



**ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ ΚΡΗΤΗΣ  
ΣΧΟΛΗ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΚΑΙ ΔΙΟΙΚΗΣΗΣ**

**ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ**

**Λειτουργία Υβριδικών Σταθμών στο Αυτόνομο Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας  
της Κρήτης**

**ΟΝΟΜΑ: ΜΑΥΡΑΚΗΣ ΓΕΩΡΓΙΟΣ**

**ΑΜ: 2012010065**

**Χανιά, 2018**

## Πίνακας περιεχομένων

Συντομογραφίες .....	4
Περίληψη.....	5
Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας .....	6
1.1 Ορισμός.....	6
1.2 Μορφές ΑΠΕ .....	6
1.3 Πλεονεκτήματα των ΑΠΕ .....	9
1.4 Αιολικά Πάρκα .....	10
1.5 Εισαγωγή των ΑΠΕ στην καθημερινότητα μας.....	14
1.6 Σκοπός Εργασίας.....	16
1.7 Δομή Εργασίας.....	17
Αποθήκευση Ενέργειας.....	19
2.1 Γενικά .....	19
2.2 Συστήματα Αποθήκευσης Ενέργειας .....	20
2.2.1 Μπαταρίες.....	21
2.2.2 Σφόνδυλοι .....	21
2.2.3 Αποθήκευση συμπιεσμένου αέρα .....	22
2.2.4 Υπεραγωγίμα Πηνία .....	22
2.2.6 Κυψέλες καυσίμου .....	23
2.3 Λειτουργία και πλεονεκτήματα .....	23
Συστήματα Αντλησιοταμίευσης .....	26
3.1 Γενικά .....	26
3.2 Μονάδες Βάσης και Αποθήκευσης.....	27
3.3 Αναστρέψιμα υδροηλεκτρικά.....	27
3.3.1 Ταμιευτήρες .....	28
3.3.2 Υδροηλεκτρικός Σταθμός .....	29
3.3.3 Σύστημα αντλιών.....	31
3.4 Κύριες καταστάσεις λειτουργίας Υβριδικών Σταθμών. ....	31
Νομοθεσία.....	34
4.1 Δηλώσεις που γίνονται από τον ΥΒΣ .....	36
4.1.1 Δήλωση Παραγωγής.....	36

4.1.2 Δήλωση Φορτίου.....	36
4.2 Χρονοδιάγραμμα .....	37
4.3 Υποχρεώσεις Διαχειριστή ΜΔΝ .....	37
4.4 Υποχρεώσεις Παραγωγού ΥΒΣ.....	38
4.5 Βήματα υλοποίησης των παραπάνω κανόνων.....	38
4.6 Κανόνες Ένταξης και Λειτουργίας .....	39
4.7 Τιμολόγηση .....	40
5.1 Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας Γενικά .....	43
5.2 Μη διασυνδεδεμένα δίκτυα.....	44
ΣΗΕ ΚΡΗΤΗΣ.....	48
6.1 Δημογραφικά & Γεωμορφολογικά χαρακτηριστικά.....	48
6.2 Χαρακτηριστικά ΣΗΕ Κρήτης.....	49
6.3 Σταθμοί Κρήτης.....	51
6.4 Κόστος.....	53
6.5 ΑΠΕ ΣΤΗΝ ΚΡΗΤΗ .....	57
Περιγραφή Κώδικα.....	60
7.1 Α' Μέρος .....	60
7.2 Μοντελοποίηση ΥΒΣ στο αυτόνομο ΣΗΕ της Κρήτης.....	65
Αποτελέσματα, συμπεράσματα και σχολιασμός.....	71
Χρηματοοικονομική Ανάλυση.....	81
9.1 Οικονομικά Κριτήρια .....	81
9.2 Χρηματοοικονομική Ανάλυσης της Επένδυσης.....	83
Συμπεράσματα .....	86
Βιβλιογραφία .....	88

## Συντομογραφίες

Α.Π.Ε. : Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

Μ.Δ.Ν.: Μη Διασυνδεδεμένο Νησί

ΥΒΣ: Υβριδικός Σταθμός

Ρ.Α.Ε.: Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας

Σ.Η.Ε.: Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας

Δ.Ε.Η. : Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού

Κ.Π.Α.: Καθαρή Παρούσα Αξία

Α/Π: Αιολικά Πάρκα

Α.Η.Σ.: Ατμοηλεκτρικός Σταθμός

Α/Γ: Ανεμογεννήτριες

ΔΕΔΔΗΕ: Διαχειριστής Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας

ΚΗΕΠ: Κυλιόμενος Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός

## Περίληψη

Η συνεχόμενη αύξηση της απαιτούμενης ηλεκτρικής ενέργειας για την κάλυψη των αναγκών, έχει ως αποτέλεσμα την μείωση των αποθεμάτων συμβατικών καυσίμων σε μεγάλο ποσοστό. Για τον λόγο αυτόν τις τελευταίες δεκαετίες γίνεται παγκόσμια προσπάθεια για την ένταξη όσο το δυνατόν μεγαλύτερου ποσοστού των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στα εκάστοτε συστήματα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Η εξέλιξη της τεχνολογίας και η παγκόσμια ενασχόληση με την περίπτωση των ΑΠΕ, έχει αποδώσει καρπούς καθώς το ποσοστό εκμετάλλευσης των ΑΠΕ σε παγκόσμια κλίμακα έχει αυξηθεί σημαντικά. Ιδιαίτερη περίπτωση, αποτελούν τα μη διασυνδεδεμένα συστήματα, στα οποία δημιουργούνται περιορισμοί ως προς το ποσοστό της παραγόμενης ενέργειας από τις ΑΠΕ, με αποτέλεσμα μεγάλο ποσοστό αυτής να παραμένει ανεκμετάλλευτη. Το πρόβλημα αυτό γίνεται αντιληπτό, σε μεγάλο βαθμό, στην Ελλάδα, καθώς περιλαμβάνει πολλά μη διασυνδεδεμένα δίκτυα, και συγχρόνως το αιολικό και ηλιακό δυναμικό που εμφανίζεται σε ετήσια βάση είναι μεγάλο.

Στην παρούσα εργασία, έγινε προσομοίωση του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας της Κρήτης, με βάση στοιχεία της ΔΕΗ, σε προγραμματιστικό περιβάλλον Matlab, με αλγόριθμο ελαχιστοποίησης του κόστους λαμβάνοντας υπόψη τους περιορισμούς ευστάθειας του συστήματος. Σε επόμενο βήμα, εντάχθηκε στο σύστημα υβριδικός σταθμός ενέργειας, ο οποίος χρησιμοποίησε ποσοστό αιολικού δυναμικού για την μείωση της παραγωγής ενέργειας από τις συμβατικές μονάδες του νησιού. Τα αποτελέσματα για το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας της Κρήτης με και χωρίς υβριδικό σταθμό παρουσιάζονται και σχολιάζονται.

