχο Μητρώο πληροφορώντας τους ισότιμα μέσω διαφανών, αντικειμενικών και αμερόληπτων διαδικασιών,
- Την κατάσταση και επίλυση του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού, τον υπολογισμό της Οριακής Τιμής Συστήματος και την εκκαθάριση των συναλλαγών στα πλαίσια του ΗΕΠ,
- Τη σύναψη συμβάσεων πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας,
- Τη διευθέτηση των χρηματικών συναλλαγών και αποκλίσεων στο πλαίσιο του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού. [5] [6] [13]

Στο πλαίσιο της εργασίας, δίνεται ιδιαίτερη έμφαση στην υποχρέωση του Λειτουργού για:

- Την *Επίλυση και Εκκαθάριση Η.Ε.Π.*

Σε καθημερινή βάση οι εκάστοτε συμμετέχοντες στον ΗΕΠ καταθέτουν προσφορές παραγωγής και τα αντίστοιχα τεchnοοικονομικά δεδομένα στον ΛΑΓΗΕ, με βάση τις οποίες επιλύεται το πρόβλημα του προγραμματισμού αναζητώντας τη βέλτιστη λύση, και εξάγονται τα αποτελέσματα της εκκαθάρισης της αγοράς (για παράδειγμα Οριακή τιμή συστήματος, χρεοπιστώσεις των Παραγωγών, Προμηθευτών, κ.λπ.).

- *Αγορά ηλεκτρικής ενέργειας παραγόμενη από ΑΠΕ*

Ο Λειτουργός της Αγοράς αγοράζει την ενέργεια που παράγεται από Μονάδες ΑΠΕ, ΣΗΘΥΑ, καθώς και υδροηλεκτρικές μονάδες αμοιβάοντας σε σταθερή προκαθορισμένη τιμή τους Παραγωγούς αυτούς με εγγυημένες τιμές που καθορίζονται από τη Νομοθεσία. Ο Διαχειριστής είναι υποχρεωμένος να απορροφά την ενέργεια των Παραγωγών αυτών, καθώς εισέρχονται στον διαγωνισμό του ημερήσιου διαμοιρασμού ενέργειας κατά προτεραιότητα, υποβάλλοντας μη τιμολογούμενη Προσφορά Έγχυσης [11]. Στόχος της κατά προτεραιότητας ένταξης των Παραγωγών ΑΠΕ (Άρθρο 9 του Ν.3468/2006) είναι η ανάπτυξη κινήτρων για να εισέλθουν περισσότεροι παραγωγοί ΑΠΕ στην αγορά και να επιτευχθεί μεγαλύτερη διείσδυση ΑΠΕ υπό την ασφαλή λειτουργία του συστήματος.

### 3.3.5 ΠΑΡΑΓΩΓΟΙ ΚΑΙ ΠΡΟΜΗΘΕΥΤΕΣ

Μετά την απελευθέρωση της αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας, έχουν εισχωρήσει στο πεδίο της Παραγωγής και της Προμήθειας ενέργειας ιδιώτες με άδεια για παραγωγή ή/και προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας, ο καθένας με εγκατεστημένη ισχύ και δυναμικό παραγωγής, συνήθως ανάλογο με το ύψος της επένδυσής του. Το εύρος κυμαίνεται από μικρές επιχειρήσεις και αγροτικές καλλιέργειες που μετατράπηκαν σε τόπους παραγωγής ΑΠΕ, μεγάλες επιχειρήσεις Παραγωγής και Προμήθειας αλλά ακόμα και οικιακούς καταναλωτές που μέσω ειδικών προγραμμάτων του Υπουργείου Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής, όπως το net-metering [14], μπορούν να πωλούν στον Διαχειριστή μέρος της ενέργειας που δεν ιδιοκαταναλώνουν. Οι τελευταίοι, αποτελούν την υποκατηγορία των Αυτοπαραγωγών. Επίσης, ποικίλει η μορφή πρώτων υλών που χρησιμοποιεί ο καθένας, εκμεταλλεύομενοι συμβατικά καύσιμα, για παράδειγμα ευέλικτες μονάδες νήζελ, έως “πράσινες” τεχνολογίες, κυρίως από

την αιολική και ηλιακή ενέργεια. Αντίστοιχα, υποκατηγορία των Προμηθευτών, αποτελούν οι εταιρείες εξαγωγής ηλεκτρικής ενέργειας προς άλλες γειτονικές χώρες μέσω των διασυνδέσεων, οι οποίες προμηθεύονται ποσότητες ενέργειας βάσει του διαμοιρασμού που προκύπτει από τον ΗΕΠ. Ομοίως ορίζονται και οι Εισαγωγείς. [6]

### 3.3.6 ΚΑΤΑΝΑΛΩΤΕΣ

Στο πνεύμα της απελευθερωμένης αγοράς ο καταναλωτής έχει την δυνατότητα επιλογής του Προμηθευτή του. Αντίστοιχα με την υποκατηγορία των Αυτοπαραγωγών, υπάρχουν οι Αυτοπρομηθευόμενοι καταναλωτές, οι οποίοι μέσω μικρής εγκατεστημένης ισχύς εκμεταλλεύονται οποιασδήποτε μορφής ενέργεια επιθυμούν, μπορούν, έχοντας την αντίστοιχη άδεια από τη ΡΑΕ, να προμηθευτούν και να καταναλώσουν για αποκλειστικά ιδιωτική χρήση την ενέργεια που χρειάζεται [10].

## 3.4 ΗΜΕΡΗΣΙΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΣ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΟΣ ΣΤΟ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟ ΣΥΣΤΗΜΑ

Σ' ένα δυναμικό σύστημα όπως είναι τα ΣΗΕ, αναπόσπαστο κομμάτι του είναι οι διαταραχές (αυξομειώσεις) του φορτίου ή της παραγωγής. Σημείο αναφοράς είναι η αξιοπιστία και η ευστάθεια του συστήματος με την παράλληλη οικονομική βελτιστοποίηση. Για το λόγο αυτό, από την πλευρά του Διαχειριστή γίνεται σχεδιασμός κινήσεων για την εξασφάλιση των ζητούμενων που αφορούν τις τρεις αγορές ηλεκτρισμού [10]:

- Η *μακροχρόνια αγορά ισχύος (Capacity Market)* ασχολείται με το σχεδιασμό του ΣΗΕ και την υλοποίηση χρονοβόρων έργων, όπως αντλησιοταμιεύσεις, αιολικά πάρκα, κ.λπ., περιλαμβάνει προβλέψεις επάρκειας διαθεσιμότητας ισχύος και προγραμματισμό εγκατάστασης σταθμών παραγωγής,
- Η *χονδρεμπορική αγορά ενέργειας και επικουρικών υπηρεσιών (Energy and Ancillary Services Market)* περιλαμβάνει τις προβλέψεις φορτίου για τη βραχυχρόνια ζήτηση ώστε να εξυπηρετείται και να καθίσταται εφικτή η ενεργειακή διαχείριση του συστήματος, μέσω της φόρτισης των μονάδων, τη σειρά ένταξης, τον προγραμματισμό αξιοποίησης των υδάτινων πόρων και τη χρήση της εγγυημένης ισχύος από τους παραγωγούς ΑΠΕ,
- Η «*εκ των υστέρων*» *Αγορά Εξισορρόπησης Ενέργειας (Balancing Market)* εμπεριέχει την εκκαθάριση των αποκλίσεων, την αποζημίωση των Παραγωγών, και κάθε άλλη μορφή χρηματοπιστωτικής εκκρεμότητας προκύπτει.

Ο Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός αποτελεί το ημερήσιο μοντέλο για τη χονδρεμπορική βραχυχρόνια αγορά, μέσω της οποίας αποφασίζεται για το σύνολο της ηλεκτρικής ενέργειας που, από ποιον και σε τι ποσότητα θα παραχθεί, θα μεταφερθεί, θα αποθηκευθεί η ενέργεια αυτή την επόμενη ημέρα [13] [16].

### 3.4.1 ΑΝΤΙΚΕΙΜΕΝΟ ΗΕΠ

Το αντικείμενο του ΗΕΠ είναι ο προσδιορισμός των ερωτημάτων σχετικά με την χονδρεμπορική βραχυχρόνια αγορά, που τέθηκαν στο τέλος της προηγούμενης παραγράφου. Σε συνδυασμό με την εξαγόμενη τιμή πώλησης της ενέργειας προκύπτει το αποτέλεσμα της βελτιστοποίησης της αντικειμενικής συνάρτησης στην οποία προσαρτώνται όλα τα τεχνικά, λειτουργικά και οικονομικά στοιχεία.

Πιο συγκεκριμένα, ο ΗΕΠ συνιστά το πλαίσιο λειτουργίας της χονδρεμπορικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, αποβλέποντας τη μεγιστοποίηση του κοινωνικού πλεονάσματος και σεβόμενος τους λειτουργικούς και τεχνικούς περιορισμούς που τίθενται από το ίδιο το Σύστημα αλλά και από τις μονάδες, και δομείται από:

- Την πραγματοποίηση βέλτιστης σειράς ένταξης/απένταξης μονάδων, τον προσδιορισμό έγχυσης ενέργειας από κάθε μονάδα, την ένταξη φορτίου προς απορρόφηση ώστε να εξυπηρετείται η ζήτηση και να ικανοποιείται το ενεργειακό ισοζύγιο, με τρόπο ώστε να προγραμματίζεται βέλτιστα η ελαχιστοποίηση της συνολικής δαπάνης για την παραγωγή και προμήθεια ενέργειας,
  - Τον υπολογισμό της Οριακής Τιμής του Συστήματος (ΟΤΣ), για κάθε Περίοδο Κατανομής της κάθε Ημέρας Κατανομής,
  - Τον υπολογισμό των τιμών Εφεδρείας και λοιπών Επικουρικών Υπηρεσιών για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής. [8] [11] [13]
- Όσον αφορά το Διασυνδεδεμένο Σύστημα, στο μοντέλο προστίθενται επίσης στοιχεία για τους διαζωνικούς περιορισμούς μεταφοράς του συστήματος, της διαθέσιμης ενέργειας από εισαγωγές αλλά και η ζήτηση ενέργειας για εξαγωγές.

### 3.4.2 ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΑ ΗΕΠ

Στην ενότητα αυτή θα γίνει μια σύντομη ανάλυση στις επιμέρους διαδικασίες και τα δεδομένα που λαμβάνονται υπόψιν κατά τον ΗΕΠ:

- Δεδομένα εισόδου ΗΕΠ
- Χειρισμός απωλειών μεταφοράς και διανομής από τον ΗΕΠ
- Μηχανισμός επίλυσης του ΗΕΠ
- Αποτελέσματα ΗΕΠ

#### 3.4.2.1 ΧΡΟΝΙΚΟΣ ΟΡΙΖΟΝΤΑΣ ΗΕΠ

Ως βήμα χρονικού ορίζοντα για τον ΗΕΠ ορίζεται μια ολόκληρη ημερολογιακή ημέρα 24 ωρών, που σε πλήρη αντιστοιχία είναι μια Ημέρα Κατανομής με 24 Περιόδους Κατανομής. Αρχή της Ημέρας θεωρούνται τα μεσάνυχτα και λήξη τα μεσάνυχτα της επόμενης ημέρας, όπου είναι και η αρχή της νέας Ημέρας Κατανομής. Εφεξής, για την αποφυγή παρερμηνεύσεων, ως *Ημέρα* θα γίνεται αναφορά στην Ημέρα Κατανομής και ως *ημέρα* στην ωρολογιακή ημέρα. Δύο φορές ανά ημερολογιακό έτος δεν υπάρχει πλήρης αντιστοιχία για δύο Ημέρες. Πρόκειται για τις δύο ημέρες το χρόνο όταν η τοπική ώρα μεταβάλλεται μία ώρα μπροστά και πίσω. [11]

Το βάθος του χρονικού ορίζοντα αποτελεί η μια Ημέρα, ωστόσο το μοντέλο μπορεί να εφαρμοστεί και για τις επόμενες, αρκεί να γίνεται επικαιροποίηση των δεδομένων εισόδου του προγράμματος στο τέλος της Ημέρας και πριν την έναρξη της νέας.

#### 3.4.2.2 ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΕΙΣΟΔΟΥ ΗΕΠ

Για την επίλυσή του ΗΕΠ πέραν των οικονομικών προσφορών απαιτείται καθημερινά μεγάλος αριθμός δεδομένων του συστήματος. Όλα τα δεδομένα για τη συμμετοχή στον ΗΕΠ αλλά και οι πράξεις από την πλευρά του Διαχειριστή οφείλουν να έχουν ολοκληρωθεί εντός των προβλεπόμενων προθεσμιών κατά την προηγούμενη ημέρα της υπό μελέτη Ημέρας

Κατανομής και να κοινοποιηθούν σε όλους τους συμμετέχοντες [8] [11]. Οι κυριότερες πληροφορίες αφορούν στα εξής:

- Τις προσφορές έγχυσης και δηλώσεις φορτίου υπό μορφή ζεύγους τιμής ενέργειας και ποσότητας ενέργειας, μαζί με τα τεχνοοικονομικά στοιχεία όλων των Μονάδων, ακόμα και των ΑΠΕ που εισάγονται κατά προτεραιότητα,
- Προσφορές και ανάγκες Εφεδρειών, και για τα τρία είδη (πρωτεύουσα, δευτε-ρεύουσα, τριτεύουσα),
- Δηλώσεις ολικής και μερικής Μη Διαθεσιμότητας, είτε πρόκειται για θερμικούς σταθμούς εκ των οποίων κάποιες μονάδες είναι εκτός λειτουργίας, για παράδειγμα λόγω συντηρήσης, είτε για μονάδες ΑΠΕ,
- Αρχική κατάσταση των μονάδων παραγωγής και συστημάτων αποθήκευσης στην αρχή της Ημέρας Κατανομής,
- Όρια ροής ενεργού ισχύος στα σημεία σύνδεσης των Λειτουργικών Ζωνών,
- Όρια ροής ενεργού ισχύος σε κάθε Διασύνδεση και
- Πίνακες Συντελεστών Απωλειών Έγχυσης και Φορτίου.

Συμπερασματικά, παρατηρείται από το πλήθος και τον όγκο των δεδομένων εισόδου πως πρόκειται για ένα πρόβλημα μεγάλης πολυπλοκότητας. [13] [11] [8]

#### 3.4.2.3 ΑΠΩΛΕΙΕΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΚΑΙ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΗΕΠ

Οι απώλειες ενεργού και αέργου ισχύος του Συστήματος Μεταφοράς και του Δικτύου Διανομής συνυπολογίζονται στον Μηχανισμό Επίλυσης ΗΕΠ επηρεάζοντας τις ποσότητες των προσφορών έγχυσης και των δηλώσεων φορτίου ως εξής:

- Οι ποσότητες ενέργειας στις προσφορές έγχυσης πολλαπλασιάζονται με τους αντίστοιχους Συντελεστές Απωλειών Έγχυσης, και
- Οι ποσότητες ενέργειας στις δηλώσεις φορτίου πολλαπλασιάζονται με τους αντίστοιχους Συντελεστές Απωλειών Φορτίου. [11] [8]

Οι υπολογισμοί αυτοί είναι ιδιαίτερος κρίσιμοι, καθώς εξαρτάται άμεσα η απαιτούμενη παραγωγή για την τήρηση του ενεργειακού ισοζυγίου και των εφεδρειών, αλλά και άλλα ποιοτικά χαρακτηριστικά του ΣΗΕ όπως η ποιότητα του ηλεκτρικού ρεύματος, κ.λπ.

#### 3.4.2.4 ΜΗΧΑΝΙΣΜΟΣ ΕΠΙΛΥΣΗΣ ΤΟΥ ΗΕΠ

Η επίλυση του ΗΕΠ για όλη την Ημέρα Κατανομής είναι ένα σύνθετο πρόβλημα βελτιστοποίησης, όπως έχει ήδη αναφερθεί, που απαιτεί την ικανοποίηση όλων των περιορισμών (του ισοζυγίου ενέργειας σε κάθε Περίοδο του Συστήματος, των απαιτήσεων Εφεδρειών, των τεχνικών περιορισμών των μονάδων, κ.λπ). Κάθε κατάσταση των μονάδων (θερμικών, ΑΠΕ, υβριδικών), κάθε περιορισμός του Συστήματος και γενικότερα κάθε φυσική ερμηνεία αντιπροσωπεύεται από διαφορετικά ήδη μεταβλητών. Η ενσωμάτωση των Επικουρικών Υπηρεσιών και των τεχνικών περιορισμών βοηθά στην καταγραφή της πραγματικής αξίας της καταναλισκόμενης ηλεκτρικής ενέργειας [11]. Για το σύνολο των περιορισμών μπορεί κανείς να ανατρέξει στις πηγές [8] [13] [11].



#### 3.4.2.4.1 ΑΝΤΙΚΕΙΜΕΝΙΚΗ ΣΥΝΑΡΤΗΣΗ

Η Αντικειμενική Συνάρτηση προς ελαχιστοποίηση από τον Μηχανισμό Επίλυσης του ΗΕΠ, στη γενική της μορφή, είναι μια συνάρτηση κόστους που περιλαμβάνει το κόστος των τιμολογούμενων Προσφορών Έγχυσης για την παραγωγή ενέργειας από τις ενταγμένες μονάδες, το κόστος τήρησης Στρεφόμενης Εφεδρείας και το όφελος που προκύπτει από τις τιμολογούμενες Δηλώσεις Φορτίου. [11]

#### 3.4.2.4.2 ΜΕΤΑΒΛΗΤΕΣ ΑΠΟΦΑΣΗΣ

Οι μεταβλητές απόφασης παίρνουν τιμή για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής για την οποία επιλύεται το πρόβλημα και σχετίζονται με την κατάσταση κάθε μονάδας παραγωγής (σε λειτουργία, σε κράτηση, σε διαδικασία εκκίνησης ή σε διαδικασία σβέσης), την ικανότητα Έγχυσης Ενέργειας, από κάθε βαθμίδα κάθε μονάδας παραγωγής ή αντίστοιχα για την απορρόφηση ενέργειας από κάθε βαθμίδα Φορτίου, τις απαιτήσεις και την ικανότητα Εφεδρείας κάθε μονάδας, τους Διαχρονικούς Περιορισμούς.

Οι λειτουργίες εκκίνησης και σβέσης εφαρμόζονται μόνο σε μονάδες που έχουν χρόνους εκκίνησης/σβέσης μεγαλύτερους από μία ημερολογιακή ώρα, που αντιστοιχεί σε μία Περίοδο Κατανομής. Ο συνυπολογισμός και αυτών των λειτουργιών οδηγεί στον ρεαλιστικότερο προγραμματισμό της αγοράς. [11]

#### 3.4.2.4.3 ΕΞΑΡΤΗΜΕΝΕΣ ΜΕΤΑΒΛΗΤΕΣ

Οι εξαρτημένες μεταβλητές αφορούν στους περιορισμούς του συστήματος και μέσω αυτών σχετίζονται με τις μεταβλητές απόφασης. Οι εξαρτημένες μεταβλητές στον Μηχανισμό Επίλυσης της Αγοράς του ΗΕΠ αφορούν, για κάθε Περίοδο Κατανομής, το ισοζύγιο ενέργειας μεταξύ των εγχύσεων ενέργειας από κάθε μονάδα παραγωγής και την απορρόφηση από το φορτίο, τη δυνατότητα εφεδρείας της μονάδας, τα τεχνικά ελάχιστα των Μονάδων, τον αριθμό Περιόδων Κατανομής κατά τις οποίες κάθε Μονάδα παραγωγής παραμένει σε μία συγκεκριμένη κατάσταση λειτουργίας, κ.λπ. [11]

#### 3.4.2.4.4 ΜΕΤΑΒΛΗΤΕΣ ΧΑΛΑΡΩΣΗΣ

Ο μηχανισμός επίλυσης περιλαμβάνει μία μέθοδο αντιμετώπισης προβλημάτων για μη επιλύσιμες περιπτώσεις με τήρηση όλων των περιορισμών. Οι μεταβλητές χαλάρωσης σχετίζονται με την ελαστικότητα των περιορισμών του προβλήματος, με τη δυνατότητα, δηλαδή, «χαλάρωσης» κάποιου περιορισμού στην τιμή της Αντικειμενικής Συνάρτησης όταν δεν υπάρχει καμία άλλη εναλλακτική σύγκλισης του αλγορίθμου επίλυσης, και το μοντέλο του ΗΕΠ οδηγείται σε μη εφικτή λύση, αποφέροντας βέβαια την αντίστοιχη ποινή στο κόστος της παραγωγής. Οι μεταβλητές αυτές ταξινομούνται βάσει της ρήτρας που φέρουν στο συνολικό κόστος, δηλαδή βάσει της σπουδαιότητας του περιορισμού που παραβιάζεται. Για παράδειγμα, η ικανοποίηση του ισοζυγίου ενέργειας εμπεριέχει μεταβλητές χαλάρωσης τόσο για την έλλειψη παραγωγής όσο και για την περίσσεια. Η σειρά άρσης για κάθε περίπτωση παραβίασης περιορισμού και τα αντίστοιχα κόστη, τα οποία ενδεικτικά κυμαίνονται σε εύρος από 5.000€ ανά MWh έως και 50.000€ ανά MWh, αναλύονται διεξοδικά στο Κεφάλαιο 3 και στο Παράρτημα Ι του Εγχειριδίου ΚΣΗΕ [11].

### 3.4.3 ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΗΕΠ

Τα αποτελέσματα του ΗΕΠ αποτελούνται από τα προγράμματα εγχύσεων και απορροφήσεων ενέργειας, τα προγράμματα παροχής Εφεδρειών, τα οποία είναι οι τιμές των μεταβλητών που

ορίστηκαν παραπάνω, τις Μοναδιαίες Τιμές Πληρωμής για Επικουρικές Υπηρεσίες και τις Οριακές Τιμές Συστήματος για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής.

#### 3.4.3.1 ΟΡΙΑΚΗ ΤΙΜΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

Η οριακή τιμή συστήματος (ΟΤΣ) στην οποία εκκαθαρίζεται η αγορά ενέργειας του ΗΕΠ αποτελεί την ενιαία τιμή που εισπράττουν όλοι όσοι εγγέουν ενέργεια στο Σύστημα και πληρώνουν όλοι όσοι απορροφούν ενέργεια από το Σύστημα. Ο προγραμματισμός των μονάδων και η ΟΤΣ, στα πλαίσια της βελτιστοποίησης, επηρεάζεται από τις απαιτούμενες ποσότητες εφεδρειών καθώς και από τις προσφορές των υπηρεσιών αυτών.

Με μια απλοϊκή περιγραφή του τρόπου υπολογισμού της Οριακής Τιμής του Συστήματος, οι μονάδες παραγωγής κατατάσσονται αναλόγως των προσφορών τους σε αύξουσα σειρά, ξεκινώντας από την χαμηλότερη προσφερόμενη τιμή για ορισμένη ποσότητα ενέργειας και καταλήγοντας στην υψηλότερη προσφερόμενη τιμή. Το σημείο τομής με τη φθίνουσα συνάρτηση ζήτησης, όπου προκύπτει ικανοποίηση του ζητούμενου φορτίου βάσει της πρόβλεψης, καθορίζεται και η Οριακή Τιμή του Συστήματος. Στην ουσία, η Οριακή τιμή του Συστήματος συμπίπτει με την προσφορά της τελευταίας μονάδας που πρέπει να λειτουργήσει για να καλυφθεί η ζήτηση.

Για λόγους προστασίας των καταναλωτών τίθεται ανώτερο όριο ως προς την προσφερόμενη τιμή, το οποίο έχει τεθεί ίσο με 150€/MWh καθώς και κατώτερο επίπεδο προσφορών, το οποίο είναι το μεταβλητό κόστος της μονάδας, ώστε στις περισσότερες περιπτώσεις οι παραγωγοί να πληρώνονται τουλάχιστον το κόστος καυσίμου τους. Είναι εμφανής, λοιπόν, η εξάρτηση του κόστους ενέργειας από την πορεία της παγκόσμιας τιμής καυσίμων, και η αναγκαιότητα διεύθυνσης ΑΠΕ στο σύστημα που θα οδηγήσει στη σταδιακή απεξάρτηση από τον ορυκτό πλούτο. [8] [13]

#### 3.4.3.2 ΕΠΙΚΟΥΡΙΚΕΣ ΥΠΗΡΕΣΙΕΣ

Επικουρικές Υπηρεσίες είναι οι υπηρεσίες που απαιτούνται για τη μεταφορά και τη διασφάλιση της ποιότητας ηλεκτρικής ενέργειας (τάση και συχνότητα εντός αυστηρά προκαθορισμένων ορίων) μέσω του Συστήματος από τα σημεία έγχυσης ως την Προμήθεια ενέργειας και τον τελικό καταναλωτή. Για την επίτευξη των στόχων αυτών, συμβάλλοντας και στην αύξηση της αξιοπιστίας, τηρούνται διάφορα είδη Εφεδρειών (Πρωτεύουσα Εφεδρεία, Δευτερεύουσα Εφεδρεία, Τριτεύουσα Στρεφόμενη και Μη-Στρεφόμενη Εφεδρεία). [8]

### 3.5 ΚΥΛΙΟΜΕΝΟΣ ΗΜΕΡΗΣΙΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΣ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΟΣ ΣΤΑ ΜΔΝ

Σε κάθε διακριτό και ανεξάρτητο σύστημα ΜΔΝ εφαρμόζεται στο Κέντρο Ελέγχου Ενέργειας (ΚΕΕ) από τον Διαχειριστή του ΜΔΝ, σε αντιστοιχία με τον ΗΕΠ στο Διασυνδεδεμένο ΣΗΕ, ο Κυλιόμενος Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός (ΚΗΕΠ). Σκοπός του ΚΗΕΠ, ακριβώς όπως στον ΗΕΠ, είναι ο προγραμματισμός ένταξης και φόρτισης των συμβατικών μονάδων που διαθέτει το ΜΔΝ σε καθημερινή βάση με άξονα την ασφάλεια και αξιοπιστία, την οικονομικότερη λειτουργία και τη μεγιστοποίηση διεύθυνσης ΑΠΕ στο σύστημα.

Πρώτο βήμα αποτελεί η κατάστρωση και επίλυση του ΚΗΕΠ. Η κατάστρωση του προβλήματος του ΚΗΕΠ αρχίζει κι εδώ από τη συλλογή των στοιχείων που χρησιμοποιούνται ως δεδομένα εισόδου. Ο ΚΗΕΠ εκπονείται από τον Διαχειριστή ΜΔΝ πριν την έναρξη κάθε Ημέρας Κατανομής και επιλύεται ταυτόχρονα για όλες τις Περιόδους Κατανομής.

Οι Συμμετέχοντες στον ΚΗΕΠ (Προμηθευτές, Παραγωγοί, Αυτοπαραγωγοί) οφείλουν να καταθέσουν ξεχωριστές Δηλώσεις Φορτίου για τις ποσότητες απορρόφησης ενέργειας (MWh) των πελατών, τις ιδιοκαταναλώσεις και την πλήρωση των αποθηκευτικών συστημάτων, παρέχοντας έτσι στο ΚΕΕ πληροφόρηση για την καλύτερη εκτίμηση της ζήτησης. Σύμφωνα με το Άρθρο 97 του Κώδικα ΜΔΝ, αναλόγως του μεγέθους του Συστήματος ΜΔΝ, διαφέρει η απαιτούμενη ακρίβεια της δηλούμενης ποσότητας, από μισή MWh έως δέκα kWh για τα μικρότερα νησιωτικά συστήματα.

Ταυτόχρονη υποχρέωση αποτελεί η Δήλωση Παραγωγής, όπου γίνεται ξεχωριστά για κάθε συμβατική θερμική μονάδα δηλώνοντας ανά Ώρα Κατανομής τη μέγιστη ποσότητα ενέργειας. Οι μονάδες ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ και ΥΒΣ οφείλουν να καταθέσουν Δήλωση Παραγωγής, αλλά επίσης δικαιούνται να υποβάλλουν επικαιροποιημένη Δήλωση Παραγωγής συμπεριλαμβανομένων και των Εφεδρειών (τόσο για πλήρως ελεγχόμενες μονάδες με Προσφορά Ενέργειας όσο και για μερικώς ελεγχόμενες μονάδες με ωριαίο πρόγραμμα παραγωγής). Δημιουργείται έτσι η ανάγκη επικαιροποίησης για την Β' Περίοδο ΚΗΕΠ, διαιρώντας τον ορίζοντα των 24 Περιόδων Κατανομής σε δύο 12ωρες Περιόδους, Α' και Β'. Υποχρέωση του Διαχειριστή αποτελεί η πλήρης απορρόφηση ενέργειας από τους παραγωγούς ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ/ΥΒΣ που υποβάλουν Δήλωση Παραγωγής, εφόσον δεν υποβαθμίζεται η ασφάλεια και η αξιοπιστία του νησιωτικού συστήματος.

Στο πλαίσιο του ΚΗΕΠ, στο ΚΕΕ του ΜΔΝ εφαρμόζοντας κατάλληλες μεθόδους ο Διαχειριστής συνυπολογίζει τους περιορισμούς που τίθενται από τους σταθμούς ΑΠΕ και ΥΒΣ στην πρόβλεψη φορτίου και τους λειτουργικούς περιορισμούς του συστήματος, ώστε να επιτευχθεί η κατάρτιση του ημερήσιου προγράμματος κατανομής παραγωγής για την ικανοποίηση της εκτιμώμενης συνολικής απορρόφησης ενέργειας, μέσω του προγραμματισμού λειτουργίας των μονάδων ανά Περίοδο Κατανομής για κάθε Ημέρα Κατανομής. Τέτοιοι περιορισμοί, είναι όπως και στην περίπτωση του ΗΕΠ, η ικανοποίηση του ισοζυγίου ενέργειας, η κάλυψη του συνόλου των επικουρικών υπηρεσιών (απαίτηση Πρωτεύουσας, Δευτερεύουσας, Τριτεύουσας, Στρεφόμενης και Μη-στρεφόμενης εφεδρείας), τα τεχνικά ελάχιστα παραγωγής που δηλώνονται από τους σταθμούς, οι ρυθμοί συγχρονισμού και αποσυγχρονισμού των μονάδων, οι ελάχιστοι χρόνοι κατάστασης λειτουργίας/κράτησης. Σύμφωνα με το *Εγχειρίδιο ΚΗΕΠ και Κατανομής*, για την ασφάλεια του ΣΗΕ ο Διαχειριστής δικαιούται να ορίσει σε λειτουργία συγκεκριμένες συμβατικές κατανεμόμενες μονάδες (must-run units) για συγκεκριμένες Περιόδους Κατανομής, ακόμα και αν δεν προκύπτει με αυτόν τον τρόπο βέλτιστη οικονομική λειτουργία προκειμένου να διατηρήσει ασφαλές το σύστημα.

Για την επίτευξη της βέλτιστης οικονομικής κατανομής, κριτήριο ένταξης μονάδων συμβατικών καυσίμων είναι, κυρίως, οι προσφορές έγχυσης που εξάγονται ως συμπέρασμα της καμπύλης μεταβλητού κόστους παραγωγής. Προφανώς στο συνολικό κόστος εντάσσονται και τα κόστη εφεδρειών, εκπομπής αερίων ρύπων, κ.λπ, όπως ορίζεται αναλυτικά στο Άρθρο 159 του Κώδικα ΜΔΝ. Αν κατά την επίλυση του ΚΗΕΠ προκύπτει αδυναμία ικανοποίησης κάποιου περιορισμού, ακολουθείται και εδώ η διαδικασία χαλάρωσης του περιορισμού επιφέροντας ρήτρες μη τήρησης των περιορισμών. Αν το πρόβλημα καθίσταται αδύνατο να επιλυθεί λόγω της μη τήρησης περιορισμών ο Διαχειριστής ΜΔΝ προβαίνει σε Περικοπές Φορτίου προκειμένου να μην καταρρεύσει πλήρως το σύστημα.

Τέλος, μετά την επίλυση του ΚΗΕΠ, δημοσιοποιούνται τα αποτελέσματά του για την ένταξη/απένταξη κατανεμόμενων, και μη, μονάδων και το επίπεδο φόρτισής τους για κάθε Περίοδο Κατανομής, την ποσότητα ενεργειακής απορρόφησης από τις κατανεμόμενες, και μη, μονάδες ΑΠΕ και ΥΒΣ καθώς και η ποσότητα απορρόφησης προς πλήρωση των αποθηκευτικών συστημάτων των ΥΒΣ. [17] [18] [19] [20]

### 3.6 ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- [1] D. Begg, G. Vernasca, S. Fischer και R. Dornbusch, «ΕΙΣΑΓΩΓΗ ΣΤΗΝ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ,» Εκδόσεις Κριτική.
- [2] EUROPA LEX, «Μετάβαση στην ανταγωνιστική, αειφόρο και ασφαλή ενέργεια για την Ευρώπη,» Publications Office, [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EL/ALL/?uri=CELEX:52011DC0885>.
- [3] Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο, «Κανονισμός σχετικά με τους όρους πρόσβασης στα δίκτυα μεταφοράς φυσικού αερίου,» ΚΑΝΟΝΙΣΜΟΣ (ΕΚ) αριθ. 715/2009, τόμ. Ι.211, pp. 36-39, 13 Ιούλιος 2009.
- [4] Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο, «Κανονισμός σχετικά με τους κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας,» ΟΔΗΓΙΑ 2009/72/ΕΚ, τόμ. Ι.211, pp. 52-93, 13 Ιούλιος 2009.
- [5] Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο, «Οδηγία σχετικά με την ίδρυση Οργανισμού Συνεργασίας των Ρυθμιστικών Αρχών Ενέργειας,» ΚΑΝΟΝΙΣΜΟΣ (ΕΚ) αριθ. 713/2009, τόμ. Ι.211, pp. 1-9, 13 Ιούλιος 2009.
- [6] Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο, «Οδηγία σχετικά με τους όρους πρόσβασης στο δίκτυο για τις διασυνοριακές ανταλλαγές ηλεκτρικής ενέργειας,» ΚΑΝΟΝΙΣΜΟΣ (ΕΚ) αριθ. 714/2009, τόμ. Ι.211, pp. 15-35, 13 Ιούλιος 2009.
- [7] Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο, «Το τρίτο ενεργειακό πακέτο εγκρίνεται από τους ευρωβουλευτές κατά την δεύτερη ανάγνωση,» Portal Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου, 29 Απρίλιος 2009.
- [8] Εφημερίς της Κυβερνήσεως, «Λειτουργία Ενεργειακών Αγορών Ηλεκτρισμού και Φυσικού Αερίου,» Ελληνική Δημοκρατία, Αθήνα, 2011.
- [9] Τμήμα Επικοινωνίας της Ευρωπαϊκής Επιτροπής, «Η ΕΕ ανά θέμα: Ενεργειακή Ένωση και ενεργειακή πολιτική,» European Union, [Ηλεκτρονικό]. Available: [https://europa.eu/european-union/topics/energy\\_el](https://europa.eu/european-union/topics/energy_el). [Πρόσβαση Jun 2018].
- [10] Α. Νταγκούμας, Δ. Λαμπρίδης, Π. Μπίσκας και Π. Ντοκόπουλος, «Η Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας Της Ελλάδας,» Α.Π.Θ., Θεσσαλονίκη, 2004.
- [11] ΛΑΓΗΕ, ΕΓΧΕΙΡΙΔΙΟ Κώδικα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας, Αθήνα: ΡΑΕ, 2013.
- [12] Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, «ΔΕΣΜΗΕ,» Ελληνική Δημοκρατία, Αθήνα, 2013.
- [13] ΛΑΓΗΕ, «Κώδικας Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας,» ΡΑΕ, Αθήνα, 2011.
- [14] Εφημερίς Της Κυβερνήσεως, «Εγκατάσταση φωτοβολταϊκών σταθμών από αυτοπαραγωγούς με εφαρμογή ενεργειακού συμψηφισμού ή εικονικού ενεργειακού

συμψηφισμού,» *Εφημερίς Της Κυβερνήσεως*, τόμ. Αρ. Φύλλου 1457, αρ. Τεύχος Δεύτερο, 5 Μάιος 2017.

- [15] Χ. Ν. Ηλίας, *Συμβολή στην βραχυπρόθεσμη και μεσοπρόθεσμη πρόβλεψη ζήτησης ηλεκτρικού φορτίου και ενέργειας με χρήση ασαφούς λογικής*, Αθήνα: Ε.Μ.Π., 2012.
- [16] Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, «Χονδρεμπορική Αγορά,» Ελληνική Δημοκρατία, Αθήνα, 2013.
- [17] Εφημερίς της Κυβερνήσεως, «Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης και λουπές διατάξεις,» *Εφημερίς της Κυβερνήσεως*, Τόμ. %1 από %2ΝΟΜΟΣ ΥΠ'ΑΡΙΘ. 3468 , Αρ. Φύλλου 129, ρρ. Άρθρο 2, §25, 27 Ιουνίου 2006.
- [18] Εφημερίς Της Κυβερνήσεως, «Κώδικας διαχείρισης ηλεκτρικών συστημάτων μη διασυνδεδεμένων νησιών (κώδικας ΜΔΝ),» *Εφημερίς Της Κυβερνήσεως*, 11 Φεβρουαρίου 2014.
- [19] Εφημερίς Της Κυβερνήσεως, «Τροποποίηση του Κώδικα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΦΕΚ Β' /104/31-01-2012) και του Κώδικα Διαχείρισης του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΦΕΚ Β' /103/31.1.2012).,» Ελληνική Δημοκρατία, Αθήνα, 2014.
- [20] Εφημερίς Της Κυβερνήσεως, «Ένταξη σταθμών ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ στο Σύστημα ή το Διασυνδεδεμένο Δίκτυο,» *Εφημερίς Της Κυβερνήσεως*, τόμ. Ν.3468/2006, αρ. Άρθρο 9, 2006.
- [21] EURELECTRIC, «Active Distribution System Management - A key tool for the smooth integration of distributed generation,» 2013.
- [22] Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, «Διεϊσδυση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας,» Ελληνική Δημοκρατία, Αθήνα, 2013.



## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4

# ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΚΑΤΑΝΟΜΗ ΦΟΡΤΙΟΥ ΚΑΙ ΕΝΤΑΞΗ ΜΟΝΑΔΩΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

### 4.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Στο παρόν κεφάλαιο ορίζονται και αναλύονται εκτενώς σε θεωρητική βάση τα δύο θεμελιώδη οικονομικά προβλήματα που επιλύονται κατά τον ΗΕΠ, αυτά της βέλτιστης οικονομικής κατανομής φορτίου και της βέλτιστης ένταξης μονάδων στο δίκτυο.

### 4.2 ΣΥΜΒΟΛΙΣΜΟΙ

Πίνακας 4.1: Πίνακας συμβόλων διατύπωσης εξισώσεων σε συμβολική μορφή.

Σύμβολα	Επεξηγήσεις
$g$	Θερμικές μονάδες παραγωγής
$f$	Είδος καυσίμου
$F$	Αριθμός συνόλου διαφορετικών καυσίμων
$K$	Καταναλισκόμενη ενέργεια καυσίμου για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας
$Q$	Κατώτερη θερμογόνο δύναμη
$E_H$	Ειδική κατανάλωση θερμότητας
$E_{net}$	Η καθαρή παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια, η οποία προκύπτει μετά την αφαίρεση της ενέργειας της εσωτερικής υπηρεσίας και των βοηθητικών της Μονάδας
$G_g(P_g)$	Μεταβλητό κόστος μονάδας
$G_{Rg}$	Μέσο ειδικό κόστος πρώτων υλών εκτός καυσίμου
$G_{Mg}$	Μέσο ειδικό κόστος πρόσθετων δαπανών συντήρησης
$G_{CO2g}$	Μέσο ειδικό κόστος εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα
$P_g$	Ηλεκτρική ισχύς εξόδου μονάδας σε MW
$P_D$	Συνολικό φορτίο συστήματος σε MW
$P_L$	Συνολικές απώλειες συστήματος μεταφοράς ισχύος σε MW
$P_R$	Ισχύς εφεδρείας σε MW
$\rho$	Ποσοστό τήρησης εφεδρείας επί του φορτίου
$P_{WT}$	Ισχύς αιολικής παραγωγής σε MW
$P_{PV}$	Ισχύς φωτοβολταϊκής παραγωγής σε MW
$P_{min,g}$	Ελάχιστη ισχύς εξόδου μονάδας σε MW
$P_{max,g}$	Μέγιστη ισχύς εξόδου μονάδας σε MW
$C_g$	Ωριαίο κόστος λειτουργίας μονάδας (€/MWh)
$IC_g$	Διαφορικό κόστος μονάδας (€/MWh)
$C_{total}$	Συνολικό ωριαίο κόστος λειτουργίας του συνόλου των μονάδων
$GLF_g$	Συντελεστής Απωλειών Έγχυσης της μονάδας g

### 4.3 ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Η βελτιστοποίηση των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας έχει κάνει αλματώδη βήματα κυρίως χάρη στην γιγαντιαία αύξηση της υπολογιστικής ισχύος της εποχής, την οποία εκμεταλλεύονται και οι μέθοδοι βελτιστοποίησης. Ιστορικά, έως τα μέσα του 20ου αιώνα, η λύση του προβλήματος της κατανομής φορτίου στηριζόταν σε μεγάλο βαθμό στην πείρα των επιστημόνων και μηχανικών της εποχής, και στις αναλυτικές μεθόδους που είχαν αναπτυχθεί έως τότε. Σταδιακά, σχεδιάστηκαν νέες τεχνικές που βοήθησαν στην επίλυση του προβλήματος ταυτόχρονα όμως ανέδειξαν και τον μεγάλο βαθμό πολυπλοκότητας. Σήμερα, η υπολογιστική πρόκληση έγκειται στην αναζήτηση βέλτιστης λύσης στον ελάχιστο δυνατό χρόνο, καθώς, αναλόγως τον προγραμματισμό και τις ιδιαιτερότητες του κάθε συστήματος, κρίνεται αναγκαία η επαναληπτική επίλυση του προβλήματος. Μπορεί δηλαδή, να λύνεται κάθε χρόνο, κάθε μήνα, κάθε ώρα, ή ακόμη και ανά μισή ώρα ή και 5 λεπτά.