# 1

## Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

### 1.1 Ορισμός

Όταν γίνεται αναφορά σε ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, αναφερόμαστε σε μορφές ενέργειας, οι οποίες, για την λειτουργία τους, δεν χρησιμοποιούν κάποιο ορυκτό καύσιμο για την παραγωγή τους. Αντίθετα, βρίσκονται στην φύση πρακτικά ανεξάντλητες. Σε αντίθεση με τα ορυκτά καύσιμα δεν αφήνουν κατάλοιπα βλαβερά για το περιβάλλον. Οι κυριότερες ανανεώσιμες πηγές ενέργειας είναι:

- Αιολική
- Ηλιακή
- Μικρά υδροηλεκτρικά
- Ενέργεια θαλάσσιων κυμάτων
- Η γεωθερμική ενέργεια
- Βιομάζα
- Κυψέλες καυσίμου

Οι Α.Π.Ε. αποτελούν την λύση στο μακροπρόθεσμο πρόβλημα της διαχείρισης της ενέργειας. Μπορούν να υποκαταστήσουν τις συμβατικές πηγές, οι οποίες αναμένεται να εξαντληθούν, και να προσφέρουν μια φιλική προς το περιβάλλον μορφή ενέργειας. Η αντικατάσταση κάποιου ποσοστού συμβατικών καυσίμων από τις Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, θα μετατρέψει την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, σε "πράσινη", φιλική δηλαδή προς το περιβάλλον, καθώς θα υπάρξει μείωση των ρυπογόνων συμβατικών μονάδων.

### 1.2 Μορφές ΑΠΕ

Αναλυτικότερα, ως προς τις παραπάνω ανανεώσιμες πηγές ενέργειας:

1. Αιολική ενέργεια, είναι η κινητική ενέργεια του ανέμου, η οποία μέσω ανεμογεννητριών μετατρέπεται σε ηλεκτρική και εγχέεται στο δίκτυο. Η εγκατάσταση τους γίνεται σε ομάδες ανεμογεννητριών, τα αποκαλούμενα αιολικά πάρκα (εικόνα 1.1). Τα μέρη που είναι ωφέλημα για την εγκατάσταση αιολικών πάρκων πρέπει να παρουσιάζουν μέση ταχύτητα ανέμου ετησίως μεγαλύτερη των 5.5m/sec. Τέτοια μέρη είναι οι ομαλές κορυφογραμμές, περιοχές κοντά σε ακτές και περιοχές με ομαλό πεδίο.



**Εικόνα 1. 1 Αιολικό Πάρκο (ecotimes.gr)**

2. Ηλιακή ενέργεια, αφορά την εκμετάλλευση των ηλιακών ακτινών για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Η διαδικασία αυτή γίνεται είτε μέσω φωτοβολταϊκών πάνελ, τα οποία βρίσκονται εγκατεστημένα είτε σε συστάδες, φωτοβολταϊκά πάρκα (εικόνα 1.2), είτε για οικιακή χρήση σε σπίτια (εικόνα 1.3), είτε μέσω της ηλιοθερμίας. Τα φωτοβολταϊκά πάρκα μπορούν να διατηρούν σταθερή κλίση αλλά υπάρχει και η δυνατότητα μετακίνησής τους ώστε να ακολουθούν τον ήλιο. Για την κατεύθυνση τους επιλέγεται νοτιοανατολικός έως νοτιοδυτικός προσανατολισμός.



**Εικόνα 1. 2 Φωτοβολταϊκό Πάρκο (Thessaliaeconomy.gr)**



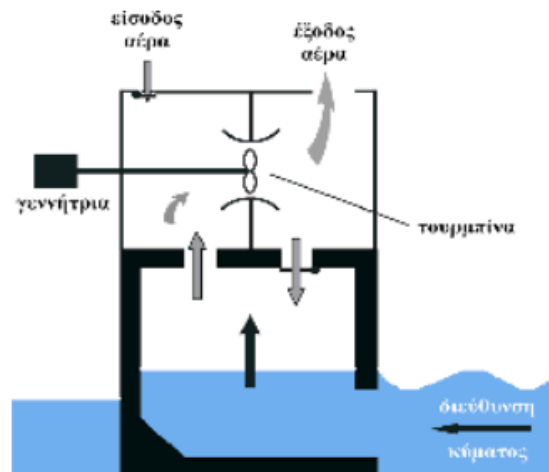
**Εικόνα 1. 3 Οικιακή χρήση φωτοβολταϊκών (energypress.gr)**

3. Τα μικρά υδροηλεκτρικά (εικόνα 1.4), εστιάζονται στην εκμετάλλευση των υδάτινων ρευμάτων, χωρίς όμως την ύπαρξη μεγάλων έργων για αποθήκευση, όπως φράγματα. Η εγκατεστημένη ισχύς τους είναι μέχρι 10MW και γίνεται μετατροπή της δυναμικής ενέργειας των επιφανειακών κυμάτων αρχικά σε κινητική και έπειτα σε ηλεκτρική.



**Εικόνα 1. 4 Στρόβιλος σε Μικρό Υδροηλεκτρικό**

4. Η κινητική ενέργεια θαλάσσιων κυμάτων, μέσω κατάλληλων διατάξεων (εικόνα 1.5) μετατρέπεται απευθείας σε ηλεκτρική.



**Εικόνα 1. 5 Εκμετάλλευση Θαλάσσιων Κυμάτων (hellasnrg.gr)**

5. Η γεωθερμική ενέργεια αφορά την εκμετάλλευση της φυσικής ενέργειας της Γης που διαρρέει από το θερμό εσωτερικό του πλανήτη προς την επιφάνεια.



6. Η παραγωγή ενέργειας από βιομάζα, αναφέρεται στην χρησιμοποίηση γεωργικών και δασικών υπολειμμάτων για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.



Εικόνα 1. 6 Συστατικά Βιομάζας (hellenic-college.gr)

7. Η κυψέλη καυσίμου αποτελεί έναν ηλεκτροχημικό μετατροπέα ενέργειας όπου μετατρέπεται η χημική ενέργεια απευθείας σε ηλεκτρική παράγοντας συνεχή ηλεκτρική τάση.

Η τεχνολογία και η παγκόσμια κοινότητα έχει στραφεί από τις αρχές του εικοστού πρώτου αιώνα κατά πολύ στην παραγωγή ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές. Με την πάροδο των χρόνων, τα συμβατικά καύσιμα, όπως το πετρέλαιο, τείνουν να εξαντληθούν έτσι η αναζήτηση νέων μορφών ενέργειας κρίνεται απαραίτητη. Για τον λόγο αυτόν, οι τεχνολογίες των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας συνεχώς εξελίσσονται και εντάσσονται ολοένα και με περισσότερο ποσοστό στην παγκόσμια παραγωγή ενέργειας.

Συγκεκριμένα, το 1997 έγινε επίσημη η θέληση των χωρών να εντάξουν στην παραγωγή ενέργειας τις ΑΠΕ, με τις δημόσιες αναφορές και ψηφίσματα μείωσης των εκπομπών του αερίου του θερμοκηπίου.

### 1.3 Πλεονεκτήματα των ΑΠΕ

Οι τεχνολογίες ανανεώσιμων πηγών ενέργειας παρουσιάζουν σωρεία θετικών επιπτώσεων, τόσο οικονομικών όσο και περιβαλλοντικών. Συγκεκριμένα:

- Λόγω του ότι αποτελούν "πράσινες" μορφές ενέργειας, τα κατάλοιπα που αφήνουν προς το περιβάλλον είναι μηδαμινά.
- Θεωρητικά είναι ανεξάντλητες, καθώς βρίσκονται σε αφθονία στην φύση, εν αντιθέσει με τα ορυκτά καύσιμα που η εξάντληση τους αναμένεται εντός του επόμενου αιώνα.
- Προσφέρουν οικονομική ανάπτυξη, καθώς για να γίνει η εκμετάλλευσή τους, προϋποθέτονται επενδύσεις στις εκάστοτε χώρες.

- Ανεξαρτητοποιούν ενεργειακά τις χώρες, καθώς υπάρχει η δυνατότητα η ενεργειακή ζήτηση να καλύπτεται αποκλειστικά από εγχώριους πόρους.

Εκτός των παραπάνω πλεονεκτημάτων που παρουσιάζονται κατά την χρήση των ΑΠΕ, υπάρχουν και ορισμένα μειονεκτήματα τα οποία διχάζουν και δημιουργούν μια επιφυλακτική στάση ως προς την χρησιμοποίησή τους. Οφείλονται κυρίως στην μικρή προς το παρόν διείσδυσή τους στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας. Συγκεκριμένα:

- το δυναμικό τους βρίσκεται διάσπαρτο σε μεγάλες γεωγραφικές εκτάσεις και είναι δύσκολο να συγκεντρωθεί σε μεγάλη ισχύ ώστε να αποθηκευτεί και να χρησιμοποιηθεί
- πολύ μικρός συντελεστής απόδοσης, κάτι το οποίο συνεπάγεται ότι απαιτείται μεγάλη αρχική επένδυση για την κάλυψη μεγάλων αναγκών
- σύμφωνα με φιλοπεριβαλλοντικές οργανώσεις οι εγκαταστάσεις αιολικών πάρκων προκαλούν θανάτους σε σπάνια είδη πουλιών, αλλά και γενικά οι μεγάλες εγκαταστάσεις που είναι απαραίτητες, καταστρέφουν σημαντικό μέρος της χλωρίδας και της πανίδας της εκάστοτε περιοχής
- παρουσιάζουν μεγάλες διακυμάνσεις ανάλογα με την εποχή, τον καιρό, τα γεωγραφικά χαρακτηριστικά

Σύμφωνα με στοιχεία, το μέγεθος της ποσότητας ενέργειας που καταναλώθηκε το έτος 2010 είναι  $147.870,45 \cdot 10^9$  kWh. Στον παρακάτω πίνακα (πίνακας 1.1), παρουσιάζονται τα διαθέσιμα αποθέματα ανανεώσιμων πηγών ενέργειας ανά έτος. Γίνεται λοιπόν αντιληπτό ότι τα ποσά των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας που παρουσιάζονται σε ετήσια βάση στον πλανήτη, επαρκούν κατά μεγάλο ποσοστό για την κάλυψη των αναγκών ηλεκτρικής ενέργειας των καταναλωτών.

**Πίνακας 1 1 Ετήσια διαθέσιμη ποσότητα ΑΠΕ στον πλανήτη (Κατσαπρακάκης Δ.)**

Μορφή Ενέργειας	Ετήσια διαθέσιμη ποσότητα (kWh)
Ηλιακή ενέργεια	$580.000 \cdot 10^{12}$
Ενέργεια κυμάτων	$70.000 \cdot 10^{12}$
Αιολική ενέργεια	$1.700 \cdot 10^{12}$
Υδραυλική ενέργεια	$18 \cdot 10^{12}$

## 1.4 Αιολικά Πάρκα

Στα αιολικά πάρκα γίνεται η περισυλλογή της αιολικής ενέργειας και η μετατροπή αυτής σε ηλεκτρική. Κάθε αιολικό πάρκο, μπορεί να αποτελείται από μία έως και

πολλές ανεμογεννήτριες. Για την τοποθέτηση και εγκατάσταση του αιολικού πάρκου σε μία περιοχή, προηγείται σωρεία μελετών τόσο χρηματοοικονομικών όσο και γεωμορφολογικών. Συγκεκριμένα κρίνεται απαραίτητο να μελετηθεί το αιολικό δυναμικό της περιοχής και να υπολογισθεί με κατάλληλα μοντέλα πρόβλεψης, πόσες ώρες συνολικά θα παράγει, πόσο θα μένει εκτός, μέση ταχύτητα ανέμου κ.α.. Μία μέση ταχύτητα ανέμου, η οποία κρίνεται αποδοτική, είναι αυτή των 5,5 m/sec και μεγαλύτερη από αυτήν. Τέτοιες ταχύτητες συναντιούνται σε περιοχές κοντά σε ακτογραμμή, σε ομαλές κορυφογραμμές και σε περιοχές με ομαλά μορφολογικά χαρακτηριστικά. Οι ανεμογεννήτριες του Α/Π, κατά μέσο όρο έχουν διάρκεια ζωής 25 έτη.

Μία κατηγοριοποίηση που γίνεται για τις Α/Γ είναι ως προς τον άξονα περιστροφής των πτερυγίων. Συγκεκριμένα έχουμε:

- Ανεμογεννήτριες οριζόντιου άξονα (εικόνα 1.7)
- Ανεμογεννήτριες κατακόρυφου άξονα (εικόνα 1.8)



*Εικόνα 1. 7Α/Γ οριζόντιου άξονα (anemogennitria.gr)*



*Εικόνα 1. 8 Α/Γ κατακόρυφου άξονα (zeroenergybuildings.org)*

Λόγω πλεονεκτημάτων που παρουσιάζουν οι Α/Γ οριζόντιου άξονα έχουν ευρεία χρησιμοποίηση σε παγκόσμια κλίμακα. Η συνεχής τεχνολογική εξέλιξη έχει επιτρέψει της εγκατάσταση Α/Γ εντός θαλάσσιων περιοχών (εικόνα 1.9).

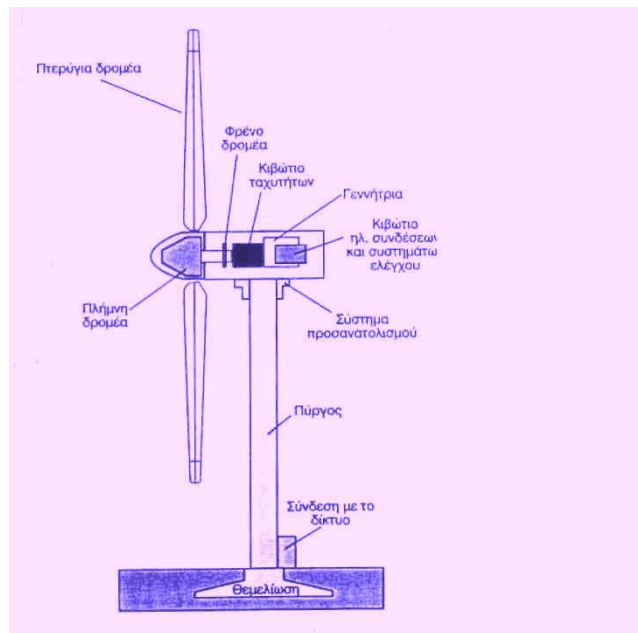


**Εικόνα 1. 9 Θαλάσσιο Α/Π (energyin.gr)**

Επιπρόσθετα, ενώ όταν άρχισε η κατασκευή και χρησιμοποίησή τους το μέγιστο ύψος τους δεν ξεπερνούσε τα 15 μέτρα, στις μέρες έχουν ξεπεράσει τα 125 μέτρα. Οι ανεμογεννήτριες οριζόντιου άξονα, μπορεί να διαθέτουν δύο ή τρία πτερύγια.