Στο νέο πλαίσιο λειτουργίας της απελευθερωμένης αγοράς, η απαίτηση ενός ηλεκτρικού φορτίου σε ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί να απαντηθεί με πολλούς διαφορετικούς τρόπους. Τα τελευταία χρόνια, χάρη στην ευαισθητοποίηση γύρω από την προστασία του περιβάλλοντος, στις περισσότερες χώρες λαμβάνεται υπόψη το αποτύπωμα των συστημάτων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στο περιβάλλον με συνέπεια η ελαχιστοποίηση κόστους να μην αποτελεί πλέον τον μοναδικό στόχο τόσο του Διαχειριστή αλλά και των παραγωγών. Επομένως, η καλύτερη δυνατή λειτουργία ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας σχετίζεται εγγενώς με πολλές παραμέτρους, όπως είναι η οικονομική λειτουργία, η ευστάθειά του, οι εκπομπές αερίων θερμοκηπίου, η μεγιστοποίηση του συντελεστή χρησιμοποίησης (capacity factor) των αιολικών πάρκων και φωτοβολταϊκών σταθμών, η βέλτιστη χρήση του νερού στα υδροηλεκτρικά. Επειδή η βέλτιστη οικονομική λειτουργία του συστήματος επιτυγχάνεται μέσω της τήρησης του περιορισμού της ικανοποίησης του ηλεκτρικού φορτίου, ο όρος συναντάται και ως βέλτιστη κατανομή φορτίου. [1] Το πρόβλημα αυτό της οικονομικής κατανομής είναι γνωστό στη διεθνή βιβλιογραφία με τον όρο Economic Dispatch.

Ο προσδιορισμός αυτής της βέλτιστης λύσης οικονομικής κατανομής φορτίου σε ένα διασυνδεδεμένο υδροθερμικό σύστημα ορίζεται ως [2]:

*Σε ένα σύστημα με  $N$  θερμικές μονάδες σε λειτουργία σε μια δεδομένη χρονική στιγμή με γνωστά: τη συνολική ζήτηση φορτίου από τους καταναλωτές  $P_D$ , τη συνολική παραγωγή των υδροηλεκτρικών σταθμών  $P_H$ , και τις συνολικές ανταλλαγές ισχύος με τα γειτονικά δίκτυα  $P_{INT}$  (με  $P_{INT} > 0$  για εξαγωγή ισχύος), ζητείται η βέλτιστη έξοδος των θερμικών μονάδων,  $P_i$ ,  $i = 1, \dots, N$ , έτσι ώστε να ελαχιστοποιείται το συνολικό κόστος λειτουργίας του συστήματος.*

Η διαφορά για ένα ΜΔΝ στον ορισμό, έγκειται στην απουσία εισαγωγών – εξαγωγών ενέργειας προς γειτονικά δίκτυα και στην απουσία υδροηλεκτρικών σταθμών παραγωγής. Το ζητούμενο, λοιπόν, απαντάται με την ελαχιστοποίηση του κόστους παραγωγής, του κόστους μεταφοράς, των απωλειών δικτύου, με τη χρησιμοποίηση της καταλληλότερης μορφής ενέργειας, “καθαρής” ή μη, και την ικανοποίηση των υπολοίπων περιβαλλοντικών, λειτουργικών, τεχνικών, οικονομικών, νομικών και άλλων περιορισμών. Ωστόσο, αυτές οι απαιτήσεις, πολλές φορές συμβαίνει να είναι αντικρουόμενες μεταξύ τους, και πολύ συχνά για την επίτευξη της ομαλής λειτουργίας του συστήματος γίνεται συμβιβασμός ως προς την επίτευξη του ενός ή του άλλου στόχου. Υπό αυτό το πρίσμα, και με στόχο την αύξηση



αποδοτικότητας, ευστάθειας, αξιοπιστίας και αποτελεσματικότητας, το σύστημα διαθέτει τις εξής πολύ σημαντικές λειτουργίες:

1. Λειτουργία Ένταξης μονάδων παραγωγής, δηλαδή τον καθορισμό και τη χρησιμοποίηση του βέλτιστου συνδυασμού γεννητριών, ικανοποιώντας τους τεχνικούς περιορισμούς (τεχνικά ελάχιστα, ονομαστικά μεγέθη, ελάχιστος χρόνος λειτουργίας, κ.ο.κ.) που αναλύεται στην ενότητα 4.5,
  2. Οικονομική λειτουργία συστήματος, δηλαδή την οικονομικότερη φόρτιση των μονάδων που έχουν επιλεγεί να ενταχθούν, αναλόγως της καμπύλης κόστους παραγωγής τους. [3] [4]
- Η εισαγωγή καινούριων τεχνολογιών παραγωγής, οι πυρηνικοί σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, οι μονάδες φυσικού αερίου, οι μονάδες συνδυασμένου κύκλου, η διεσπαρμένη παραγωγή σε συνδυασμό με τους υδροηλεκτρικούς σταθμούς και η όλο και μεγαλύτερη διείσδυση ΑΠΕ με τους υβριδικούς σταθμούς παραγωγής αλλάζουν συνεχώς τα δεδομένα. Βάσει του ισχύοντος νόμου για ένταξη των ΑΠΕ με προτεραιότητα [5], (κάτι που αναμένεται να αλλάξει λόγω της πρόωρης κατάργησης της κατά προτεραιότητα ένταξης των ΑΠΕ στο σύστημα [6]) το πρόβλημα μπορεί να είναι κοινά αντιμετωπίσιμο τόσο για το διασυνδεδεμένο σύστημα όσο και για τα αυτόνομα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας, όπως για παράδειγμα ένα μη διασυνδεδεμένο νησί. Σε κάθε περίπτωση, το πρόβλημα της οικονομικής λειτουργίας συστήματος, δηλαδή η βέλτιστη κατανομή φορτίου, φανερώνει την ανάγκη εξυπηρέτησης του φορτίου με το ελάχιστο δυνατό κόστος παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας.

Στην ελαχιστοποίηση του κόστους, καίριο ρόλο έχουν :

- Η λειτουργική απόδοση των μονάδων, που είναι θέμα εξέτασης για την πλευρά του παραγωγού,
- Το κόστος λειτουργίας των μονάδων, που αναπτύσσεται στην ενότητα 4.4
- Οι απώλειες του δικτύου μεταφοράς, που είναι εκτός του πεδίου μελέτης της παρούσας εργασίας. [3]

#### 4.4 ΚΟΣΤΟΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΘΕΡΜΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

Προκειμένου να επιτευχθεί ο στόχος της βέλτιστης οικονομικής λειτουργίας συστήματος, ορίζονται στο κεφάλαιο αυτό τα κόστη λειτουργίας των μονάδων, και η μεθοδολογία υπολογισμού τους σύμφωνα με το Εγχειρίδιο του Κώδικα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΚΣΗΕ), βάσει του οποίου υπολογίστηκε η βηματική συνάρτηση κόστους των μονάδων της εργασίας. Ως είσοδος θεωρείται η ωριαία κατανάλωση θερμότητας από την καύση του καυσίμου (ή εναλλακτικά μπορεί να θεωρηθεί η παροχή καυσίμου (Ton/h)). Ως έξοδος νοείται η ηλεκτρική ισχύς που παρέχεται από τη μονάδα στο δίκτυο. Επίσης, γνωρίζοντας τη θερμογόνο δύναμη του καυσίμου και την τιμή του καυσίμου (π.χ. σε €/h για κάθε τρίμηνο του έτους [7] [8]) είναι δυνατόν να υπολογιστεί το ωριαίο κόστος λειτουργίας εξαρτώμενο μόνο από το επίπεδο “καθαρής παραγωγής”. Το εύρος λειτουργίας της θερμικής μονάδας έχει μια ελάχιστη τιμή  $P_{min}$ , η οποία επιβάλλεται από την ευστάθεια της λειτουργίας του καυστήρα γύρω στο 40% της ονομαστικής ισχύος της μονάδας, και μια μέγιστη  $P_{max}$ .

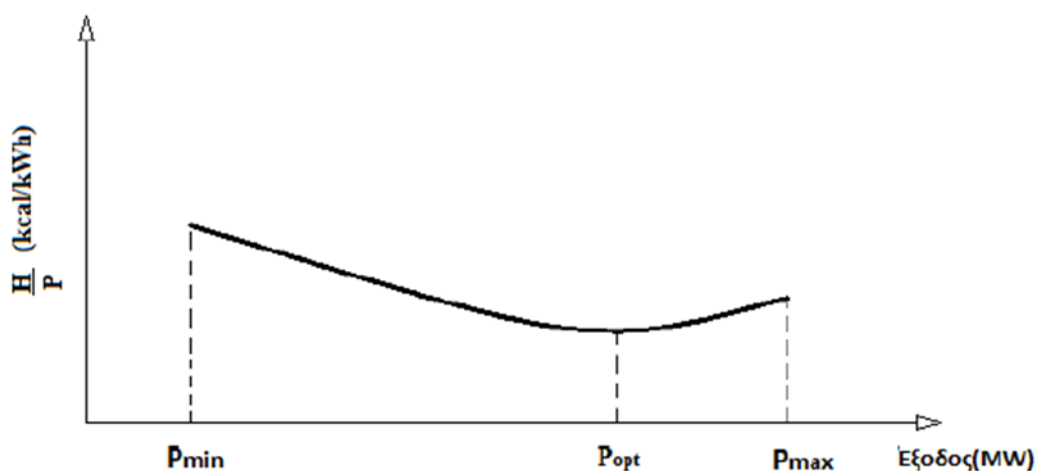
Κατά την ανάπτυξη της ενότητας ορίζονται τα παρακάτω μεγέθη και οι αντίστοιχες καμπύλες:

- Καμπύλη ειδικής κατανάλωσης θερμότητας,
- Κατώτερη θερμογόνος δύναμη,
- Καμπύλη μεταβλητού κόστους καυσίμων,
- Καμπύλη ωριαίου κόστους λειτουργίας,
- Καμπύλη διαφορικού κόστους λειτουργίας.

Στα επόμενα, με τον όρο «παραγωγή» θα θεωρείται η καθαρή παραγωγή, αφού έχουν ληφθεί δηλαδή υπόψη οι εσωτερικές υπηρεσίες και τα βοηθητικά φορτία της μονάδας (σε MWh) [9].

#### 4.4.1 ΕΙΔΙΚΗ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΘΕΡΜΟΤΗΤΑΣ ΣΥΜΒΑΤΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ

Η ειδική κατανάλωση θερμότητας εκφράζει τον λόγο της ωριαίας κατανάλωσης θερμότητας προς την ισχύ εξόδου της μονάδας (Gcal/h ή σε Btu/kwh). Η καμπύλη της ειδικής κατανάλωσης θερμότητας παριστάνει αυτή τη σχέση της ειδικής κατανάλωσης θερμότητας συναρτήσει της ισχύος εξόδου. Αξίζει να σημειωθεί ότι η ειδική κατανάλωση θερμότητας είναι το αντίστροφο του βαθμού απόδοσης της μονάδας [10].



Διάγραμμα 4.1: Καμπύλη ειδικής κατανάλωσης θερμότητας συναρτήσει της ισχύος εξόδου μίας θερμικής μονάδας παραγωγής [10].

Με άλλα λόγια, η ειδική κατανάλωση θερμότητας ( $E_H$ ) αποδίδει σε κάθε συγκεκριμένο επίπεδο παραγωγής της μονάδας την απαιτούμενη ποσότητα θερμικής ενέργειας ώστε να παραχθεί μία MWh και δίνεται από τον τύπο (4.1).

$$E_H = \frac{K}{E_{net}} * 3,6 \quad (4.1)$$

Η ειδική κατανάλωση θερμότητας υπολογίζεται και δηλώνεται από τον παραγωγό στον ΑΔΜΗΕ, και πρόκειται για μια βηματική συνάρτηση κόστους τουλάχιστον δέκα διαφορετικών επιπέδων καθαρής παραγωγής (καθαρή ισχύς σε συνθήκη ISO<sup>1</sup> (αφού έχουν ληφθεί υπόψη

<sup>1</sup> Ο Διεθνής Οργανισμός Τυποποίησης (ISO, International Organization for Standardization) είναι μια διεθνής οργάνωση δημιουργίας και έκδοσης προτύπων που αποτελείται από αντιπροσώπους των εθνικών οργανισμών τυποποίησης. Όταν αναφέρεται, επομένως μια συνθήκη κατά ISO νοείται η ίδια κοινή παγκόσμια ερμηνεία.

εσωτερικές υπηρεσίες και βοηθητικά φορτία). Η καμπύλη της προσεγγίζεται από την πολυωνυμική μορφή (4.2):

$$E_{Hg}(P_g) = \frac{a}{P_g} + b + c * P_g \quad (4.2)$$

Οι τιμές για τα διαφορετικά επίπεδα ισχύος – ειδικής κατανάλωσης θερμότητας προέρχονται από πραγματικές μετρήσεις υπό τις εξής συνθήκες:

- Σταθερές συνθήκες (λειτουργίας, θερμοκρασίας, διαδικασίας μετρήσεων, διαίρεσης χρόνου και εύρους ισχύος σε ίσα διαστήματα κ.λπ.),
- Κάθε μέτρηση θα πρέπει να γίνεται σε σταθερή ισχύ για μια ώρα, και η τελική τιμή είναι η μέση τιμή αυτών των μετρήσεων της μιας ώρας ώστε να εξαλειφθούν αριθμητικά ενδεχόμενες γρήγορες μεταβολές και μεταβατικά φαινόμενα,
- Η πρώτη μέτρηση θα πρέπει να είναι μικρότερη ή ίση του τεχνικού ελαχίστου της μονάδας, και η τελευταία ίση με τα ονομαστικά μεγέθη της.

Για τα υπόλοιπα ζεύγη τιμών που υπολογίζονται μέσω της παραπάνω σχέσης (4.2), ισχύουν:

- Οι συντελεστές a, b, c προέρχονται από μία καμπύλη ελαχίστων τετραγώνων εφαρμοσμένης στα μετρούμενα σημεία της ειδικής κατανάλωσης θερμότητας, και για τον Διαχειριστή αποτελούν δεδομένα εισόδου,
- Η καμπύλη της σχέσης δεν επιτρέπεται να στρέφει τα κοίλα προς τα κάτω.

Για περισσότερες πληροφορίες, καθώς η περαιτέρω αναλύση της συγκεκριμένης διαδικασίας ξεφεύγει από την μελέτη, μπορεί κανείς να ανατρέξει στο ΕΚΣΗΕ [11] και στη βιβλιογραφία [12] [13].

#### 4.4.2 ΘΕΡΜΟΓΟΝΟΣ ΔΥΝΑΜΗ ΚΑΥΣΙΜΟΥ

Η κατώτερη θερμογόνος δύναμη καυσίμου αναφέρεται σε κάθε καύσιμο όπως αυτό έχει χρησιμοποιηθεί για τη μέτρηση της Ειδικής Κατανάλωσης Θερμότητας και είναι ικανότητα παραγωγής θερμικής ενέργειας ενός υλικού που απελευθερώνεται μετά την καύση του.

Οι μονάδες κόστους της Κατώτερης Θερμογόνου Δύναμης για το αντίστοιχο καύσιμο φαίνονται στον Πίνακα 4.2.

Πίνακας 4.2: Πίνακας αντιστοιχίας καυσίμου και μονάδων θερμογόνου δύναμης καυσίμου [11]

Καύσιμο	Μονάδα κόστους
Λιγνίτης	GigaJoule ανά τόνο (GJ/10 <sup>3</sup> kg)
Μαζούτ	GigaJoule ανά τόνο (GJ/10 <sup>3</sup> kg)
Diesel	GigaJoule ανά χιλιόλιτρο (GJ/10 <sup>3</sup> lt)
Φυσικό αέριο	GigaJoule ανά κανονικό κυβικό μέτρο (GJ/norm m <sup>3</sup> )

Στις περισσότερες εφαρμογές καύσης στις οποίες αναφλέγεται το καύσιμο παράγονται νερό ή υδρατμοί, τα οποία δεν χρησιμοποιούνται και επομένως το θερμικό τους περιέχομενο χάνεται.

Αναφορικά με την καθαρή ισχύ κατά ISO, έχει τυποποιηθεί αυτή η καθαρή ισχύς να αποτυπώνει την ισχύ μέτρησης, στο συγκεκριμένο παράδειγμα, απαλλαγμένη από οποιοσδήποτε άλλη πηγή.

Όταν στα προϊόντα καύσης το νερό βρίσκεται σε υγρή κατάσταση, δεν έχει απορροφήσει δηλαδή ενέργεια, η θερμογόνος δύναμη ονομάζεται ανωτέρα. Στην Αμερική ο υπολογισμός της θερμιδικής αξίας γίνεται με τον υπολογισμό της ανώτερης θερμογόνου δύναμης, κατά την οποία το καύσιμο αναφλέγεται σε λέβητες υγροποίησης, οι οποίοι συμπυκνώνουν τους υδρατμούς που παράγονται από την καύση και ανακτούν μέρος της θερμότητας η οποία διαφορετικά θα είχε χαθεί. Όταν στα προϊόντα καύσης το νερό βρίσκεται σε αέρια κατάσταση (υδρατμοί), το νερό έχει απορροφήσει ενέργεια και η θερμογόνος δύναμη, που έχει κατά συνέπεια μικρότερη τιμή από της ανωτέρας, ονομάζεται κατώτερα θερμογόνος δύναμη. Επομένως, η Κατώτερη Θερμογόνος Δύναμη είναι η κατάλληλη θερμιδική αξία που πρέπει να αναφέρεται στις δηλώσεις τεχνικοοικονομικών στοιχείων και χρησιμοποιείται στους υπολογισμούς του κόστους.

Η διαφορά μεταξύ ανώτερης και κατώτερης θερμογόνου δύναμης εξαρτάται από την περιεκτικότητα του καυσίμου σε υδρογόνο. Στην παρούσα εργασία, παρά το γεγονός ότι στα ΜΔΝ δεν υπάρχουν μονάδες Φυσικού Αερίου όπου και γίνεται χρήση της ανωτέρας θερμογόνου δύναμης, χρησιμοποιήθηκε η ανωτέρα θερμογόνος δύναμη, καθώς ο υπολογισμός της θερμιδικής αξίας και του μεταβλητού κόστους καυσίμου έγινε σύμφωνα με την τακτική της Αμερικής, όπου μάλιστα η μονάδα κόστους λογίζεται ως Btu/KWh. [34]

#### 4.4.3 ΚΟΣΤΟΣ ΚΑΥΣΙΜΟΥ

Λαμβάνεται υπόψιν μόνο το κόστος καυσίμου που απαιτείται για τη λειτουργία της θερμικής μονάδος στο εύρος μεταξύ των ονομαστικών στοιχείων της και του τεχνικού ελαχίστου. Κόστη για λειτουργία κάτω από το τεχνικό ελάχιστο συμπεριλαμβάνονται στον υπολογισμό κόστους εκκίνησης.

Μετά από διαγωνισμούς των Παραγωγών για την παροχή καυσίμου από τους Προμηθευτές τους, είναι πιθανόν για λόγους οικονομικούς ή τεχνικούς (αφορούν την ανάφλεξη μονάδων) το κόστος καυσίμου των μονάδων να αποτελεί το μέσο κόστος προμήθειας συμπεριλαμβανομένου οποιοδήποτε βελτιωτικού ή μίγματος καυσίμων. Περιορισμοί που επιβάλλει ο ΕΚΣΗΕ είναι οι παραπάνω μετρήσεις να έχουν γίνει με το ίδιο μίγμα καυσίμου. Για κάθε επίπεδο παραγωγής P πρέπει να καθορίζεται το ποσοστό συμμετοχής κάθε καυσίμου, και πρέπει να ισχύει (4.3) :

$$\sum_{f=1}^F FuelMix_g^f(P_g) = 100\% \quad (4.3)$$

Πίνακας 4.3: Πίνακας αντιστοιχίας καυσίμου με μονάδα κόστους [11].

Μονάδες κόστους καυσίμων Καύσιμο	Μονάδα κόστους
Λιγνίτης	Ευρώ ανά τόνο (€/103 kg)
Μαζούτ	Ευρώ ανά τόνο (€/103 kg)
Diesel	Ευρώ ανά χιλιόλιτρο (€/103 lt)
Φυσικό αέριο	Ευρώ ανά κανονικό κυβικό μέτρο (€/norm m3)

Η καμπύλη λοιπόν για το μεταβλητό κόστος καυσίμου θερμικών μονάδων προκύπτει από την Ειδική Κατανάλωση Θερμότητας πολλαπλασιασμένη με έναν σταθερό συντελεστή μετατροπής θερμότητας σε κόστος και επομένως έχει την ίδια μορφή με την καμπύλη της Ειδικής Κατανάλωσης Θερμότητας. Όπως ήδη αναφέρθηκε, ο βαθμός απόδοσης είναι αντιστρόφως ανάλογος με την Ειδική Κατανάλωση Θερμότητας, άρα και με το Μεταβλητό Κόστος Καυσίμων. Οπότε ο βαθμός απόδοσης στην αρχή αυξάνει με την αύξηση της ισχύος, φθάνει σ' ένα μέγιστο κοντά στην ονομαστική ισχύ εξόδου και στη συνέχεια ελαττώνεται με την αύξηση της ισχύος. Ομοίως το κόστος λειτουργίας παρουσιάζει ένα ελάχιστο κοντά στην ονομαστική ισχύ εξόδου. Αυτό το σημείο αποτελεί βέλτιστο με τη μονάδα να παράγει ενέργεια με το μικρότερο κόστος και το μεταβλητό κόστος να ισούται με το διαφορικό κόστος. [10]

Στο κόστος καυσίμου μιας θερμικής μηχανής απαιτείται για τη σωστή λειτουργία της να προστεθούν, για όλα τα επίπεδα παραγωγής:

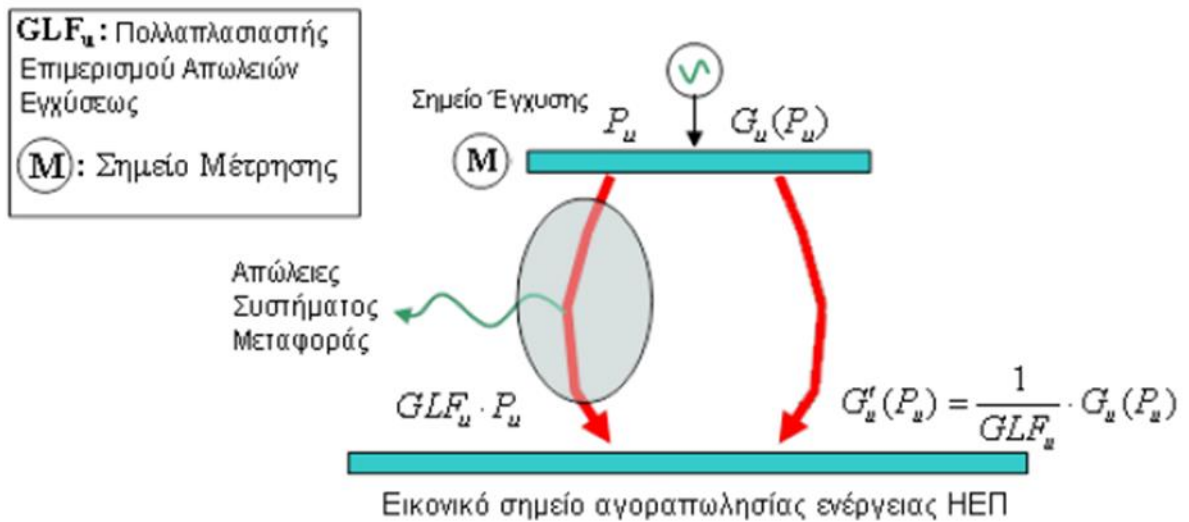
- το μέσο ειδικό κόστος πρώτων υλών που αφορά τα απαραίτητα λιπαντικά, ανηγμένα σε ευρώ ανά παραγόμενη μεγαβατώρα,
- το μέσο ειδικό κόστος πρόσθετων δαπανών συντήρησης, που αφορά το κόστος συμβολαίου συντήρησης επίσης ανηγμένο σε ευρώ ανά παραγόμενη μεγαβατώρα, και
- το μέσο ειδικό κόστος εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα, σχετικά με το μέσο κόστος κάλυψης του ελλείματος δικαιωμάτων εκπομπών για κάθε μονάδα.

#### 4.4.4 ΜΕΤΑΒΛΗΤΟ ΚΟΣΤΟΣ ΘΕΡΜΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ ΣΤΟ ΜΕΤΡΗΤΗ

Αθροίζοντας το Μεταβλητό Κόστος Καυσίμου και τα Μέσα Ειδικά Κόστη, προκύπτει το Μεταβλητό Κόστος Μονάδας, για όλα τα επίπεδα παραγωγής, χωρίς να συμπεριλαμβάνει το κόστος απωλειών, βάσει της σχέσης (4.4):

$$G_g(P_g) = G_{fg}(P) + G_{Rg} + G_{Mg} + G_{CO2g} \quad (4.4)$$

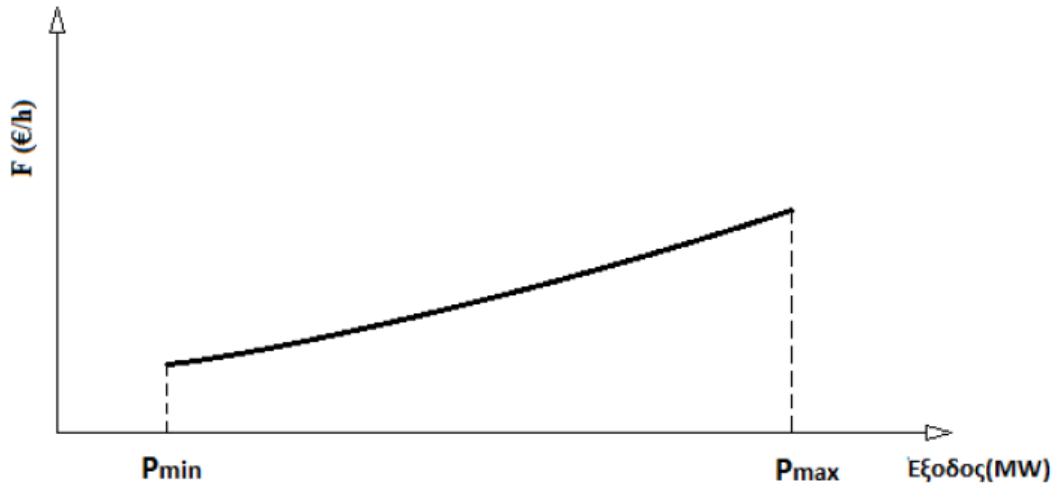
Ο παραγωγός είναι υποχρεωμένος να δηλώσει την ενέργεια στο εικονικό σημείο αγοραπωλησίας ενέργειας του ΗΕΠ, συνυπολογίζοντας τις απώλειες του συστήματος μεταφοράς με τις οποίες επιβαρύνεται (Διάγραμμα 4.2). Επομένως, κάνοντας χρήση του Συντελεστή Απωλειών Έγχυσης, ανάλογα με τη ζώνη απωλειών που ανήκει η μονάδα του δηλώνει την ενέργεια έγχυσης στο “market point”, έχοντας πλέον το τελικό κόστος συμπεριλαμβανομένων των απωλειών.



Διάγραμμα 4.2: Μεταβλητό Κόστος μονάδας στο μετρητή και στο εικονικό σημείο αγοραπωλησίας ενέργειας του ΗΕΠ [11].

#### 4.4.5 ΩΡΙΑΙΟ ΚΟΣΤΟΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΘΕΡΜΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ

Η καμπύλη ωριαίου κόστους λειτουργίας (Διάγραμμα 4.3) εκφράζει τον λόγο του ωριαίου κόστους λειτουργίας σε χρηματικές μονάδες ανά ώρα, ως συνάρτηση της ισχύος εξόδου της μονάδας. Εκφράζει την τιμή παραγωγής μιας MWh σε €/MWh από την μονάδα παραγωγής.



Διάγραμμα 4.3: Χαρακτηριστική καμπύλη Ωριαίου Κόστους Λειτουργίας για μία θερμική Μονάδα παραγωγής [10].

Το Ωριαίο Κόστος Λειτουργίας προκύπτει ως το γινόμενο του μεταβλητού κόστους μονάδας με την εκάστοτε ισχύ παραγωγής [11] (4.5).

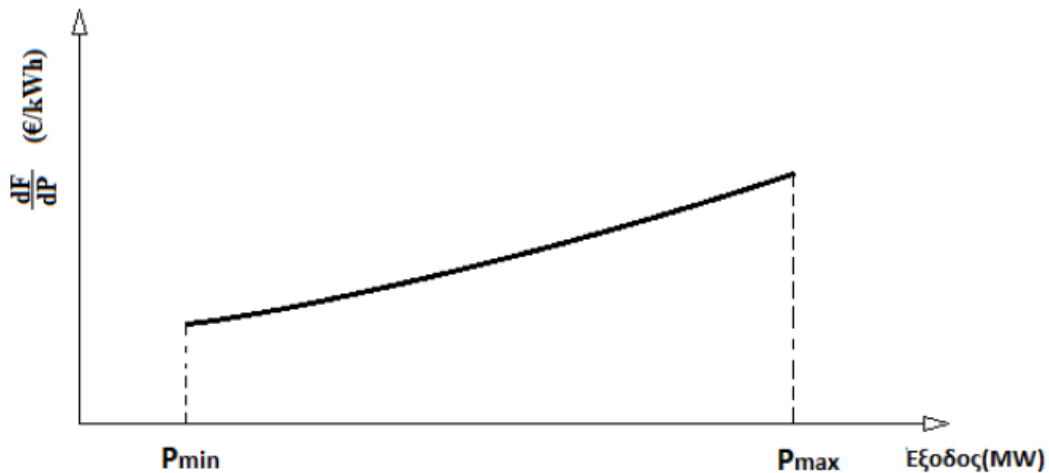
$$C_g(P_g) = G_g(P_g) * P_g \quad (4.5)$$

Και προσεγγίζεται από τη γνωστή συνάρτηση κόστους με συντελεστές a, b, c (4.6).

$$C_g(P_g) = a + b * P_g + c * P_g^2 \quad (4.6)$$

#### 4.4.6 ΔΙΑΦΟΡΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΘΕΡΜΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ

Η καμπύλη Διαφορικού Κόστους (Διάγραμμα 4.4) εκφράζει την αύξηση του ωριαίου κόστους λειτουργίας σε (€/h) που απαιτείται για την αύξηση της καθαρής ισχύος εξόδου της μονάδας κατά 1kW, δηλαδή την αύξηση στο κόστος παραγωγής σε (€) που προέρχεται από την παραγωγή μιας πρόσθετης kWh από τη μονάδα. Συναντάται κυρίως σε τεχνοοικονομικές μελέτες και είναι μια αύξουσα γραμμική συνάρτηση, συναρτήσει της ισχύος εξόδου.



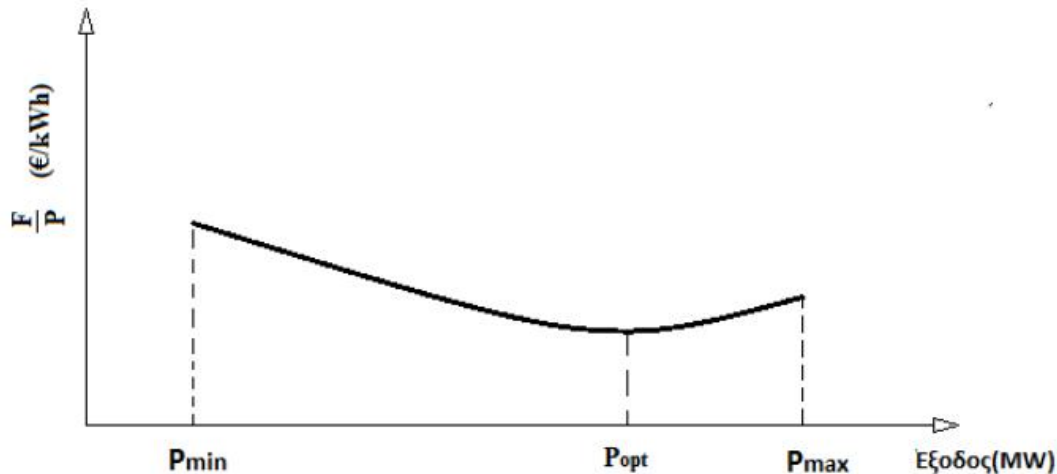
Διάγραμμα 4.4: Καμπύλη Διαφορικού Κόστους Λειτουργίας [10].

Παραγωγίζοντας τη συνάρτηση ωριαίου κόστους παραγωγής θερμικής μονάδας προκύπτει το διαφορικό κόστος της θερμικής μονάδας (4.7), η οποία προσεγγίζεται μέσω μιας βηματικής συνάρτησης που επιτρέπει την χρήση της σε αλγόριθμους γραμμικού προγραμματισμού, όπως αυτός που αναπτύχθηκε στο πλαίσιο της παρούσας εργασίας, παρά την μη εφαρμογή του διαφορικού κόστους κατά την επίλυση του ΗΕΠ [11].

$$IC_g(P_g) = \frac{dHC_g(P_g)}{dP_g} = b + 2 * c * P_g \quad (4.7)$$

Προφανώς λόγω διακριτού αριθμού επιπέδων παραγωγής, χρησιμοποιείται η σχέση [11] (4.8).

$$IC_g(P_g) = \frac{HC_g(P_{i+1}) - HC_g(P_i)}{P_{i+1} - P_i}, \quad i = 1,2,3,4, \dots \quad (4.8)$$



Διάγραμμα 4.5: Καμπύλη Μεταβλητού Κόστους Λειτουργίας [10];.

Το Μεταβλητό Κόστος Λειτουργίας ονομάζεται και μέσο κόστος λειτουργίας (Average Cost) και το Διαφορικό Κόστος Λειτουργίας καλείται οριακό κόστος (Marginal Cost). Θεωρητικά στο σημείο της βέλτιστης λειτουργίας της μονάδας, δηλαδή στο σημείο ελαχιστοποίησης του μέσου κόστους, το οριακό (διαφορικό) κόστος ισούται με το μέσο κόστος λειτουργίας. Για τιμές της ισχύος εξόδου μικρότερες της βέλτιστης, το οριακό κόστος είναι μικρότερο από το μέσο κόστος, ενώ για τιμές της ισχύος μεγαλύτερες από τη βέλτιστη το οριακό κόστος είναι μεγαλύτερο από το μέσο.

#### 4.5 ΕΝΤΑΞΗ ΜΟΝΑΔΩΝ ΚΑΙ ΚΑΤΑΝΟΜΗ ΦΟΡΤΙΟΥ

Η οικονομική λειτουργία είναι μία από τις πιο θεμελιώδεις λειτουργίες ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας πάνω στην οποία έχουν γίνει πολλές μελέτες όλες με σκοπό την ελαχιστοποίηση του κόστους.

Ωστόσο, η οικονομική λειτουργία ενός συστήματος δεν λαμβάνει υπόψιν τους βασικούς περιορισμούς της λειτουργίας του συστήματος. Το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας συνίσταται από διάφορες μονάδες παραγωγής, κάποιες από τις οποίες είναι πιο οικονομικές από κάποιες άλλες. Αυτό οφείλεται σε διάφορα τεχνικά χαρακτηριστικά που έχει η κάθε μονάδα, τα οποία μπορεί να σχετίζονται με την φυσική πηγή ενέργειας που εκμεταλλεύονται, τις γεννήτριες που τη συνιστούν, το κόστος εκκίνησης της μονάδας (αναλόγως με το εάν είναι ψυχρή ή θερμή η εκκίνηση), καθώς και διάφορες άλλες παραμέτρους. Συνεπώς, από τη στιγμή που συνεργάζονται δύο ή περισσότερες μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για να καλύψουν την ηλεκτρική ζήτηση κάποιας περιοχής, τίθεται το ερώτημα ποιο μέρος της ζήτησης θα καλυφθεί από ποια μονάδα.

Οι περιορισμοί αυτοί σε συνδυασμό με την οικονομικότερη λειτουργία του, λαμβάνονται υπόψιν σε ένα άλλο βασικό εργαλείο: στην ένταξη μονάδων. Ο κύριος στόχος της διαδικασίας της ένταξης μονάδων είναι να ελαχιστοποιείται το συνολικό κόστος της παραγόμενης ισχύος των ενταγμένων μονάδων παραγωγής, ενώ ταυτόχρονα να ικανοποιείται το υπάρχον φορτίο καθώς και οι απώλειες των γραμμών μεταφοράς και να τηρούνται οι απαιτούμενες εφεδρείες.



Για να βρεθεί η χρυσή τομή στην ένταξη μονάδων, είναι απαραίτητη η όσο το δυνατόν ακριβέστερη πρόβλεψη ζήτησης φορτίου, διαφορετικά, σε περίπτωση εσφαλμένης πρόβλεψης δε θα λειτουργεί το σύστημα στην βέλτιστη κατάσταση, επιφέροντας αύξηση κόστους με κατανάλωση περισσότερου καυσίμου, δυσμενέστερες περιβαλλοντικές επιπτώσεις με αύξηση εκπομπών αέριων ρύπων και πιθανές επιπτώσεις στην αξιοπιστία και την ασφάλεια του συστήματος.

Διάφορες προσεγγίσεις έχουν αναπτυχθεί τα τελευταία χρόνια για να λυθεί το πρόβλημα βελτιστοποίησης της ένταξης των μονάδων. Αυτές οι προσεγγίσεις κυμαίνονται από εξαιρετικά πολύπλοκες αναλυτικές και πρακτικές μεθόδους, μέχρι την απλή μέθοδο της απαρίθμησης. Το πεδίο εφαρμογής των προσεγγίσεων του προβλήματος διαφέρει σημαντικά από δραστηριότητα σε δραστηριότητα ανάλογα με τον συνδυασμό των μονάδων και με τους ιδιαίτερους λειτουργικούς περιορισμούς που λαμβάνονται υπόψη σε κάθε περίπτωση [14].

Ο τρόπος επιλογής των μονάδων, που θα λειτουργήσουν, στηρίζεται σε μεταβλητές απόφασης που παίρνουν τιμή για κάθε περίοδο του υπό μελέτη χρονικού ορίζοντα (σε ωριαία βάση ή, όπως έχει αναφερθεί, βάσει του βήματος επανάληψης που χρειάζεται να επιλυθεί το πρόβλημα). Η κάθε τιμή μεταβλητής απόφασης σχετίζεται εγγενώς με την προσφορά ποσότητας – τιμής που καταθέτει ο παραγωγός. Ο βαθμός ελευθερίας της μεταβλητής μειώνεται υπό την εφαρμογή των περιορισμών, όπως για παράδειγμα ο ελάχιστος χρόνος λειτουργίας μετά την εκκίνηση βάσει των Δηλώσεων Τεχνοοικονομικών Στοιχείων που έχουν υποβληθεί.