Μία τυπική διάταξη Α/Γ (εικόνα 1.10) αποτελείται από τα εξής μέρη:

- τον δρομέα με δύο ή τρία πτερύγια
- τον πυλώνα, ο οποίος είναι η βάση ολόκληρης της εγκατάστασης
- η ηλεκτρική γεννήτρια
- μετατροπέας ισχύος
- κιβώτιο ταχυτήτων
- σύστημα προσανατολισμού
- σύστημα πέδησης
- ηλεκτρονικό πίνακα ελέγχου, τοποθετημένο στην βάση της εγκατάστασης



**Εικόνα 1. 10 Κύρια Μέρη Α/Γ (alejandrosilvadesouza.blogspot.com)**

Μία επιπλέον κατηγοριοποίηση που γίνεται στις Α/Γ, αφορά τις συνθήκες λειτουργίας τους και διακρίνονται σε:

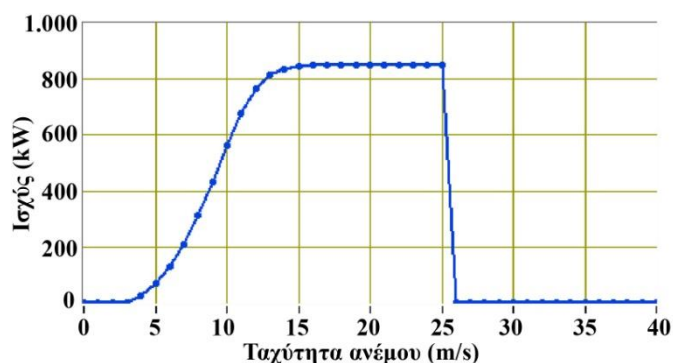
- σταθερών στροφών
- μεταβλητών στροφών

Οι πρώτες, αποτελούν την πρώτη κατηγορία Α/Γ που κατασκευάστηκαν. Συνδέονται απευθείας με το δίκτυο και έχουν ταχύτητα περιστροφής σχεδόν ίση με την σύγχρονη. Αντιθέτως, οι Α/Γ μεταβλητών στροφών έχουν ως στόχο την εύρεση της βέλτιστης ταχύτητας περιστροφής ανάλογα με την ταχύτητα του ανέμου. Συνεπώς έχουν μεγαλύτερο εύρος διαθέσιμων στροφών λειτουργίας.

Σημαντικό ρόλο για την ομαλή λειτουργία μίας Α/Γ, κατέχει η ταχύτητα του ανέμου. Συγκεκριμένα τα τεχνικά χαρακτηριστικά της ανεμογεννήτριας σε συνδυασμό με την ταχύτητα ανέμου απαρτίζουν την καμπύλη ισχύος της Α/Γ. Στην καμπύλη αυτή (εικόνα1.11), γίνονται αντιληπτές τρεις βασικές ταχύτητες του ανέμου που επηρεάζουν άμεσα την λειτουργία της Α/Γ. Συγκεκριμένα έχουμε:

- Ταχύτητα έναρξης ( $V_{in}$ ), η οποία κυμαίνεται μεταξύ 2-5 m/sec. Αναφέρεται σε τιμές ταχύτητας ανέμου, κατά τις οποίες γίνεται εκκίνηση της Α/Γ, ενώ κάτω από αυτές η λειτουργία της σταματάει καθώς κρίνεται μη συμφέρουσα .
- Ονομαστική ταχύτητα λειτουργίας ( $V_r$ ), περιλαμβάνει τιμές ταχύτητας ανέμου 10-15 m/sec, κατά τις οποίες η Α/Γ λειτουργεί στην ονομαστική της ισχύς.
- Ταχύτητα διακοπής ( $V_{out}$ ), αναφέρεται σε πολύ υψηλές ταχύτητες, μεγαλύτερες από 20 m/sec, κατά τις οποίες η Α/Γ τίθεται εκτός λειτουργίας για λόγους ασφαλείας. (Φιορέντζης Κ. 2017)

Στο παρακάτω γράφημα (εικόνα 1.11), παρουσιάζεται η καμπύλη ισχύος μιας Α/Γ, στο οποίο γίνονται αντιληπτές οι τρεις ταχύτητες που αναφέρθηκαν παραπάνω.



Εικόνα 1. 11 Καμπύλη Ισχύος Α/Γ (aiolikigi.gr)

### 1.5 Εισαγωγή των ΑΠΕ στην καθημερινότητα μας

Τα τελευταία χρόνια, οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας δύναται να καταλαμβάνουν ολοένα και περισσότερο ποσοστό στην παραγωγή ενέργειας, τόσο ευρωπαϊκά όσο και στην Ελλάδα. Κύριος λόγος τα πλεονεκτήματα που αναφέρθηκαν παραπάνω.

Η Ευρωπαϊκή Ένωση, θεσπίζοντας νόμους από την αρχή της 21<sup>ου</sup> αιώνα, έχει στρέψει το ενδιαφέρον της στην εισαγωγή των Α.Π.Ε. στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, και την μείωση όσο το δυνατόν περισσότερο, της κατανάλωσης συμβατικών καυσίμων. Ένα θεσμικό πλαίσιο που ψηφίστηκε από τα Ηνωμένα Έθνη, είναι το πρωτόκολλο του Κιότο σύμφωνα με το οποίο όσα κράτη το υπέγραψαν θα επιδίωκαν την μείωση εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου κατά την περίοδο 2008-2012 σε σχέση με τις αντίστοιχες εκπομπές το 1990.

Οι νόμοι και τα διάφορα ψηφίσματα, έχουν εμφανή αποτελέσματα, καθώς η διείσδυση των ΑΠΕ έχει αυξηθεί σε μεγάλο ποσοστό στην Ευρωπαϊκή Ένωση. Συγκεκριμένα, σύμφωνα με την Ευρωπαϊκή Ένωση Αιολικής Ενέργειας (EWEA) το 2017 το εγκατεστημένο αιολικό δυναμικό αυξήθηκε σε 15.6 GW.

Επιπλέον, ψηφίστηκε η οδηγία 2009/28/εκ, σύμφωνα με την οποία βάλθηκε ο στόχος για το έτος 2020 η συμμετοχή των ΑΠΕ σε ποσοστό 20% στην τελική ακαθάριστη κατανάλωση ενέργειας, να υπάρξει εξοικονόμηση ενέργειας κατά 20% και μείωση των εκπομπών αερίου του θερμοκηπίου κατά 20%.

Στην Ελλάδα, η πρώτη νομική προσπάθεια για την εισαγωγή των ΑΠΕ στο ισοζύγιο ενέργειας έγινε το 1985, με την θέσπιση του νόμου Ν.1559/85 "Ρύθμιση θεμάτων εναλλακτικών μορφών ενέργειας και ειδικών θεμάτων ηλεκτροπαραγωγής από συμβατικά καύσιμα και άλλες διατάξεις". Έπειτα, με την πάροδο των χρόνων ολοένα και περισσότεροι νόμοι ψηφίστηκαν, για να ακολουθήσουν το Ευρωπαϊκό πρότυπο εκμετάλλευσης των ΑΠΕ. Επιπλέον το 1987 ιδρύθηκε το Κέντρο Ανανεώσιμων

Πηγών και Εξοικονόμησης Ενέργειας (ΚΑΠΕ), με σκοπό την προώθηση των ΑΠΕ, την ορθολογική χρήση ενέργειας και την εξοικονόμηση ενέργειας.

Ο παρακάτω πίνακας (πίνακας 1.2) παρουσιάζει σύμφωνα με την Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, το μέγεθος της ισχύος των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας που ήταν εγκαταστημένη το έτος 2013, αλλά και την επιδιωκόμενη ισχύ για το έτος 2020.

**Πίνακας 1. 2 Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΡΑΕ)**

Τεχνολογία	Επιδιωκόμενη Αναλογία Εγκατεστημένης Ισχύος (MW)		Εγκατεστημένη Ισχύς (MW) 31.07.2013
	2014	2020	
Υδροηλεκτρικά (0-15MW)	300	350	218
Φωτοβολταϊκά	1500	2200	2152
Ηλιοθερμικά	120	250	0
Αιολικά ( περιλαμβανόμενων θαλάσσιων)	4000	7500	1787
Βιομάζα	200	350	46

Επιπλέον, στον πίνακα 1.3, αναφέρονται τα κόστη εγκατάστασης για ορισμένες μορφές Α.Π.Ε., εκφρασμένα σε €/kW και επίσης τα ετήσια κόστη συντήρησης και λειτουργίας αυτών

**Πίνακας 1.3 Κόστη Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΡΑΕ)**

Τεχνολογία Α.Π.Ε.		Κόστος Εγκατάστασης (€/kW)	Κόστος συντήρησης και λειτουργίας (€/kW/έτος)
Αιολική ενέργεια		1021-2041	27-84
Μικρά Υδροηλεκτρικά		1350-7300	35-110
Ηλιοθερμικά	Χωρίς αποθήκευση	2100-6000	30-120
	Με αποθήκευση	4850-8000	80-160
Γεωθερμία	Κύκλου εκτόνωσης διφασικού ρευστού	1600-3200	56-115
	Διαδικού κύκλου	2600-4500	91-158
Βιομάζα	Καύσης εστίας	1000-3900	83-202
	Αεριοποίησης	1900-3500	78-231
	Ρευστοποιημένης κλίνης	2000-3500	82-237
Αέριο ΧΥΤΑ/Βιολ.Καθ.	ΜΕΚ	1000-3500	110-275
Βιοαέριο	ΜΕΚ	1250-5000	55-184



Για την μέγιστη δυνατή εκμετάλλευση, όλων των παραπάνω μορφών ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, έχουν γίνει πολλές μελέτες και έρευνες σε παγκόσμιο επίπεδο. Μια πολύ ωφέλιμη, ως προς το ποσοστό διείσδυσης των ΑΠΕ στα ΣΗΕ, μέθοδος είναι η αποθήκευση ενέργειας έτσι ώστε τα μειονεκτήματα μη συνεχούς παραγωγής των ΑΠΕ να απαλείφονται. Τα συστήματα αποθήκευσης ενέργειας, τα οποία θα αναλυθούν περαιτέρω σε επόμενο κεφάλαιο, αποτελούν διατάξεις οι οποίες έχουν την ικανότητα να συνδέονται με πηγές ενέργειας και να αποθηκεύουν την παραγόμενη ενέργεια από αυτές. Επιπλέον όταν τους ζητηθεί εγχείουν την αποθηκευμένη ενέργεια στο δίκτυο. Η παραπάνω διαδικασία συνοδεύεται από σωρεία νόμων και κανονισμών για την ομαλή λειτουργία της.

Τα συστήματα αποθήκευσης ενέργειας, κρίνονται απαραίτητα σε μεγαλύτερο βαθμό στα μη διασυνδεδεμένα δίκτυα, όπου η ζήτηση είναι περιορισμένη και συχνά η παραγωγή από τις ΑΠΕ μεγάλη, αλλά για λόγους ασφάλειας του δικτύου μένει ανεκμετάλλευτη. Μία μέθοδος αποθήκευσης, η οποία συνιστάται για μη διασυνδεδεμένα νησιά είναι τα συστήματα αντλησιοταμίευσης, τα οποία μέσω κατάλληλων διατάξεων αποθηκεύουν ενέργεια σε δεξαμενή νερού. Πρόκειται ουσιαστικά, για αποθήκευση της ηλεκτρικής σε δυναμική ενέργεια, και όταν ζητηθεί γίνεται η μετατροπή της μέσω υδροστροβίλου σε ηλεκτρική και εγχέεται σε δίκτυο. Τα συστήματα αυτά, λειτουργούν σε συνδυασμό με αιολικά πάρκα, τα οποία τροφοδοτούν τις αντλίες του συστήματος για την πλήρωση της άνω δεξαμενής και όταν απαιτηθεί η ενέργεια δίνεται στο δίκτυο.

## 1.6 Σκοπός Εργασίας

Στην παρούσα εργασία, γίνεται μοντελοποίηση του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας της Κρήτης, το οποίο αποτελείται και βασίζεται σε συμβατικές μονάδες παραγωγής. Το ΣΗΕ της Κρήτης αποτελεί μια ιδιαίτερη περίπτωση καθώς είναι το μεγαλύτερο μη διασυνδεδεμένο δίκτυο στην Ελλάδα. Εξετάζεται, αφού πρώτα έχει υπολογισθεί το κόστος των συμβατικών μονάδων παραγωγής, η τοποθέτηση ενός συστήματος αποθήκευσης ενέργειας. Συγκεκριμένα, μοντελοποιείται ένα σύστημα αντλησιοταμίευσης, στον νομό Ηρακλείου με αιολικά πάρκα στους νομούς Χανίων και Ρεθύμνου. Με βάση το περιβάλλον της Matlab, γίνεται προσομοίωση τριών βασικών λειτουργιών του συστήματος αυτού και υπολογίζεται το ωριαίο φορτίο που θα πρέπει να εξυπηρετήσουν οι συμβατικές μονάδες παραγωγής. Γίνεται υπολογισμός του κόστους της παραγόμενης ενέργειας με και χωρίς τον υβριδικό σταθμό έτσι ώστε να γίνει έλεγχος την φθηνότερης επιλογής, υπό τον περιορισμό της ασφαλούς λειτουργίας του συστήματος. Τα αποτελέσματα καθώς και θεωρητικά μέρη των συστημάτων που ελέγχονται, περιγράφονται και αναλύονται κατά το πέρας της εργασίας.



## 1.7 Δομή Εργασίας

Στην παρούσα εργασία, αναφέρονται τρόποι συνεργασίας των συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας με τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Γίνεται, προσαρμογή συστήματος αντήσιοταμείωσης στο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας της Κρήτης. Σε πρώτο χρόνο, μοντελοποιείται η λειτουργία του ΣΗΕ της Κρήτης με τις συμβατικές μονάδες παραγωγής. Έπειτα γίνεται προσθήκη υβριδικού σταθμού, ο οποίος επηρεάζει την λειτουργία του αυτόνομου συστήματος ενέργειας του νησιού.

Στο δεύτερο κεφάλαιο, γίνεται αναφορά στα συστήματα αποθήκευσης ενέργειας. Αναλύονται οι κυριότερες μέθοδοι αποθήκευσης καθώς και τα συστατικά του μέρη. Επιπλέον, αναφέρονται τα πλεονεκτήματα που επιφέρουν στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας.

Σο τρίτο κεφάλαιο, αναλύονται τα συστήματα αντλησιοταμείωσης. Αναλυτικότερα, αναφέρονται τα μέρη που αποτελούν τα συστήματα αυτά, καθώς και οι καταστάσεις λειτουργίας που μπορεί αν έχει ένας υβριδικός σταθμός.

Στο τέταρτο κεφάλαιο, επισημάνεται η ισχύουσα νομοθεσία για την λειτουργία των υβριδικών σταθμών στα μη διασυνδεδεμένα δίκτυα ενέργειας. Τονίζονται άρθρα του κώδικα ΜΔΝ, τα οποία αποσκοπούν στην ορθή εκμετάλλευση των συστημάτων αυτών. Σχολιάζονται επίσης, στοιχεία που αφορούν την τιμολόγηση της ενέργειας που διαχειρίζονται οι υβριδικοί σταθμοί.