Σε αμιγώς θερμικά συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας, το πρόβλημα της βέλτιστης ένταξης μονάδων (unit commitment) ορίζεται ως εξής:

« Για μια δοσμένη χρονική περίοδο  $T$  ωρών, είναι για κάθε ώρα γνωστή η πρόβλεψη φορτίου:  $\{P_D(t), t = 1, 2, \dots, T\}$ . Κάθε ώρα υπάρχουν  $N$  διαθέσιμες θερμικές μονάδες παραγωγής, των οποίων είναι γνωστά (δεδομένα) τα τεχνικά χαρακτηριστικά. Ζητείται να υπολογιστεί, για κάθε ώρα, το πρόγραμμα ένταξης των θερμικών μονάδων, έτσι ώστε να ελαχιστοποιείται το συνολικό κόστος λειτουργίας του συστήματος κατά τη χρονική περίοδο αυτών των  $T$  ωρών. » [15]

Το παραπάνω πρόβλημα προφανώς μπορεί να έχει πολλές λύσεις, με κοινό άξονα το άθροισμα των εξόδων των μονάδων να ισούται με το φορτίο το οποίο πρέπει να καλυφθεί. Εάν ωστόσο, σε αυτόν τον συλλογισμό προστεθεί το κριτήριο της κατά το δυνατόν πιο οικονομικής λειτουργίας του συστήματος, το πρόβλημα αποκτά μία βέλτιστη λύση. Ακολουθεί η δομή λύσης του προβλήματος της Ένταξης Μονάδων.

#### 4.5.1 ΑΝΤΙΚΕΙΜΕΝΙΚΗ ΣΥΝΑΡΤΗΣΗ

Το κόστος λειτουργίας της κάθε μονάδας παραγωγής (4.6) εξαρτάται από τον τύπο καυσίμου, από τις εθνικές και διεθνείς συνθήκες οικονομίας, πολιτικούς παράγοντες, κ.ο.κ. Ενώ για το σύνολό τους, ισχύει (4.9) :

$$C_{total} = \sum_g C_g \quad (4.9)$$

Επομένως το πρόβλημα έγκειται στον υπολογισμό των επιπέδων φόρτισης  $P_g$  ώστε να ελαχιστοποιείται το κόστος παραγωγής τους,  $C_g$ , εφόσον βέβαια έχει αποφασιστεί η ένταξή τους. Η εξίσωση (4.9) αποτελεί τη συμβολική μορφή της αντικειμενικής συνάρτησης.

#### 4.5.2 ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΥ ΙΣΟΖΥΓΙΟΥ

Ένα σύστημα με σταθερή συχνότητα λειτουργεί σε κατάσταση “ισορροπίας ισχύος” εάν η συνολική παραγωγή ισχύος είναι ίση με το φορτίο συν τις απώλειες μεταφοράς (4.10).

$$\sum_g P_g = P_D + P_L \quad (4.10)$$

Η εξίσωση (4.10) ορίζει το ενεργειακό ισοζύγιο για το σύστημα στην πιο απλή μορφή του, και μπορεί να εμπλουτιστεί με παραμέτρους όπως η παραγωγή από ΑΠΕ, ΥΒΣ, κ.λπ. Πρόκειται για τον πιο βασικό περιορισμό. Η εξίσωση διασφαλίζει ότι η συνολική ζήτηση ικανοποιείται, ωστόσο, δεν παρέχει καμία πληροφορία για τον τρόπο που διαμοιράζεται η ισχύς στις μονάδες.

Η σημαντική διείσδυση ΑΠΕ εύλογα συνυπολογίζεται στο ισοζύγιο ισχύος, αφαιρώντας φορτίο από την παραγωγή των θερμικών μονάδων και συντελεί μ' αυτόν ακριβώς τον τρόπο στη μείωση του κόστους. Θεωρούνται οι δυο πιο διαδεδομένες μορφές ΑΠΕ (αιολική και ηλιακή ενέργεια). Η ένταξη τους κατά προτεραιότητα στον διαμοιρασμό της πίτας μετατρέπει την (4.10) στην εξής μορφή (4.11):

$$\sum_g P_g = P_D + P_L - P_{WT} - P_{PV} \quad (4.11)$$

#### 4.5.3 ΣΥΜΒΑΤΙΚΕΣ ΜΟΝΑΔΕΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

Επιπρόσθετα, τεχνικός περιορισμός που πρέπει να ικανοποιείται για κάθε μονάδα, είναι το εύρος λειτουργίας, δηλαδή το φορτίο που αναλαμβάνει, να μην υπερβαίνει τη μέγιστη ισχύ που μπορεί να παράγει και να μην υπολείπεται του ορίου που θέτει ο θερμικός περιορισμός ως τεχνικό ελάχιστο (4.12).

$$P_{min,g} \leq P_g \leq P_{max,g} \quad (4.12)$$

Αρχικά, γίνεται η υπόθεση πως όλες οι μονάδες είναι διαθέσιμες. Σε περιόδους “κοιλιάδας” δεν είναι αναγκαίο να βρίσκονται όλες οι μονάδες σε κατάσταση λειτουργίας. Από την άλλη πλευρά, με εκκινήσεις και σβέσεις των μονάδων υπεισέρχονται κόστη προθέρμανσης, εκκίνησης και σβέσης. Οι βασικοί περιορισμοί που επιβάλλονται από τη λειτουργία και τα τεχνικά χαρακτηριστικά των θερμικών μονάδων:

- Υποχρεωτική λειτουργία μονάδων (*must-run units*): Πρόκειται συνήθως για μονάδες βάσης, που για λόγους ασφαλούς και ευσταθούς λειτουργίας λειτουργούν υποχρεωτικά για κάποιες χρονικές περιόδους ανεξαρτήτως της ταξινόμησης βάσει κόστους. Οι πιο συνήθεις λόγοι τέτοιας απαίτησης είναι η διατήρηση της τάσης του δικτύου σε σταθερό επίπεδο, η συμφόρηση του συστήματος μεταφοράς, η χρήση του ατμού της μονάδας για τηλεθέρμανση κ.λπ. [10]

- Υποχρεωτική απένταξη μονάδων (must-out units): Αφορά τον αποκλεισμό μονάδων από τη συμμετοχή τους στην επίλυση της ένταξης μονάδων κατα τον ΗΕΠ, λόγω προγραμματισμένης συντήρησης (maintenance) ή λόγω σφάλματος (forced outage).
- Ελάχιστος χρόνος λειτουργίας (minimum up time): από τη στιγμή που εντάσσεται μια μονάδα, πρέπει να περάσει ένας ελάχιστος χρόνος πριν να μπορεί να αποσυνδεθεί από το δίκτυο.
- Σταδιακή εκκίνηση: Κατά την εκκίνηση μιας θερμικής μονάδας πρέπει να δαπανηθεί κάποια επιπλέον ενέργεια. Το κόστος αυτής της ενέργειας ονομάζεται *κόστος εκκίνησης* (startup cost) και είναι συνάρτηση του προηγούμενου χρόνου κράτησης. Η ανώτατη τιμή του ονομάζεται *κόστος ψυχρής εκκίνησης*. Αντίστοιχα κατά τη διαδικασία κράτησης χρειάζεται να δαπανηθεί ενέργεια για την σταδιακή μείωση της εξόδου της και την αποφυγή απότομων θερμοκρασιακών μεταβολών, οπότε έχουμε και το αντίστοιχο *κόστος κράτησης* της μονάδας (shut – down cost).
- Ελάχιστος χρόνος κράτησης (minimum down time): από τη στιγμή που θα αποσυνδεθεί μια μονάδα από το δίκτυο, πρέπει να περάσει ένας ελάχιστος χρόνος πριν να μπορέσει να επανασυνδεθεί.
- Περιορισμοί καυσίμου (fuel constraints): Περιορισμοί στον ρυθμό τροφοδοσίας, η λειτουργία ντιζελοκίνητων μονάδων σε ΜΔΝ εξαρτάται από την ικανότητα αποθήκευσης τους και πλήρωσης αυτών. Αν περιοριστεί η τελευταία, τότε περιορίζεται και ο ρυθμός τροφοδοσίας [16].

#### 4.5.4 ΑΠΑΙΤΗΣΗ ΣΤΡΕΦΟΜΕΝΗΣ ΕΦΕΔΡΕΙΑΣ

Η ανάγκη ικανοποίησης της ζήτησης υπό όλες τις συνθήκες (διαθεσιμότητα των μονάδων παραγωγής λόγω προγραμματισμένης συντήρησης ή ενδεχόμενης βλάβης, απρόβλεπτες διακυμάνσεις του φορτίου και της παραγωγής των με ελεγχόμενων μονάδων ΑΠΕ) διασφαλίζοντας την αξιόπιστη και ασφαλή λειτουργία του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας, καθιστά απαραίτητη τη διατήρηση απαιτούμενης εφεδρείας. Αυτό ερμηνεύεται με την ικανοποίηση της απαίτησης στρεφόμενης εφεδρείας  $P_R$ , η οποία αυξάνει το λειτουργικό κόστος. Για παράδειγμα, μην επιτρέποντας τις ενταγμένες μονάδες να λειτουργήσουν στο μέγιστο, εντάσσεται για την κάλυψη της ζήτησης μια νέα μονάδα, και μ' αυτόν τον τρόπο επιτυγχάνεται η κάλυψη του φορτίου και ταυτόχρονα η απαίτηση για άμεση έγχυση ενέργειας μόλις απαιτηθεί, από το περιθώριο που διατηρούν οι μονάδες στην ισχύ εξόδου τους.

Βασικός περιορισμός για τη στρεφόμενη εφεδρεία (spinning reserve): Η στρεφόμενη εφεδρεία του συστήματος σε μια χρονική στιγμή υπολογίζεται αν αφαιρεθεί από τη συνολική διαθέσιμη ισχύ των συγχρονισμένων στο δίκτυο (στρεφόμενων) μονάδων το μέρος του φορτίου που δεν καλύπτεται από άλλη πηγή ενέργειας, όπως, π.χ. οι ΑΠΕ, (συν τις απώλειες μεταφοράς) για μια δεδομένη χρονική στιγμή. Πρέπει πάντα να υπάρχει αρκετή στρεφόμενη εφεδρεία στο σύστημα ώστε η απώλεια μιας μονάδας να μην προκαλέσει μεγάλη πτώση στη συχνότητα και οι υπόλοιπες μονάδες να μπορέσουν να αναπληρώσουν το έλλειμμα παραγωγής. Συνήθως απαιτείται η στρεφόμενη εφεδρεία να είναι μεγαλύτερη από κάποιο ποσοστό  $\rho$  (π.χ. 10%) του προβλεπόμενου φορτίου ή να είναι αρκετή για να καλύψει την απώλεια παραγωγικού δυναμικού (είτε της μεγαλύτερης μονάδας του δικτύου (κριτήριο N-1) είτε της διαλείπουσας παραγωγής από τις μονάδες ΑΠΕ) [17]. Αυτό το κριτήριο εφεδρείας βρίσκει εφαρμογή συνήθως σε συστήματα όπου υπάρχουν μεγάλες μονάδες παραγωγής, όπως στο Διασυνδεδεμένο ΣΗΕ ή σε μεγάλα ΜΔΝ όπως για παράδειγμα της Κρήτης. Σε μικρότερα νησιωτικά συστήματα εφαρμόζεται συνήθως το κριτήριο τήρησης ενός ποσοστού του φορτίου, ή αν η διείσδυση ΑΠΕ είναι σε υψηλά ποσοστά στο σύστημα, εφαρμόζεται η τήρηση

εφεδρείας ικανής να καλύπτει την μη εγγυημένη παραγωγή από ΑΠΕ, ή και συνδυασμός των δύο αυτών κριτηρίων.

#### 4.5.5 ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΟΙ ΥΒΡΙΔΙΚΩΝ ΣΤΑΘΜΩΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

Στους λειτουργικούς περιορισμούς των ΥΒΣ, σύμφωνα με το Άρθρο 214 του Κώδικα ΜΔΝ, εντάσσεται η υποχρέωση του Διαχειριστή ΜΔΝ να απορροφά τη μέγιστη ενέργεια από την Δήλωση Παραγωγής του, σε κάθε περίοδο του ΚΗΕΠ, εφόσον έχει εξασφαλιστεί ο περιορισμός της ασφαλούς λειτουργίας του συστήματος. Για να το πετύχει αυτό, κατανέμει την ενέργεια αυτή με τον βέλτιστο τρόπο, υπό τους περιορισμούς τεχνικών ελαχίστων και των χρονικών περιορισμών. Ανάλογη διάταξη με του Ν3468/2006 για την κατά προτεραιότητα ένταξη των ΑΠΕ, ορίζεται και για τους ΥΒΣ στον Κώδικα ΜΔΝ. Οι διατάξεις αυτές συντελούν στην ελαχιστοποίηση του κόστους της αντικειμενικής συνάρτησης που ορίστηκε στην ενότητα 4.5.1.

Επιπλέον, στη Δήλωση Παραγωγής του ΥΒΣ περιέχεται ο περιορισμός της δήλωσης μιας κατανεμόμενης μονάδας για τουλάχιστον δύο ώρες στη μέγιστη ισχύ της, αλλιώς ο παραγωγός δεν πληροί τα κριτήρια και η Δήλωση Παραγωγής οφείλει να είναι μηδενική.

#### 4.5.6 ΛΟΙΠΟΙ ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΟΙ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ

Άλλοι περιορισμοί που τίθενται κατά τη λειτουργία του συστήματος περιλαμβάνουν τους εξής:

- Περιορισμός περικοπής αιολικής παραγωγής (για αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα). Η παραγωγή ενέργειας από αιολικά πάρκα δεν μπορεί να είναι μεγαλύτερη από το όριο που επιβάλλει ο δυναμικός περιορισμός διείσδυσης. Ακόμη συνυπολογίζονται, η μεταβλητότητα της ενέργειας των μη κατανεμόμενων ΑΠΕ και η μη εγγυημένη παραγωγή ΑΠΕ.

Επιπλέον περιορισμοί με φυσική σημασία για το πρόβλημα ένταξης μονάδων :

- Περιβαλλοντικοί περιορισμοί. Μερικές φορές μπορεί να απαιτείται περιορισμός του ρυθμού εκπομπής ρύπων, μειώνοντας έτσι τη μέγιστη παραγωγή της μονάδας.
- Περιορισμοί προσωπικού (crew constraints): μερικοί σταθμοί με περισσότερες από μια μονάδες μπορεί να μην έχουν τον απαραίτητο αριθμό προσωπικού που να τους επιτρέπει την ταυτόχρονη ένταξη μονάδων [16].

## 4.6 ΔΙΑΚΡΙΣΗ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗΣ ΚΑΤΑΝΟΜΗΣ ΑΠΟ ΤΟ ΠΡΟΒΛΗΜΑ ΕΝΤΑΞΗΣ ΜΟΝΑΔΩΝ

Λόγω των ομοιοτήτων των αλληλένδετων προβλημάτων της Οικονομικής Κατανομής Φορτίου με την Ένταξη Μονάδων, κρίνεται απαραίτητη, μετά την ανάλυση και των δύο προβλημάτων, η

συνοπτική παρουσίαση ομοιοτήτων και διαφορών για την διασαφήνιση των εννοιών. Και τα δύο είναι προβλήματα βελτιστοποίησης με στόχο την ελαχιστοποίηση του κόστους παραγωγής. Όμως, το πρόβλημα της Ένταξης Μονάδων γίνεται σε κατάσταση μη λειτουργίας (off-line) και συνήθως τουλάχιστον μια μέρα πριν, ενώ το πρόβλημα της οικονομικής κατανομής επιλύεται σχεδόν σε πραγματικό χρόνο. Επίσης, η ένταξη μονάδων επιλέγει ένα υποσύνολο των μονάδων που πρέπει να ενταχθούν στο σύστημα, ενώ η οικονομική κατανομή αποφασίζει την παραγωγή κάθε μονάδας σε αυτό το σύνολο.

#### 4.7 ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- [1] Ν.-Μ. Ζωγράφου-Μπαρρέδο, *Αποκεντρωμένη βέλτιστη κατανομή φορτίου μικροδίκτυου*, Π. Βοβός, Επιμ., Πάτρα: Πανεπιστήμιο Πατρών, Τομέας Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας, 2016.
- [2] Α. Γ. Μπακιρτζής, *Οικονομική λειτουργία συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας*, Θεσσαλονίκη: Ζήτη, 1998.
- [3] Π. Σχοινάς, *Επίλυση του Προβλήματος Οικονομικής Κατανομής*, Ν. Χατζηαργυρίου, Επιμ., Αθήνα: Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, 2015.
- [4] M. B. Chain, R. P. O'Neill και A. Castillo, *History of Optimal Power Flow and Formulations: Optimal Power Flow Paper 1*, 2012.
- [5] Εφημερίς Της Κυβερνήσεως, «Ένταξη σταθμών ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ στο Σύστημα ή το Διασυνδεδεμένο Δίκτυο,» *Εφημερίς Της Κυβερνήσεως*, τόμ. Ν.3468/2006, αρ. Άρθρο 9, 2006.
- [6] Θ. Παναγούλης, «Πρόωρη κατάργηση της κατά προτεραιότητα ένταξης των ΑΠΕ στο σύστημα – Νέες «κρυφές» επιβαρύνσεις για τα υφιστάμενα πάρκα,» *EnergyPress.gr*, 24 January 2018.
- [7] U.S. Energy Information Administration, «Electric Power Monthly,» Washington.
- [8] International Energy Agency, *Energy Prices and Taxes Volume 2018 Issue 1 : First Quarter 2018*, τόμ. Volume 2018, Paris: OECD Publishing, 2018, p. First Quarter 2018.
- [9] Εφημερίς Της Κυβερνήσεως, «Τροποποίηση του Κώδικα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΦΕΚ Β' /104/31-01-2012) και του Κώδικα Διαχείρισης του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΦΕΚ Β' /103/31.1.2012).,» Ελληνική Δημοκρατία, Αθήνα, 2014.
- [10] Γ. Β. Παπαϊωάννου, *Βέλτιστος προγραμματισμός λειτουργίας θερμικών μονάδων παραγωγής με ελαχιστοποίηση κόστους λειτουργίας και παραγόμενων ρύπων*, Κ. Φώτιος, Επιμ., Χανιά: ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ ΚΡΗΤΗΣ ΣΧΟΛΗ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ & ΔΙΟΙΚΗΣΗΣ, 2014.
- [11] ΛΑΓΗΕ, *ΕΓΧΕΙΡΙΔΙΟ Κώδικα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας*, Αθήνα: ΡΑΕ, 2013.
- [12] Θ. Γουργούλας και Θ. Πασαχίδης, *ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ ΜΕΤΑΒΛΗΤΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΜΟΝΑΔΩΝ ΕΛΛΗΝΙΚΟΥ ΣΗΕ*, Μ. Παντελής, Επιμ., Θεσσαλονίκη: Α.Π.Θ., 2016.
- [13] Γ. Ακρίβης και Β. Δουγαλής, *Εισαγωγή Στην Αριθμητική Ανάλυση*, Αθήνα: Πανεπιστημιακές Εκδόσεις Κρήτης, 1995.
- [14] Δημόσια Επιχείρηση Αερίου ΑΕ, *Ορολογία και μονάδες βιομηχανίας Φυσικού Αερίου*, Δ. ΑΕ, Επιμ., ΔΕΠΑ ΑΕ, 2007.

- [15] Η. Α. Λατσιάδης, *ΕΝΤΑΞΗ ΜΟΝΑΔΩΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ*, Λ. Ε. Παύλος Σ. Γεωργιλιάκης, Επιμ., Αθήνα: ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ, 2013.
- [16] Π. Γεωργιλιάκης, *Ηλεκτρική Οικονομία*, Χανιά: Πολυτεχνείο Κρήτης, 2006.
- [17] Γ. Κ. Βογιατζάκης, *Βραχυπρόθεσμος Υδροθερμικός Προγραμματισμός και Μελέτη μη Διασυνδεδεμένου ΣΗΕ με Μεγάλη Διείσδυση*, Α. Α. Νικόλαος Χατζηαργυρίου, Επιμ., Αθήνα: ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ, 2009.
- [18] Η. Δρ. Κυριακίδης, *Βέλτιστη ένταξη μονάδων-Δυναμικός προγραμματισμός*, Κύπρος: ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΚΥΠΡΟΥ, Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών, 2007.
- [19] EURELECTRIC, «Active Distribution System Management - A key tool for the smooth integration of distributed generation,» 2013.





## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5

# ΜΑΘΗΜΑΤΙΚΗ ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ ΒΕΛΤΙΣΤΗΣ ΕΝΤΑΞΗΣ ΜΟΝΑΔΩΝ

### 5.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Το παρόν Κεφάλαιο πραγματεύεται λεπτομερώς το μαθηματικό μοντέλο που υλοποιήθηκε, την αντικειμενική συνάρτηση προς βελτιστοποίηση με το σύνολο των περιορισμών παρέχοντας τις αναγκαίες επεξηγήσεις, παραμέτρους εισόδου και τα αποτελέσματα από την επεξεργασία δεδομένων εισόδων.

Ο χρονικός ορίζοντας επίλυσης του προβλήματος της βέλτιστης Ένταξης Μονάδων στο δίκτυο είναι η μία Ημέρα Κατανομής με βήμα της μίας Περιόδου Κατανομής. Το μοντέλο παρέχει ωστόσο και τη δυνατότητα επαναληπτικής επίλυσης για επόμενα εικοσιτετράωρο, με επικαιροποίηση στοιχείων δεδομένων εισόδου, ώστε να προσομοιωθεί η ετήσια λειτουργία του μοντέλου του Συστήματος, με σκοπό την συγκέντρωση αποτελεσμάτων και εξαγωγή συμπερασμάτων σχετικά με την δυνατότητα περαιτέρω διείσδυσης ΑΠΕ, της ελαχιστοποίησης κόστους και άλλων, που παρουσιάζονται στο Κεφάλαιο 7.

### 5.2 ΣΥΜΒΟΛΙΣΜΟΙ

Πίνακας 5.1 : Πίνακας συμβόλων και ερμηνειών δεικτών, παραμέτρων, μεταβλητών

Δείκτες και Σύνολα	
$g \in G$	Συμβατικές μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας
$h \in H$	Υβριδικοί σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας
$t \in T$	Περίοδοι κατανομής
$s \in S$	Βαθμίδες προσφορών έγχυσης μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας
Παράμετροι	
$c_{g,s} - \bar{q}_{g,s}$	Ζεύγος τιμής (€/MWh)-ποσότητας (MW) προσφοράς έγχυσης της συμβατικής μονάδας $g$ για τη βαθμίδα $s$
$D_t$	Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας κατά την περίοδο κατανομής $t$ (MWh)
$\bar{P}_t^{WT}$	Πρωτογενώς διαθέσιμη παραγωγή αιολικής ενέργειας κατά την περίοδο κατανομής $t$ (MWh)
$\bar{P}_t^{PV}$	Πρωτογενώς διαθέσιμη παραγωγή φωτοβολταϊκής ενέργειας κατά την περίοδο κατανομής $t$ (MWh)
$\bar{P}_h$	Εγκατεστημένη ισχύς υβριδικού σταθμού $h$ (MW)
$PD_h$	Δήλωση Παραγωγής του υβριδικού σταθμού $h$ (MWh)
$\underline{P}_h$	Τεχνικό ελάχιστο υβριδικού σταθμού $h$ (MW)
$\bar{P}_g$	Εγκατεστημένη ισχύς συμβατικής μονάδας $g$ (MW)
$\underline{P}_g$	Τεχνικό ελάχιστο συμβατικής μονάδας $g$ (MW)
$ut_g$	Ελάχιστος χρόνος λειτουργίας της μονάδας $g$ (hours)
$dt_g$	Ελάχιστος χρόνος κράτησης της μονάδας $g$ (hours)

$vt0_g$	Κατάσταση λειτουργίας της μονάδας $g$ κατά την τελευταία περίοδο κατανομής της προηγούμενης Ημέρας Κατανομής
$ut0_g$	Αριθμός συνεχόμενων περιόδων κατανομής κατά τις οποίες η μονάδα $g$ ήταν σε λειτουργία στο τέλος της προηγούμενης Ημέρας Κατανομής
$dt0_g$	Αριθμός συνεχόμενων περιόδων κατανομής κατά τις οποίες η μονάδα $g$ ήταν εκτός λειτουργίας στο τέλος της προηγούμενης Ημέρας Κατανομής
$hut_h$	Ελάχιστος χρόνος λειτουργίας του υβριδικού σταθμού $h$ (hours)
$hvt0_h$	Κατάσταση λειτουργίας του υβριδικού σταθμού $h$ κατά την τελευταία περίοδο κατανομής της προηγούμενης Ημέρας Κατανομής
$hut0_h$	Αριθμός συνεχόμενων περιόδων κατανομής κατά τις οποίες ο υβριδικός σταθμός $h$ ήταν σε λειτουργία στο τέλος της προηγούμενης Ημέρας Κατανομής
$\rho$	Ποσοστό εφεδρείας επί του φορτίου
$C_D$	Συντελεστής δυναμικού περιορισμού διείσδυσης αιολικής παραγωγής
$\lambda_{PV}$	Συντελεστής μη εγγυημένης παραγωγής φωτοβολταϊκών
$\lambda_{WT}$	Συντελεστής μη εγγυημένης παραγωγής αιολικών
$P_{g,t}$	Τιμή ποινής (€/MW) σε περίπτωση αναγκαίας μη τήρησης περιορισμού τεχνικού ελαχίστου της μονάδας $g$ την περίοδο $t$
<b>Συνεχείς Μεταβλητές</b>	
$ip_g$	Αριθμός περιόδων κατανομής $t$ που πρέπει η γεννήτρια $g$ να είναι σε κατάσταση λειτουργίας στην αρχή της Ημέρας Κατανομής
$dip_g$	Αριθμός περιόδων κατανομής $t$ που πρέπει η γεννήτρια $g$ να είναι σε κατάσταση κράτησης στην αρχή της Ημέρας Κατανομής
$hip_h$	Αριθμός περιόδων κατανομής $t$ που πρέπει ο υβριδικός σταθμός $h$ να είναι σε κατάσταση λειτουργίας στην αρχή της Ημέρας Κατανομής
$P_{g,s,t}$	Στάθμη παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας της μονάδας $g \in G$ για κάθε βαθμίδα $s$ κάθε ώρα κατανομής $t$ της Ημέρας Κατανομής (MWh)
$P_{h,t}$	Στάθμη παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας του σταθμού $h$ κάθε ώρα κατανομής $t$ της Ημέρας Κατανομής (MWh)
$s_{g,t}$	Μεταβλητή χαλάρωσης περιορισμού παραγωγής της μονάδας $g$ για κάθε χρονική περίοδο $t$
$SR_t$	Συνολική τηρούμενη στρεφόμενη εφεδρεία όλων των συμβατικών μονάδων για κάθε χρονική περίοδο $t$ (MW)
$SR_{h,t}^{hybrid}$	Τηρούμενη στρεφόμενη εφεδρεία ανά υβριδικό σταθμό $h$ για κάθε περίοδο κατανομής $t$ (MW)
$P_t^{WT}$	Εντασόμενη αιολική παραγωγή κατά την περίοδο κατανομής $t$ (MWh)
$NGuarRES_t$	Μη εγγυημένη παραγωγή ενέργεια ΑΠΕ
<b>Διαδικές Μεταβλητές</b>	
$v_{g,s,t}$	Διαδική μεταβλητή που λαμβάνει την τιμή 1 εάν η βαθμίδα $s$ της συμβατικής μονάδας $g$ έχει ενταχθεί την ώρα κατανομής $t$
$v_{h,t}$	Διαδική μεταβλητή που λαμβάνει την τιμή 1 εάν ο υβριδικός σταθμός $h$ έχει ενταχθεί την ώρα κατανομής $t$

### 5.3 ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΕΙΣΟΔΟΥ

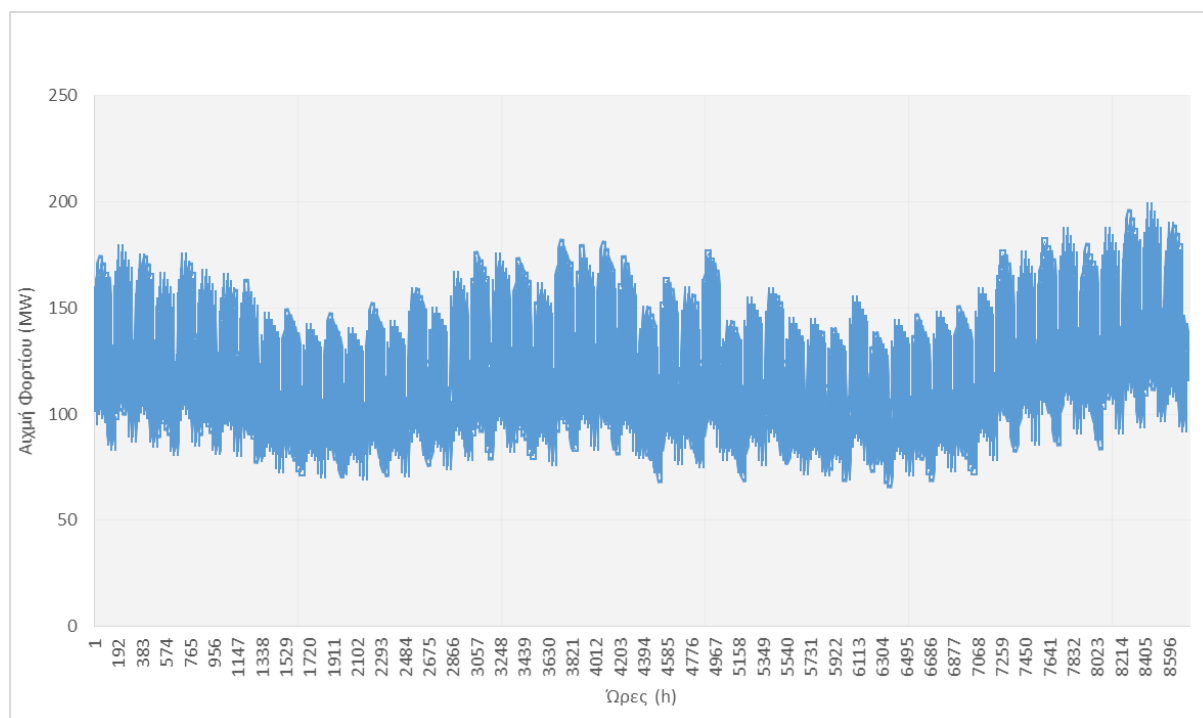
Βασικά δεδομένα εισόδου είναι το φορτίο του συστήματος για μια δεδομένη χρονική περίοδο, τα τεχνικά χαρακτηριστικά των μονάδων παραγωγής και λειτουργικοί περιορισμοί. Κατά την επίλυση του προβλήματος ένταξης μονάδων, γίνεται και η οικονομικότερη φόρτιση των μονάδων, βάσει των χαρακτηριστικών στοιχείων κόστους. Η διάρκεια του χρονικού ορίζοντα προγραμματισμού είναι μία Ημέρα Κατανομής. Ωστόσο ο χρονικός ορίζοντας του μοντέλου αποτελεί παράμετρο επιτρέποντας την επίλυση για συνεχόμενες Ημέρες Κατανομής. Στις

προσομοιώσεις που παρουσιάζονται στο Κεφάλαιο 6, ο μέγιστος χρονικός ορίζοντας που επιλύθηκε είναι ένα ημερολογιακό έτος.

Το μοντέλο της παρούσας εργασίας στηρίχτηκε στο σύστημα 24 ζυγών του IEEE [1], το οποίο περιλαμβάνει 32 μονάδες παραγωγής μεγέθους από 12 έως 400MW, με ένα μοντέλο φορτίου και 38 γραμμές μεταφοράς. Το συγκεκριμένο δίκτυο σχεδιάστηκε ώστε να μπορεί να χρησιμοποιηθεί για δοκιμές, προσομοιώσεις και συγκρίσεις μεθόδων σχετικά με την αξιοπιστία των Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας. Στην εργασία αυτή, συμπεριλήφθηκαν από το άρθρο το σύστημα παραγωγής και το ανηγμένο μοντέλο φορτίου.

### 5.3.1 ΒΑΣΙΚΕΣ ΧΡΟΝΟΣΕΙΡΕΣ

Για την προσομοίωση της εργασίας μία από τις πηγές δεδομένων εισόδου, αποτέλεσε η ετήσια αιχμή φορτίου της Ρόδου για το 2016, στα 200MW [2], και έγινε αναγωγή με την ανηγμένη ωριαία ζήτηση ενέργειας του μοντέλου της IEEE [1]. Στο σχήμα που ακολουθεί, Διάγραμμα 5.1, εμφανίζεται η χρονοσειρά ζήτησης για το έτος προσομοίωσης, με συντελεστή φορτίου 0,61 του μοντέλου 24 ζυγών του IEEE [1]

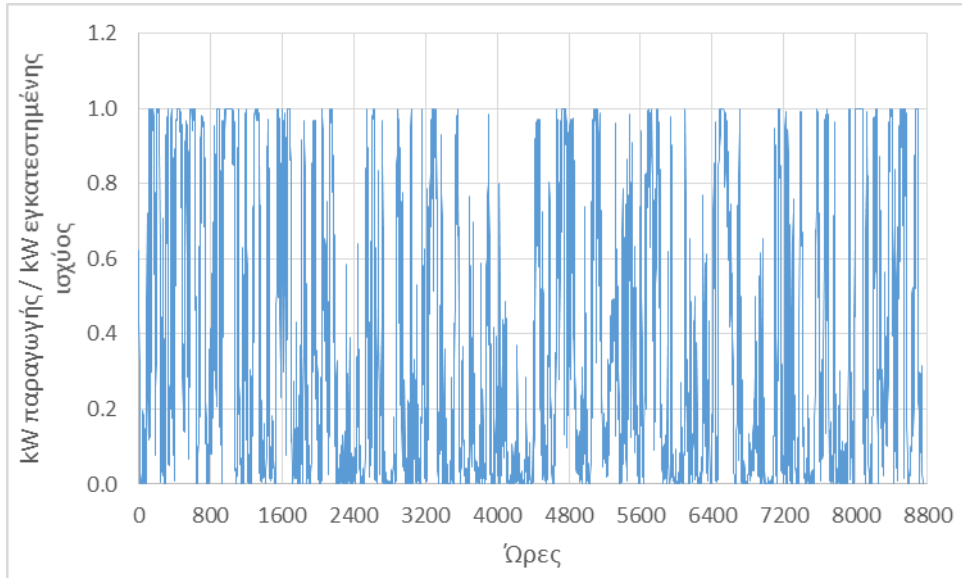


Διάγραμμα 5.1: Ετήσια χρονοσειρά φορτίου του μοντέλου IEEE [1], με αιχμή τα 200MW.

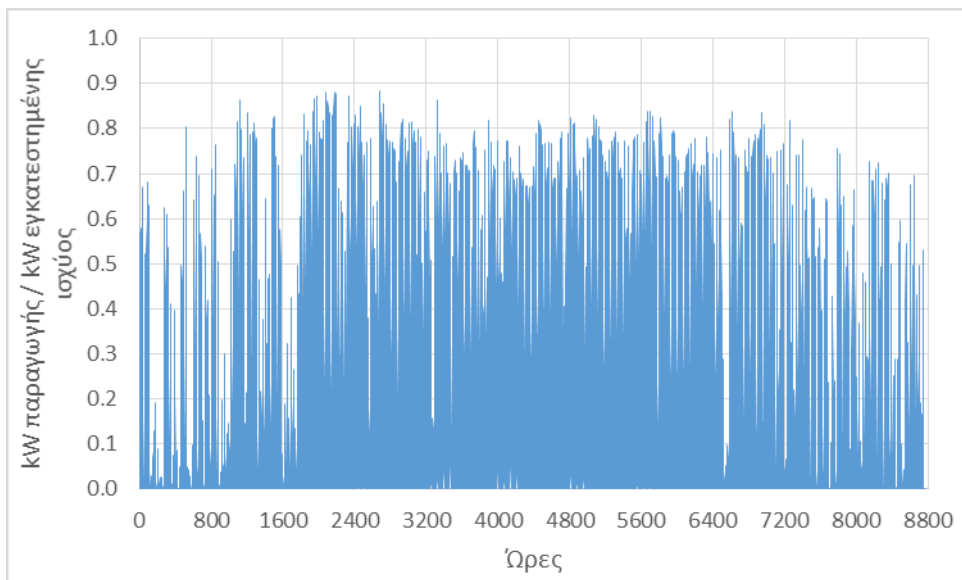
Πίνακας 5.2: Δεδομένα ζήτησης ενέργειας και αιχμής φορτίου για το προσομοιούμενο σύστημα [55]

Μέγεθος	Τιμή
Αιχμή (MW)	200
Ζήτηση Ενέργειας (MWh)	838.754,4

Η παραγωγή μέσω ΑΠΕ στηρίζεται στην αιολική και φωτοβολταϊκή ενέργεια και όπως θα αναλυθεί παρακάτω, εξαρτάται ιδιαίτερα από την πρόβλεψη παραγωγής. Για την αιολική παραγωγή χρησιμοποιείται ετήσια ανηγμένη χρονοσειρά δυνατότητας παραγωγής, Διάγραμμα 5.2, με συντελεστή χρησιμοποίησης 35,58%, ενώ για την φωτοβολταϊκή παραγωγή χρησιμοποιείται ανηγμένη χρονοσειρά παραγωγής, Διάγραμμα 5.3, που χαρακτηρίζεται από μέση ετήσια ενεργειακή απόδοση 1.689kWh/kW.



Διάγραμμα 5.2: Χρονοσειρά ανηγμένης δυνατότητας παραγωγής αιολικών.



Διάγραμμα 5.3: Χρονοσειρά ανηγμένης δυνατότητας παραγωγής φωτοβολταϊκών.

### 5.3.2 ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΣΥΜΒΑΤΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

Κρίνεται σκόπιμο, πριν την διαδικασία υπολογισμού και παρουσίασης των αποτελεσμάτων, να αναπτυχθεί εν συντομία το περιεχόμενο των Προσφορών Εγχύσεων. Πιο συγκεκριμένα, συμπεριλαμβάνεται για κάθε Ημέρας Κατανομής μία μονοτόνως μη φθίνουσα βηματική συνάρτηση, που έχει τετμημένες τις ποσότητες ηλεκτρικής ενέργειας και τεταγμένες τις τιμές ενέργειας. Ιδιαίτερο χαρακτηριστικό αποτελεί ότι η τιμή ενέργειας κάθε σημείου της συνάρτησης δεν επιτρέπεται να είναι μικρότερη του ελάχιστου μεταβλητού κόστους της μονάδας [3] αλλά:

- Εξαίρεση αποτελεί η πρώτη βαθμίδα της συνάρτησης, η οποία έχει και την χαμηλότερη τιμή ενέργειας, η προσφερόμενη τιμή ενέργειας της οποίας επιτρέπεται να είναι χαμηλότερη του ελάχιστου μεταβλητού κόστους, αλλά
- Η ποσότητα ενέργειας που αντιστοιχεί στην εν λόγω βαθμίδα δεν επιτρέπεται να είναι υψηλότερη του 30% της συνολικής ποσότητας της Προσφοράς Έγχυσης.

Η σύνθεση του δυναμικού των συμβατικών μονάδων που εντάσσονται στο πρόβλημα της Ένταξης Μονάδων παρουσιάζεται παρακάτω.

Προκειμένου η προσομοίωση να δώσει ρεαλιστικά αποτελέσματα, έγινε χρήση των 8 πιο μικρών μονάδων του άρθρου που αθροιστικά έχουν περίπου την εγκατεστημένη ισχύ του συστήματος της Ρόδου (στα 232,93MW) και παρουσιάζονται μαζί με τα στοιχεία τους στον επόμενο Πίνακα 5.3 [2]. Θεωρείται πως όλες οι μονάδες κάθε κατηγορίας είναι πανομοιότυπες ως προς την τεχνολογία, έτος κατασκευής, τύπο καυσίμου, κ.λπ.

Πίνακας 5.3: Πίνακας των χαρακτηριστικών των γεννητριών που εντάχθηκαν στο μοντέλο [1]

Μέγεθος MW	Πλήθος	Τύπος Γεννήτριας	Είδος Καυσίμου	Βαθμίδες Παραγωγής (%)	Βαθμίδες Παραγωγής (MW)	Ειδική κατανάλωση θερμότητας (Btu/kWh)
<b>12</b>	3	Ατμοηλεκτρικός	Μαζούτ	20	2,4	16.017
				50	6	12.500
				80	9,6	11.900
				100	12	12.000
<b>20</b>	3	Τουρμπίνα Εσωτερικής Κάυσης	Ντήζελ	79	15,8	15.063
				80	16	15.000
				99	19,8	14.500
				100	20	14.499
<b>76</b>	2	Ατμοηλεκτρικός	Λιθάν-θρακας	20	15,2	17.107
				50	38	12.637
				80	60,8	11.900
				100	76	12.000

Αξίζει να σημειωθεί πως χρησιμοποιήθηκε η στήλη Net Plant Heat Rate και όχι της Incremental Heat Rate διότι το μεν πρώτο εκφράζει το λόγο της απαιτούμενης θερμικής ενέργειας προς την παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια σε κάθε σημείο λειτουργίας της μονάδας, ενώ το δεύτερο εκφράζει την κλίση της καμπύλης που σχηματίζεται από τα ζεύγη θερμικής εισόδου-ηλεκτρικής εξόδου σε κάθε σημείο λειτουργίας της μονάδας [4].