Έπειτα, στο πέμπτο κεφάλαιο, σχολιάζονται τα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας. Τα μέρη από τα οποία αποτελούνται καθώς και τα μη διασυνδεδεμένα συστήματα.

Στο έκτο κεφάλαιο, παρουσιάζεται στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας της Κρήτης. Οι μονάδες που το αποτελούν, στοιχεία για την παραγωγή ενέργειας και τον τρόπο λειτουργίας των συμβατικών μονάδων. Επίσης, αναλύεται η συνάρτηση κόστους παραγωγής ενέργειας . Επιπρόσθετα, γίνεται αναφορά στις ΑΠΕ του νησιού.

Το έβδομο κεφάλαιο, περιέχει την ανάλυση του κώδικα για την προσομοίωση του ΣΗΕ της Κρήτης στο περιβάλλον της MATLAB. Αποτελείται από δύο μέρη, το πρώτο μοντελοποιείται το σύστημα ως έχει. Στο δεύτερο γίνεται η προσθήκη ενός υβριδικού σταθμού.

Στο επόμενο κεφάλαιο, σχολιάζονται και αναλύονται τα αποτελέσματα της μοντελοποίησης σε κάθε περίπτωση. Γίνονται συγκρίσεις σε αποτελέσματα ανάμεσα στις δύο περιπτώσεις που εξετάζουμε αλλά και στις λειτουργίες του υβριδικό σταθμού.

Στο ένατο κεφάλαιο, γίνεται χρηματοοικονομική ανάλυση της επένδυσης του υβριδικού σταθμού. Αρχικά, σχολιάζονται τα κατάλληλα χρηματοοικονομικά

θεωρήματα που θα χρησιμοποιηθούν και έπειτα εφαρμόζονται στην επένδυση που εξετάζουμε.

Το δέκατο κεφάλαιο, ολοκληρώνει την εργασία, αναφέροντας συμπεράσματα καθώς και ενδεχόμενες βελτιώσεις του συστήματος που εξετάστηκε.

# 2

## Αποθήκευση Ενέργειας

### 2.1 Γενικά

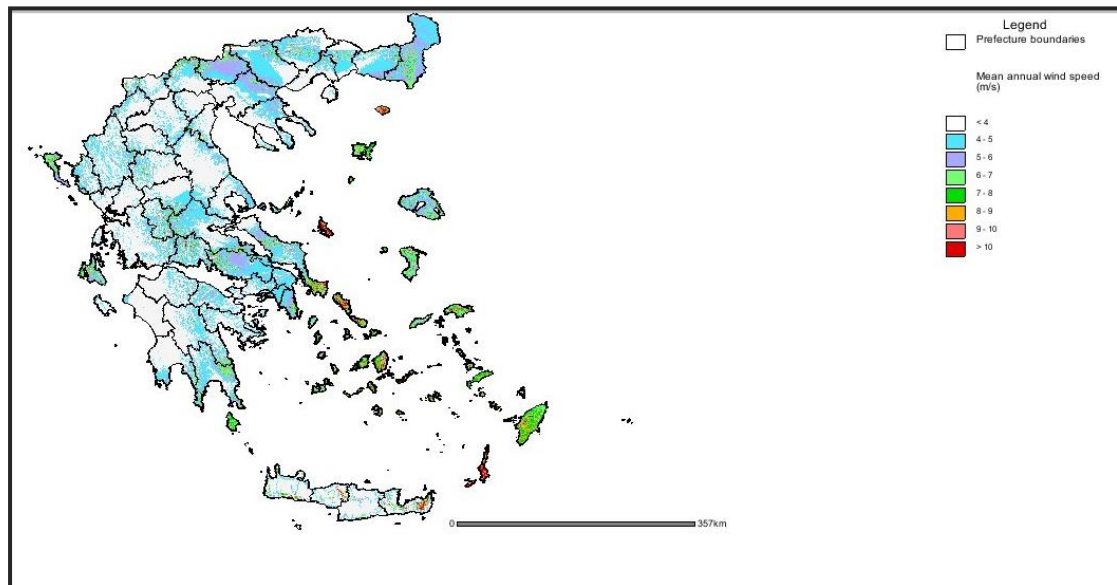
Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας παρουσιάζουν, όπως προαναφέρθηκε παραπάνω, σωρεία πλεονεκτημάτων τόσο οικονομικών όσο και περιβαλλοντικών. Όμως το κύριο μειονέκτημα τους, αυτό της στοχαστικότητας, που παρουσιάζουν στην παραγωγή ενέργειας καθιστά την εκμετάλλευσή τους αρκετά περίπλοκη και δύσκολη. Κυρίως αυτό το ζήτημα αποτελεί κίνδυνο για την ομαλή λειτουργία του εκάστοτε συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς για να λειτουργήσει σωστά απαιτείται σταθερή και σίγουρη παραγωγή ενέργειας ανά πάσα χρονική στιγμή. Το πρόβλημα αυτό γίνεται εντονότερο σε μη διασυνδεδεμένα συστήματα με μεγάλες αυξομειώσεις στις τιμές της ζήτησης ενέργειας.

Γίνεται αντιληπτό λοιπόν, ότι σε κάθε σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας, είτε αυτό είναι διασυνδεδεμένο είτε όχι, κάθε χρονική στιγμή πρέπει να ικανοποιείται το ισοζύγιο ισχύος, δηλαδή η καταναλισκόμενη ισχύς από τους καταναλωτές να είναι μικρότερη από την παραγόμενη από τους σταθμούς παραγωγής του δικτύου.

Πιο συγκεκριμένα, για την περίπτωση της παραγόμενης αιολικής ενέργειας, αυτή μένει σε μεγάλο βαθμό αναξιοποίητη. Η Ελλάδα είναι μια χώρα με πλούσιο αιολικό δυναμικό. Ειδικότερα τα νησιά, στα οποία το αιολικό δυναμικό είναι εντονότερο, όμως λόγω της προαναφερθείσας μεταβλητότητας δεν είναι δυνατό να εκμεταλλευτεί στο μέγιστο. Αυτό συμβαίνει γιατί τα περισσότερα νησιά είναι μη διασυνδεδεμένα στο ηπειρωτικό δίκτυο και εξαιτίας αυτής της μη διασύνδεσης δημιουργούνται δύο μεγάλα προβλήματα για τον διαχειριστή Μ.Δ.Ν.. Αυτά είναι:

- στις περιόδους όπου η ζήτηση είναι χαμηλή, γίνεται προσπάθεια ένταξης των μονάδων Α.Π.Ε. σε όσο το δυνατόν μεγαλύτερο ποσοστό
- στις περιόδους υψηλής ζήτησης φορτίου, είναι απαραίτητο να μπορεί ο διαχειριστής να προσφέρει μεγάλη ποσότητα ενέργειας σε σύντομο χρονικό διάστημα.

Ο παρακάτω χάρτης (σχήμα 2.1) απεικονίζει το αιολικό δυναμικό της Ελλάδας, και γίνεται αντιληπτό το μέγεθος που υπάρχει στα νησιά, το οποίο μένει σε μεγάλο ποσοστό ανεκμετάλλευτο.



**Σχήμα 2. 1 Αιολικό Δυναμικό (ΡΑΕ)**

Μια λύση, η οποία τα τελευταία χρόνια παρουσιάζει συνεχώς νέες καινοτομίες και τεχνολογικές εξελίξεις, είναι η αποθήκευση ενέργειας. Τα συστήματα που αναλαμβάνουν αυτήν την διεργασία, συστήματα αποθήκευσης ενέργειας, αποσκοπούν στην εξομάλυνση των διακυμάνσεων που παρουσιάζονται κατά την παραγωγή ενέργειας από τις Α.Π.Ε. και επιπλέον, την παροχή εγγυημένης ισχύος.

Στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδας, και ιδιαίτερα στα μη διασυνδεδεμένα συστήματα ο συνδυασμός συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας με κάποια ή κάποιες μορφές ΑΠΕ θα επιφέρει τα παρακάτω πλεονεκτήματα:

- Θα αυξηθεί ο βαθμός αξιοποίησης των πρωτογενών ανανεώσιμων μορφών ενέργειας, καθώς η στοχαστική τους παραγωγή θα εναρμονιστεί και μέσω των συστημάτων αποθήκευσης θα καταστεί δυνατό να παρέχεται στο δίκτυο εγγυημένη ισχύς από τις μονάδες ΑΠΕ
- Λόγω του ότι θα μειωθεί η παραγωγή των συμβατικών μονάδων, θα υπάρξει βελτίωση της απόδοσής τους, καθώς δεν θα επιφορτίζονται με μεγάλες τιμές παραγωγής ενέργειας, ειδικά οι μονάδες των μη διασυνδεδεμένων συστημάτων
- Επιπλέον, όλα τα παραπάνω συνεπάγονται μείωση της κατανάλωσης ορυκτών καυσίμων, άρα και μείωση του κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας

## **2.2 Συστήματα Αποθήκευσης Ενέργειας**

Τα κυριότερα συστήματα αποθήκευσης ενέργειας είναι:

- αναστρέψιμα υδροηλεκτρικά
- μπαταρίες
- κυψέλες καυσίμου
- υδραυλικοί πνευματικοί συσσωρευτές
- αποθήκευση συμπιεσμένου αέρα
- σφόνδυλοι
- υπεραγώγιμα πηνία
- υπερπυκνωτές  
(Τσεκούρας Β)

### 2.2.1 Μπαταρίες

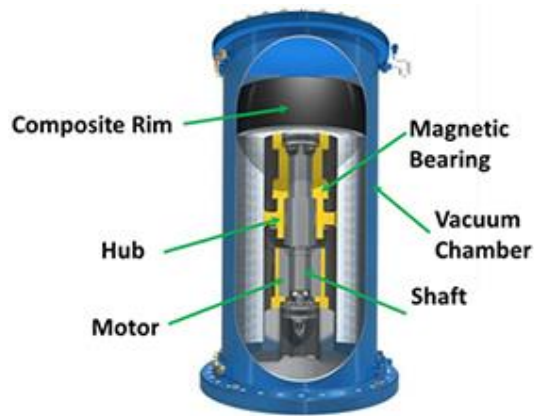
Αναλυτικότερα, η αποθήκευση ενέργειας με μπαταρίες αφορά τους εξής τύπους μπαταριών:

- Μπαταρίες οξέως μολύβδου ( $PbO_2$ )
- Μπαταρίες νικελίου- μετάλλου υδριδίου ( $NiMH$ )
- Μπαταρίες θείου- νατρίου ( $NaS$ )
- Μπαταρίες ροής
- Μπαταρίες ιόντων Λιθίου ( $Li-ion$ )
- Μπαταρίες Νικελίου - Καδμίου ( $NiCd$ )

Τα συστήματα αποθήκευσης με μπαταρίες, αποτελούν πρόσφατα χρονολογικά επιτεύγματα. Γίνεται από μεγάλο πλήθος μπαταριών συνδεδεμένες σε σειρά ή παράλληλα. Ένα από τα κύρια πλεονεκτήματα που παρουσιάζουν είναι αυτό της φορητότητας. Παρουσιάζουν, επιπλέον, μεγάλη διάρκεια ζωής, υψηλή απόδοση ισχύος και μεγάλη συγκέντρωση ενέργειας, ενώ σαν μεγαλύτερα μειονεκτήματα αναφέρονται, το υψηλό λειτουργικό κόστος και η βραχυχρόνια αποθήκευση ενέργειας. Επίσης σημαντικό μειονέκτημα για την χρήση τους είναι τα τοξικά και βλαβερά απόβλητα που παράγονται κατά την χρήση τους, τα οποία έχουν σοβαρές επιπτώσεις για το περιβάλλον.

### 2.2.2 Σφόνδυλοι

Η αποθήκευση ενέργειας μέσω σφονδύλων (εικόνα 2.1) αποτελεί ένα ηλεκτρομαγνητικό σύστημα αποθήκευσης ενέργειας. Ο σφόνδυλος περιλαμβάνει έναν δίσκο ο οποίος συγκρατείται σε θάλαμο κενού μέσω μαγνητικών στοιχείων και περιστρέφεται γύρω από έναν άξονα. Χρησιμοποιούνται για βραχυπρόθεσμη αποθήκευση ενέργειας, για ισχύ από 10kW έως 10MW.



Source: Beacon Power, LLC

Εικόνα 2. 1 Σφόνδυλος

### 2.2.3 Αποθήκευση συμπιεσμένου αέρα

Τα συστήματα αποθήκευσης συμπιεσμένου αέρα, λειτουργούν συμπιέζοντας ποσότητες αέρα σε θύλακες, υπό πίεση. Η ισχύς που απαιτείται για την συμπίεση αυτήν, απορροφάται από το δίκτυο της ώρες χαμηλής ζήτησης φορτίου. Η απελευθέρωση τους γίνεται μέσω αεριοστρόβιλων παράγοντας περιστροφική ισχύ η οποία μετατρέπεται σε ηλεκτρική ενέργεια και εγχέεται στο δίκτυο. Παρουσιάζουν υψηλή απόδοση κοντά στο 80%, με την ισχύ των συστημάτων αυτών να κυμαίνεται μεταξύ 50 MW και 300MW. Απαιτούν όμως υψηλά κόστη κατασκευής και υπάρχουν γεωγραφικοί περιορισμοί καθώς απαιτούνται ειδικές υπόγειες εγκαταστάσεις για την αποθήκευση του συμπιεσμένου αέρα.

### 2.2.4 Υπεραγώγιμα Πηνία

Η παραπάνω μέθοδος αποθήκευσης ενέργειας, χρησιμοποιεί ένα υπεραγώγιμο πηνίο το οποίο διαρρέεται από συνεχή ροή ρεύματος και με αυτόν τον τρόπο η ηλεκτρική ενέργεια αποθηκεύεται σε μορφή μαγνητικού πεδίου. Ο λόγος που χρησιμοποιείται υπεραγώγιμο πηνίο είναι γιατί με αυτόν τον τρόπο εξομαλύνονται οι θερμικές απώλειες, όποτε η ενέργεια μένει απaráλλακτη μέχρις ότου ζητηθεί. Σημαντικό πλεονέκτημα της παραπάνω μεθόδου είναι η ταχύτητα απόκρισης του συστήματος, καθώς ο χρόνος που απαιτείται για να εγχυθεί η ενέργεια είναι σχεδόν μηδαμινός. Επιπλέον, η απόδοση της μεθόδου είναι μεγαλύτερη από 95%.