Στον Πίνακα 5.3 στη στήλη “Βαθμίδες Παραγωγής (MW)” κάθε τιμή αντιστοιχεί στο αντίστοιχο ποσοστό της ονομαστικής ισχύος της γεννήτριας πολλαπλασιασμένο με την ονομαστική ισχύ. Προκειμένου να γίνει προεργασία για την κατασκευή των προσφορών έγχυσης, υπολογίζονται οι ποσοότητες παραγωγής κάθε βαθμίδας, Πίνακας 5.4. Η ποσότητα αυτή είναι η επιπλέον παραγωγή και όχι το επίπεδο παραγωγής κάθε βαθμίδας. Άρα, η ποσότητα κάθε πρώτης βαθμίδας αντιστοιχεί στην παραγωγή της πρώτης βαθμίδας, και κάθε επόμενη ποσότητα προκύπτει από την αφαίρεση παραγωγής της προηγούμενης.

Πίνακας 5.4: Πίνακας ποσοτήτων (MW) εγχύσεων ανά βαθμίδα γεννήτριας.

Τύπος Μονάδας/Βαθμίδα	Ποσότητα(MW)			
	s1	s2	s3	s4
Ατμοηλεκτρικός 12MW	2,4	3,6	3,6	2,4
Εσωτερικής Καύσης 20MW	15,8	0,2	3,8	0,2
Ατμοηλεκτρικός 76MW	15,2	22,8	22,8	15,2

Από τον Πίνακα 5.3 παρατηρείται πως για κάθε βαθμίδα κάθε μονάδας παραγωγής, αντιστοιχεί συγκεκριμένη τιμή ειδικής κατανάλωσης θερμότητας. Για λόγους ομοιομορφίας στα δεδομένα εισόδου χρησιμοποιήθηκαν τα δεδομένα που ανακοινώνονται από το U.S. Energy Information Administration (EIA) [5] [6] για το Γ΄ τρίμηνο του 2017, όπου η τιμή δίνεται σε dollars per million Btu, καθώς έχει ήδη ενσωματωθεί η θερμογόνος δύναμη του καυσίμου. Παρουσιάζεται ο Πίνακας 5.5 με τα είδη καυσίμων των μονάδων καθώς και τις τιμές, για τα τέσσερα τρίμηνα του 2017, καθώς και για το πρώτο του 2018, ώστε να δωθεί έμφαση στις σχεδόν σταθερές τιμές τους.

Πίνακας 5.5: Πίνακας τιμών καυσίμων μονάδων για τα τέσσερα τρίμηνα 2017 και το Α΄ τρίμηνο 2018

Είδος Καυσίμου	Α΄ Τρίμηνο 2017	Β΄ Τρίμηνο 2017	Γ΄ Τρίμηνο 2017	Δ΄ Τρίμηνο 2017	Α΄ Τρίμηνο 2018
Λιθάνθρακας	2,08	2,12	2,12	2,12	2,19
Ντίζελ	11,16	10,6	10,14	10,85	10,84
Μαζούτ	12,75	12,24	12,52	13,4	14,1

Πρέπει να αναφερθεί ότι χρησιμοποιείται η ανώτερη θερμογόνος δύναμη και όχι κατώτερη, όπως προσάξει το Εγχειρίδιο ΚΣΗΕ και γίνεται στην Ευρώπη γενικότερα. Μ΄ αυτόν τον τρόπο ο υπολογισμός του μεταβλητού κόστους σε κάθε σημείο λειτουργίας της μονάδας προκύπτει από τον πολλαπλασιασμό της ειδικής κατανάλωσης καυσίμου με την τιμή καυσίμου, στον Πίνακα 5.6.

Πίνακας 5.6: Πίνακας μεταβλητού κόστους καυσίμου μονάδων

Τύπος Μονάδας	Ισχύς Εξόδου	Μεταβλητό Κόστος Καυσίμου
Ατμοηλεκτρικός 12MW	2,4	0,162
	6	0,127
	9,6	0,121
	12	0,122
Εσωτερικής Καύσης 20MW	15,8	0,189
	16	0,188

	19,8	0,182
	20	0,182
<b>Ατμοηλεκτρικός 76MW</b>	15,2	0,036
	38	0,027
	60,8	0,025
	76	0,025

Μέσω της βηματικής συνάρτησης αυτής, γραμμικοποιείται η καμπύλη μεταβλητού κόστους ώστε η κλίση των τμημάτων να προσεγγίζει την αρχική μη γραμμική συνάρτηση, και καθίσταται δυνατή η ενσωμάτωση της στο μοντέλο μικτού ακεραίου γραμμικού προγραμματισμού. Το ωριαίο κόστος λειτουργίας της μονάδας ανάγεται στον απλό πολλαπλασιασμό του μεταβλητού κόστους καυσίμου με την ισχύ εξόδου της μονάδας σύμφωνα με την εξίσωση (4.5) και γίνεται εμφανής η εξάρτηση του κόστους λειτουργίας από το επίπεδο λειτουργίας, στον Πίνακα 5.7.

Πίνακας 5.7: Πίνακας ωριαίου κόστους λειτουργίας καυσίμου μονάδων

Τύπος Μονάδας	Ισχύς Εξόδου	Ωριαίο Κόστος Λειτουργίας
<b>Ατμοηλεκτρικός 12MW</b>	2,4	389,8
	6	760,5
	9,6	1.158,4
	12	1.460,2
<b>Εσωτερικής Καύσης 20MW</b>	15,8	2.979,7
	16	3.004,8
	19,8	3.594,5
	20	3.630,5
<b>Ατμοηλεκτρικός 76MW</b>	15,2	551,3
	38	1.018,1
	60,8	1.533,9
	76	1.933,4

Πλέον, η διαμόρφωση των αντίστοιχων βηματικών συναρτήσεων διαφορικού κόστους προκύπτει άμεσα από την εφαρμογή της εξίσωσης (4.8). Συγκεντρωτικά, εφόσον υπολογίστηκαν τα ζεύγη τιμών – ποσοτήτων για κάθε βαθμίδα, παρουσιάζονται στον επόμενο Πίνακα 5.8. Σημειώνεται πως για να παραμείνουν τέσσερα τα ζεύγη τιμών, η τιμή της πρώτης βαθμίδας επαναλαμβάνεται και στη δεύτερη βαθμίδα.

Πίνακας 5.8: Πίνακας Προσφορών Έγχυσης (ζεύγη τιμών – ποσοτήτων ηλεκτρικής ενέργειας)

Τύπος γεννήτριας	Ποσότητα(MW)	Τιμή (€/MWh)
<b>Ατμοηλεκτρικός 12 MW</b>	2,4	102,98
	3,6	102,98
	3,6	110,53

	2,4	125,74
<b>Εσωτερικής Καύσης 20MW</b>	15,8	125,49
	0,2	125,49
	3,8	155,18
	0,2	180,29
<b>Ατμοηλεκτρικός 76 MW</b>	15,2	20,47
	22,8	20,47
	22,8	22,62
	15,2	26,29

Σχετικά με τις αρχικές συνθήκες για τους χρονικούς περιορισμούς ένταξης/κράτησης των μονάδων, όπως αυτό προκύπτει από τα δεδομένα του άρθρου [1], έχουμε στον Πίνακα 5.9:

Πίνακας 5.9: Πίνακας πληροφοριών αρχικών χρονικών συνθηκών για κάθε γεννήτρια [1]

Τύπος Μονάδας	Ελάχιστος χρόνος λειτουργίας ( $ut_g$ )	Ελάχιστος χρόνος κράτησης Time ( $dt_g$ )	Κατάσταση γεννητριών την χρονική στιγμή $t_0$ ( $vt_0_g$ )	Πλήθος περιόδων κατάστασης λειτουργίας στο τέλος της προηγούμενης Ημέρας ( $ut_0_g$ )	Πλήθος περιόδων κράτησης στο τέλος της προηγούμενης Ημέρας ( $dt_0_g$ )
<b>Ατμοηλεκτρικός 12MW</b>	4	2	0	0	3
	4	2	0	0	3
	4	2	0	0	3
<b>Εσωτερικής Καύσης 20MW</b>	1	2	0	0	2
	1	2	0	0	2
	1	2	0	0	2
<b>Ατμοηλεκτρικός 76MW</b>	8	1	1	2	0
	8	1	1	2	0

Τέλος, αντίθετα με το Διασυνδεδεμένο ΣΗΕ όπου υπάρχουν μεγάλης εγκατεστημένης ισχύος μη ευέλικτοι θερμικοί σταθμοί για την κάλυψη της διαφορετικής κλίμακας ζήτησης ενέργειας, τα ΜΔΝ διαθέτουν κυρίως ευέλικτες θερμικές μονάδες, επομένως θεωρείται πως οι μονάδες του μοντέλου λειτουργούν στις δύο καταστάσεις λειτουργίας/κράτησης. Για τις φάσεις έναρξης και σβέσης δεν απαιτείται πάνω από μια ημερολογιακή ώρα και άρα δεν συνηγορείται για αυτές επιπλέον κόστος.



### 5.3.3 ΔΙΑΣΤΑΣΙΟΛΟΓΗΣΗ ΥΒΣ

Θεωρείται η ύπαρξη τριών υβριδικών σταθμών παραγωγής, για τους οποίους μοντελοποιούνται οι βασικοί περιορισμοί λειτουργίας όπως αυτοί γίνονται αντιληπτοί από τον Κώδικα ΜΔΝ, με συνολική ισχύ για δύο διαφορετικά σενάρια προσομοίωσης, 30MW στην πρώτη περίπτωση και 60MW στη δεύτερη, τα οποία μοιράζονται με αναλογία 2-2-1 στους τρεις σταθμούς. Αν και η εσωτερική λειτουργία των ΥΒΣ δεν αφορά τη σκοπιά μελέτης της παρούσας εργασίας, καθώς είναι πέρα από τον τρόπο ένταξης τους στο Σύστημα, οφείλει να γίνει αναφορά για λόγους πληρότητας και στις υπόλοιπες παραμέτρους των ΥΒΣ:

- Εγγυημένη ισχύς  $P$
- Εγκατεστημένη ισχύς  $1.2P$
- Χωρητικότητα μπαταριών:  $7h * 1.2P$
- Ελάχιστο απόθεμα ασφαλείας συστήματος αποθήκευσης: 10% της χωρητικότητας
- Αρχική κατάσταση συστήματος αποθήκευσης την 1<sup>η</sup> ημέρα ( $S_1$ ): 100%
- Αρχική κατάσταση συστήματος αποθήκευσης την  $v$ -ιοστή ημέρα:

$$S_v = S_{v-1} + \eta * E_{Αποριπτ.ΑΠΕ_{v-1}} - E_{ΕντασσομένηΕνέργειαΑποθήκης_{v-1}} \quad (5.1)$$

όπου  $\eta$ : ο βαθμός απόδοσης του κύκλου αποθήκευσης – απόδοσης, θεωρείται ίσος με 0,7  
 $E_{Αποριπτ.ΑΠΕ_{v-1}}$ : η ενέργεια ΑΠΕ που δεν εγχέεται στο σύστημα (δηλ. δεν συμμετέχει στην Ισχύ Κατανομής) κατά την ημέρα  $v-1$  και επιστρέφει προς πλήρωση του αποθηκευτικού συστήματος,

και  $E_{ΕντασσομένηΕνέργειαΑποθήκης_{v-1}}$ : η ενέργεια που εγχύθηκε κατά την παραγωγή, από το αποθηκευτικό σύστημα κατά την ημέρα  $v-1$ .

- Για τις μονάδες ΑΠΕ του κάθε σταθμού,
  - Για τον πρώτο ΥΒΣ: Α/Γ (MW) : 1,4P
  - Για τον δεύτερο ΥΒΣ: Φ/Β (MW) : 2,58 P
  - Για τον τρίτο ΥΒΣ: Α/Γ (MW) : 0,7P, Φ/Β (MW) : 1,29P

Τέλος, τα δεδομένα σχετικά με τους χρονικούς περιορισμούς για τον ελάχιστο χρόνο λειτουργίας κάθε σταθμού παρουσιάζονται στον επόμενο Πίνακα 5.10:

Πίνακας 5.10: Πίνακας αρχικών χρονικών καταστάσεων ΥΒΣ

	Ελάχιστος χρόνος λειτουργίας ( $hut_h$ )	Κατάσταση σταθμών την χρονική στιγμή $t0$ ( $hvt0_h$ )	Πλήθος περιόδων λειτουργίας στο τέλος της προηγούμενης Ημέρας ( $hut0_h$ )
<b>h1</b>	0	1	2
<b>h2</b>	2	0	0
<b>h3</b>	4	1	1

Πρέπει να σημειωθεί πως η διαστασιολόγηση των ΑΠΕ για τους τρεις σταθμούς έχει επιλεγεί ώστε η πρωτογενώς διαθέσιμη ενέργεια τους να είναι περίπου ίδια. Ακόμα, χρησιμοποιείται η ίδια ανηγμένη χρονοσειρά πρόβλεψης τόσο για την αιολική και φωτοβολταϊκή παραγωγή όσο και για την παραγωγή ΑΠΕ των ΥΒΣ, καθώς η γεωγραφική θέση (βρίσκονται στο ίδιο νησί) όλων

των εγκαταστάσεων δεν θα επηρεάσει σε μεγάλο βαθμό την πρόβλεψη (λόγου χάριν, η μεταβολή του καιρού θα είναι κατά κύριο λόγο ίδια για όλο το νησί).

Ο τύπος υπολογισμού της κατάστασης του αποθηκευτικού συστήματος του ΥΒΣ είναι μια εσωτερική λειτουργία στη διαχείριση του σταθμού και δεν γίνεται κανένας υπολογισμός από την πλευρά το Διαχειριστή. Εμπεριέχεται στον τρόπο υπολογισμού της Δήλωσης Παραγωγής η οποία κατατίθεται από τον παραγωγό.

Επειδή οι χρονοσειρές πρόβλεψης παραγωγής ΑΠΕ των ΥΒΣ χαρακτηρίζονται από μεγάλη στοχαστικότητα, που προσδίδει εγγενώς η πρόβλεψη παραγωγής, εφαρμόζονται από τον παραγωγό δύο συντελεστές στάθμισης στις χρονοσειρές, ώστε να αντισταθμίσουν αυτό ακριβώς το μειονέκτημα. Αφορούν, δηλαδή, την εξασφάλιση της τήρησης της υπόσχεσης του Παραγωγού για δεδομένη παραγωγή υποβαθμίζοντας την αναμενόμενη πρωτογενή παραγωγή. Η υποεκτίμηση της παραγωγής ΑΠΕ δίνει την δυνατότητα αποφυγής αποκλίσεων από τις Εντολές Κατανομής, του Διαχειριστή, κατά τη λειτουργία του σταθμού, στις οποίες αποκλίσεις επιβάλλεται σχετικό πρόστιμο. Επίσης, προσφέρει στον παραγωγό την δυνατότητα καλύτερης διαχείρισης της απορριπτόμενης ενέργειας προς πλήρωση του αποθηκευτικού του συστήματος ή προγραμματισμό συντηρήσεων, και εφαρμόζονται ως εξής για κάθε Ημέρα Κατανομής:

- Ο πρώτος αφορά την μη – εγγυημένη αιολική παραγωγή και πολλαπλασιάζεται με ολόκληρη τη χρονοσειρά, η οποία χωρίζεται σε ζώνες. Επομένως, για κάθε Ημέρα Κατανομής ο συντελεστής παίρνει τις τιμές που παρουσιάζονται στον πίνακα, και πολλαπλασιάζεται με τις αντίστοιχες Περιόδους Κατανομής στις οποίες αντιστοιχεί ο επόμενος
- Πίνακας 5.11:

*Πίνακας 5.11: Πίνακας τιμών συντελεστών στάθμισης αιολικής παραγωγής ΥΒΣ ανά ζώνη ώρας*

Περίοδοι Ημέρας Κατανομής	Τιμή συντελεστή στάθμισης αιολικής παραγωγής
0-8h	0,8
8-16h	0,6
16-22h	0,4
22-24h	0

- Ο δεύτερος είναι ένας συντελεστής στάθμισης φωτοβολταϊκής παραγωγής, ο οποίος σε πλήρη αντιστοιχία με τον συντελεστή αιολικής, παίρνει τιμές βάσει του Πίνακας 5.12:

*Πίνακας 5.12: Πίνακας τιμών συντελεστών στάθμισης φωτοβολταϊκής παραγωγής ΥΒΣ ανά ζώνη ώρας*

Περίοδοι Ημέρας Κατανομής	Τιμή συντελεστή στάθμισης Φ/Β παραγωγής
0-13h	0,7
13-24h	0,3

Από τους Πίνακας 5.11 και Πίνακας 5.12 παρατηρείται πως οι συντελεστές στάθμισης της πρωτογενώς διαθέσιμης ενέργειας ΑΠΕ είναι μικρότεροι καθώς ο ορίζοντας πρόβλεψης μεγαλώνει, λόγω της αβεβαιότητας που περιέχει εγγενώς η πρόβλεψη παραγωγής στην

ακρίβεια της. Επομένως, για λόγους ασφαλείας, φθίνει συνεχώς το εκτιμώμενο ποσοστό παραγωγής ΑΠΕ στη Δήλωση Παραγωγής του ΥΒΣ εντός του ορίζοντα της Ημέρας Κατανομής.

#### 5.3.4 ΛΟΙΠΕΣ ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΙ

Η μέγιστη επιτρεπόμενη ισχύς αιολικών σταθμών περιορίζεται από δύο παράγοντες. Ο ένας αφορά τα τεχνικά ελάχιστα των θερμικών μονάδων παραγωγής, τα οποία δεν επιτρέπουν την περαιτέρω διεύδυση των ΑΠΕ στην παραγωγή. Ο άλλος, ο οποίος και εντάσσεται στο μοντέλο της εργασίας, αφορά τους περιορισμούς που τίθενται για την ευσταθή λειτουργία του αυτόνομου συστήματος, και ποσοτικοποιείται από τον δυναμικό συντελεστή αιολικών [7]. Ο συντελεστής δυναμικού περιορισμού διεύδυσης αιολικών εκφράζει το μέγιστο ποσοστό αιολικής ισχύος, σε σχέση με τη συνολική ικανότητα παραγωγής συμβατικών μονάδων παραγωγής και στην περίπτωση του μοντέλου λαμβάνει την τιμή  $C_D = 0,35$ . [8]

Παράλληλα, για τη διεύδυση ΑΠΕ στο ΣΗΕ μοντελοποιούνται οι συντελεστές μη εγγυημένης αιολικής και Φ/Β παραγωγής πολλαπλασιαζόμενοι με τις αντίστοιχες χρονοσειρές ανηγμένης πρόβλεψης παραγωγής. Οι συντελεστές αυτοί κρίνονται απαραίτητοι λόγω της στοχαστικότητας που περιέχει εγγενώς η πρόβλεψη της αιολικής και φωτοβολταϊκής παραγωγής. Ο συντελεστής μη εγγυημένης αιολικής παραγωγής παίρνει τιμή  $\lambda_{WT} = 0,8$  και της φωτοβολταϊκής παραγωγής  $\lambda_{PV} = 0,2$ .

Μία ακόμη παράμετρος που λαμβάνεται υπόψιν στην μοντελοποίηση αφορά την απαίτηση στρεφόμενης εφεδρείας ενισχύοντας την ασφαλή λειτουργία του ηλεκτρικού συστήματος. [8] Η στρεφόμενη εφεδρεία επηρεάζει την ένταση των μονάδων και την οικονομική κατανομή του φορτίου: όσο υψηλότερη είναι η απαίτηση εφεδρείας, τόσο υψηλότερο είναι το κόστος του συστήματος. Μελετήθηκαν δύο τρόποι συνυπολογισμού της εφεδρείας:

- Ως ποσοστό (10%) επί του φορτίου και
- Ως το σύνολο της μη εγγυημένης αιολικής και φωτοβολταϊκής παραγωγής.

#### 5.4 ΑΝΤΙΚΕΙΜΕΝΙΚΗ ΣΥΝΑΡΤΗΣΗ

Πρέπει να σημειωθεί πως κατά το Εγχειρίδιο ΚΣΗΕ [4] το ωριαίο κόστος λειτουργίας περιλαμβάνει τα ωριαία κόστη συγχρονισμού και αποσυγχρονισμού [10]. Το μεταβλητό κόστος λειτουργίας κάθε μονάδας σε συγκεκριμένη χρονική στιγμή έχει υπολογιστεί στην εξίσωση (4.4) συναρτήσει της στάθμης παραγωγής. Όπως φάνηκε ήδη στην ενότητα 5.3, το κόστος αποτελεί μια κλιμακωτή συνάρτηση, σταθερής τιμής για κάθε βαθμίδα παραγωγής. Δεν συνυπολογίζονται κόστη εκκίνησης και σβέσης.

Στην αντικειμενική συνάρτηση εισάγονται επίσης τα κόστη (ποινές) για μη τήρηση περιορισμών, για παράδειγμα όταν το ισοζύγιο ενέργειας δεν μπορεί να ικανοποιηθεί ή δεν επαρκούν οι εφεδρείες, δίνεται η δυνατότητα χαλάρωσης των περιορισμών, επιτρέποντας την παροδική λειτουργία των γεννητριών κατά ένα μικρό ποσοστό κάτω από τα ονομαστικά όρια, αποφέροντας όμως την προκαθορισμένη ποινή. Όσο υψηλότερες είναι οι τιμές των συντελεστών ποινής (Penalty) τόσο αυστηρότεροι είναι οι περιορισμοί.

Η αντικειμενική συνάρτηση του μοντέλου, (5.2) , αποτελείται από δύο όρους: ο πρώτος όρος αντιστοιχεί στο κόστος παραγωγής των συμβατικών μονάδων παραγωγής, ενώ ο δεύτερος όρος αντιστοιχεί στην ποινή που επιβάλλεται σε περίπτωση που η μεταβλητή χαλάρωσης κάποιου περιορισμού είναι μη μηδενική.

$$\min \sum_{g,t} \left( \sum_s c_{g,s} P_{g,s,t} + p_{g,t} s_{g,t} \right) \quad (5.2)$$

Μεταβλητές βελτιστοποίησης είναι ανά ώρα τα επίπεδα παραγωγής των συμβατικών και υβριδικών μονάδων παραγωγής ( $P_{g,s,t}$ ,  $P_{h,t}$ ), η ένταση των συμβατικών και υβριδικών μονάδων παραγωγής ( $v_{g,s,t}$ ,  $v_{h,t}$ ), η συνολική τηρούμενη στρεφόμενη εφεδρεία ( $s_{g,t}$ ), η τηρούμενη εφεδρεία των συμβατικών και υβριδικών μονάδων ( $SR_t$ ,  $SR_{h,t}^{hybrid}$ ) και η τελικά εντασόμενη αιολική παραγωγή ( $P_t^{WT}$ ).

## 5.5 ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΟΙ

Οι θερμικές μονάδες, οι υβριδικοί σταθμοί, η παραγωγή από ΑΠΕ και το ίδιο το σύστημα υπόκεινται σε ένα σύνολο περιορισμών που παρουσιάζονται στην ενότητα αυτή.

### 5.5.1 ΙΣΟΖΥΓΙΟ ΙΣΧΥΟΣ

Ο πρώτος και βασικότερος περιορισμός αφορά στην εξασφάλιση κάλυψης του φορτίου, δηλαδή το άθροισμα ισχύος εξόδου των συμβατικών μονάδων, των ΥΒΣ, των αιολικών και των φωτοβολταϊκών πρέπει να είναι αρκετό ώστε να καλύπτεται η ζήτηση.

Ο περιορισμός διατυπώνεται στην εξίσωση (5.3), στην οποία στο αριστερό μέλος της ο πρώτος όρος αφορά τη συνολική παραγωγή για κάθε ενταγμένη μονάδα, και των αντίστοιχων βαθμίδων παραγωγής τους. Στο αριστερό μέλος, ο πρώτος όρος είναι η ζήτηση φορτίου από την οποία αφαιρούνται οι επόμενοι τρεις όροι, κατά σειρά, αφορούν την τελικά εγγεόμενη (αναλύεται στην 5.5.4) παραγωγή αιολικών, την μη ελεγχόμενη παραγωγή φωτοβολταϊκών και την συνολική παραγόμενη ισχύ από υβριδικούς σταθμούς παραγωγής, ενώ στο δεξί μέλος βρίσκεται το φορτίο ηλεκτρικής ενέργειας. Είναι εμφανές από τη μορφή της εξίσωσης (5.3) πως όσο μεγαλύτερη είναι η διείσδυση ΑΠΕ στο δίκτυο, τόσο λιγότερο είναι το φορτίο που πρέπει να καλύψουν οι συμβατικές μονάδες, με αποτέλεσμα την μείωση του κόστους. Σύμφωνα με το Άρθρο 9 του Ν.3468/2006, οι σταθμοί ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ εντάσσονται κατά προτεραιότητα, τόσο στο Διασυνδεδεμένο Δίκτυο, όσο και στα ΜΔΝ, επομένως από τον περιορισμό ενεργειακού ισοζυγίου αφαιρούνται απευθείας από την ποσότητα της ζήτησης ενέργειας.

$$\sum_{g=1}^G \sum_{s=1}^4 P_{g,s,t} + P_t^{WT} + \bar{P}_t^{PV} + \sum_{h=1}^H P_{h,t} = D_t, \quad \forall t \in T \quad (5.3)$$

### 5.5.2 ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΟΙ ΙΣΧΥΟΣ ΣΥΜΒΑΤΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ

Η συνολική παραγωγή της κάθε μονάδας παραγωγής παρέχεται σε τέσσερις βαθμίδες όπου κάθε μία έχει διαφορετικό μοναδιαίο κόστος. Το άθροισμα των τεσσάρων βαθμίδων, όταν όλες παράγουν στο μέγιστό τους, αντιστοιχεί στην ονομαστική ισχύ εξόδου της μονάδας. Ως τεχνικό ελάχιστο για κάθε μονάδα, ορίζεται το ποσό ενέργειας που αντιστοιχεί στην πρώτη βαθμίδα της. Μαθηματικώς, η διατύπωση των ορίων λειτουργίας μιας μονάδας δίνεται από την (5.4):

$$\underline{P}_{g,t} \leq P_{g,t} \leq \bar{P}_g, \quad \forall g \in G, \quad \forall t \in T \quad (5.4)$$

Η ελάχιστη τιμή που μπορεί να πάρει η μεταβλητή  $P_{g,t}$  είναι μηδέν όταν η μονάδα δεν παρέχει ενέργεια από τη συγκεκριμένη βαθμίδα και η μέγιστη τιμή της κάθε βαθμίδας προκύπτει όταν η παραγωγή της επόμενης KWh προέρχεται από την επόμενη βαθμίδα, και συμβολίζεται με  $\bar{p}_{g,s,t}$ . Προκύπτει, λοιπόν, ότι η τιμή της παραμέτρου  $\bar{p}_{g,s,t}$  ορίζει το εύρος παραγωγής της βαθμίδας  $s$  της μονάδας  $g$  τη χρονική στιγμή  $t$ . Από τα παραπάνω προκύπτει η ανάγκη εισαγωγής μιας δυαδικής μεταβλητής που θα παίρνει την τιμή “1” όταν η πρώτη βαθμίδα  $s_1$  της μονάδας  $g$  την χρονική περίοδο  $t$  είναι σε κατάσταση παραγωγής, άρα η μονάδα παράγει, και “0” όταν η παραγωγή της πρώτης βαθμίδας είναι μηδέν, άρα η γεννήτρια βρίσκεται σε κατάσταση κράτησης.

Στο μοντέλο που απασχολεί την παρούσα εργασία, ο περιορισμός των ορίων λειτουργίας διατυπώνεται με διαφορετική έκφραση για την τήρηση του άνω ορίου και διαφορετική για την τήρηση του κάτω ορίου. Για το μέγιστο και το ελάχιστο της μονάδας δηλαδή ισχύει:

- Αναφορικά με την τήρηση του κάτω ορίου παραγωγής, γίνεται προσθήκη της μεταβλητής χαλάρωσης  $s_{g,t}$  που αφορά μόνο την πρώτη βαθμίδα, έναντι της αντίστοιχης ποινής. Όταν το φορτίο που απομένει να καλυφθεί είναι λιγότερο από το Τεχνικό Ελάχιστο της μονάδας  $g$  (την ποσότητα ενέργειας της πρώτης βαθμίδας), η μεταβλητή αυτή εξασφαλίζει την παραγωγή της υπολειπόμενης ποσότητας μέχρι το όριο του τεχνικού ελαχίστου, προκειμένου να υπάρξει εφικτή λύση για το πρόβλημα αφενός, και αφετέρου για την ικανοποίηση του ισοζυγίου ισχύος, (5.5).

$$\begin{aligned} v_{g,s,t} \underline{P}(g,t) &\leq P_{g,s,t} + s_{g,t}, \\ \forall g \in G, \forall t \in T, s &= 1 \end{aligned} \quad (5.5)$$

- Για το άνω όριο των λειτουργικών χαρακτηριστικών της μονάδας, θα πρέπει να ισχύει (5.6):

$$\begin{aligned} v_{g,s,t} \bar{P}_g &\geq P_{g,s,t}, \\ \forall g \in G, \quad \forall t \in T, \quad s &> 1 \end{aligned} \quad (5.6)$$

Προκειμένου το μοντέλο να εξασφαλίζει την αύξουσα σειρά ένταξης των βαθμίδων μιας μονάδας  $g$  για την οποία μία ή περισσότερες βαθμίδες έχουν το ίδιο ωριαίο κόστος λειτουργίας, δημιουργήθηκε ο περιορισμός σειράς ένταξης που διασφαλίζει ότι κάθε επόμενη βαθμίδα εντάσσεται μόνον αν έχει ενταχθεί πλήρως η αμέσως προηγούμενη, (5.7).

$$\begin{aligned} v_{g,s,t} &\leq v_{g,s-1,t}, \\ \forall g \in G, \quad s &> 1, \quad \forall t \in T \end{aligned} \quad (5.7)$$

### 5.5.3 ΔΙΑΧΡΟΝΙΚΟΙ ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΟΙ ΣΥΜΒΑΤΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ

Στα Δεδομένα Εισόδου (5.3) αναφέρθηκε η εισαγωγή των ελαχίστων χρονικών περιόδων λειτουργίας και κράτησης που συνοδεύουν τα τεχνικά χαρακτηριστικά της κάθε συμβατικής μονάδας παραγωγής, καθώς και η ανάγκη επικαιροποίησης των στοιχείων αυτών μετά από κάθε

Ημέρα Κατανομής. Οι εξισώσεις που πλαισιώνουν τους χρονικούς κανονισμούς χωρίζονται σε 2 κατηγορίες:

Σχετικά με τον ελάχιστο χρόνο λειτουργίας,

$$\sum_{tt=1}^{ip_g} (1 - v_{g,s1,tt}) = 0, \quad \forall g \in G \quad (5.8)$$

$$\sum_{t=tt}^{tt+ut_g-1} (v_{g,s1,tt} \geq ut_g(v_{g,s1,t} - v_{g,s1,t-1})), \quad (5.9)$$

$$\forall g \in G, \forall tt = ip_g + 1 \dots T - ut_g + 1$$

$$\sum_{t=tt}^T ((v_{g,s1,tt} - v_{g,s1,t} + v_{g,s1,t-1}) \geq 0), \quad (5.10)$$

$$\forall g \in G, \quad \forall tt = T - ut_g + 2 \dots T$$

Ο αριθμός των αρχικών περιόδων κατά τις οποίες η μονάδα  $g$  πρέπει να είναι σε κατάσταση λειτουργίας υπολογίζεται ως εξής, (5.11):

$$ip_g = \max\{0, ((ut_g - ut_0) v_{g,s1,t_0})\} \quad (5.11)$$

Αναλυτικότερα, οι σχέσεις (5.8) - (5.10), εξασφαλίζουν την τήρηση των ελάχιστων χρόνων λειτουργίας, και η κάθε μια αναφέρεται σε ξεχωριστό χρονικό τμήμα της Ημέρας Κατανομής. Η σχέση (5.8) εξασφαλίζει την διατήρηση της μονάδας σε λειτουργία στην αρχή της Ημέρας, εάν η μονάδα ήταν συνδεδεμένη στο δίκτυο την ώρα  $t_0$ , τελευταία ώρα της προηγούμενης Ημέρας, ενώ η σχέση (5.10) εξασφαλίζει τη συνεχόμενη λειτουργία της μονάδας στο τέλος του εικοσιτετράωρου. Ο περιορισμός (5.9) αναφέρεται στο ενδιάμεσο χρονικό διάστημα.

Σχετικά με τον ελάχιστο χρόνο κράτησης, διατυπώνονται οι ανάλογες εξισώσεις με την ανάλογη ερμηνεία για τη σβέση της γεννήτριας και τη διατήρησή της στην κατάσταση αυτή:

$$\sum_{tt=1}^{dip_g} (v_{g,s1,tt}) = 0, \quad \forall g \in G \quad (5.12)$$

$$\sum_{t=tt}^{tt+dt_g-1} (1 - v_{g,s1,tt} \geq dt(g)(v_{g,s1,t-1} - v_{g,s1,t})), \quad (5.13)$$

$$\forall g \in G, \forall tt = dip_g + 1 \dots T - dt_g + 1$$

$$\sum_{t=tt}^T \left( (1 - v_{g,s1,tt} - v_{g,s1,t-1} + v_{g,s1,t}) \geq 0 \right), \quad \forall g \in G, \quad \forall tt = T - dt_g + 2 \dots T \quad (5.14)$$

Ο αριθμός των αρχικών περιόδων κατά τις οποίες η μονάδα  $g$  πρέπει να είναι σε κατάσταση κράτησης υπολογίζεται ως εξής, (5.15):

$$dip_g = \max \left\{ 0, \left( (dt_g - dt0_g) v_{g,s1,t0} \right) \right\} \quad (5.15)$$

#### 5.5.4 ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΟΣ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΑΙΟΛΙΚΩΝ

Κάθε ώρα κατανομής, η εγχεόμενη αιολική ισχύς πρέπει να είναι το πολύ ίση με την αντίστοιχη πρωτογενώς διαθέσιμη ισχύ. Η τεχνολογία των φωτοβολταϊκών θεωρείται αποκλειστικά μη ελεγχόμενη, και επομένως αφαιρείται αυτόματα από το φορτίο (εξ' ου και η θεώρησή της ως αρνητικό φορτίο). Αντιθέτως, λόγω των χειρισμών που επιτρέπονται στις ανεμογεννήτριες, εφαρμόζεται ο περιορισμός (5.16):

$$P_t^{WT} \leq \bar{P}_t^{WT}, \quad \forall t \in T \quad (5.16)$$

Επίσης, για τη διασφάλιση της ασφαλούς και ομαλής λειτουργίας του συστήματος, εφαρμόζεται ο δυναμικός περιορισμός διείσδυσης αιολικών [8] με τη χρήση του αντίστοιχου συντελεστή, (5.17),

$$C_D D_t \geq P_t^{WT} \lambda_{WT} + \bar{P}_t^{PV} \lambda_{PV}, \quad \forall t \in T \quad (5.17)$$

Παρατηρείται από τα παραπάνω, πως η αύξηση του συντελεστή δυναμικού περιορισμού ΑΠΕ, θα επιτρέψει την παραπάνω διείσδυση επιφέροντας μείωση στο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, αλλά και μείωση των αέριων εκπομπών ρύπων. Κάτι τέτοιο όμως δεν είναι εφικτό χωρίς προεξέταση στο εκάστοτε σύστημα, για τους εξής λόγους που αποτελούν τροχοπέδη στην ανεξαρτητοποίηση από τους συμβατικούς σταθμούς παραγωγής:

- Είναι υποχρέωση του Διαχειριστή ως προς τους καταναλωτές η παροχή αυστηρώς ορισμένης ποιότητας ηλεκτρικού ρεύματος (όρια αύξησης/μείωσης τάσης, ποσοστό αρμονικών, ισχύς βραχυκύκλωσης, κ.λπ.), κάτι το οποίο η εγκατάσταση μεγάλης ισχύος έργα ΑΠΕ πιθανόν να επηρεάσει.
- Η συνολική απορρόφηση από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας σε περίπτωση ένταξης νέων μονάδων ΑΠΕ, θα πρέπει να είναι τόση ώστε να μην μειώνεται η συμβατική υποχρέωση απορρόφησης, αλλά και να τηρούνται οι Ανηγγεμένες Ώρες Λειτουργίας (ΑΩΛ) για κάθε παλιό και νέο παραγωγό.

Χάρη του περιορισμού (5.17) λοιπόν, επιτρέπεται η ένταξη των αιολικών μόνο μέχρι του σημείου που η μη εγγυημένη αιολική και φωτοβολταϊκή παραγωγή είναι το πολύ ίση με ένα ποσοστό επί του φορτίου και το υπόλοιπο τμήμα της διαθέσιμης αιολικής παραγωγής απορρίπτεται.

### 5.5.5 ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΟΙ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΥΒΣ

Για τους Παραγωγούς ενέργειας μέσω Υβριδικών Σταθμών. Αυτή αποτελεί δεδομένο εισόδου για το πρόβλημα Ένταξης Μονάδων και περιλαμβάνει την διαθέσιμη ενέργεια από τις μονάδες ΑΠΕ του ΥΒΣ και την εκμεταλλεύσιμη ενέργεια του συστήματος αποθήκευσης. Είναι προφανές πως η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας του σταθμού σε όλη τη διάρκεια της Ημέρας Κατανομής δεν επιτρέπεται να ξεπερνάει την ποσότητα της Δήλωσης Παραγωγής. Αυτό διατυπώνεται ως (5.18):

$$\sum_{t=1}^T P_{h,t} \leq PD_h, \forall h \in H \quad (5.18)$$

Σύμφωνα πάλι με τον Κώδικα ΜΔΝ, όπως έχει αναφερθεί και νωρίτερα, ο Παραγωγός έχει τη δυνατότητα αναπροσαρμογής της Δήλωσής του για τον Β΄ κύκλο του ΚΗΕΠ, σεβόμενος έναν και μόνο περιορισμό:

*Η παραγωγή κατά το πρώτο 12ώρο του ΚΗΕΠ να μην ξεπερνάει το 50% της Δήλωσης Παραγωγής [9].* Αυτό δίνει στον Παραγωγό τη δυνατότητα, να εκμεταλλευτεί τα δεδομένα από τα επικαιροποιημένα αποτελέσματα πρόβλεψης παραγωγής ΑΠΕ που ενδεχομένως διαθέτει, ώστε να τροποποιήσει την δήλωση που καταθέτει στον Διαχειριστή για τη Β΄ φάση του ΚΗΕΠ.. Άρα η διατύπωση έχει ως (5.19),

$$\sum_{t=1}^{12} P_{h,t} \leq \frac{1}{2} PD_h, \forall h \in H \quad (5.19)$$

Επίσης, υπάρχει και ο ωριαίος περιορισμός, που δεν επιτρέπει στην μεταβλητή παραγωγής ανά ώρα να ξεπερνάει την εγγυημένη ισχύ του ΥΒΣ, (5.20):

$$P_{h,t} \leq \bar{P}_h, \quad \forall h \in H, \forall t \in T \quad (5.20)$$

Ένας ακόμη τεχνικός περιορισμός σχετικά με τους ΥΒΣ είναι τα τεχνικά ελάχιστα παραγωγής που πρέπει να τηρούνται, (5.21):

$$P_{h,t} \geq \underline{P}_h, \quad \forall t \in T, \forall h \in H \quad (5.21)$$

Τέλος, εφαρμόζονται διαχρονικοί περιορισμοί ανάλογοι με των συμβατικών μονάδων παραγωγής, αναφορικά όμως μόνο με τον ελάχιστο χρόνο λειτουργίας τους, με αντίστοιχη λογική όπως και για τις συμβατικές μονάδες παραγωγής.

$$\sum_{tt=1}^{hip(h)} (1 - v_{h,tt}) = 0, \quad \forall h \in H \quad (5.22)$$



$$\sum_{t=tt}^{tt+hut(h)-1} (v_{h,tt} \geq hut_h(v_{h,t} - v_{h,t-1})), \quad (5.23)$$

$$\forall h \in H, \forall tt = hip_g + 1 \dots T - hut_h + 1$$

$$\sum_{t=tt}^T ((v_{h,tt} - v_{h,t} + v_{h,t-1}) \geq 0), \quad (5.24)$$

$$\forall h \in H, \quad \forall tt = T - hut_h + 2 \dots T$$

Ο αριθμός των αρχικών περιόδων κατά τις οποίες η μονάδα  $g$  πρέπει να είναι σε κατάσταση λειτουργίας υπολογίζεται ως εξής, (5.25) :

$$hip_h = \max\{0, ((hut_h - hut_{0_h})v_{h,t_0})\} \quad (5.25)$$

Η σχεδίαση του μοντέλου λαμβάνει υπόψιν, για τα τελικά αποτελέσματα, και τις υποχρεώσεις του Διαχειριστή βάσει του Κώδικα ΜΔΝ (Άρθρο 254 , Παρ. 1 , Παρ. 4) για απορρόφηση της μέγιστης ικανής ποσότητας της Δήλωσης Παραγωγής (ΔΠ) του ΥΒΣ με μοναδικό κριτήριο την ασφαλή λειτουργία του συστήματος. Αυτή η υποχρέωση με γνώμονα την βέλτιστη Ένταξη, υλοποιείται λαμβάνοντας υπόψιν τα απαραίτητα τεχνικά ελάχιστα των συμβατικών μονάδων, περικόπτοντας κατάλληλα, αν και εφόσον χρειαστεί, τη Δήλωση Παραγωγής. Η μόνη περίπτωση να υπάρξει απένταξη των θερμικών μονάδων λόγω της διείσδυσης ΥΒΣ είναι το φορτίο να υπερκαλύπτεται, έστω για κάποιες ώρες, από τους ΥΒΣ (και τις λοιπές τεχνολογίες παραγωγής) λαμβάνοντας, παράλληλα, υπ' όψιν ενδεχόμενη επιβεβλημένη λειτουργία των θερμικών μονάδων. Επίσης, προκειμένου να ελαχιστοποιηθεί το κόστος, στην περίπτωση ταυτόχρονης ένταξης θερμικών μονάδων και ΥΒΣ, η κάλυψη του φορτίου αναμένεται να γίνει κυρίως από τους υβριδικούς. Το σύνολο της υβριδικής παραγωγής αφαιρείται από το ενεργειακό ισοζύγιο, και επομένως δεν περιλαμβάνεται στην αντικειμενική συνάρτηση κόστους. Οι θερμικές μονάδες παράγουν όσο χαμηλότερα επιτρέπει η ζήτηση (αν όχι στα ΤΕ τους) και ταυτόχρονα εξασφαλίζουν την ικανοποίηση για απαίτηση στρεφόμενης εφεδρείας.

Η περικοπή αυτή στη ΔΠ, στο τμήμα της που αφορά σε ενέργεια που προέρχεται από τις μονάδες ΑΠΕ του ΥΒΣ, χρησιμοποιείται για τη φόρτιση του αποθηκευτικού συστήματος βάσει του τύπου (5.1), ώστε να προκύψει η νέα ΔΠ για την επόμενη Ημέρα. Η ενέργεια ΑΠΕ του ΥΒΣ που δεν χρησιμοποιείται για κανέναν από τους δύο λόγους (έγχυση – πλήρωση), τελικά απορρίπτεται από τον ΥΒΣ.

#### 5.5.6 ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΟΙ ΤΗΡΗΣΗΣ ΑΠΑΙΤΟΥΜΕΝΗΣ ΣΤΡΕΦΟΜΕΝΗΣ ΕΦΕΔΡΕΙΑΣ

Λόγω της μελέτης της του συστήματος υπό κανονικές συνθήκες λειτουργίας, στην εργασία συμπεριλήφθηκε μόνο η Στρεφόμενη Εφεδρεία η οποία επηρεάζει σημαντικά την οικονομική λειτουργία και φόρτιση των μονάδων [10]. Τα υπόλοιπα είδη Εφεδρείας αφορούν την μεταβατική κατάσταση του συστήματος.

Στο μοντέλο εφαρμόζονται τρεις περιορισμοί για την τήρηση της στρεφόμενης εφεδρείας. Ο πρώτος περιορισμός (5.26) έχει σκοπό την εδραίωση της αναγκαίας στρεφόμενης, είτε από τις συμβατικές μονάδες είτε από τους υβριδικούς σταθμούς παραγωγής, ώστε ανά ώρα κατανομή να παρέχεται εάν ικανοποιητικό περιθώριο παραγωγής ισχύος, εκφρασμένο ως το μέγιστο μεταξύ της μη εγγυημένης παραγωγής ΑΠΕ ανά ώρα και του ποσοστού  $\rho = 10\%$  επί του φορτίου. Ο διαμοιρασμός ανάμεσα στις δύο πηγές αφήνεται στην επιλογή του αλγορίθμου με κριτήριο το συνολικό κόστος. Ωστόσο, ακολουθούν οι επόμενοι δύο περιορισμοί ((5.27), (5.28)) που έχουν στόχο να εξασφαλίσουν τεχνικά την δυνατότητα ύπαρξης των εφεδρειών, ώστε η παραγωγή των μονάδων για την χρονική περίοδο  $t$  μαζί με την στρεφόμενη εφεδρεία, να μην ξεπερνάει τα λειτουργικά όρια των ενταγμένων μονάδων,

$$SR_t + SR_{h,t}^{hybrid} = \max\{\rho D_t, NGuarRES_t\}, \quad \forall t \in T \quad (5.26)$$

$$\sum_g P_{g,s,t} + SR_t \leq \sum_g \sum_{s=1}^4 \bar{q}_{g,s} v_{g,s1,t}, \quad \forall t \in T \quad (5.27)$$

$$\sum_h P_{h,t} + SR_{h,t}^{hybrid} \leq \sum_h PD_h v_{h,t}, \quad \forall t \in T \quad (5.28)$$

## 5.6 ΕΠΕΚΤΑΣΗ ΜΟΝΤΕΛΟΥ ΓΙΑ ΕΤΗΣΙΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗ

Το μοντέλο παρέχει την δυνατότητα επέκτασης μελέτης σε όσες Ημέρες Κατανομής απαιτεί η εκάστοτε μελέτη, απλώς αλλάζοντας εντός του μοντέλου την αντίστοιχη παράμετρο ημερών επίλυσης. Ειδικής αναφοράς χρίζει το γεγονός πως επειδή το μοντέλο δεν πολλαπλασιάζεται, αλλά λύνεται επαναληπτικά, δεν υπάρχουν προβλήματα μνήμης υπολογιστικών συστημάτων και είναι δυνατή η εκτέλεση και σε έναν μέσο υπολογιστή. Για την αποφυγή παρερμηνεύσεων, από εδώ και στο εξής θα γίνεται αναφορά στην ημερήσια και την ετήσια προσομοίωση, που υλοποιήθηκαν στην παρούσα εργασία, αλλά είναι εφικτή η επίλυση οποιουδήποτε χρονικού ορίζοντα κρίνεται απαραίτητος. Προκειμένου να επιτευχθεί αυτή η επαναληπτική επίλυση του μοντέλου με επιτυχία, απαιτούνται:

- Η σωστή εισαγωγή δεδομένων του προβλήματος ανά ωριαίο βήμα για όλες τις επιθυμητές Ημέρες επίλυσης, δηλαδή για 8760 ώρες. Τα δεδομένα αυτά αφορούν την ετήσια καμπύλη φορτίου, κανονικοποιημένη ως προς την αιχμή του συστήματος, τις ανηγμένες ετήσιες προβλέψεις αιολικής και φωτοβολταϊκής παραγωγής, και την ημερήσια πρόβλεψη παραγωγής από ΑΠΕ του ΥΒΣ
- Η επικαιροποίηση των τιμών των παραμέτρων ανά Ημέρα που προσομοιώνεται, δηλαδή επικαιροποίηση των δεδομένων με τις επόμενες 24 τιμές των χρονοσειρών, με τη χρήση μιας επαναληπτικής δομής *for*. Εκτός των βασικών ετήσιων χρονοσειρών και των υπόλοιπων δεδομένων που παρουσιάστηκαν στην ενότητα 5.3, απαιτείται η επικαιροποίηση ορισμένων στοιχείων, όπως οι ώρες λειτουργίας ανά Ημέρα κάθε συμβατικής γεννήτριας και κάθε υβριδικού σταθμού αλλά και η ημερήσια Δήλωση Παραγωγής που καταθέτει ο παραγωγός.

- Για την υλοποίηση της επικαιροποίησης των ωρών λειτουργίας, χρειάστηκαν τρεις δομές *loop* κατά τις οποίες γίνεται έλεγχος για κάθε γεννήτρια/σταθμό εφόσον λειτούργησε την τελευταία ώρα της αμέσως προηγούμενης Ημέρας Κατανομής. Ουσιαστικά, καταγράφει πόσες συνεχόμενες ώρες λειτούργησε, μετρώντας όμως αντίστροφα τις ώρες, δηλαδή εκκινώντας από την 24<sup>η</sup> ώρα της Ημέρας προς την 23<sup>η</sup> , 22<sup>η</sup> , κ.λπ. διακόπτοντας την καταμέτρηση μόλις συναντήσει ώρα κατά την οποία η μονάδα/σταθμός δεν λειτούργησε. Επόμενο βήμα αποτελεί ο υπολογισμός των ωρών λειτουργίας κατά τις οποίες οφείλει να δουλέψει η μονάδα/σταθμός στην αρχή της νέας Ημέρας, όπως δείχνουν οι σχέσεις (5.11) (5.25). Όμοια συμβαίνει για την υλοποίηση της επικαιροποίησης των ωρών κράτησης των μονάδων, ακολουθώντας όμως την εξίσωση (5.15).
- Κατά την λειτουργία των ΥΒΣ οι παραγωγοί υποβάλλουν καθημερινώς Δήλωση Παραγωγής η οποία περιλαμβάνει τη διαφορά εκμεταλλεύσιμης ενέργειας με το ελάχιστο απόθεμα ασφαλείας του αποθηκευτικού συστήματος. Επομένως είναι απαραίτητη η επικαιροποίηση της Δήλωσης Παραγωγής καθώς εξαρτάται από την διαθέσιμη παραγωγή των μονάδων ΑΠΕ των υβριδικών σταθμών κάθε Ημέρας, που αποτελεί μεταβλητή του μοντέλου, και από την κατάσταση του συστήματος αποθήκευσης. Αναλυτικότερα, ως εκμεταλλεύσιμη ενέργεια θεωρείται το άθροισμα της κατάστασης του συστήματος αποθήκευσης στο τέλος της Ημέρας Κατανομής, με την ημερήσια πρόβλεψη παραγωγής ΑΠΕ του ΥΒΣ (που σταθμίζεται με τους κατάλληλους συντελεστές, στους οποίους έγινε αναφορά στην παράγραφο 5.3.3). Από αυτή την ενέργεια αφαιρείται το ελάχιστο απόθεμα αποθήκευσης που ο παραγωγός οφείλει πάντοτε να διατηρεί, και είναι ίσο με το 10% της αποθηκευτικής του ικανότητας. Παρατηρείται πως η κατάσταση του συστήματος αποθήκευσης, αλλά και η Δήλωση Παραγωγής, εξαρτώνται από την στάθμη παραγωγής ΑΠΕ του ΥΒΣ και την τελικά εντασσόμενη ποσότητα που αποφασίζει το μοντέλο κατά την προηγούμενη Ημέρα Κατανομής. Έτσι δημιουργείται το ενδεχόμενο περικοπής της Δήλωσης Παραγωγής, και εφόσον η εντασσόμενη ενέργεια καλύπτεται πλήρως ή μερικώς από την παραγωγή ΑΠΕ ο παραγωγός ΥΒΣ μπορεί να την αξιοποιήσει την ποσότητα περικοπής για την πλήρωση της αποθήκης, ή να απορριφθεί. Όλες αυτές οι παράμετροι μετά την αρχικοποίηση τους παίρνουν τιμές εντός της επαναληπτικής δομής *for* και επικαιροποιούνται στο τέλος της *Ημέρας προσομοίωσης* για να χρησιμοποιηθούν για την επόμενη.

## 5.7 ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- [1] P. M. Subcommittee, «IEEE RELIABILITY TEST SYSTEM,» *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Τόμ. %1 από %2PAS-98, αρ. 6, pp. pp. 2047-2054, November 1979.
- [2] ΑΔΜΗΕ Α.Ε., «Πληροφοριακό Δελτίο Παραγωγής στα ΜΔΝ,» ΔΕΔΔΗΕ, Αθήνα, 2017.
- [3] ΛΑΓΗΕ, *ΕΓΧΕΙΡΙΔΙΟ Κώδικα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας*, Αθήνα: ΠΑΕ, 2013.

- [4] J. Koch και C. J. Haynes, «The effect of cycle parameters on incremental heat rate,» The American Society of Mechanical Engineers, New York, 1985.
- [5] International Energy Agency, *Energy Prices and Taxes Volume 2018 Issue 1 : First Quarter 2018*, τόμ. Volume 2018, Paris: OECD Publishing, 2018, p. First Quarter 2018.
- [6] U.S. Energy Information Administration, «Electric Power Monthly,» Washington.
- [7] Εφημερίς Της Κυβερνήσεως, «Τύπος και περιεχόμενο συμβάσεων πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται με χρήση ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ στο Σύστημα και το Διασυνδεδεμένο Δίκτυο και στο Δίκτυο των ΜΔΝ,» *Εφημερίς Της Κυβερνήσεως*, τόμ. Αριθμ. Α.Υ/Φ1/οικ.17149, pp. 24311-24330, 6 Σεπτέμβριος 2010.
- [8] Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, «Κώδικας διαχείρισης ηλεκτρικών συστημάτων μη διασυνδεδεμένων νησιών (κώδικας ΜΔΝ),» *Εφημερίς Της Κυβερνήσεως*, 11 Φεβρουαρίου 2014.
- [9] C. Simoglou, P. Biskas και A. G. Bakirtzis, «Optimal Self-Scheduling of a Thermal Producer in Short-Term Electricity Markets by MILP,» *IEEE Transactions on Power Systems*, τόμ. vol. 25, αρ. no. 4, pp. 1965-1977, November 2010.
- [10] EURELECTRIC, «Active Distribution System Management - A key tool for the smooth integration of distributed generation,» 2013.

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6

# ΣΕΝΑΡΙΑ ΚΑΙ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΕΩΝ

### 6.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Στο παρόν κεφάλαιο παρουσιάζονται τα διάφορα σενάρια προσομοίωσης και τα αποτελέσματα επίλυσης του μοντέλου. Επίσης παρουσιάζονται δεδομένα που προέκυψαν μετά από επεξεργασία των αποτελεσμάτων του μοντέλου.

Οι προσομοιώσεις έγιναν σε Η/Υ με επεξεργαστή Intel Core i5 2430M @ 2,40GHz με RAM 4GB.

### 6.2 ΣΕΝΑΡΙΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΕΩΝ

Το ημερήσιο μοντέλο Ένταξης Μονάδων που αναπτύχθηκε στο Κεφάλαιο 5 χρησιμοποιείται για την προσομοίωση διάφορων σεναρίων που σκοπό έχουν να αναδείξουν τις συνέπειες στο σύστημα παραγωγής από την μεγάλη διείσδυση υβριδικών σταθμών και ΑΠΕ, όπως για παράδειγμα η μείωση του κόστους, η πιθανή περικοπή παραγωγής ελεγχόμενων ή μερικής ελεγχόμενων μονάδων. Τα σενάρια προσομοιώσεων χωρίζονται αρχικά με κριτήριο τον χρονικό ορίζοντα επίλυσης, για το ημερήσιο και ετήσιο πρόβλημα Ένταξης Μονάδων, και κάθε ένα από αυτά χωρίζεται σε υποπεριπτώσεις χαμηλού και υψηλού φορτίου και περαιτέρω από την συμμετοχή ή μη των ΥΒΣ.

Προκειμένου να γίνει εύληπτη η περίπτωση κάθε σεναρίου αλλά και των αποτελεσμάτων του, παρουσιάζεται η δομή ανάπτυξης τους αλλά και η κωδικοποίηση τους προκειμένου να γίνονται σύντομες αναφορές στο καθένα. Αρχικά παρουσιάζεται το βασικό σενάριο μελέτης στο οποίο έχουμε δύο προσομοιώσεις, μια για χαμηλό φορτίο (ΣΧΦ) και μια για υψηλό φορτίο (ΣΥΦ). Σε καθένα από αυτά υπάρχει διείσδυση ΑΠΕ, ιδίας εγκατεστημένης ισχύος. Έπειτα, τα σενάρια αυτά μοντελοποιούνται ξανά με την προσθήκη ΥΒΣ στο πρόβλημα ένταξης μονάδων. Και εδώ, κοινός παρονομαστής παραμένει η ενιαία εγκατεστημένη ισχύς για τα δύο σενάρια, χαμηλού φορτίου με υβριδικούς σταθμούς (ΣΧΦΥ) και υψηλού φορτίου με υβριδικούς (ΣΥΦΥ).

Ακόμη, αναφορά στις συμβατικές γεννήτριες γίνεται με τη συντομογραφία ΣΓ και το νούμερο, όπως αυτές ορίστηκαν στο Κεφάλαιο 5. Επίσης, ο διαχωρισμός των υβριδικών σταθμών γίνεται με τη συντομογραφία ΥΒΣ.

#### 6.2.1 ΗΜΕΡΗΣΙΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗ

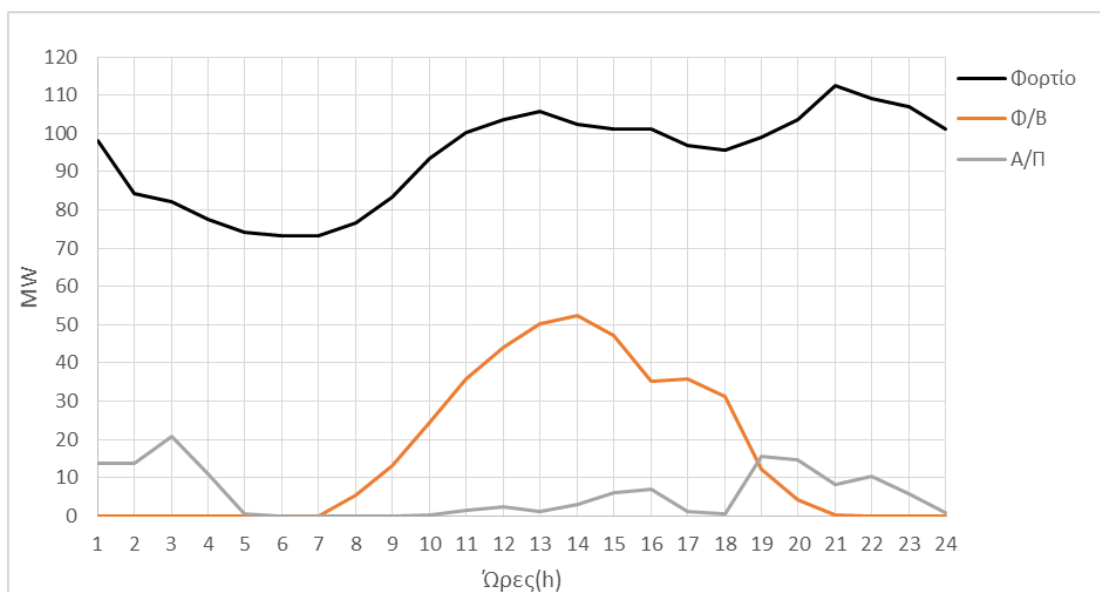
Αρχικά γίνεται ο ορισμός και η παρουσίαση των δεδομένων των σεναρίων της ημερήσιας προσομοίωσης, και ακολουθούν τα αποτελέσματα που έδωσε το μοντέλο και ο σχολιασμός τους.

### 6.2.1.1 ΒΑΣΙΚΟ ΣΕΝΑΡΙΟ

Ως βασικό σενάριο θεωρείται το πρόβλημα της ένταξης μονάδων 24 ωρών χωρίς ΥΒΣ. Θεωρείται σε όλη την έκταση της ενότητας για την ημερήσια προσομοίωση ενιαία εγκατεστημένη ισχύς φωτοβολταϊκών στα 60 MW και αιολικών στα 70MW. Κάθε σενάριο εξετάζεται μια φορά υπό συνθήκες υψηλού φορτίου και μια υπό συνθήκες χαμηλής ζήτησης ενέργειας, επιλέγοντας στην κάθε περίπτωση την κατάλληλη ημέρα της χρονοσειράς που εξυπηρετεί τους σκοπούς αυτούς. Κάθε επιλεγμένη ημέρα, συνοδεύεται παράλληλα από την αντίστοιχη πρόβλεψη αιολικής και φωτοβολταϊκής παραγωγής της χρονοσειράς, και επίσης, η απαίτηση στρεφόμενης εφεδρείας προκύπτει από τη μέγιστη τιμή μεταξύ της μη εγγυημένης παραγωγής ΑΠΕ και του ποσοστού 10% επί του φορτίου.

#### 6.2.1.1.1 ΣΕΝΑΡΙΟ ΧΑΜΗΛΟΥ ΦΟΡΤΙΟΥ ΧΩΡΙΣ ΥΒΣ (ΣΧΦ)

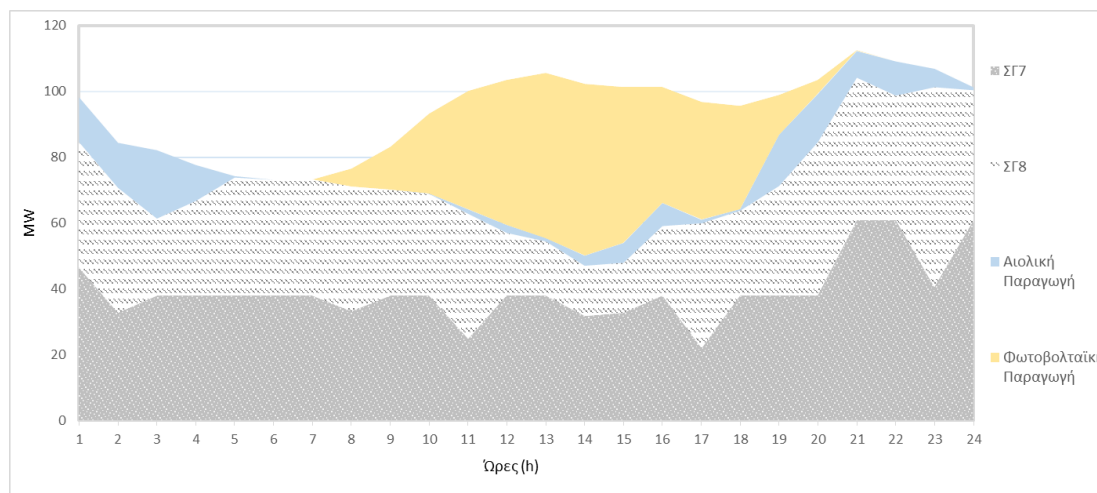
Πρώτα γίνεται η επίλυση και εξέταση του βασικού σεναρίου σε συνθήκες χαμηλού φορτίου με ημερήσια αιχμή περίπου 109 MW. Για να επιτευχθεί αυτό επιλέχθηκε βάσει της ετήσιας χρονοσειράς, η 97<sup>η</sup> ημέρα του έτους, δηλαδή στις αρχές Απριλίου, όπου και αναμενόταν το σύστημα να βρίσκεται σε κοιλάδα, λόγω των καιρικών συνθηκών, που για παράδειγμα δεν απαιτούν τη χρήση κλιματιστικών, και των λοιπών παραγόντων που επηρεάζουν τη ζήτηση. Στο επόμενο διάγραμμα παρουσιάζεται η καμπύλη φορτίου της ημέρας αυτής, μαζί με τις χρονοσειρές για τις πρωτογενώς διαθέσιμες παραγωγές, φωτοβολταϊκών και αιολικών αντίστοιχα.



Διάγραμμα 6.1: Φορτίο και ενιαία πρωτογενώς διαθέσιμη φωτοβολταϊκή και αιολική παραγωγή, για το σενάριο χαμηλού φορτίου (ΣΧΦ).

Παρατηρείται σε μεγάλο βαθμό ταυτοχρονισμένη ζήτηση με παραγωγή ΑΠΕ. Επίσης, αρκετά αυξημένη διείσδυση ΑΠΕ, που όμως τυχαίνει η αιολική και φωτοβολταϊκή παραγωγή να μην είναι διαθέσιμες τις ίδιες χρονικές στιγμές, καθώς η αιολική παραγωγή φθίνει καθώς αυξάνει η φωτοβολταϊκή, και αυξάνεται ξανά όταν η φωτοβολταϊκή φθίνει. Μάλιστα, προς το τέλος της ημέρας η παραγωγή από ΑΠΕ συνολικά μειώνεται σημαντικά, ενώ το σύστημα οδηγείται στην αιχμή φορτίου. Αυτά τα δεδομένα καλλιεργούν προσδοκίες για ελαχιστοποίηση κόστους κατά τη διάρκεια της ημέρας και αύξηση του κόστους τις τελευταίες ώρες της.

Γραφικά η κάλυψη του φορτίου από κάθε τεχνολογία φαίνεται στο Διάγραμμα 6.2.



Διάγραμμα 6.2: Εγχεόμενη ενέργεια ενταγμένων μονάδων παραγωγής ανά τεχνολογία κατά τη διάρκεια ενός 24ωρου – Σενάριο (ΣΧΦ)

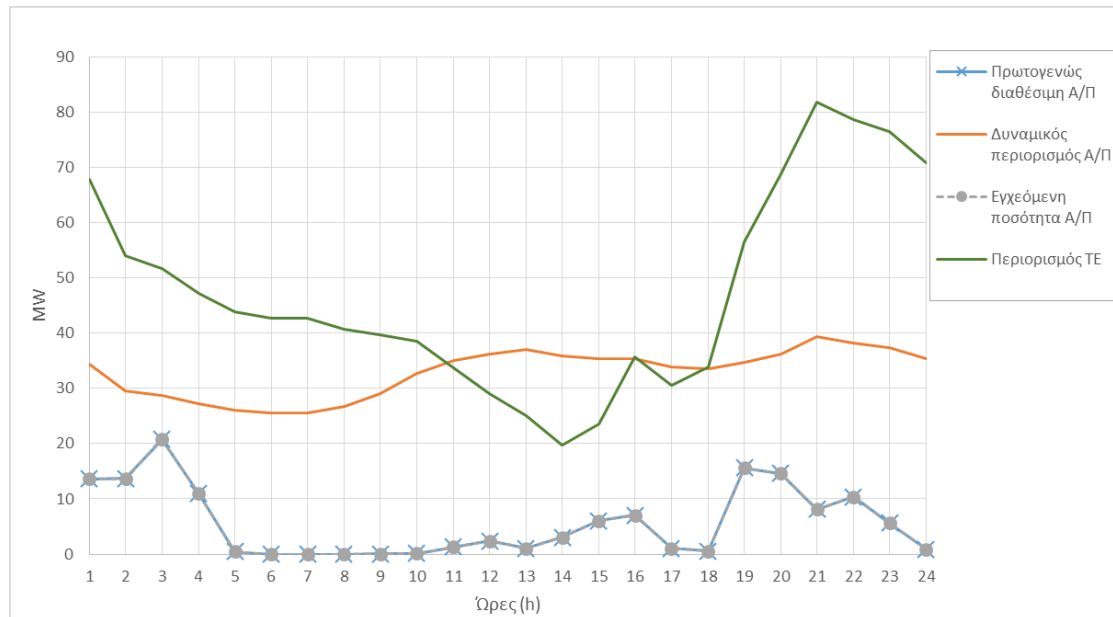
Από το Διάγραμμα 6.2 παρατηρείται η μεγάλη διεύδυση ΑΠΕ που φτάνει σε ποσοστό έως και 50% τις ώρες μέγιστης φωτοβολταϊκής παραγωγής, καλύπτοντας την ανάγκη ένταξης μονάδων αιχμής, και επιτρέποντας στο σύστημα να εντάσσει μόνο τις πιο οικονομικές μονάδες που καλύπτουν το φορτίο βάσης. Με την διεύδυση ΑΠΕ αποτρέπεται πιθανή ένταξη άλλων μονάδων, που δεν εντάσσονται υποχρεωτικά στην αρχή της Ημέρας. Στο σενάριο αυτό, όπως φανερώνουν τα στοιχεία του Πίνακα 6.1 εντάσσονται μόνο οι δύο πιο οικονομικές μονάδες και λειτουργούν σε όλη τη διάρκεια της ημέρας. Αυτό προκύπτει από τα δεδομένα εισόδου όπου μόνο οι δύο μονάδες ήταν υποχρεωμένες να λειτουργήσουν μέσα στην ημέρα προσομοίωσης, καθώς ήταν σε κατάσταση παραγωγής την τελευταία περίοδο της προηγούμενης Ημέρας. Επειδή πρόκειται για δύο όμοιες γεννήτριες, η συνολική παραγωγή τους και το συνολικό κόστος μοιράζονται περίπου ίσα. Άξιο σημείο αναφοράς όμως είναι πως παρά το συνδυασμό της μεγάλης μη ελεγχόμενης παραγωγής και του χαμηλού φορτίου, δεν υποφορτίζεται καμία μονάδα κάτω από τα τεχνικά ελάχιστα της.

Πίνακας 6.1: Συγκεντρωτικός πίνακας στοιχείων συμβατικών μονάδων για το σενάριο ΣΧΦ

	ΣΓ1	ΣΓ2	ΣΓ3	ΣΓ4	ΣΓ5	ΣΓ6	ΣΓ7	ΣΓ8
<b>Παραγωγή (MWh)</b>	0	0	0	0	0	0	940,43	785,28
<b>Ώρες λειτουργίας</b>	0	0	0	0	0	0	24	24
<b>Αριθμός εναύσεων</b>	0	0	0	0	0	0	1	1
<b>Αριθμός σβέσεων</b>	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Κόστος (€)</b>	0	0	0	0	0	0	19.423,9	16.159,4

Τα στοιχεία αναφορικά με τα συγκεντρωτικά μεγέθη του σεναρίου, δηλαδή τη συνολική παραγωγή μονάδων, την τήρηση εφεδρείας, το συνολικό κόστος, καταγράφονται στην ενότητα 6.2.1.3, στον Συγκεντρωτικό Πίνακα, προς διευκόλυνση της σύγκρισης με τα υπόλοιπα σενάρια.

Στο επόμενο διάγραμμα παρουσιάζονται γραφικά η αιολική ενέργεια που ήταν αρχικά διαθέσιμη, το όριο που επιβάλλει ο δυναμικός περιορισμός, ο περιορισμός λόγω τεχνικών ελαχίστων των ενταγμένων συμβατικών μονάδων και η τελικά εντασόμενη αιολική παραγωγή ανά ώρα.

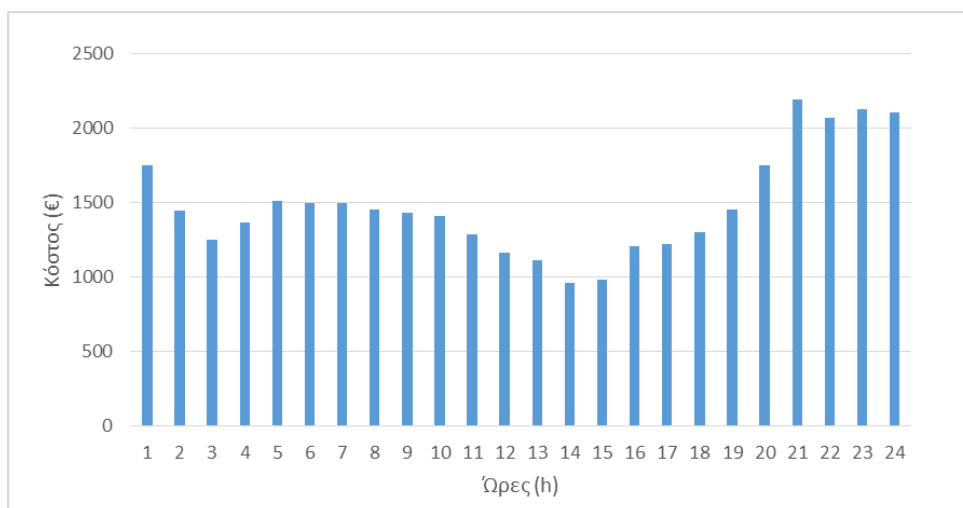


Διάγραμμα 6.3: Πρωτογενώς διαθέσιμη αιολική παραγωγή, δυναμικός περιορισμός Α/Π, περιορισμός τεχνικών ελαχίστων και τελικά εγχεόμενη παραγωγή Α/Π στο σενάριο ΣΧΦ

Από το Διάγραμμα 6.3 εξάγεται το συμπέρασμα της μη περικοπής αιολικής παραγωγής, καθώς η τελικά εγχεόμενη ποσότητα ταυτίζεται με την πρωτογενώς διαθέσιμη ενέργεια. Παρότι το φορτίο είναι χαμηλό και η εγκατεστημένη ισχύ των ΑΠΕ συνολικά αρκετά υψηλή, η πρόβλεψη παραγωγής αιολικής ενέργειας απορροφάται εξολοκλήρου από το σύστημα. Ενδιαφέρον παρουσιάζει ωστόσο ο δυναμικός περιορισμός και περιορισμός τεχνικών ελαχίστων, οι οποίοι επιτρέπουν πολύ μεγαλύτερη διείσδυση, η οποία δεν είναι διαθέσιμη από την πρωτογενή πηγή. Σε περίπτωση που η διαθέσιμη αιολική ενέργεια είναι μεγαλύτερη των περιορισμών ΤΕ και του δυναμικού, η εγχεόμενη αιολική παραγωγή θα ταυτίζεται με την ανά ώρα ελάχιστη τιμή των δύο περιορισμών. Μια τέτοια περίπτωση θα επέτρεπε την ικανοποίηση μεγαλύτερου ποσοστού του φορτίου από ΑΠΕ με περιορισμό της συμβατικής παραγωγής. Αντίστοιχη μείωση θα αποτυπωνόταν και στο κόστος, φυσικά, καθώς θα απεντάσσονταν βαθμίδες ή μονάδες, αλλά και διότι η παραγωγή από ΑΠΕ έχει θεωρηθεί με μηδενικό κόστος.

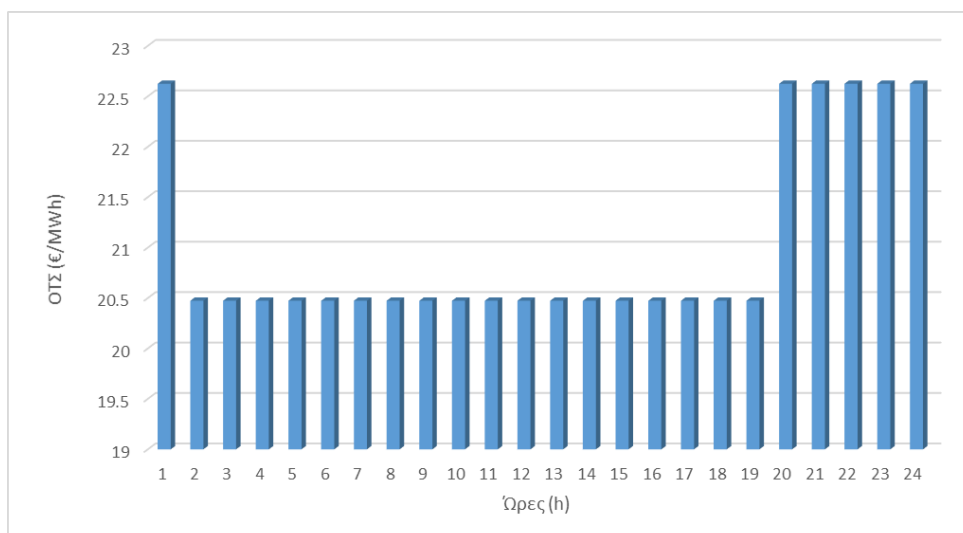
Το ωριαίο κόστος συμβατικής παραγωγής στο Διάγραμμα 6.4 αποτυπώνει πλήρως την κατάσταση του συστήματος μετά την μείωση αιχμής του φορτίου από τις μονάδες ΑΠΕ. Όπως, αναμενόταν, το κόστος μειώνεται κατά τη διάρκεια της ημέρας, όπου συμμετέχουν οι μονάδες ΑΠΕ και αυξάνεται προς τις βραδινές ώρες ξανά, όπου και συναντάται η αιχμή της ημέρας. Αν στο σύστημα δεν υπήρχε εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ το κόστος τις μεσημβρινές κυρίως ώρες θα ήταν υψηλότερο, καθώς θα εντασσόνταν υποχρεωτικά οι πιο ακριβές συμβατικές μονάδες για την ικανοποίηση του ενδιάμεσου φορτίου και του φορτίου αιχμής.





Διάγραμμα 6.4: Ωριαίο κόστος παραγωγής συμβατικής ενέργειας στο σενάριο ΣΧΦ

Η Οριακή Τιμή Συστήματος, που αποτελεί τη δυαδική μεταβλητή του περιορισμού ενεργειακού ισοζυγίου, ακολουθεί τα πλαίσια μείωσης κόστους λόγω διεύθυνσης ΑΠΕ, όπου η τιμή αλλάζει όταν η απαίτηση για παραγωγή από τις θερμικές μονάδες αυξάνεται. Ενδιαφέρον παρουσιάζει η σταθερή τιμή από την 2<sup>η</sup> ώρα έως και την 19<sup>η</sup> ώρα, όπου έχει απενταχθεί η τρίτη βαθμίδα της μονάδας ΣΓ7 που λειτούργησε την 1<sup>η</sup> ώρα, και η αύξηση της ΟΤΣ την 20<sup>η</sup> ώρα που εντάσσεται η 3<sup>η</sup> βαθμίδα της ΣΓ8 για την ικανοποίηση του φορτίου. Φαίνεται και από το Διάγραμμα 6.4 πως τις ώρες 2-19, αν και δεν ικανοποιούν σταθερό φορτίο, το κόστος λειτουργίας των ενταγμένων μονάδων κυμαίνεται γύρω από μια σταθερή τιμή κατά μέσο όρο, που επιτρέπει τη λειτουργία χωρίς ένταξη επόμενης βαθμίδας και νέας γεννήτριας, και επομένως οικονομική επιβάρυνση.

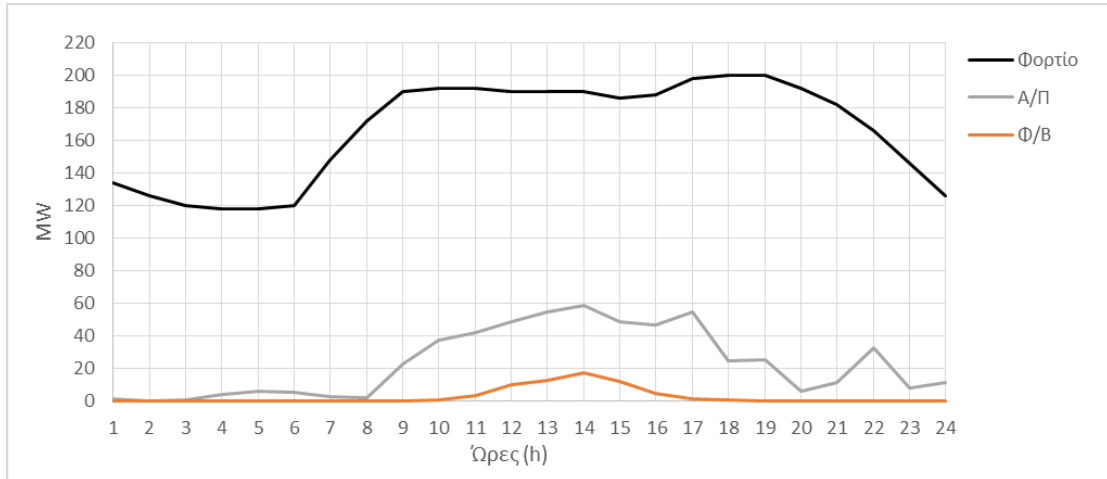


Διάγραμμα 6.5: Οριακή τιμή συστήματος ανά ώρα στο σενάριο ΣΧΦ

#### 6.2.1.1.2 ΣΕΝΑΡΙΟ ΥΨΗΛΟΥ ΦΟΡΤΙΟΥ ΧΩΡΙΣ ΥΒΣ (ΣΥΦ)

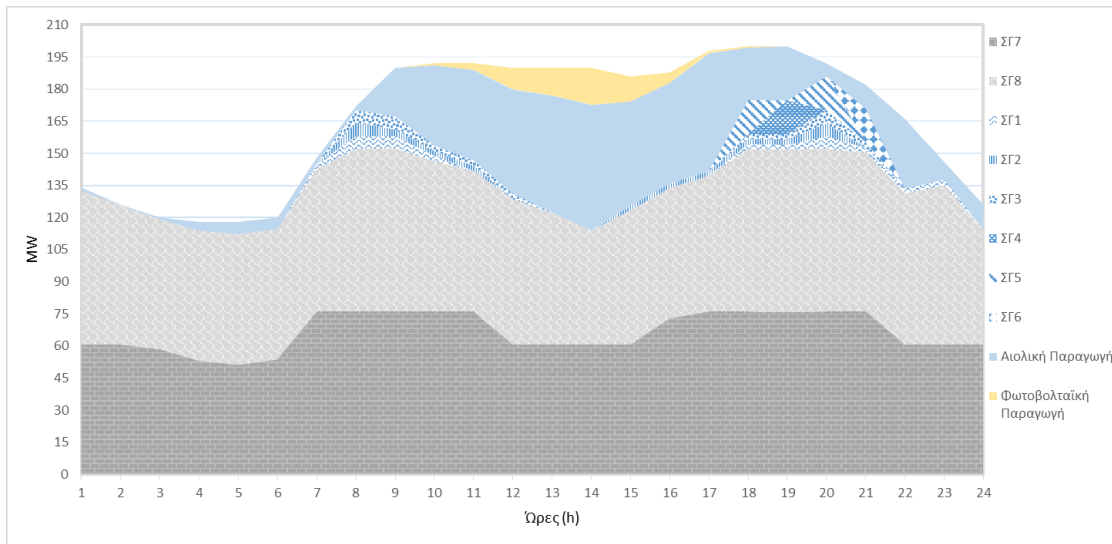
Στο σενάριο αυτό εξετάζεται η Ένταξη και η κατανομή παραγωγής σε συνθήκες υψηλού φορτίου, με ημερήσια αιχμή 200 MW. Από την ετήσια χρονοσειρά φορτίου επιλέχθηκε η ημέρα με την

υψηλότερη ζήτηση, που αντιστοιχεί στην 351<sup>η</sup> ημέρα του έτους, δηλαδή στα μέσα Δεκεμβρίου, επιβεβαιώνοντας πως πρόκειται για μια περίοδο υψηλής ζήτησης καθώς συντρέχουν παράγοντες που αυξάνουν τη ζήτηση, όπως για παράδειγμα οι χειμερινές καιρικές συνθήκες και πιθανότατα ασκείται περαιτέρω επιρροή από τις εποχιακές εορτές. Η ημερήσια καμπύλη φορτίου και της πρωτογενώς διαθέσιμης αιολικής και φωτοβολταϊκής παραγωγής παρουσιάζονται στο Διάγραμμα 6.6:



Διάγραμμα 6.6: Φορτίο και ενιαία πρωτογενώς διαθέσιμη φωτοβολταϊκή και αιολική παραγωγή, για το σενάριο υψηλού φορτίου (ΣΥΦ).

Γραφικά η κάλυψη του φορτίου από κάθε τεχνολογία φαίνεται στο Διάγραμμα 6.7. Παρά τις υψηλές τιμές του φορτίου, πρόκειται για τμηματικά σταθερή ζήτηση χωρίς πολλές και απότομες μεταβολές.



Διάγραμμα 6.7 Εγχεόμενη ενέργεια ενταγμένων μονάδων παραγωγής ανά τεχνολογία κατά τη διάρκεια ενός 24ωρου – Σενάριο (ΣΥΦ)

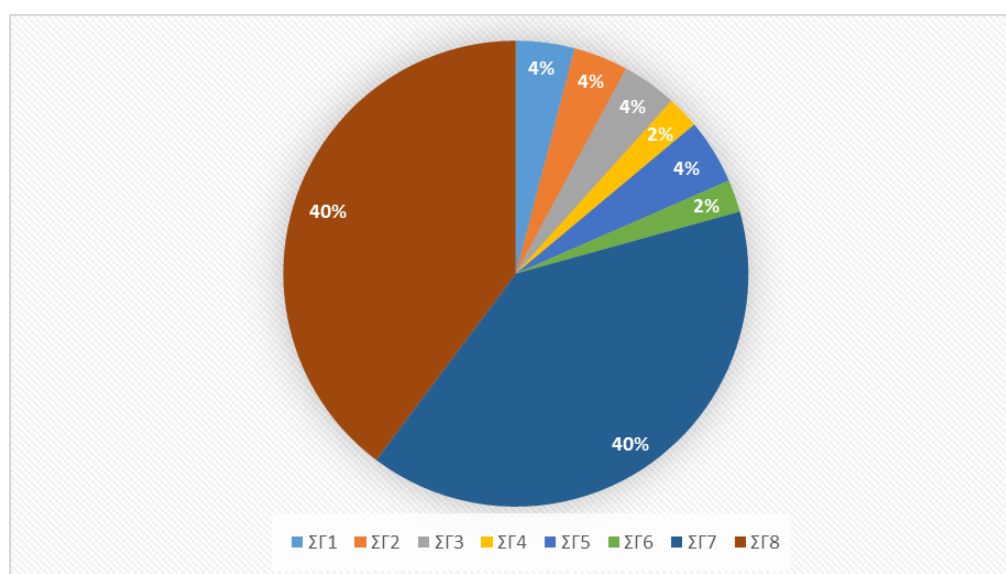
Από το διάγραμμα γίνεται εμφανές ότι η παραγωγή κυρίως της αιολικής ενέργειας συμβάλει στη μείωση παραγωγής των συμβατικών μονάδων και αναμένεται η μείωση του συνολικού κόστους παραγωγής κατά τις ώρες 08.00-17.00. Ως προς τη σκοπιά μελέτης, ενδιαφέρον έχουν οι δύο αιχμές που παρουσιάζει η ζήτηση που ταυτοχρονίζεται με τις ώρες μειωμένης έγχυσης ενέργειας ΑΠΕ με αποτέλεσμα η καμπύλη υπολειπόμενου φορτίου – που πρόκειται να εξυπηρετηθεί από συμβατική παραγωγή – να παρουσιάζει εντονότερες διακυμάνσεις.

Στον Πίνακα 6.2 φαίνεται πως η ανάγκη κάλυψης του φορτίου υποχρεώνει σε λειτουργία όλες τις μονάδες, για αρκετές ώρες λειτουργίας με τις περισσότερες οικονομικές να δουλεύουν και περισσότερες ώρες. Σημείο που οφείλει να υπογραμμιστεί στον πίνακα, είναι οι αριθμοί σβέσεων και εναύσεων.

Πίνακας 6.2: Συγκεντρωτικός πίνακας στοιχείων συμβατικών μονάδων για το σενάριο ΣΥΦ

	ΣΓ1	ΣΓ2	ΣΓ3	ΣΓ4	ΣΓ5	ΣΓ6	ΣΓ7	ΣΓ8
<b>Παραγωγή (MWh)</b>	34,8	32,4	32,5	15,8	31,6	15,8	1.596,4	1.604,7
<b>Ώρες λειτουργίας</b>	10	10	9	1	2	1	24	24
<b>Αριθμός εναύσεων</b>	2	2	2	1	2	1	1	1
<b>Αριθμός σβέσεων</b>	2	2	2	1	2	1	0	0
<b>Κόστος (€)</b>	3.584	3.335	3.351	1.983	3.965	1.982	34.755	34.931

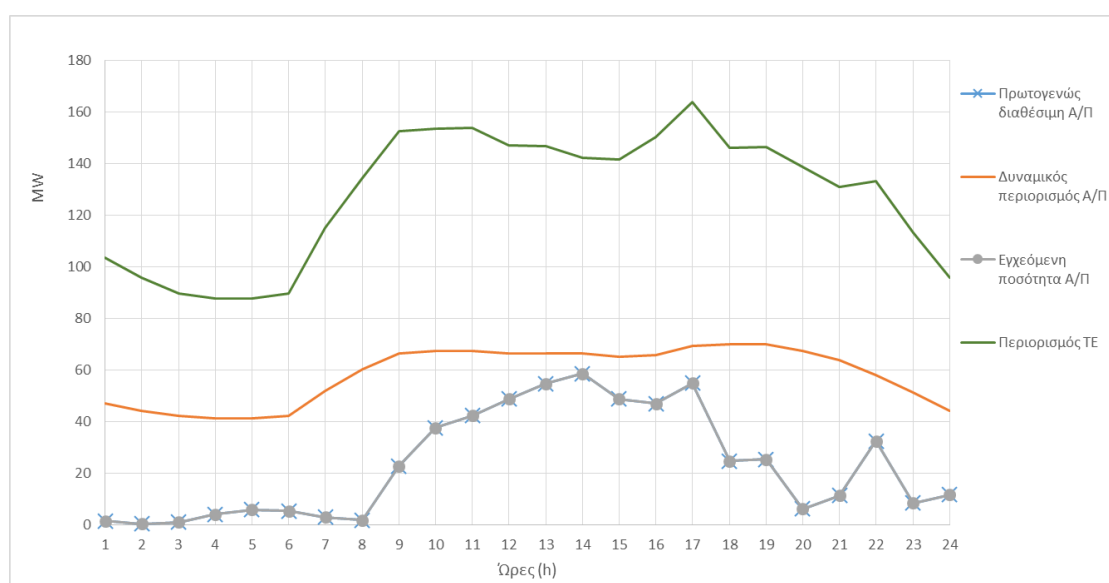
Φαίνεται πως οι μονάδες βάσης ΣΓ7 και ΣΓ8 καλύπτουν σταθερά το φορτίο βάσης, ενώ οι μονάδες ΣΓ1, ΣΓ2 και ΣΓ3 εντάσσονται για το ενδιάμεσο φορτίο και οι μονάδες ΣΓ4, ΣΓ5 και ΣΓ6 λειτουργούν ως μονάδες αιχμής. Αυτό το συμπέρασμα φαίνεται και από τα δεδομένα κόστους, καθώς οι πιο οικονομικές μονάδες εντάσσονται πρώτες και για περισσότερες ώρες, ενώ οι πιο ακριβές μονάδες μόνο όταν δεν επαρκούν οι πρώτες για την κάλυψη του φορτίου. Η ζήτηση είναι τόσο υψηλή, που απαιτήθηκε η λειτουργία μέχρι και μονάδων αιχμής, μιας εκ των τριών μάλιστα και στις δύο αιχμές ζήτησης. Αυτό αποτυπώνεται στα κόστη των μονάδων που παρουσιάζονται ποσοστιαίως γραφικά στο επόμενο Διάγραμμα 6.8:



Διάγραμμα 6.8: Πίνα ποσοστιαίου διαμοιρασμού κόστους συνολικής παραγωγής ανά γεννήτρια στο σενάριο ΣΥΦ.

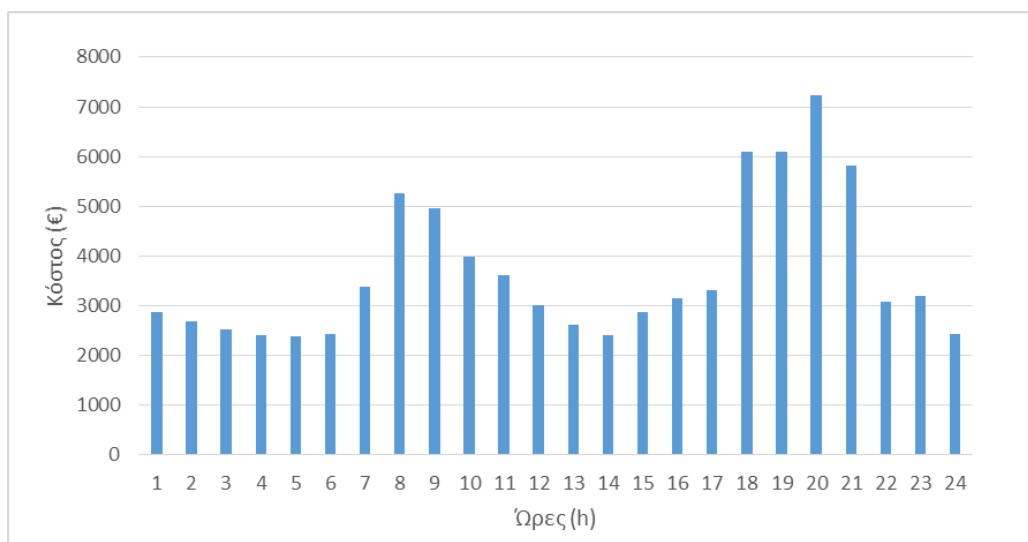
Τα αποτελέσματα με τα συγκεντρωτικά μεγέθη του σεναρίου ΣΥΦ, παρουσιάζονται και σ αυτή την περίπτωση στην ενότητα 6.2.1.3, στον Συγκεντρωτικό Πίνακα, κάτω από τη στήλη του σεναρίου ΣΥΦ.

Σε αντιδιαστολή με το σενάριο ΣΧΦ, εδώ η μη ελεγχόμενη παραγωγή φωτοβολταϊκών αλλά και η υψηλή απαίτηση φορτίου αποκλείει το ενδεχόμενο παραβίασης του περιορισμού τεχνικών ελαχίστων των συμβατικών μονάδων παραγωγής. Η κάλυψη του φορτίου από ΑΠΕ είναι και εδώ σε υψηλό ποσοστό, περίπου 40% σε ωριαία βάση. Στο επόμενο Διάγραμμα 6.9 παρουσιάζεται η πρωτογενώς διαθέσιμη αιολική ενέργεια, η οποία ταυτίζεται με την τελικά εγχεόμενη. Λόγω του υψηλού φορτίου, είναι αρκετά υψηλό και το περιθώριο διείσδυσης που επιτρέπει ο δυναμικός περιορισμός και δεν προκύπτει περικοπή αιολικής παραγωγής από αυτόν τον περιορισμό.



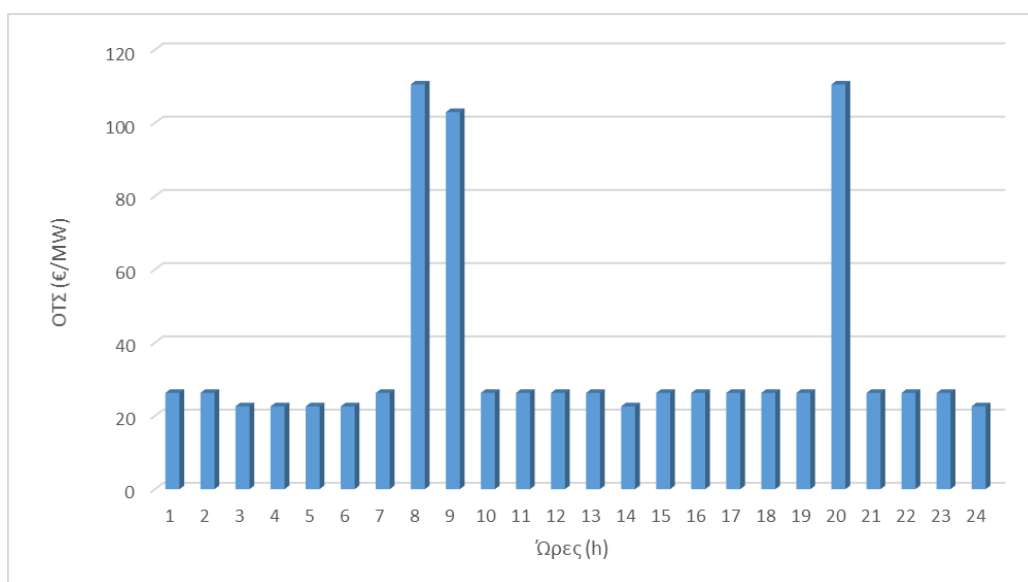
Διάγραμμα 6.9: Διάγραμμα πρωτογενώς διαθέσιμης ενέργειας, ενέργειας επιβολής του δυναμικού περιορισμού και τελικά εγχεόμενης Α/Π στο σενάριο ΣΥΦ

Ακολουθεί το διάγραμμα ωριαίου κόστους συμβατικής παραγωγής. Επαληθεύονται οι προσδοκίες που διατυπώθηκαν στην αρχή της ενότητας, καθώς το κόστος παραγωγής παρουσιάζει μερική συσχέτιση με το φορτίο (Διάγραμμα 6.6) και με την παραγωγή των θερμικών μονάδων (Διάγραμμα 6.7), με τις δύο κορυφαίες τιμές κόστους τις ώρες των αιχμών. Συγκριτικά με το σενάριο χαμηλού φορτίου ΣΧΦ, το κόστος στην υψηλότερη τιμή του είναι τριπλάσιο, παρά την πλήρη απορρόφηση της αιολικής και φωτοβολταϊκής ενέργειας που συντελούν στη μείωση παραγωγής, άρα και κόστους, κυρίως στο μέσο της ημέρας.



Διάγραμμα 6.10: Ωριαίο κόστος παραγωγής συμβατικής ενέργειας στο σενάριο ΣΥΦ

Επακόλουθο είναι η ΟΤΣ να ακολουθεί την ίδια μορφή στην παρουσίαση της στο επόμενο Διάγραμμα 6.11. Σχετικά με τη μορφή του διαγράμματος, οφείλει να σχολιασθεί πως την 7<sup>η</sup> ώρα εντάσσεται η ΣΓ1 λειτουργώντας στο ΤΕ, την 8<sup>η</sup> ώρα εντάσσονται δύο μονάδες, η ΣΓ2 και η ΣΓ3, αλλά και η επόμενη βαθμίδα της ΣΓ1, και την 9<sup>η</sup> ώρα απεντάσσεται η μία βαθμίδα ΣΓ2. Επίσης την 20<sup>η</sup> ώρα εντάσσονται βαθμίδες για τις ΣΓ1, ΣΓ2, ΣΓ3 αλλά και η πρώτη βαθμίδα της πιο ακριβής ΣΓ5. Η ένταξη των κατά πολύ ακριβότερων μονάδων αιχμής και μέσου φορτίου αυξάνουν δραματικά την ΟΤΣ, έως και πέντε φορές, σε σχέση με το σενάριο ΣΧΦ όπου η αντίστοιχη αύξηση για τις ώρες αιχμής είναι της τάξης του 10%.



Διάγραμμα 6.11: Οριακή τιμή συστήματος ανά ώρα στο σενάριο ΣΥΦ

### 6.2.1.2 ΣΕΝΑΡΙΑ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΥΒΡΙΔΙΚΩΝ ΣΤΑΘΜΩΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

Στα επόμενα δύο σενάρια υλοποιείται η μοντελοποίηση της ημερήσιας Ένταξης μονάδων με διείσδυση ΑΠΕ και ΥΒΣ. Αναφορικά με τα δεδομένα φορτίου και διείσδυσης ΑΠΕ θεωρούνται πανομοιότυπα στοιχεία με αυτά που χρησιμοποιήθηκαν κατά τα σενάρια ΣΧΦ και ΣΥΦ, ώστε να υπάρχει σαφής σύγκριση μεταξύ των σεναρίων με μοναδική διαφορά την συμμετοχή των ΥΒΣ.

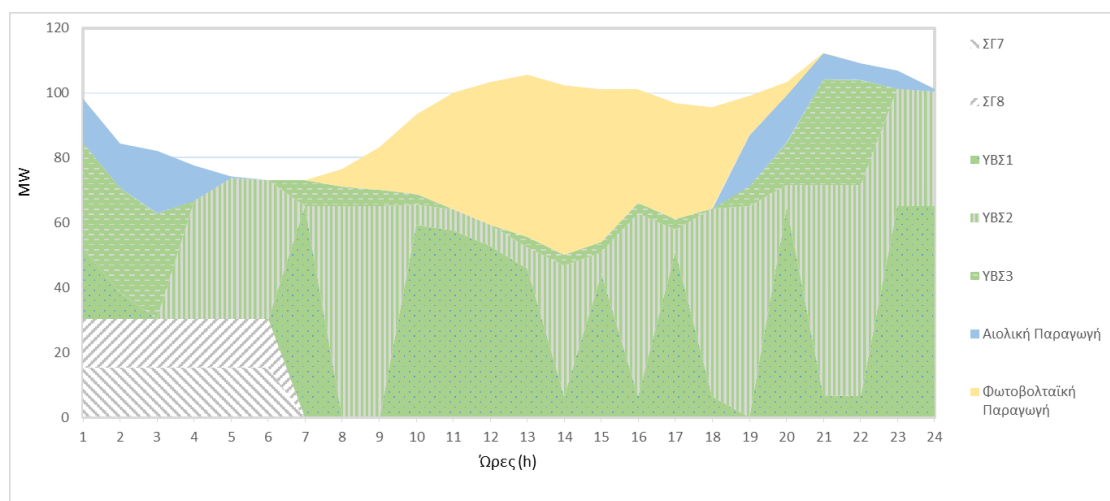
Η υλοποίηση των μοντέλων που ακολουθούν περιλαμβάνει την συμμετοχή των ΥΒΣ στην παραγωγή με σκοπό να εξεταστεί η δυνατότητα μείωσης του κόστους και ο προσδιορισμός της τάξης μεγέθους της μείωσης αυτής. Επίσης, στόχος είναι να μελετηθεί η συμπεριφορά των ΥΒΣ σε συνθήκες υψηλού και χαμηλού φορτίου σε ακραίες συνθήκες διείσδυσης των ΥΒΣ, όπως είναι η πιθανή περικοπή της Δήλωσης Παραγωγής.

Προκειμένου να επιτευχθούν οι στόχοι αυτοί, θεωρείται για τα σενάρια αυτά συνολική εγκατεστημένη ισχύς ΥΒΣ 162,5 MW.

#### 6.2.1.2.1 ΣΕΝΑΡΙΟ ΧΑΜΗΛΟΥ ΦΟΡΤΙΟΥ ΜΕ ΥΒΣ (ΣΧΦΥ)

Στο σενάριο αυτό εξετάζεται η ίδια ημέρα με το σενάριο ΣΧΦ του Βασικού Σεναρίου, δηλαδή η 97<sup>η</sup> της χρονοσειράς με αιχμή περίπου 109 MW, και οι καμπύλες φορτίου και πρωτογενώς διαθέσιμης αιολικής και φωτοβολταϊκής παραγωγής αντιστοιχούν στο Διάγραμμα 6.1.

Γραφικά η κάλυψη του φορτίου από κάθε τεχνολογία φαίνεται στο Διάγραμμα 6.12.



Διάγραμμα 6.12: Εγχεόμενη ενέργεια ενταγμένων μονάδων παραγωγής ανά τεχνολογία κατά τη διάρκεια ενός 24ωρου – Σενάριο (ΣΧΦΥ)

Από το διάγραμμα φαίνεται πως ο στόχος εξυπηρέτησης της διαφοράς του φορτίου με την εγχεόμενη ενέργεια ΑΠΕ του σεναρίου ΣΧΦ (Διάγραμμα 6.2) υπερκαλύφθηκε με την παραγωγή από τους υβριδικούς σταθμούς, καθώς οι συμβατικές μονάδες οδηγούνται σε απένταξη και η παραγωγή τους μηδενίζεται μετά την 7<sup>η</sup> ώρα της ημέρας. Αυτό είναι αποτέλεσμα της μεγάλης θεωρημένης εγκατεστημένης ισχύος ΥΒΣ. Οι ΥΒΣ μπορούν να καλύψουν εκτός της ζητούμενης ενέργειας και την απαίτηση εφεδρείας για περισσότερο από τα 2/3 της ημέρας. Η μη ελεγχόμενη φωτοβολταϊκή παραγωγή δεν είναι δυνατόν να περιοριστεί και εντάσσεται πλήρως όπως και στο σενάριο ΣΧΦ. Επιπλέον, διαπιστώνονται απότομες μεταβολές στην παραγωγή των ΥΒΣ. Το

αποτέλεσμα αυτό είναι αναμενόμενο, καθώς το μοντέλο που αναπτύχθηκε στο πλαίσιο της παρούσας εργασίας δεν λαμβάνει υπ' όψιν τους περιορισμούς ρυθμού ανόδου/καθόδου των ΥΒΣ.

Συγκεκριμένα για τις συμβατικές μονάδες, από τα δεδομένα προσομοίωσης προκύπτουν τα αποτελέσματα του Πίνακα 6.3 :

Πίνακας 6.3: Συγκεντρωτικός πίνακας στοιχείων συμβατικών μονάδων για το σενάριο ΣΧΦΥ

	ΣΓ1	ΣΓ2	ΣΓ3	ΣΓ4	ΣΓ5	ΣΓ6	ΣΓ7	ΣΓ8
<b>Παραγωγή (MWh)</b>	0	0	0	0	0	0	91,2	91,2
<b>Ώρες λειτουργίας</b>	0	0	0	0	0	0	6	6
<b>Αριθμός εναύσεων</b>	0	0	0	0	0	0	1	1
<b>Αριθμός σβέσεων</b>	0	0	0	0	0	0	1	1
<b>Κόστος (€)</b>	0	0	0	0	0	0	1.867,1	1.867,1

Από τα δεδομένα του πίνακα προκύπτει η λειτουργία των δύο οικονομικότερων μονάδων, και μόνο ως μονάδες βάσης, λειτουργώντας στο τεχνικό τους ελάχιστο, και μάλιστα οδηγούνται σε σβέση μετά από 6 ώρες λειτουργίας. Αξίζει να σημειωθεί πως οι πρώτες ώρες κατά τις οποίες εντάχθηκαν οι ΣΓ7 και ΣΓ8 ήταν υποχρεωτικές λόγω των δεδομένων εισόδου και των διαχρονικών περιορισμών του μοντέλου. Η παραγωγή τους, και επομένως και το κόστος των δύο πανομοιότυπων μονάδων, είναι 9,7% για τη ΣΓ7 και 11,64% για τη ΣΓ8 σε σύγκριση με το αντίστοιχο σενάριο χωρίς την διείσδυση των ΥΒΣ (σενάριο ΣΧΦ), και η συνολική μείωση παραγωγής των δύο μονάδων είναι ίση με 89,4% (και για το συνολικό κόστος 89,5%). Στον Πίνακα 6.4 παρουσιάζονται τα σχετικά στοιχεία με τους ΥΒΣ που επεξηγούν την απένταξη των συμβατικών μονάδων, και δίνουν την απαραίτητη πληροφορία για την κατανοήση λειτουργίας τους.

Πίνακας 6.4: Συγκεντρωτικός πίνακας στοιχείων υβριδικών σταθμών για το σενάριο ΣΧΦΥ

ΥΒΣ	ΥΒΣ1	ΥΒΣ2	ΥΒΣ3
<b>Σταθμισμένη προβλεπόμενη Ενέργεια ΑΠΕ (MWh)</b>	244,6	331,0	143,9
<b>Αποθηκευτικό σύστημα στην αρχή του 24ώρου (MW)</b>	546	546	273
<b>Δήλωση Παραγωγής (MWh)</b>	736,0	822,4	389,6
<b>Εντασσομένη Δήλωση Παραγωγής (MWh)</b>	633,0	719,0	220,7
<b>Παραγωγή Α' περίοδος ΚΗΕΠ</b>	264,2	272,0	120,1
<b>Εγγεόμενη ποσότητα ενέργειας αποθηκευτικού συστήματος</b>	388,3	388,1	76,9
<b>Εγγεόμενη Ενέργεια ΑΠΕ (MW)</b>	244,6	331,0	143,9
<b>Περικοπή Δήλωσης Παραγωγής (MWh/%)</b>	103,1 (14,03%)	103,3 (12,56%)	168,8 (43,34%)
<b>Ανακτώμενη ενέργεια αποθηκευτικού συστήματος</b>	72,1	72,3	76,9
<b>Αποθηκευτικό Σύστημα στο τέλος του 24ώρου (MW)</b>	229,8	230,3	273
<b>Απορριπτόμενη Ενέργεια ΑΠΕ (MWh)</b>	0	0	24,1
<b>Ώρες λειτουργίας</b>	17	20	16
<b>Αριθμός εναύσεων</b>	4	2	4

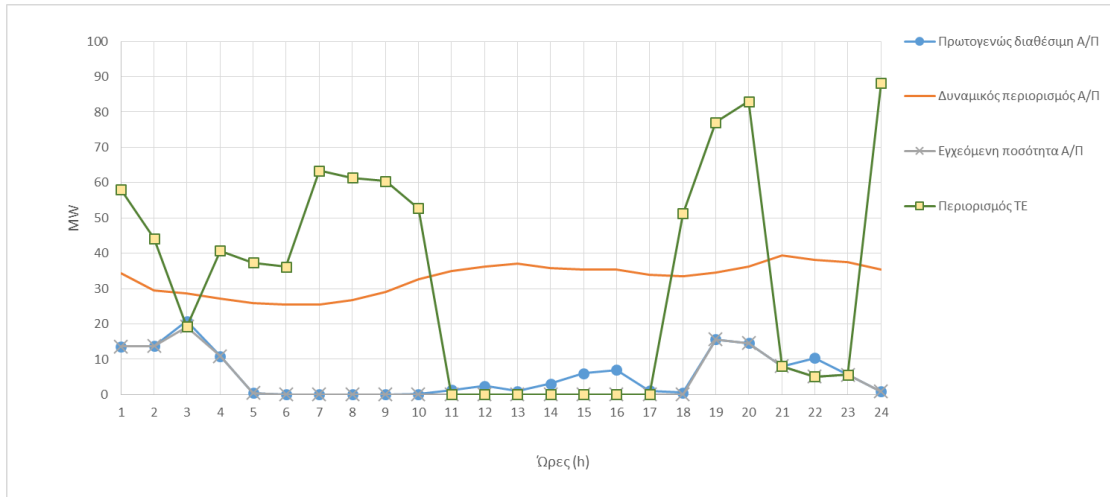
Στον Πίνακα 6.4 παρουσιάζεται ένα εσωτερικό ισοζύγιο για κάθε ΥΒΣ, όπου αρχικά αναφέρεται η σταθμισμένη προβλεπόμενη ενέργεια ΑΠΕ κάθε ΥΒΣ, αναλογικά με την εγκατεστημένη ισχύ του καθενός και η αρχική (πλήρης) κατάσταση των αποθηκευτικών συστημάτων τους. Σημαντική παρατήρηση είναι πως η θεώρηση της αρχικής πληρότητας των αποθηκών δίνει τη δυνατότητα της πολύ υψηλής Δήλωσης Παραγωγής (ΔΠ) που ακολουθεί και μοιράζεται στις δύο περιόδους του ΚΗΕΠ, ικανοποιώντας τον όρο του Κώδικα ΜΔΝ και της Πρότυπης Σύμβασης Πώλησης για παραγωγή έως 50% στις πρώτες δώδεκα ώρες. Και στους τρεις σταθμούς εμφανίζεται περικοπή της ΔΠ, αποτέλεσμα της αναγκαστικής ένταξης των θερμικών μονάδων και της μη ελεγχόμενης παραγωγής ΑΠΕ. Στον πίνακα παρουσιάζεται η περικοπή της ΔΠ σε ποσοστό ως προς την αρχική ΔΠ. Αν και η μοντελοποίηση της εσωτερικής λειτουργίας των ΥΒΣ δεν αποτελεί κομμάτι της εργασίας, ήταν δόκιμο να θεωρηθεί πως η ενέργεια ΑΠΕ που δεν εγχέεται στο σύστημα από την περικοπή της ΔΠ, χρησιμοποιείται για την πλήρωση του αποθηκευτικού συστήματος, μετά την εφαρμογή του κύκλου απωλειών απόδοσης – φόρτισης. Απορριπτόμενη ενέργεια ΑΠΕ φαίνεται πως προκύπτει μόνο στην περίπτωση κατά την οποία η στάθμη του αποθηκευτικού συστήματος δεν επιτρέπει την απορρόφηση του συνόλου της μη εντασσόμενης ενέργειας ΑΠΕ. Από τα δεδομένα του πίνακα, φαίνεται πως η παραγωγή κάθε σταθμού εξαρτάται από την εγκατεστημένη ισχύ του, μέσω της ΔΠ που υποβάλλεται, αλλά και από το αποθηκευτικό σύστημα που διαθέτει.

Λοιπά συγκεντρωτικά στοιχεία όπως δεδομένα για τις τηρούμενες εφεδρείες τόσο από τις συμβατικές μονάδες όσο και από τους υβριδικούς σταθμούς, ποσοστά απόρριψης αιολικής παραγωγής, κ.λπ. για τους ΥΒΣ παρουσιάζονται στον Πίνακα 6.7, κάτω από τη στήλη του σεναρίου ΣΧΦΥ.

Στο επόμενο Διάγραμμα 6.13 παρουσιάζεται ο δυναμικός περιορισμός αιολικών που δεν περιορίζει σε κανένα σημείο την αιολική παραγωγή λόγω της σαφώς μικρότερης πρωτογενούς διαθέσιμης παραγωγής. Διαφοροποίηση αποτελεί η περικοπή της εγχεόμενης ποσότητας ενέργειας, καθώς περιορίζεται λόγω της μεγάλης μη ελεγχόμενης φωτοβολταϊκής παραγωγής αλλά και της μεγάλης εγχεόμενης ποσότητας ενέργειας από τους υβριδικούς σταθμούς. Πιο συγκεκριμένα, αναφορικά με τους ΥΒΣ, τις ώρες 11-13 ο ΥΒΣ2 παράγει στο τεχνικό του ελάχιστο και ο ΥΒΣ3 περιορίζεται στην ελάχιστη του παραγωγή τις ώρες 13-17. Ο ΥΒΣ1 παράγει στο δικό του ΤΕ τις ώρες 14 και 16 αλλά και την 22<sup>η</sup> ώρα, οδηγώντας έτσι, μαζί με τους άλλους δύο ΥΒΣ, ποσοστό αιολικής ενέργειας σε απόρριψη.

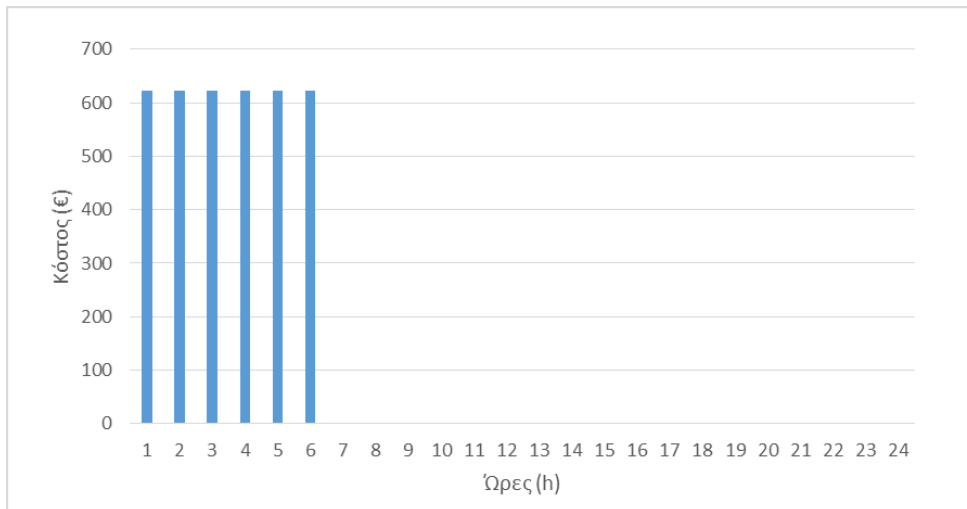
Η τόσο έντονη τεθλασμένη καμπύλη του περιορισμού των ΤΕ παρουσιάζει συσχέτιση και με τις ωριαίες εγχύσεις των ΥΒΣ όπως αυτές φαίνονται στο Διάγραμμα 6.12 και περιγράφηκαν και στην προηγούμενη ακριβώς παράγραφο. Η μορφή των καμπυλών αποτέλεσε επιπλέον λόγο ενδιαφέροντος κατά την επεξεργασία των αποτελεσμάτων, καθώς επιβεβαίωσε την ορθή και ταυτόχρονη τήρηση των περιορισμών του μοντέλου.





Διάγραμμα 6.13: Διάγραμμα πρωτογενώς διαθέσιμης ενέργειας, ενέργειας επιβολής του δυναμικού περιορισμού και τελικά εγχεόμενη Α/Π στο σενάριο ΣΧΦΥ

Οι προσδοκίες για μείωση του κόστους παραγωγής επαληθεύτηκαν, καθώς η απένταξη των θερμικών μονάδων μηδενίζει το λειτουργικό κόστος για όλες τις ώρες που η ζήτηση ενέργειας καλύπτεται από τους ΥΒΣ και τις ΑΠΕ. Στις πρώτες ώρες όπου λειτούργησαν υποχρεωτικά οι θερμικές μονάδες, παρήγαγαν όπως αναφέρθηκαν τα τεχνικά τους ελάχιστα και το κόστος προκύπτει το ελάχιστο δυνατό.



Διάγραμμα 6.14: Ωριαίο κόστος παραγωγής συμβατικής ενέργειας στο σενάριο ΣΧΦΥ

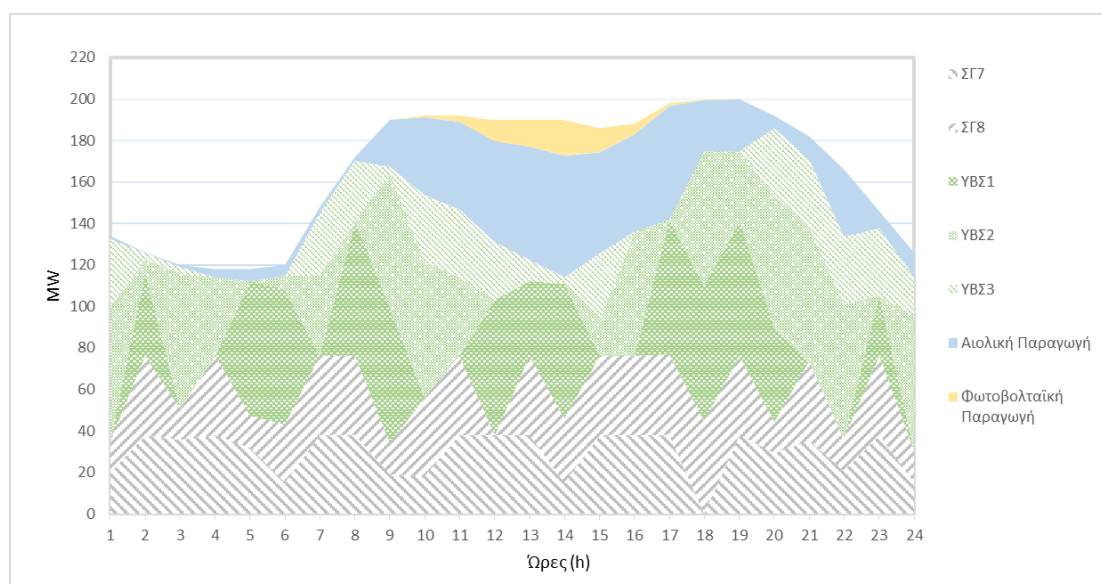
Αποτέλεσμα των ανωτέρω είναι ο μηδενισμός της οριακής τιμής συστήματος σε όλες τις ώρες όπου δεν υπάρχει παραγωγή από τις συμβατικές μονάδες. Αυτό συμβαίνει διότι στο μοντέλο έχει γίνει η θεώρηση πως όλες οι ΑΠΕ έχουν μηδενικό κόστος. Το ενδιαφέρον όμως βρίσκεται στις πρώτες έξι ώρες, όπου ενώ οι συμβατικές μονάδες παράγουν, οι ΣΓ7 και ΣΓ8 παράγουν σταθερά τα ΤΕ τους, η ΟΤΣ προκύπτει ξανά μηδενική. Η εξήγηση βρίσκεται στην ερμηνεία της φυσικής σημασίας της ΟΤΣ, η οποία προκύπτει από την τιμή στην οποία εκκαθαρίζεται το επόμενο 1MW για το οποίο ικανοποιείται το φορτίο. Για παράδειγμα, στο απλούστερο σενάριο μιας συμβατικής μονάδας 4 βαθμίδων, χωρίς καμία άλλη πηγή ενέργειας, η αύξηση κατά 1MW του φορτίου, θα ικανοποιηθεί από την αύξηση παραγωγής κατά 1MW. Η βαθμίδα στην οποία

αντιστοιχεί η παραγωγή αυτού του 1MW θα καθορίσει και την ΟΤΣ. Επιστρέφοντας τώρα στο υπό εξέταση σενάριο, λόγω της περικοπής της ενέργειας ΑΠΕ τις έξι αυτές ώρες, η κάλυψη του 1MW της θεωρητικής αύξησης του φορτίου θα γίνει από την ενέργεια ΑΠΕ που περικόπτεται, η οποία και έχει θεωρηθεί με μηδενικό κόστος. Με τον τρόπο αυτό ερμηνεύεται ο μηδενισμός της ΟΤΣ σε όλη τη διάρκεια της ημέρας.

#### 6.2.1.2.2 ΣΕΝΑΡΙΟ ΥΨΗΛΟΥ ΦΟΡΤΙΟΥ ΜΕ ΥΒΣ (ΣΥΦΥ)

Το σενάριο αποτελεί επέκταση του Βασικού Σεναρίου για υψηλό φορτίο (ΣΥΦ) με διείσδυση υβριδικής παραγωγής, για την 351<sup>η</sup> ημέρα της χρονοσειράς, όπου η αιχμή αγγίζει τη μέγιστη ετήσια τιμή της. Για την ημερήσια καμπύλη φορτίου και τις πρωτογενώς διαθέσιμες καμπύλες παραγωγής ΑΠΕ ισχύει το Διάγραμμα 6.6. Το σενάριο αυτό αποτελεί το πιο σημαντικό καθώς μπορεί να συγκριθεί με όλα τα σενάρια που παρουσιάστηκαν έως τώρα και να αποδώσει την περισσότερη δυνατή πληροφορία για τους σκοπούς της παρούσας εργασίας.

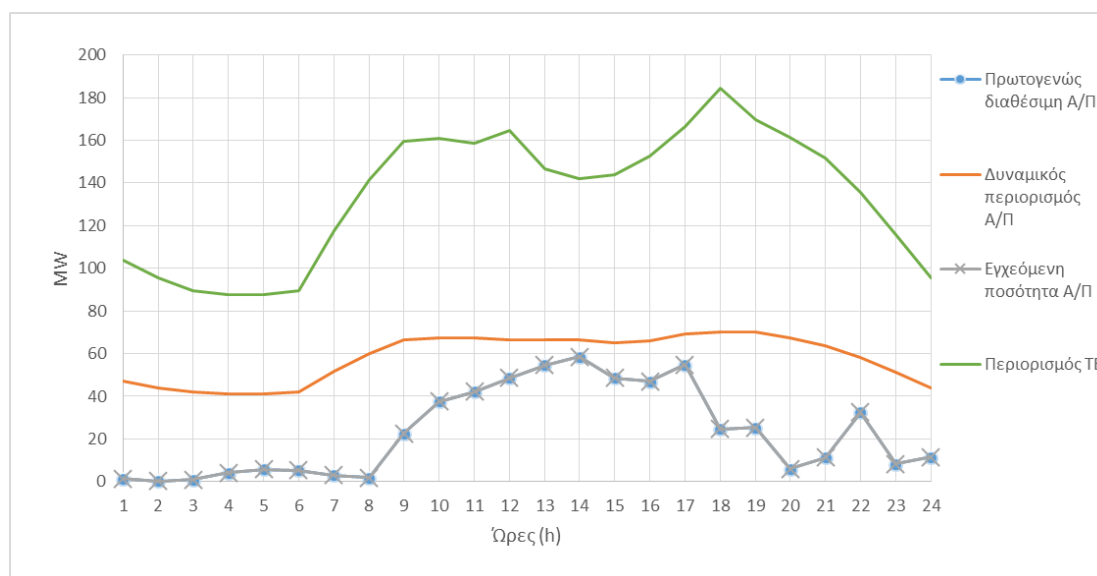
Γραφικά η κάλυψη του φορτίου από κάθε τεχνολογία φαίνεται στο Διάγραμμα 6.15, όπου διαφαίνεται η πλήρης κάλυψη του φορτίου με τη συμμετοχή όλων των τεχνολογιών. Ιδιαίτερο χαρακτηριστικό είναι οι συνεχόμενες απότομες αυξομειώσεις στη συμμετοχή των ενταγμένων θερμικών μονάδων βάσης αλλά και στους ΥΒΣ. Αυτές οι αυξομειώσεις, καθώς κάθε άλλο παρά θεμιτές είναι, θα μπορούσαν να έχουν αποφευχθεί αν στο μοντέλο είχε συμπεριληφθεί περιορισμός ρυθμού ανόδου/καθόδου των συμβατικών μονάδων. Συγκριτικά με το σενάριο ΣΧΦΥ, εκτός της παρατήρησης της συμμετοχής της συμβατικής παραγωγής σε όλη τη διάρκεια της ημέρας, παρατηρείται η διείσδυση της μέγιστης δυνατής διαθέσιμης αιολικής ενέργειας.



Διάγραμμα 6.15: Εγχεόμενη ενέργεια ενταγμένων μονάδων παραγωγής ανά τεχνολογία κατά τη διάρκεια ενός 24ωρου – Σενάριο (ΣΥΦΥ)

Συγκριτικά με το σενάριο ΣΧΦΥ, εκτός της προφανούς συμμετοχής της συμβατικής παραγωγής σε όλη τη διάρκεια της ημέρας, παρατηρείται η διείσδυση της μέγιστης δυνατής διαθέσιμης αιολικής ενέργειας, όπου στο Διάγραμμα 6.16 η καμπύλη της εγχεόμενης ενέργειας ταυτίζεται σε κάθε σημείο με την μέγιστη πρωτογενώς διαθέσιμη. Η πολύ υψηλή ζήτηση δεν καθιστά ικανή

τη διεύθυνση μη ελεγχόμενων μονάδων να περικόψει την αιολική παραγωγή όπως στο σενάριο ΣΧΦΥ (Διάγραμμα 6.13).



Διάγραμμα 6.16: Διάγραμμα πρωτογενώς διαθέσιμης ενέργειας, ενέργειας επιβολής του δυναμικού περιορισμού και τελικά εγχεόμενης Α/Π στο σενάριο ΣΥΦΥ

Από τα δεδομένα του Διάγραμμα 6.15 και τα στοιχεία του Πίνακας 6.5 παρακάτω, εξάγεται το συμπέρασμα πως οι ενταγμένες μονάδες, που είναι και οι οικονομικότερες, δεν λειτούργησαν μόνο υποχρεωτικά ως μονάδες βάσης από την αρχή του εικοσιτετραώρου, καθώς μέσα στη διάρκεια της ημέρας απεντάχθηκαν και ξαναεντάχθηκαν σε επόμενη χρονική περίοδο, τηρώντας τους περιορισμούς ελάχιστου χρόνου λειτουργίας και κράτησης. Προκύπτει η ομοιότητα με τα σενάρια χαμηλού φορτίου του ισομοιρασμού της παραγωγής και του κόστους της συμβατικής παραγωγής στις μονάδες.

Πίνακας 6.5: Συγκεντρωτικός πίνακας στοιχείων συμβατικών μονάδων για το σενάριο ΣΥΦΥ

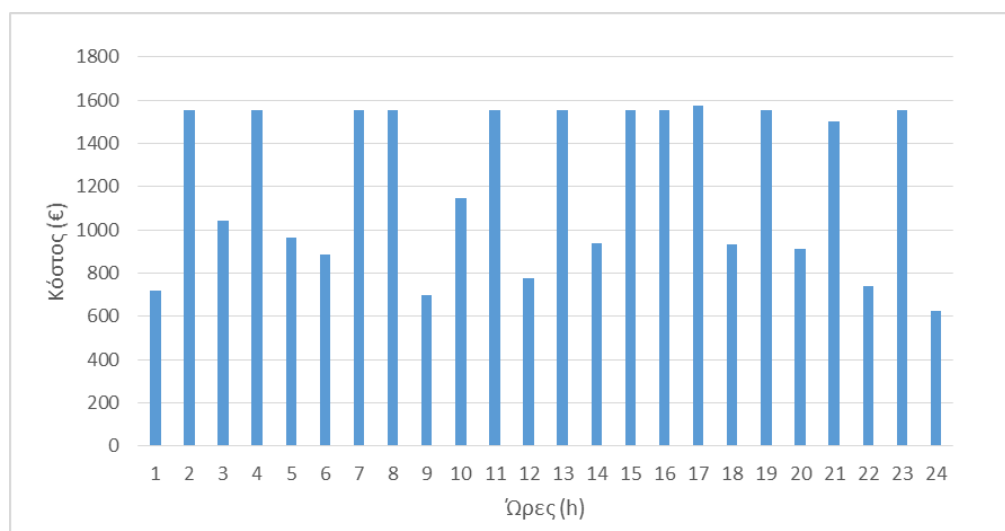
	ΣΓ1	ΣΓ2	ΣΓ3	ΣΓ4	ΣΓ5	ΣΓ6	ΣΓ7	ΣΓ8
<b>Παραγωγή (MWh)</b>	0	0	0	0	0	0	711,43	704,67
<b>Ώρες λειτουργίας</b>	0	0	0	0	0	0	23	23
<b>Αριθμός εναύσεων</b>	0	0	0	0	0	0	2	2
<b>Αριθμός σβέσεων</b>	0	0	0	0	0	0	1	1
<b>Κόστος (€)</b>	0	0	0	0	0	0	14.565,11	14.443,11

Ο Πίνακας 6.6 με τα δεδομένα για τους τρεις ΥΒΣ ενισχύει όσα προαναφέρθηκαν για τις συμβατικές γεννήτριες, καθώς από τα δεδομένα που περιέχει είναι εμφανής η πλήρης απορρόφηση της ΔΠ των τριών σταθμών, με μηδενική περικοπή. Στο τέλος της ημέρας έχει επιτευχθεί μηδενική πλήρωση των αποθηκευτικών συστημάτων των σταθμών, που έχουν μείνει με την ελάχιστη δυνατή αποθηκευτική τους ικανότητα.

Πίνακας 6.6: Συγκεντρωτικός πίνακας στοιχείων υβριδικών σταθμών για το σενάριο ΣΥΦΥ

ΥΒΣ	ΥΒΣ1	ΥΒΣ2	ΥΒΣ3
Σταθμισμένη προβλεπόμενη Ενέργεια ΑΠΕ (MWh)	244,6	331,0	143,9
Αποθηκευτικό σύστημα στην αρχή του 24ώρου (MW)	546	546	273
Δήλωση Παραγωγής (MWh)	736,0	822,4	389,6
Εντασσύμενη Δήλωση Παραγωγής (MWh)	736,0	822,4	389,6
<b>Παραγωγή Α' φάση ΚΗΕΠ</b>			
Εγχεόμενη ποσότητα ενέργειας αποθηκευτικού συστήματος	491,4	491,4	245,7
Εγχεόμενη Ενέργεια ΑΠΕ (MW)	244,6	331,0	143,9
Περικοπή Δήλωσης Παραγωγής (MWh)	0	0	0
Ανακτώμενη ενέργεια αποθηκευτικού συστήματος	0	0	0
Αποθηκευτικό Σύστημα στο τέλος του 24ώρου (MW)	54,6	54,6	54,6
Απορριπτόμενη Ενέργεια ΑΠΕ (MWh)	0	0	0
Ώρες λειτουργίας	13	17	13
Αριθμός εναύσεων	6	6	3

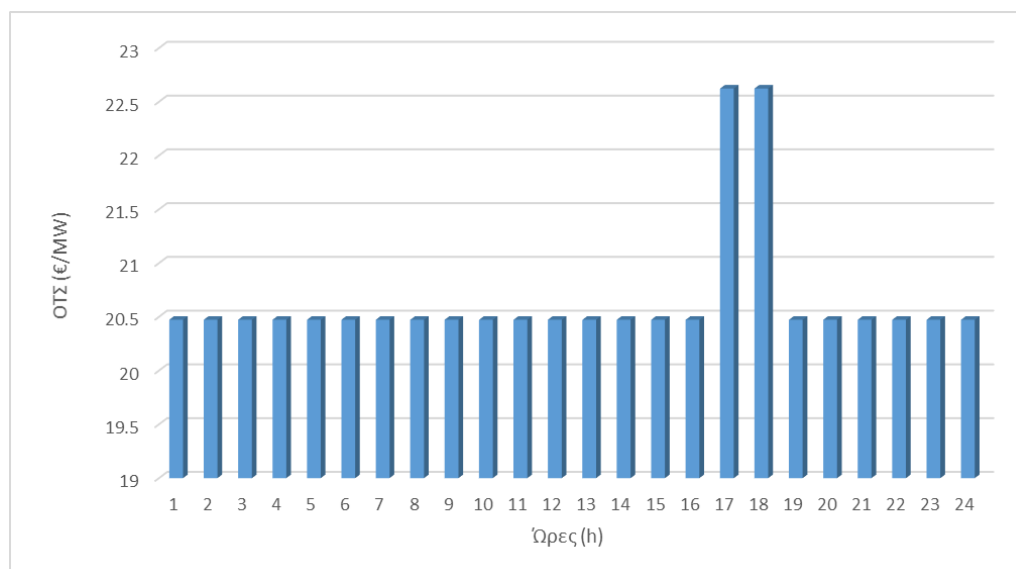
Το ωριαίο κόστος παραγωγής παρουσιάζει υψηλή συσχέτιση με τα επίπεδα παραγωγής των συμβατικών μονάδων, με διαδοχικές και απότομες αυξομειώσεις και αιχμές επιπέδου παραγωγής των μονάδων βάσης. Το αποτέλεσμα αυτό προκύπτει ως το πιο οικονομικό, βάσει της επίλυσης του αλγορίθμου καθώς δεν εντάσσεται πλήρως καμία από τις μονάδες αλλά αντιθέτως οδηγείται σε σβέση μια φορά η κάθε μονάδα τηρώντας τους διαχρονικούς περιορισμούς λειτουργίας και κράτησης. Ο μέσος όρος τιμών αλλά και η αιχμή δείχνει αρκετά χαμηλότερος συγκριτικά με το σενάριο ΣΥΦ, σε ποσοστό περισσότερο από 50%.



Διάγραμμα 6.17: Ωριαίο κόστος παραγωγής συμβατικής ενέργειας στο σενάριο ΣΥΦΥ

Η σταθερή μέση τιμή του κόστους παραγωγής φαίνεται και στο διάγραμμα της ΟΤΣ, όπου διατηρεί σταθερή τιμή εκτός από τις ώρες όπου παρατηρείται η μεγαλύτερη παραγωγή θερμικών μονάδων. Επίσης, στο Διάγραμμα 6.18, σκιαγραφείται η ένταξη επόμενης βαθμίδας

από τη μονάδα ΣΓ8 μόνο κατά τις ώρες 17 και 18, που επιφέρει την αύξηση της ΟΤΣ. Ωστόσο, ακόμα και στις ώρες 17-18 η συνεισφορά των ΥΒΣ συντελεί στην αύξηση της ΟΤΣ μόνο κατά 10% σε σχέση με τις υπόλοιπες ώρες της ημέρας.



Διάγραμμα 6.18: Οριακή τιμή συστήματος ανά ώρα στο σενάριο ΣΥΦΥ

### 6.2.1.3 ΣΥΓΚΕΝΤΡΩΤΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ

Στην ενότητα αυτή παρουσιάζεται ο Πίνακας 6.7 με τα συγκεντρωτικά στοιχεία παραγωγής σε επίπεδο ημέρας για τα τέσσερα σενάρια. Με τον τρόπο αυτό γίνεται άμεση και εύληπτα η κατανόηση των αποτελεσμάτων των προσομοιώσεων και των διαφορών που παρουσιάζονται σε κάθε μια.

Πίνακας 6.7: Συγκεντρωτικός πίνακας στοιχείων αποτελεσμάτων σεναρίων σε επίπεδο ημέρας.

	Σενάριο ΣΧΦ	Σενάριο ΣΥΦ	Σενάριο ΣΧΦΥ	Σενάριο ΣΥΦΥ
<b>Συνολικό Φορτίο (MWh)</b>	2.254,8	3.984	2.254,8	3.984
<b>Συνολική συμβατική παραγωγή (MWh/% του φορτίου)</b>	1.725,71 (76,54%)	3.364,07 (84,44%)	182,4 (8,09%)	1.416,1 (35,54%)
<b>Ενέργεια ΑΠΕ (MWh/% του φορτίου)</b>	529,09 (23,47%)	619,93 (15,56%)	1697,94 (75,30%)	1963,53 (49,29%)
- <b>Φ/Β παραγωγή (MWh/% του φορτίου)</b>	391,84 (17,38%)	63,15 (1,59%)	391,84 (17,38%)	63,15 (1,59%)
- <b>Εγχεόμενη παραγωγή Α/Π (MWh/% του φορτίου)</b>	137,26 (6,09%)	556,78 (13,98%)	107,84 (4,78%)	556,78 (13,98%)

- Συνολική παραγωγή ΥΒΣ (MWh/% του φορτίου)	-	-	1.572,73 (69,75 %)	1.947,97 (48,89 %)
Διαθέσιμη Α/Π (MWh)	137,26	556,78	137,26	556,78
Απορριπτόμενη Α/Π (% της πρωτογενώς διαθέσιμης)	0%	0%	1,31%	0%
Ώρες λειτουργίας συμβατικών μονάδων παραγωγής	48	81	12	46
Πλήθος εκκινήσεων συμβατικών μονάδων παραγωγής	2	12	2	4
Απαίτηση στρεφόμενης εφεδρείας(MWh)	430,47	407,84	430,47	407,84
-Σε ποσοστό 10% επί του φορτίου (MWh)	225,48	398,4	225,48	398,4
-Μη εγγυημένη παραγωγή ΑΠΕ (MWh)	340,92	161,88	340,92	161,88
Τηρούμενη στρεφόμενη εφεδρεία από ΥΒΣ (MWh)	-	-	489,98	-
Τηρούμενη στρεφόμενη εφεδρεία από συμβατικές μονάδες (MWh)	538,95	448,92	48,97	448,92
Συνολικό κόστος παραγωγής (€)	35.583	87.887	3.734	29.008
Σταθμισμένος μέσος όρος ΟΤΣ (€)	21,08	36,91	0	20,69

Συγκρίνοντας τα Βασικά Σενάρια με τα αντίστοιχα της διείσδυσης ΥΒΣ γίνεται αντιληπτή η δραματική μείωση της συμμετοχής των θερμικών μονάδων στην ικανοποίηση του φορτίου. Ειδικότερα, και με έμφαση στο αποτέλεσμα του σεναρίου ΣΧΦΥ, το υψηλό ποσοστό ενέργειας ΑΠΕ επί του φορτίου οφείλεται στην πολύ μεγάλη θεωρημένη εγκατεστημένη ισχύ των ΥΒΣ. Η φωτοβολταϊκή παραγωγή, ως μη ελεγχόμενη, αφαιρείται από το ισοζύγιο ενέργειας αυτούσια και περιορίζει την ικανότητα απορρόφησης της παραγωγής των υπόλοιπων τεχνολογιών ΑΠΕ. Στην περίπτωση του ΣΧΦΥ ενδιαφέρον παρουσιάζει η απόρριψη της αιολικής ενέργειας, καθώς είναι και το μόνο σενάριο που συμβαίνει αυτό, που οφείλεται στην διείσδυση των ΥΒΣ αφού όπως ήδη σχολιάστηκε, αναγκάστηκαν οι ΥΒΣ να λειτουργήσουν στα τεχνικά τους ελάχιστα.

Σχετικά με την απαίτηση εφεδρείας, σε όλα τα σενάρια τέθηκε ως απαίτηση η ανά ώρα μέγιστη από τις τιμές του 10% επί του φορτίου και της μη εγγυημένης παραγωγής ΑΠΕ, και επειδή η παρουσία ΥΒΣ δεν μεταβάλλει την εγγυημένη παραγωγή ΑΠΕ, και προφανώς ούτε το φορτίο, η απαίτηση προκύπτει ίδια για τα αντίστοιχα σενάρια φορτίου παρουσία, και μη, των ΥΒΣ. Η επιλογή του συγκεκριμένου τύπου εφεδρείας δείχνει να ικανοποιεί και δύο απαιτήσεις του συστήματος οι οποίες έχουν λίγες πιθανότητες να ταυτοχρονιστούν, και ταυτόχρονα μειώνει και το κόστος από την τήρηση του αθροίσματος των δύο περιπτώσεων. Μεταξύ των σεναρίων παρουσία ΥΒΣ, εφεδρεία κρατείται από τους ΥΒΣ μόνο στην περίπτωση χαμηλού φορτίου, καθώς στο άλλο σενάριο (υψηλού φορτίου) επιλέγεται η έγχυση όλης της ενέργειάς τους (που – στο πλαίσιο του μοντέλου – έχει μηδενικό κόστος) για την κάλυψη του πολύ υψηλού φορτίου.

Η ικανοποίηση της ζήτησης και του μεγαλύτερου ποσοστού εφεδρείας από ΑΠΕ οδηγεί στην πραγματικά εντυπωσιακή ελαχιστοποίηση κόστους σε σύγκριση με τα σενάρια χωρίς παρουσία ΥΒΣ, με μείωση 89,51% για την περίπτωση χαμηλού φορτίου, και 66,99% μείωση για την περίπτωση υψηλής ζήτησης.

Στα σενάρια ΣΧΦ, ΣΥΦ οι συμβατικές μονάδες οφείλουν να τηρήσουν την απαίτηση εφεδρείας του συστήματος. Η τιμή της τήρησης εφεδρείας σε σχέση με την απαίτηση είναι ανώτερη (αθροιστικά για το σύνολο της ημέρας) καθώς σ' αυτό συντελεί η εν δυνάμει παραγωγή από το σημείο λειτουργίας της μονάδας μέχρι το σημείο παραγωγής στο οποίο καλύπτεται και η παραγωγή και η απαίτηση στρεφόμενης εφεδρείας.

Συγκρίνοντας τα δύο σενάρια με διείσδυση ΥΒΣ, γίνεται αντιληπτό πως η τήρηση εφεδρείας από ΥΒΣ επιτυγχάνεται μόνο στο σενάριο ΣΧΦΥ, ενώ στο σενάριο ΣΥΦΥ η απαίτηση του συστήματος ικανοποιείται από τις συμβατικές μονάδες. Αυτό συμβαίνει γιατί στο πρώτο σενάριο από τα δύο, οι θερμικές γεννήτριες οδηγούνται σε σβέση καθώς η χαμηλή ζήτηση φορτίου συντελεί στην ικανοποίησή του από τους ΥΒΣ αλλά επιτρέπει και την φόρτιση των αποθηκευτικών συστημάτων, όπως διαπιστώθηκε στον Πίνακας 6.4, λόγω της περικοπής της ΔΠ. Στο δεύτερο σενάριο, ενώ υπάρχει η δυνατότητα τήρησης της απαίτησης εφεδρείας από τους ΥΒΣ, λόγω του μηδενικού κόστους ένταξης στο πρόβλημα ελαχιστοποίησης των σταθμών αυτών επιλέγεται η έγχυση της παραγωγής τους ώστε να μειωθεί το κόστος. Επιπλέον, το υψηλό φορτίο εξαναγκάζει συμβατικές μονάδες να τεθούν σε λειτουργία, επομένως λειτουργούν όσο το δυνατόν χαμηλότερα ώστε να μπορεί να ικανοποιηθεί η απαίτηση για στρεφόμενη εφεδρεία και παράλληλα να ελαχιστοποιείται το κόστος.

Η συλλογή των πληροφοριών για τον αριθμό ωρών λειτουργίας και εκκινήσεων των συμβατικών μονάδων, κατ' αντιστοιχία με τις επιμέρους προσομοιώσεις, για τα σενάρια ΣΧΦ, ΣΧΦΥ και ΣΥΦΥ αναφέρεται στις μονάδες ΣΓ7 και ΣΓ8 καθώς είναι οι μόνες που εντάχθηκαν και οι μισές ώρες λειτουργίας, και εκκινήσεις, αφορούν την ΣΓ7 ενώ οι άλλες μισές την ΣΓ8. Για τα σενάρια χωρίς ΥΒΣ, οι πιο οικονομικές μονάδες λειτουργούν σε όλη τη διάρκεια του 24ώρου, χωρίς ενδιάμεσες απεντάξεις, και ειδικότερα για το σενάριο υψηλού φορτίου, εκτός από αυτές εντάσσονται και οι υπόλοιπες μονάδες και κάποιες με περισσότερες των μια εκκινήσεων προκειμένου να ικανοποιηθεί το φορτίο και οι διαχρονικοί περιορισμοί. Ως αποτέλεσμα, τόσο οι ώρες λειτουργίας όσο και το πλήθος των εκκινήσεων είναι υψηλότερα στην περίπτωση του σεναρίου υψηλού φορτίου. Παρουσία ΥΒΣ, μειώνονται αρκετά τόσο οι ώρες λειτουργίας, όσο και το πλήθος εκκινήσεων, εφόσον οι μονάδες εντάσσονται πλέον σε λιγότερες ώρες για να ικανοποιήσουν το υπολειπόμενο φορτίο.

Τέλος, γίνεται υπολογισμός της σταθμισμένης ΟΤΣ, θεωρώντας ως βάρος το ωριαίο φορτίο, και επιτρέπεται έτσι μια καλή εποπτεία της επίλυσης του προβλήματος της Ένταξης Μονάδων, αποκλειστικά από το αποτέλεσμα αυτό. Συγκεκριμένα, αφηφώντας τα υπόλοιπα στοιχεία, και παρατηρώντας μόνο τις τιμές αυτές, διαπιστώνεται πως το φορτίο, και επομένως το κόστος ικανοποίησής του, αυξήθηκε από το σενάριο ΣΧΦ στο ΣΥΦ. Ταυτόχρονα, μεταξύ των σεναρίων ΣΥΦ και ΣΥΦΥ, η σταθμισμένη ΟΤΣ φανερώνει την κάλυψη μεγάλου μέρους της ενέργειας από μη συμβατικές μονάδες, που έχει θεωρηθεί ότι έχουν μηδενικό κόστος. Τέλος, το πιο χαρακτηριστικό αποτέλεσμα δείχνει η διαφορά των σταθμισμένων ΟΤΣ στα σενάρια ΣΧΦ και ΣΧΦΥ, όπου διαφαίνεται η κάλυψη του φορτίου και της απαιτούμενης εφεδρείας πλήρως από ΑΠΕ (με θεωρημένο μηδενικό κόστος παραγωγής) για τις ώρες που το σύστημα λειτουργεί χωρίς καμία ενταγμένη θερμική μονάδα. Η ΟΤΣ μηδενίζεται, επίσης, όταν, ενώ υπάρχουν ενταγμένες συμβατικές μονάδες, έχει γίνει περικοπή ΑΠΕ, και επομένως η ικανοποίηση της θεωρητικής αύξησης κατά 1MW του φορτίου θα προέλθει από τις ΑΠΕ.

### 6.2.2 ΕΤΗΣΙΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗ

Στην παράγραφο αυτή γίνεται παρουσίαση των δεδομένων εισόδου του σεναρίου με χρονικό ορίζοντα 365 ημέρες και ωριαίο βήμα, ενώ ακολουθούν τα αποτελέσματα του μοντέλου και σχολιασμός αυτών.

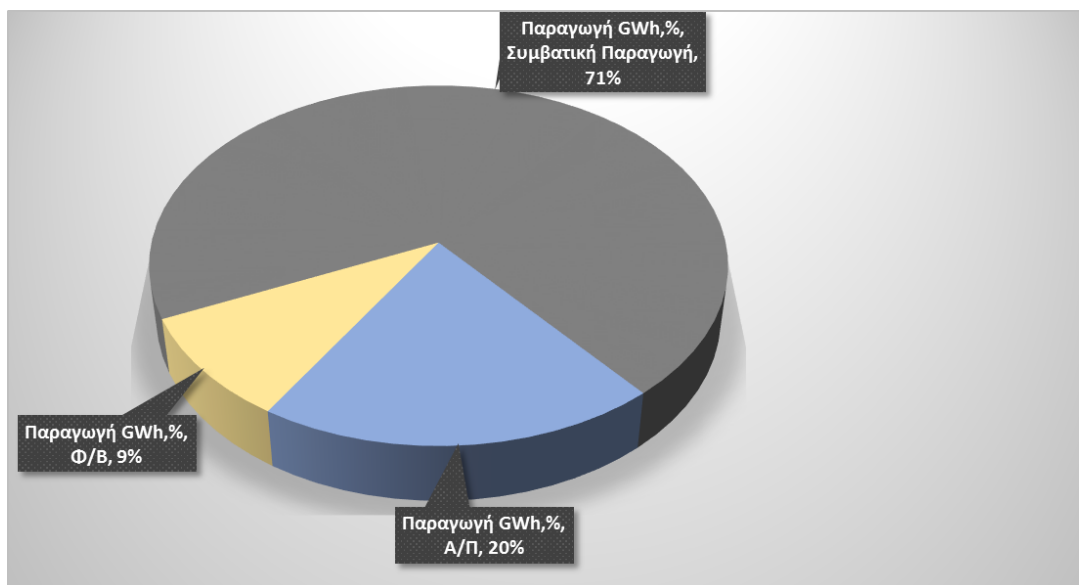
Ως προς την επίλυση του μοντέλου για την ετήσια προσομοίωση, αναφέρεται πως δεν υπήρξαν προβλήματα φυσικής μνήμης, εφόσον δεν μεγεθύνθηκε το μοντέλο, αλλά λύθηκε επαναληπτικά για τις 365 ημέρες του έτους.

Αναφορικά με τη ζήτηση φορτίου έγινε εισαγωγή των τιμών της χρονοσειράς του Διαγράμματος 5.1 και των τιμών των ανηγμένων χρονοσειρών αιολικής και φωτοβολταϊκής παραγωγής, από τα Διαγράμματα 5.2 και 5.3. Προκειμένου να επιτευχθεί αναγωγή και άμεση σύγκριση από την ημερήσια προσομοίωση στην ετήσια, θεωρήθηκε και εδώ ενιαία εγκατεστημένη Φ/Β και Α/Π ισχύς, στα 60 και 70 MW αντίστοιχα. Στο σενάριο με διείσδυση ΥΒΣ, η συνολική εγκατεστημένη ισχύς σταθμών αυτού του τύπου ισούται με 162,5 MW.

Προκειμένου η σύγκριση των αποτελεσμάτων να διατυπωθεί εύληπτα, γίνεται παρουσίαση και σχολιασμός των αποτελεσμάτων σε συγκεντρωτικό πίνακα στην ενότητα 6.2.2.3, ενώ στις επιμέρους ενότητες παρουσιάζονται κάποια γραφήματα με το σχολιασμό τους.

#### 6.2.2.1 ΕΤΗΣΙΟ ΣΕΝΑΡΙΟ ΧΩΡΙΣ ΥΒΣ (ΕΣΧΥ)

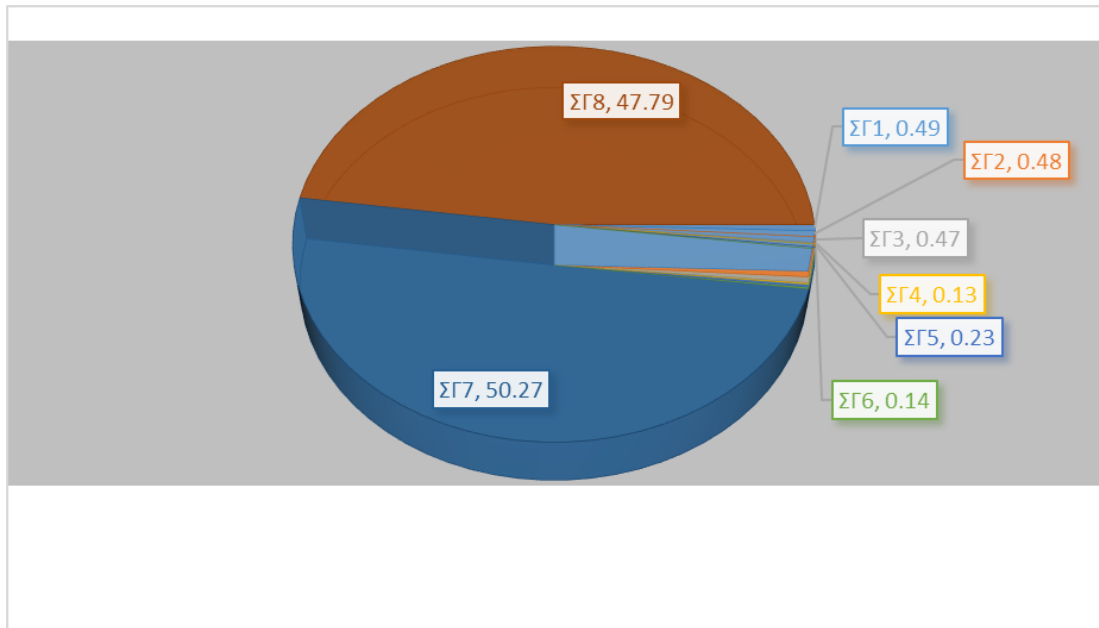
Κατά την ετήσια προσομοίωση ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζεται στην κατανομή της παραγωγής στις διάφορες τεχνολογίες. Στο σενάριο χωρίς ΥΒΣ παρατηρείται ο κυρίαρχος ρόλος των συμβατικών μονάδων με ποσοστό παραγωγής επί του φορτίου 71%, αντικατοπτρίζοντας πλήρως την ανάγκη για επίτευξη της αύξησης της διείσδυσης ΑΠΕ που συνολικά αγγίζουν το 29% του φορτίου, και δίνεται γραφικά από το Διάγραμμα 6.19. Το ετήσιο κόστος παραγωγής ανέρχεται στα 21,21 εκατ. € για τη συνολική κάλυψη φορτίου ίσου με 1.075,3GWh και τη συνολική απαίτηση εφεδρείας να είναι ίση με 145,4GWh. Ο σταθμισμένος μέσο όρος ΟΤΣ ισούται με 28,44 €/MWh.



Διάγραμμα 6.19: Διάγραμμα κατανομής παραγωγής ανά τεχνολογία στην ετήσια προσομοίωση χωρίς ΥΒΣ (ΕΣΧΥ)

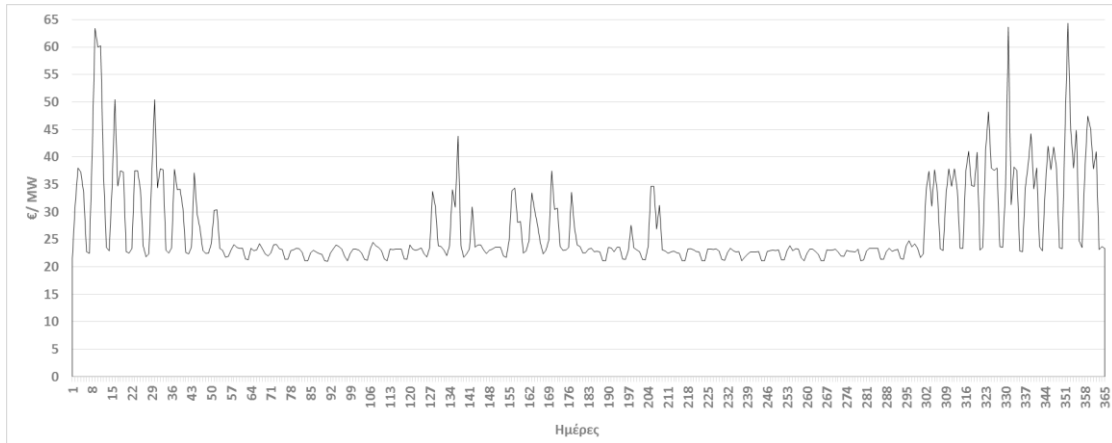


Σημείο παρατήρησης αποτελεί και το διάγραμμα πίτας (Διάγραμμα 6.20) που δείχνει τον ποσοστιαίο διαμοιρασμό παραγωγής ανά συμβατική μονάδα, παρατηρώντας πως οι οικονομικότερες μονάδες λειτούργησαν σχεδόν το μισό χρόνο έκαστος, ενώ οι πιο ακριβές μονάδες είχαν ποσοστό συμμετοχής λιγότερο του 0,5% , τηρώντας πάντα τους ελάχιστους χρόνους λειτουργίας και κράτησης. Αυτό το αποτέλεσμα καταδεικνύει την ανάγκη ύπαρξης ευέλικτων και οικονομικών μονάδων, με ορθή διαστασιολόγηση σύμφωνα με τις ανάγκες του εκάστοτε ΣΗΕ.



Διάγραμμα 6.20: Ποσοστιαία συμμετοχή συμβατικών μονάδων στην κάλυψη του ετήσιου φορτίου στο σενάριο ΕΣΧΥ.

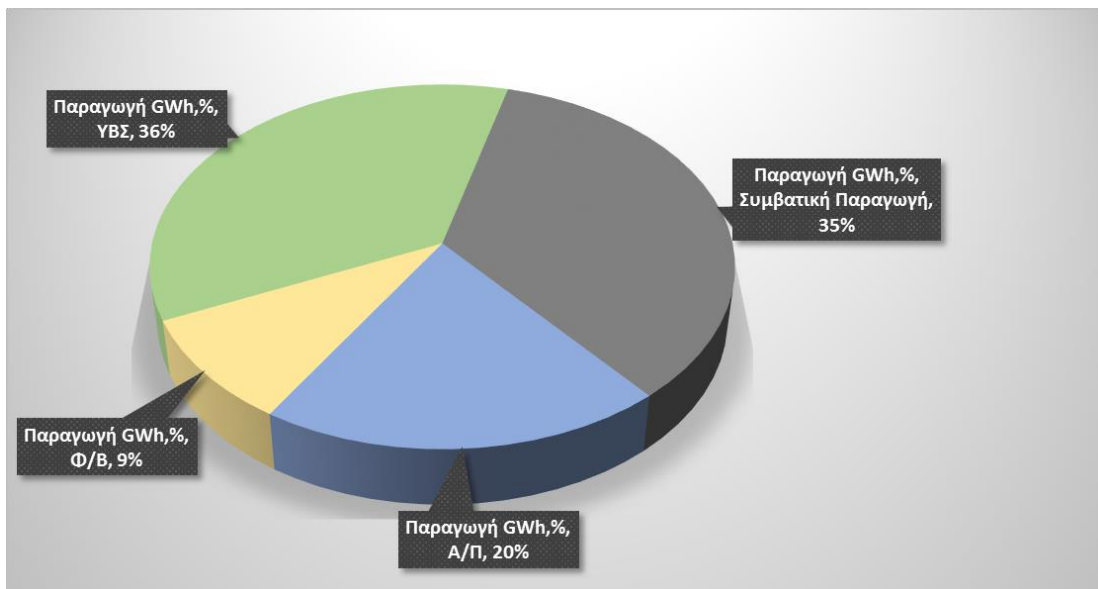
Στο παρακάτω διάγραμμα αποτυπώνεται ο κινητός μέσος όρος για περίοδο υπολογισμού 24 ωρών. Αποτελεί ένα στατιστικό δείγμα που μεταφέρει εύκολα την πληροφορία σχετικά με την ικανοποίηση της ζήτησης από συμβατικές μονάδες, έχοντας προφανώς ως δεδομένη την ετήσια καμπύλη φορτίου, και συνδυαστικά εξάγεται ένα δεύτερο συμπέρασμα σχετικά με την διείσδυση των ΑΠΕ σε κάθε Ημέρα Κατανομής. Ενώ υπάρχουν μεγάλες περίοδοι με σχεδόν σταθερά χαμηλή μέση τιμή της ΟΤΣ, υπάρχουν διαστήματα όπου η ζήτηση ή η περιορισμένη διείσδυση ΑΠΕ οδηγεί σε ένταξη συμβατικών μονάδων/βαθμίδων και επομένως αύξηση της ΟΤΣ.



Διάγραμμα 6.21: Διάγραμμα κινητού μέσου όρου ΟΤΣ στο σενάριο ΕΣΧΥ.

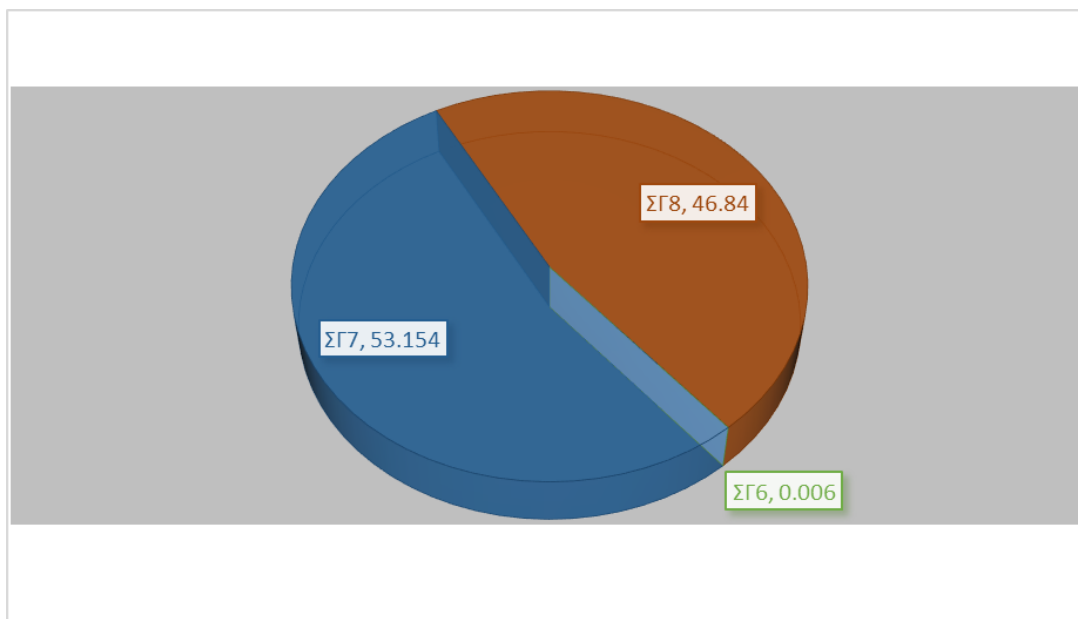
### 6.2.2.2 ΕΤΗΣΙΟ ΣΕΝΑΡΙΟ ΜΕ ΥΒΣ (ΕΣΜΥ)

Σε αντίθεση με το σενάριο ΕΣΧΥ στο Διάγραμμα 6.22 είναι έντονο το πλεονέκτημα που αποφέρουν οι ΥΒΣ στην συνολική παραγωγή, ισομοιράζοντας πλέον την παραγωγή μεταξύ ΑΠΕ και θερμικών. Συντελούν έτσι στην επίτευξη των στόχων για μείωση του κόστους στο ύψος των 11,19 εκατ. €, δηλαδή μείωση σε 47,24%, και μείωση της χρήσης ρυπογόνων μονάδων παραγωγής με συμβατικό καύσιμο σε ποσοστό 35% σε σχέση με το σενάριο απουσία ΥΒΣ. Ο σταθμισμένος μέσος όρος της ΟΤΣ στο σενάριο αυτό προκύπτει ίσος με 20,67 €/MWh, αισθητά μειωμένος συγκριτικά με εκείνον του σεναρίου χωρίς ΥΒΣ, κατά 7,77€/MWh. Αν και η εγκατεστημένη ισχύς των ΥΒΣ θεωρήθηκε αρκετά μεγάλη (στα 162,5 MW), συγκριτικά με την αιχμή των 200MW, οι κανόνες ασφαλούς λειτουργίας και τα αποτελέσματα του επόμενου Διάγραμμα 6.22 υποδεικνύουν την ανάγκη συνύπαρξης συμβατικών και πράσινων τεχνολογιών.



Διάγραμμα 6.22: Διάγραμμα κατανομής παραγωγής ανά τεχνολογία στην ετήσια προσομοίωση με ΥΒΣ (ΕΣΜΥ)

Στο σενάριο αυτό, καθώς οι ΥΒΣ ανέλαβαν την εξυπηρέτηση του φορτίου αιχμής αλλά και του ενδιάμεσου, οι μόνες μονάδες που λειτούργησαν και παρουσιάζονται στο Διάγραμμα 6.23 ήταν η ΣΓ7 με 53,15%, η ΣΓ8 με 46,84% και η ΣΓ6 με μόλις 0,006% συμμετοχή παραγωγής.



Διάγραμμα 6.23: Ποσοστιαία συμμετοχή συμβατικών μονάδων στην κάλυψη του ετήσιου φορτίου στο σενάριο ΕΣΜΥ.

Εντούτοις, παρουσιάζει ενδιαφέρον ο επόμενος Πίνακας 6.8, στον οποίο παρουσιάζονται τα ετήσια στοιχεία σχετικά με την απορρόφηση της ενέργειας από ΥΒΣ, τις περικοπές της ΔΠ, την εγγεόμενη ενέργεια ανά σταθμό αλλά και συνολικά.

Πίνακας 6.8: Πίνακας στοιχείων παραγωγής ΥΒΣ για την ετήσια προσομοίωση (ΕΣΜΥ)

	ΥΒΣ1	ΥΒΣ2	ΥΒΣ3	Σύνολο
<b>Δήλωση Παραγωγής (MWh)</b>	162.017,9	148.908,1	79.757,8	390.683,8
- <b>Εντασσόμενη Δήλωση Παραγωγής (MWh)</b>	160.753,8	148.056,9	76.343,3	385.153,9
- <b>Περικοπή Δήλωσης Παραγωγής (MWh/% της Δήλωσης Παραγωγής)</b>	1.264,1 /0,78%	851,3 /0,57%	3.414,5 /4,28%	5.529,9 /1,42%
<b>Διαθέσιμη ενέργεια ΑΠΕ (MWh)</b>	160.489,0	147.801,7	77.072,7	385.363,4
- <b>Εγγεόμενη ενέργεια ΑΠΕ (MWh)</b>	159.733,6	147.014,3	74.485,6	381.233,4

Η ΔΠ εξαρτάται από τη σταθμισμένη διαθέσιμη ενέργεια ΑΠΕ, την κατάσταση του αποθηκευτικού συστήματος και την εγκατεστημένη ισχύ του κάθε σταθμού.

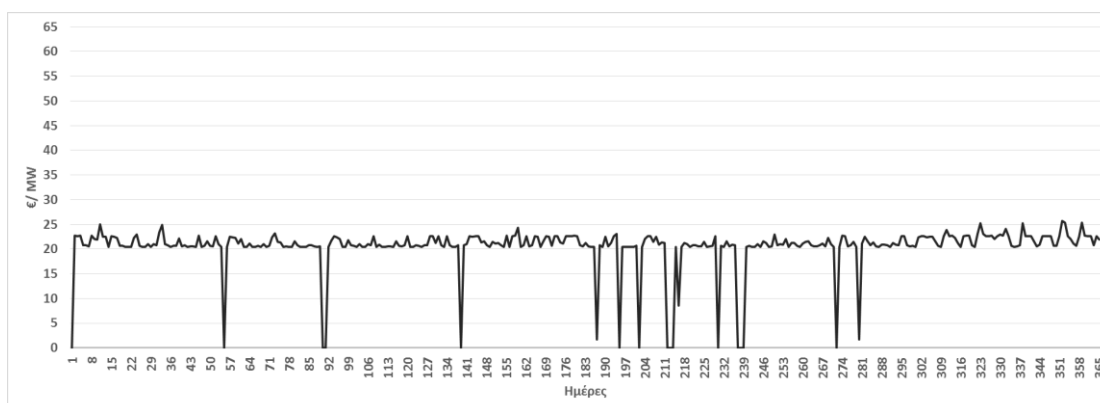
Δεδομένου ότι :

- Ο ΥΒΣ1 και ο ΥΒΣ2 διαθέτουν τη διπλάσια εγκατεστημένη ισχύ σε σχέση με τον ΥΒΣ3, και επομένως και διαφορετικό αποθηκευτικό σύστημα και

- Ο κάθε σταθμός διαθέτει διαφορετικό συνδυασμό τεχνολογίας ΑΠΕ, όπως έχει αναλυθεί στην ενότητα 5.3.3 περί της διαστασιολόγησης των ΥΒΣ,

η ΔΠ κάθε σταθμού προκύπτει να διαφέρει. Δεν έχει μοντελοποιηθεί κάποιος συγκεκριμένος τρόπος απορρόφησης ενέργειας από κάθε σταθμό, για παράδειγμα αναλογικός με την εγκατεστημένη ισχύ, και επομένως ο επιλύτης αποφασίζει με τυχαίο τρόπο την τελικά εντασσόμενη ΔΠ, πάντα όμως με γνώμονα την ελαχιστοποίηση του κόστους παραγωγής και τηρώντας όλους τους λειτουργικούς περιορισμούς. Παρατηρείται περικοπή στη ΔΠ και απόρριψη ενέργειας ΑΠΕ από ΥΒΣ και στους τρεις σταθμούς, συγκριτικά με την αρχική ΔΠ, απόρροια της πολύ μεγάλης διείσδυσης στο σύστημα. Παρ' όλ' αυτά, τα ποσοστά περικοπής είναι πολύ μικρά, γεγονός που, σε συνδυασμό με τη μείωση κόστους και συμβατικής παραγωγής, σκιαγραφεί την επιτρεπτότητα και καταλληλότητα της εγκατάστασης ΥΒΣ στα ΜΔΝ.

Στο Διάγραμμα 6.24 παρουσιάζεται ο κινητός μέσος όρος της ΟΤΣ του σεναρίου. Είναι αισθητή η μείωση της ΟΤΣ σε σύγκριση με το σενάριο ΕΣΧΥ λόγω της διείσδυσης ΥΒΣ στο σύστημα. Παρατηρείται μηδενισμός του μέσου όρου της ΟΤΣ για αρκετές ημέρες, όπως αναλύθηκε παραπάνω.



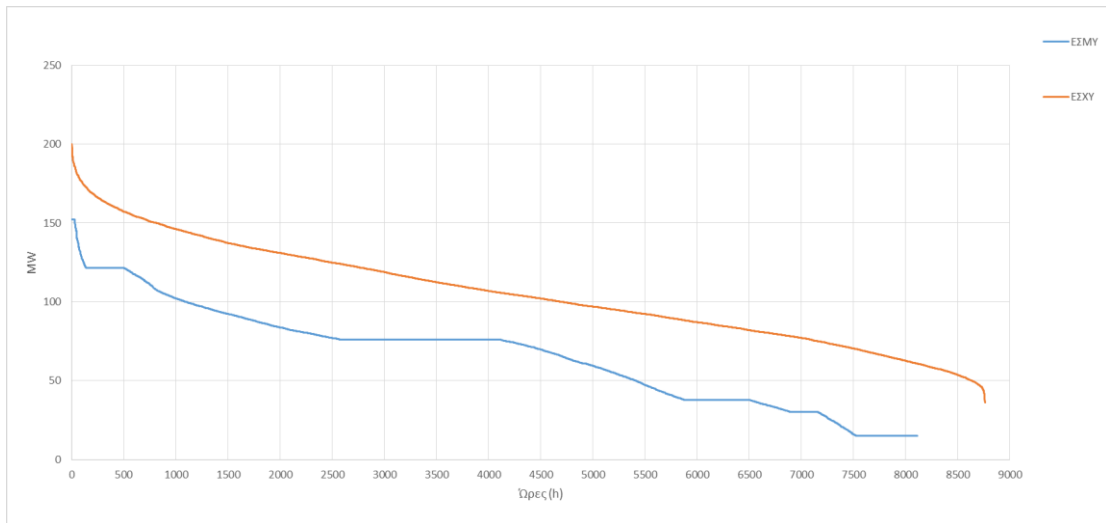
Διάγραμμα 6.24: Διάγραμμα κινητού μέσου όρου ΟΤΣ στο σενάριο ΕΣΜΥ.

### 6.2.2.3 ΣΥΓΚΕΝΤΡΩΤΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΕΤΗΣΙΑΣ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗΣ

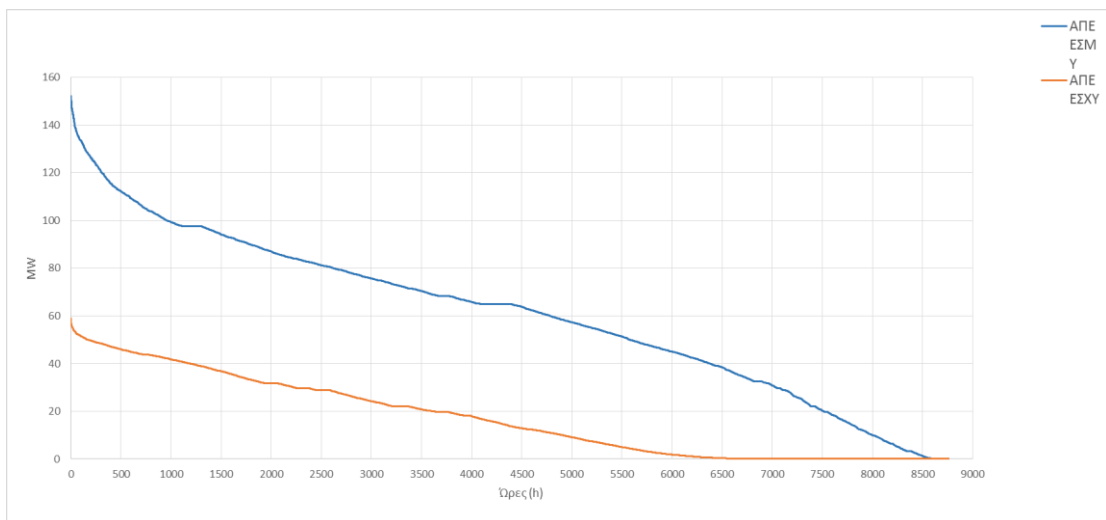
Στην παρούσα ενότητα παρουσιάζονται συγκεντρωτικά στοιχεία υπό την μορφή διαγραμμάτων και πινάκων, προς σύγκριση των αποτελεσμάτων της διείσδυσης ΥΒΣ στο σύστημα.

Αρχικά, παρουσιάζεται το Διάγραμμα 6.25 στο οποίο παρουσιάζονται οι καμπύλες διάρκειας συμβατικής παραγωγής για τα δύο σενάρια. Είναι προφανής η μείωση συμβατικής παραγωγής που προκαλείται από την ενσωμάτωση των ΥΒΣ. Το διάγραμμα αυτό, επεξηγείται παραπάνω από το συμπληρωματικό του Διάγραμμα 6.26, όπου παρουσιάζεται η παραγωγή ΑΠΕ,

συμπεριλαμβανομένων των ΥΒΣ, και όπως παρατηρείται, η καμπύλη του σεναρίου ΕΣΜΥ, είναι τώρα πάνω από την καμπύλη του ΕΣΧΥ, σε αντίθεση με τις καμπύλες συμβατικής παραγωγής.

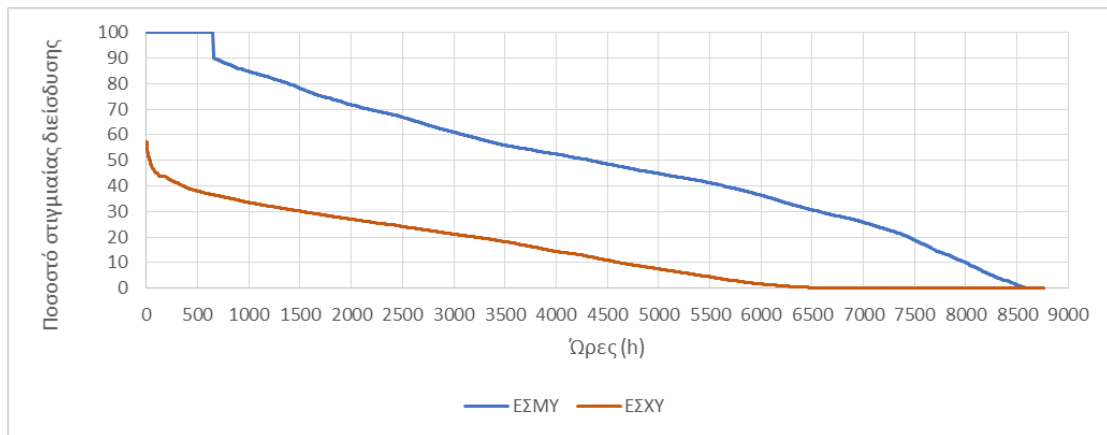


Διάγραμμα 6.25: Καμπύλη διάρκειας συμβατικής παραγωγής για τις δύο ετήσιες προσομοιώσεις.



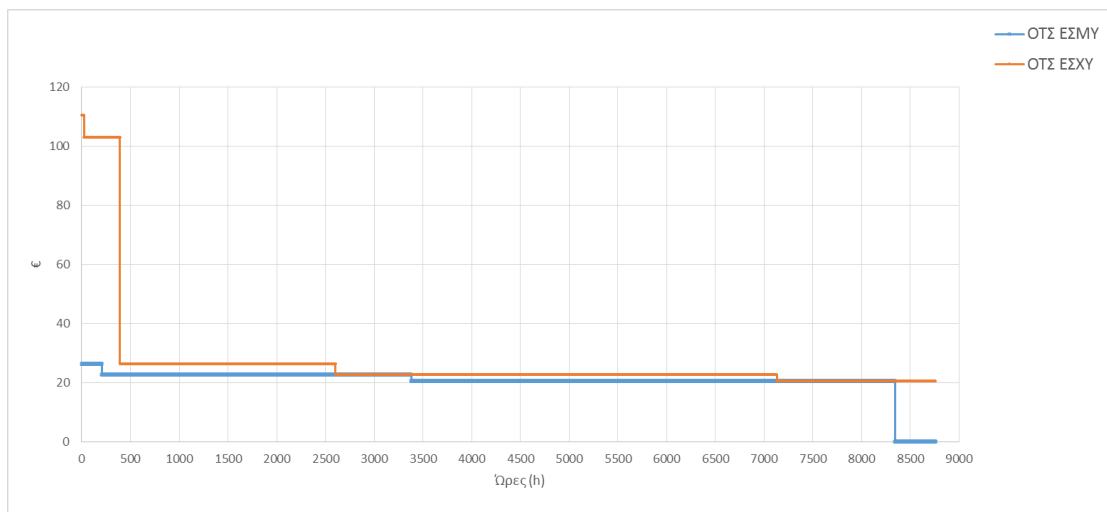
Διάγραμμα 6.26: Καμπύλη διάρκειας παραγωγής ΑΠΕ για τις δύο ετήσιες προσομοιώσεις.

Επέκταση του ανωτέρου διαγράμματος είναι η καμπύλη διάρκειας στιγμιαίας διείσδυσης ΑΠΕ ως ποσοστό επί του φορτίου, που παρουσιάζεται στο Διάγραμμα 6.27. Στο σενάριο ΕΣΜΥ παρατηρείται ένα σκαλοπάτι της διείσδυσης από το 90% στο 100% χωρίς ενδιάμεσες τιμές, υποδεικνύοντας πως η πλήρης διείσδυση ΑΠΕ επιτυγχάνεται μόνο με την απένταξη των συμβατικών μονάδων, που περιορίζουν την παραγωγή ΑΠΕ ως εκεί που επιτρέπουν τα τεχνικά ελάχιστα. Για το σενάριο χωρίς ΥΒΣ, είναι εμφανής τόσο η μείωση του ποσοστού κάλυψης του φορτίου, σε σχέση με το σενάριο παρουσία ΥΒΣ, αλλά και ο μηδενισμός της παραγωγής μετά τα μέσα της καμπύλης.



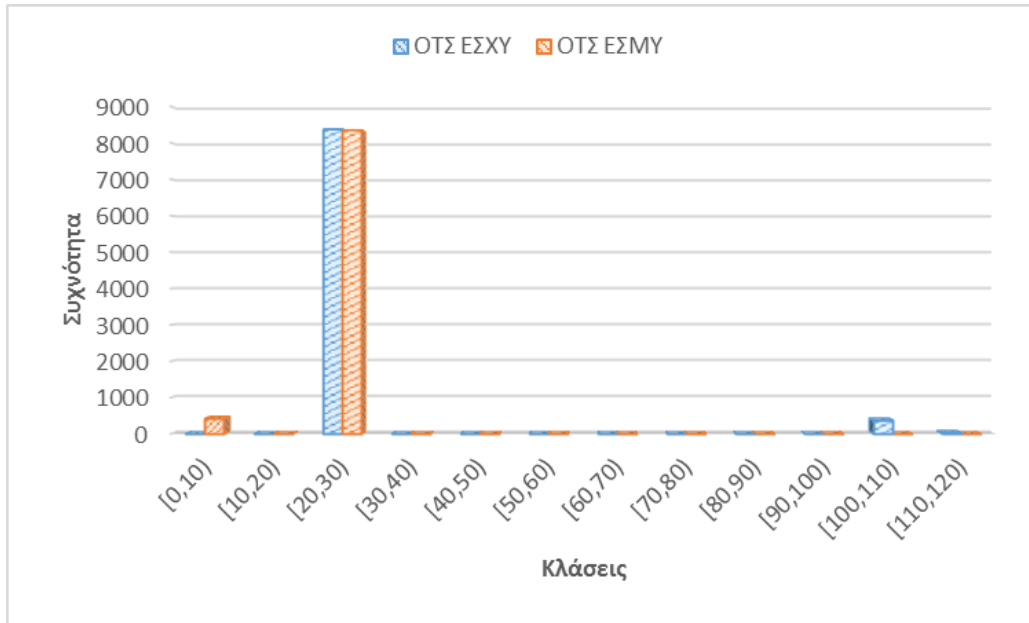
Διάγραμμα 6.27: Καμπύλη διάρκειας ποσοστιαίας στιγμιαίας διείσδυσης ΑΠΕ επί του φορτίου για τα σενάρια ΕΣΜΥ και ΕΣΧΥ.

Το Διάγραμμα 6.28 παρουσιάζει τις καμπύλες διάρκειας ΟΤΣ, όπου γίνεται οφθαλμοφανής πλέον η μείωση που προσφέρει η διείσδυση των ΥΒΣ στην ΟΤΣ και εν γένει στο κόστος παραγωγής. Παρατηρούνται επίσης κάποιες ώρες με μηδενική ΟΤΣ στο σενάριο ΕΣΜΥ, απόρροια της θεώρησης μηδενικού κόστους ΑΠΕ, καθώς είτε καλύπτεται προσωρινά το φορτίο και η εφεδρεία από ΑΠΕ, είτε υπάρχουν ενταγμένες συμβατικές μονάδες, αλλά ταυτόχρονα η παραγωγή ΑΠΕ έχει υποστεί περικοπή, και επομένως, σύμφωνα με την σημασία της ΟΤΣ, η τιμή κάλυψης της ενδεχόμενης αύξησης του φορτίου κατά 1MW θα είναι μηδενική.



Διάγραμμα 6.28: Καμπύλη διάρκειας ΟΤΣ για τις δύο ετήσιες προσομοιώσεις.

Προς περαιτέρω επεξήγηση κατασκευάστηκε το κοινό ιστόγραμμα συχνοτήτων για τα δύο σενάρια. Προκειμένου αυτό να καταστεί εφικτό, δημιουργήθηκαν 12 κλάσεις, εύρους 10MW η κάθε μία, και ακολούθησε η απαρίθμηση της συχνότητας εμφάνισης των ΟΤΣ στις κλάσεις αυτές. Στο Διάγραμμα 6.29, παρουσιάζεται στον οριζόντιο άξονα οι κλάσεις και στον κάθετο η συχνότητα εμφάνισης. Χαρακτηριστικό είναι η πολύ συχνή εμφάνιση στην τρίτη κλάση και για τα δύο σενάρια. Επίσης, η παρουσία των ΥΒΣ στο ΗΣ οδηγεί στην εμφάνιση χαμηλότερων τιμών ΟΤΣ με υψηλότερη συχνότητα και στην πλήρη απάλειψη της υψηλής ΟΤΣ.



Διάγραμμα 6.29: Ιστόγραμμα συχνοτήτων τιμών OTS για τα σενάρια ΕΣΧΥ και ΕΣΜΥ.

Παρουσιάζεται εδώ ο πίνακας με τα συγκεντρωτικά στοιχεία για τα δύο ετήσια σενάρια, και ακολουθεί ο σχολιασμός των αποτελεσμάτων.

Πίνακας 6.9: Συγκεντρωτικός πίνακας στοιχείων αποτελεσμάτων σεναρίων σε ετήσιο επίπεδο.

	Σενάριο ΕΣΧΥ	Σενάριο ΕΣΜΥ
<b>Συνολικό Φορτίο (GWh )</b>	1.075	1.075
<b>Συνολική συμβατική παραγωγή (GWh/%)</b>	759 (70,6%)	374 (34,8%)
<b>Ενέργεια ΑΠΕ επί του φορτίου (GWh/%)</b>	316 (14,0%)	701 (49,8%)
- <b>Φ/Β παραγωγή (GWh/%)</b>	101 (9,4%)	101 (9,4%)
- <b>Εγγεόμενη Α/Π (GWh/%)</b>	215 (20,0%)	215 (20,0%)
<b>Συνολική παραγωγή ΥΒΣ (GWh)</b>	-	385
- <b>Διαθέσιμη Α/Π (GWh)</b>	218	218
- <b>Απορριπτόμενη Α/Π (%επί της πρωτογενώς διαθέσιμης)</b>	1,49	1,3
<b>Συντελεστής χρησιμοποίησης Α/Π</b>	35,05	35,11
<b>ΑΩΛ Α/Π</b>	6.341,1	6.345,1
<b>Ώρες λειτουργίας συμβατικών μονάδων παραγωγής</b>	22.606	14.229
<b>Πλήθος εκκινήσεων συμβατικών μονάδων παραγωγής</b>	955	507
<b>Απαίτηση στρεφόμενης εφεδρείας (GWh)</b>	145	145
- <b>Σε ποσοστό 10% επί του φορτίου (GWh)</b>	108	108
- <b>Μη εγγυημένη παραγωγή ΑΠΕ (GWh)</b>	91	91
<b>Τηρούμενη στρεφόμενη εφεδρεία από ΥΒΣ (GWh)</b>	-	27
<b>Τηρούμενη στρεφόμενη εφεδρεία από συμβατικές μονάδες (GWh)</b>	225	198
<b>Συνολικό κόστος παραγωγής (εκατ. €)</b>	21,2	11,2
<b>Σταθμισμένος μέσος όρος ΟΤΣ (€/MWh)</b>	28,44	20,67

Η κάλυψη του φορτίου από συμβατικές μονάδες είναι το πρώτο και κυριότερο πλεονέκτημα που επέφερε η διείσδυση των ΥΒΣ στο σύστημα. Μείωση της συμμετοχής των θερμικών κατά 35,81% επί της κάλυψης του φορτίου, είναι παραπάνω από θεμιτή. Την μεγάλη αύξηση στην ικανοποίηση της ζήτησης από ΑΠΕ ενίσχυσαν σημαντικά οι ΥΒΣ, καθώς η μη ελεγχόμενη φωβολταϊκή παραγωγή παρέμεινε σταθερή, αλλά και η αιολική παραγωγή παρέμεινε σχετικά σταθερή. Στιγμιαία επιτεύχθηκε η πλήρης απένταξη των συμβατικών μονάδων, μηδενίζοντας το κόστος και την ΟΤΣ, με τη διείσδυση ΑΠΕ να ικανοποιεί αυτούσια τις απαιτήσεις του συστήματος.

Σχετικά με την αιολική παραγωγή, στις ετήσιες προσομοιώσεις αποκτάται πλήρης εικόνα σχετικά με τη συνεισφορά τους. Παρατηρείται μικρή περικοπή της διαθέσιμης αιολικής ενέργειας λόγω των περιορισμών (δυναμικός περιορισμός, περιορισμός τεχνικών ελαχίστων), με αποτέλεσμα την μικρή μείωση του αρχικού συντελεστή χρησιμοποίησης (capacity factor) από 35,58% σε 35,05% για το σενάριο χωρίς ΥΒΣ και 35,11% για το σενάριο με ΥΒΣ. Επίσης,



βάσει της συνολικής Α/Π και των περιορισμών, υπολογίζονται οι ΑΩΛ<sup>2</sup> που αντιστοιχούν σε κάθε σενάριο. Η αρκετά υψηλή τιμή των ΑΩΛ επισημαίνει πως το αυτόνομο σύστημα που εξετάζεται έχει περιθώριο απορρόφησης ενέργειας από αιολική παραγωγή, επομένως υπάρχει δυνατότητα για εγκατάσταση περισσότερων αιολικών πάρκων.

Αναφορικά με τις ώρες λειτουργίας και τις εκκινήσεις των συμβατικών μονάδων, είναι εμφανής η διαφορά μεταξύ των δύο σεναρίων, καθώς στο ΕΣΧΥ χρειάστηκε πολύ μεγαλύτερη συμμετοχή των συμβατικών στην παραγωγή για την ικανοποίηση του φορτίου, που σημαίνει εκκινήσεις μονάδων.

Η επιλογή του συγκεκριμένου τύπου εφεδρείας κατά τα ετήσια σενάρια αποδεικνύεται αρκετά εύστοχη επιλογή, καθώς προσφέρεται μεγαλύτερη αξιοπιστία στο σύστημα σε σχέση με την τήρηση ενός από τους δύο τύπους που συνδυάστηκαν. Επίσης, αναμένεται ως επακόλουθο των προσομοιώσεων που πραγματοποιήθηκαν για την εξοικονόμηση ενέργειας, και άρα και κόστους, που προσφέρει η επιλογή αυτή, συγκριτικά με την τήρηση του αθροίσματος του ποσοστού του φορτίου και της μη εγγυημένης παραγωγής ΑΠΕ.

Σε κάθε περίπτωση όμως, η τήρηση της εφεδρείας ικανοποιείται και με περίσσεια ποσότητα από την απαίτηση. Η συμμετοχή των ΥΒΣ στη μείωση της τήρησης εφεδρείας από τις συμβατικές μονάδες ανέρχεται σε 13,6%, επί της ολικής τηρούμενης εφεδρείας.

Το συνολικό κόστος στο σενάριο παρουσία των ΥΒΣ είναι 47,17% μειωμένο, συγκριτικά με την περίπτωση μηδενικής διείσδυσης ΥΒΣ. Ο τελικός στόχος μείωσης του κόστους της συμβατικής παραγωγής, έχει επιτευχθεί. Ένα καλό μέτρο σύγκρισης των δύο σεναρίων είναι, όπως έχει αναφερθεί και πρωτύτερα, ο σταθμισμένος μέσος όρος ΟΤΣ, όπου ακόμα και από τον κινητό μέσο όρο που παρουσιάστηκε στο Διάγραμμα 6.21 και στο Διάγραμμα 6.24, είναι προφανή τα θετικά αποτελέσματα των ΥΒΣ, καθώς μειώνεται περίπου κατά 7,77€/MWh.

---

<sup>2</sup> Οι ΑΩΛ υπολογίζονται από το λόγο της ετήσιας εγγεόμενης αιολικής παραγωγής, προς την θεωρητική μέγιστη ετήσια παραγωγή. Η θεωρητική μέγιστη ετήσια παραγωγή λογίζεται ως η σταθερή και ίση με την ονομαστική ισχύ, παραγωγή της ανεμογεννήτριας για όλη τη διάρκεια ενός έτους.



## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7

### ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

#### 7.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Στο παρόν κεφάλαιο γίνεται μια ανασκόπηση του μοντέλου επίλυσης που παρουσιάζεται στην παρούσα εργασία, περιγραφή των σεναρίων που μοντελοποιούνται και τα βασικά συμπεράσματα που εξάγονται. Τέλος, γίνεται αναφορά σε πιθανές επεκτάσεις με στόχο τον εμπλουτισμό και την βελτίωση του μοντέλου, ώστε να προσομοιώνονται περισσότερο ρεαλιστικά σενάρια.

#### 7.2 ΑΝΑΣΚΟΠΗΣΗ

Στην εργασία υλοποιείται ένα μοντέλο επίλυσης του προβλήματος της Ένταξης Μονάδων, σε συνθήκες αυτόνομου μη διασυνδεδεμένου νησιωτικού συστήματος, θεωρώντας σύστημα ενός ζυγού με συγκεκριμένες χρονοσειρές ανηγμένης ζήτησης φορτίου με αιχμή τα 200MW, αιολικής και φωτοβολταϊκής πρόβλεψης παραγωγής, με εγκατεστημένη ισχύ 70MW και 60MW αντίστοιχα. Το σύνολο των θερμικών εγκατεστημένων μονάδων είναι περίπου στα 240MW. Καίριο σημείο στο οποίο δίνεται έμφαση σε όλο το μήκος της εργασίας είναι η ενσωμάτωση ΥΒΣ στο πρόβλημα της ένταξης. Κατά την υλοποίηση, λαμβάνεται μέριμνα ώστε να τηρούνται όλοι οι περιορισμοί της ασφαλούς λειτουργίας του συστήματος, με γνώμονα την οικονομικότερη λειτουργία του. Χαρακτηριστικοί περιορισμοί είναι η ικανοποίηση του ενεργειακού ισοζυγίου, η τήρηση της απαιτούμενης στρεφόμενης εφεδρείας, τα όρια λειτουργίας των θερμικών μονάδων, οι διαχρονικοί περιορισμοί λειτουργίας/κράτησης, οι περιορισμοί που επιβάλλονται από τον Κώδικα ΜΔΝ σχετικά με την ένταξη των ΥΒΣ.

Στα σενάρια που μελετώνται, γίνεται απόπειρα ανάδειξης της επίπτωσης της ενσωμάτωσης των ΥΒΣ σε ακραίες συνθήκες λειτουργίας του αυτόνομου ΜΔΝ. Προκειμένου να επιτευχθεί αυτό, εξετάζονται αναλυτικά τα βασικά σενάρια για την κατάσταση λειτουργίας των ΜΔΝ χωρίς την ύπαρξη ΥΒΣ, σε συνθήκες υψηλής και χαμηλής ζήτησης. Με τα αποτελέσματα αυτού του βασικού σεναρίου συγκρίνονται τα αντίστοιχα, της διείσδυσης των ΥΒΣ στην παραγωγή. Για την αντικειμενικότητα των αποτελεσμάτων θεωρείται, για κάθε σενάριο φορτίου, σταθερή και ενιαία εγκατεστημένη ισχύς, ζήτηση και χρονοσειρά παραγωγής ΑΠΕ, εξαρτώμενη μόνο από την επιλεγόμενη ημέρα εξέτασης.

Έπειτα, γίνεται επέκταση της ημερήσιας προσομοίωσης σε ετήσια, μέσω της επαναληπτικής επίλυσης του προβλήματος, αφού όμως προηγηθεί η απαραίτητη επικαιροποίηση των στοιχείων, όπως η κατάσταση του συστήματος αποθήκευσης των ΥΒΣ μετά από κάθε Ημέρα Κατανομής. Ο ορίζοντας επίλυσης αποτελεί παράμετρο εισόδου, με την προϋπόθεση της εισαγωγής των δεδομένων εισόδου που απαιτούνται.

### 7.3 ΒΑΣΙΚΑ ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Στο Κεφάλαιο 6 γίνεται η παρουσίαση των αποτελεσμάτων των σεναρίων που εξετάστηκαν για ένα αυτόνομο ηλεκτρικό σύστημα, όπως ένα ΜΔΝ, από το μοντέλο και ο σχολιασμός αυτών. Ο χρονικός ορίζοντας των σεναρίων επιλέχθηκε αρχικά να είναι ημερήσιος ώστε να παρατηρηθούν στοιχεία όπως η τήρηση των περιορισμών (για παράδειγμα διαχρονικοί), και έπειτα ετήσιος με σκοπό να είναι εφικτή και εύληπτη η παρατήρηση στοιχείων που αφορούν ένα ημερολογιακό έτος, όπως για παράδειγμα ο συντελεστής χρησιμοποίησης της αιολικής παραγωγής. Τα κυριότερα συμπεράσματα που εξάγονται είναι:

- Η τεχνολογία των ΥΒΣ είναι ικανή να επιτύχει μεγάλα ποσοστά διείσδυσης, όπου σε συνδυασμό με τις ήδη υπάρχουσες εγκατεστημένες ΑΠΕ είναι δυνατόν να επιτύχουν αξιόλογη μείωση κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, μέσω του περιορισμού της συμβατικής παραγωγής,
- Η διείσδυση ΥΒΣ οδηγεί στην περιστασιακή απένταξη των θερμικών μονάδων, όταν αυτό είναι εφικτό από τις απαιτήσεις ασφαλούς λειτουργίας του συστήματος, αποφέροντας δραματική μείωση και στην ΟΤΣ, όπου σε κάποιες περιπτώσεις φτάνει στο μηδενισμό,
- Η απένταξη των συμβατικών μονάδων επιφέρει και την πιθανότητα μεγαλύτερης διείσδυσης, εφόσον αφαιρείται από τον περιορισμό τεχνικών ελαχίστων η ποσότητα των ΤΕ των θερμικών,
- Η πολύ μεγάλη εγκατεστημένη ισχύς των ΥΒΣ, όμως, ενδέχεται να οδηγήσει σε περικοπή, έστω και μικρή, της Δήλωσης Παραγωγής, και η απορριπτόμενη ενέργεια από τη ΔΠ μπορεί είτε να χρησιμοποιηθεί για την φόρτιση των αποθηκευτικών συστημάτων, είτε να απορριφθεί,
- Η μη ελεγχόμενη φωτοβολταϊκή παραγωγή, σε συνθήκες μεγάλης εγκατεστημένης ισχύος είναι ικανή να οδηγήσει σε απόρριψη ενέργειας άλλων τεχνολογιών ΑΠΕ, ή χειρότερα στην παροδική υποφόρτιση των συμβατικών μονάδων, επιφέροντας κόστη ποινών (στα σενάρια που εξετάστηκαν, δεν παρουσιάστηκε αυτό το ακραίο φαινόμενο),
- Τέλος, από τις ώρες λειτουργίας των συμβατικών μονάδων, γίνεται εμφανές πως στα αυτόνομα συστήματα προτιμώνται οι περισσότερο ευέλικτες μονάδες με τα χαμηλότερα κόστη παραγωγής και τις υψηλές ικανότητες παραγωγής, καθώς ως επί το πλείστον καλύπτουν φορτίο βάσης.

### 7.4 ΕΠΕΚΤΑΣΗ ΚΑΙ ΕΞΕΛΙΞΗ ΤΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ

Όπως φαίνεται στο Κεφάλαιο 6, τα σενάρια προς μελέτη πολλαπλασιάζονται με κάθε τροποποίηση ενός δεδομένου εισόδου. Αν και η μελέτη προσομοιώσεων με πολλές διαφοροποιήσεις παραμέτρων ανά σενάριο παρουσιάζει μεγάλο ενδιαφέρον, η εξαγωγή των συμπερασμάτων τέτοιων περιπτώσεων είναι μια χρονοβόρα διαδικασία και προτείνεται για μελέτη σε πιθανές επεκτάσεις της παρούσας εργασίας. Σχετικά με την εξέλιξη της εργασίας, άλλα κρίσιμα σενάρια προς εξέταση, τα οποία θα προσφέρουν ακόμα περισσότερη πληροφορία σχετικά με τη λειτουργία των ΥΒΣ στα ΜΔΝ, αναφέρονται παρακάτω.

Τέτοια σενάρια αποτελούν οι διάφορες περιπτώσεις απαίτησης εφεδρείας, όπως για παράδειγμα η απαίτηση τήρησης του συνόλου της μη εγγυημένης παραγωγής ΑΠΕ, του ποσοστού επί του φορτίου, της στρεφόμενης εφεδρείας (N-1), και πιθανούς συνδυασμούς αυτών. Σενάρια αυτού του τύπου αναδεικνύουν την ανάγκη κατάλληλης επιλογής εφεδρείας, αφού για παράδειγμα η εφεδρεία (N-1) ενδείκνυται για το Διασυνδεδεμένο Σύστημα, θα

προκαλούσε όμως μεγάλη αύξηση στο κόστος λειτουργίας ενός μικρού αυτόνομου συστήματος. Αν αναλογιστεί κανείς πως οι μονάδες ενός ΜΔΝ είναι λιγοστές, η τήρηση εφεδρείας ίσης με την ισχύ της μεγαλύτερης ενταγμένης μονάδας του συστήματος, προσθέτει σημαντικό κόστος στη λειτουργία των υπολοίπων. Σε κάθε περίπτωση, η βέλτιστη επιλογή τήρησης εφεδρείας είναι η χρυσή τομή μεταξύ της ευστάθειας του συστήματος και της επιλογής ευέλικτων και οικονομικών μονάδων.

Συνδυαστικά με το παραπάνω, μπορεί να γίνει μελέτη διερεύνησης της ορθής διαστασιολόγησης για τους ΥΒΣ στα ΜΔΝ ώστε να μεγιστοποιούνται τα οφέλη τους και για την πλευρά του Διαχειριστή, και το αποτύπωμα του στην κοινωνική ευημερία, αλλά και για τον παραγωγό-επενδυτή με τη μεγιστοποίηση του κέρδους.

Ακόμη θα μπορούσε να ενσωματωθεί και η πλήρης εσωτερική λειτουργία των ΥΒΣ στο μοντέλο, που στην παρούσα εργασία γίνεται υπολογισμός μόνο των απαραίτητων στοιχείων για την ΔΠ, εφόσον δύναται να επηρεάσει καθοριστικά τα αποτελέσματα επίλυσης του προβλήματος της Ένταξης Μονάδων. Επίσης, στο μοντέλο δεν έχει εξεταστεί η δυνατότητα του ΥΒΣ να ικανοποιεί συνεχώς την Εντολή Κατανομής, ή με τι πιθανές αποκλίσεις, και έχει θεωρηθεί πως κάθε στιγμή είναι σε ικανή κατάσταση να παράσχει το σύνολο της Εγγυημένης Ισχύος.

Μια άλλη επέκταση του μοντέλου θα μπορούσε να είναι ο συνυπολογισμός περισσότερων παραμέτρων στον τρόπο λειτουργίας των συμβατικών μονάδων. Τέτοιοι περιορισμοί θα μπορούσαν να αποτελέσουν οι ανώτατοι και κατώτατοι ρυθμοί ανόδου/καθόδου και τα κόστη έναυσης και σβέσης που εδώ έχουν αγνοηθεί. Ταυτόχρονα, μπορεί να συνυπολογιστεί η κατάσταση στην οποία βρίσκεται η μονάδα που πρόκειται να ενταχθεί, ώστε το κόστος εκκίνησής της να είναι αντίστοιχο (ψυχρή – θερμή εκκίνηση) που έχει ιδιαίτερη σημασία, καθώς σ' αυτό έχει ήδη προστεθεί το κόστος συγχρονισμού, αποσυγχρονισμού και παραμονής στο ενδιάμεσο φορτίο.

Τέλος, μια από τις σημαντικότερες επεκτάσεις του μοντέλου θα μπορούσε να αποτελέσει η μοντελοποίηση του συστήματος μεταφοράς του υπό μελέτη ηλεκτρικού συστήματος μέσω των εξισώσεων της DC ροής φορτίου, δηλαδή να οριστούν οι 24 ζυγοί του μοντέλου της IEEE και να συνυπολογίζονται στους –ανά κόμβο πλέον– περιορισμούς ενεργειακού ισοζυγίου οι ροές στις γραμμές μεταφοράς. Ένα τέτοιο μοντέλο θα μπορούσε να οδηγήσει στην εξαγωγή αποτελεσμάτων που προσεγγίζουν σε μεγαλύτερο βαθμό την πραγματική λειτουργία του ηλεκτρικού συστήματος, καθώς συνυπολογίζει την ικανότητα μεταφοράς των γραμμών.