### 2.2.6 Κυψέλες καυσίμου

Η συγκεκριμένη μέθοδος, αποτελεί μια ηλεκτροχημική διαδικασία της οποίας κύριο καύσιμο είναι συνήθως το υδρογόνο. Το υδρογόνο κατά την αντίδραση του με οξυγόνο μετατρέπει την χημική ενέργεια της διεργασίας σε ηλεκτρική. Η συγκεκριμένη μέθοδος παρουσιάζει μικρό ποσοστό απόδοσης, της τάξεως του 40% με τις απώλειες να εμφανίζονται καθ' όλη την διάρκεια ενός πλήρους κύκλου. Τα τελευταία χρόνια οι κυψέλες καυσίμου εξελίσσονται συνεχώς και έχουν αναπτυχθεί διάφοροι τύποι κυψέλων. Αυτοί μπορούν να κατηγοριοποιηθούν ανάλογα με τον καταλύτη που χρησιμοποιούν στις εξής κατηγορίες:

- αλκάλια
- μεμβράνη ανταλλαγής πρωτονίων
- άμεσης μεθανόλης
- άμεσης αιθανόλης
- φωσφορικό οξύ
- τηγμένα ανθρακικά άλατα
- στερεοποιημένα οξείδια

Η μέθοδος των αναστρέψιμων υδροηλεκτρικών, η οποία θα αναλυθεί εκτενώς παρακάτω, και η μέθοδος αποθήκευσης ενέργειας υπό μορφή συμπιεσμένου αέρα είναι οι μόνες μέθοδοι οι οποίες μπορούν να προσφέρουν ικανό μέγεθος ενέργειας, της τάξεως των αρκετών MW. Επίσης το κόστος που απαιτείται, για εγκαταστάσεις, συντήρηση και άλλα γενικά κόστη, για την παροχή αυτού του μεγέθους ενέργειας, είναι συγκριτικά μικρότερο από άλλες μεθόδους αποθήκευσης. Το γεγονός αυτό καθιστά τις δύο αυτές μεθόδους ικανές να ανταπεξέλθουν στις ανάγκες ενός συστήματος ενέργειας.

Επιπλέον, τα συστήματα αποθήκευσης με χρήση αναστρέψιμων υδροηλεκτρικών, έχουν την δυνατότητα παροχής μεγάλων ποσών ισχύος για μεγάλο χρονικό διάστημα. Επιπροσθέτως, η ταχύτητα με την οποία μπορούν να απορροφήσουν ενέργεια από το δίκτυο και να την παρέχουν σε αυτό είναι αρκετά μεγάλη, κάτι το οποίο είναι ιδιαίτερα ευνοϊκό για τον διαχειριστή του συστήματος, καθώς έχει την δυνατότητα παροχής συγκεκριμένης ποσότητας ενέργειας σε οποιαδήποτε χρονική στιγμή.

Επίσης, τα συστήματα αντλησιοταμίευσης, εξελίσσονται συνεχώς τεχνολογικά και σε συνδυασμό με τα παραπάνω πλεονεκτήματα τα καθιστούν καλύτερη επιλογή για εκμετάλλευση της αιολικής ενέργειας σε ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας, ιδίως αν αυτό είναι αυτόνομο νησιωτικό σύστημα.

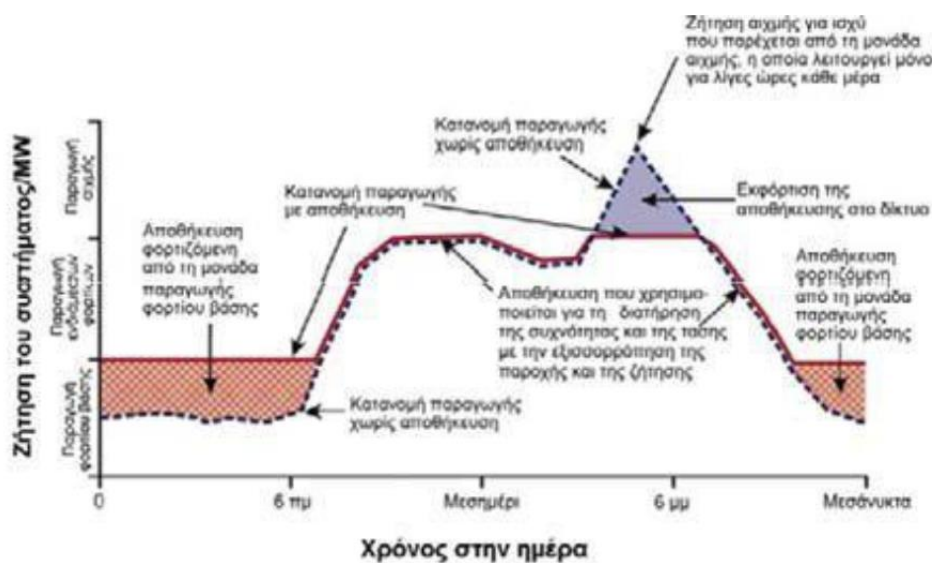
## 2.3 Λειτουργία και πλεονεκτήματα

Οι παραπάνω μέθοδοι, μπορούν λοιπόν να συνδυαστούν με τις ΑΠΕ, και σε συγκεκριμένες περιπτώσεις να αναλάβουν κυρίαρχο ρόλο στην κάλυψη της ζήτησης σε ένα ορισμένο γεωγραφικό χώρο. Σκοπός είναι η συνεργασία με τις συμβατικές μονάδες παραγωγής και όχι η αντικατάστασή τους. Μια συνεργασία δηλαδή, η

οποία θα επιφέρει μια μείωση στο ποσοστό χρησιμοποίησης συμβατικών μονάδων παραγωγής για την κάλυψη των αναγκών της ζήτησης. Η βασική αρχή λειτουργίας των συστημάτων αποθήκευσης είναι:

- Όταν η τελική ισχύς των μονάδων Α.Π.Ε. είναι περισσότερη από την ζήτηση, η περίσσεια ενέργειας αποθηκεύεται μέσω των παραπάνω συστημάτων αποθήκευσης
- Όταν η τελική ισχύς των μονάδων Α.Π.Ε. υπολείπεται της ζήτησης τότε το έλλειμμα καλύπτεται με την αποθηκευμένη ενέργεια των συστημάτων αποθήκευσης.

Η προαναφερθείσα λειτουργία είναι ιδανικό να συμβαίνει συγκεκριμένες χρονικές στιγμές κατά την διάρκεια ενός εικοσιτετράωρου. Συγκεκριμένα, όπως φαίνεται παρακάτω, (σχήμα 2.3), ένα σύστημα αποθήκευσης ενέργειας αποσκοπεί στο "κόψιμο" των αιχμών και την απαλοιφή των "κοιλιάδων" στην καμπύλη ζήτησης. Αντλεί, δηλαδή, ενέργεια από το δίκτυο τις ώρες χαμηλής ζήτησης, τις νυχτερινές ώρες δηλαδή, όπου η ενέργεια είναι κοστολογικά φθηνή. Αντιθέτως, προσδίδει στο δίκτυο την αποθηκευμένη ενέργεια, τις ώρες υψηλής ζήτησης, κατά την διάρκεια της μέρας, όπου χρειάζεται να λειτουργούν κοστοβόρες και ενεργοβόρες μονάδες. Με αυτόν τον τρόπο, λοιπόν, μειώνεται η παραγωγή τους και συνεπώς το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.



Σχήμα 2. 2 Λειτουργία ΥΒΣ στην ημερήσια ζήτηση (Σταυρακάκης Γ.)



Ορισμένα από τα οφέλη που δύναται να επιφέρει ο παραπάνω συνδυασμός των μονάδων αποθήκευσης με τις Α.Π.Ε. είναι:

- Μειωμένο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς για την πλήρωση ενέργειας χρησιμοποιείται φθηνή ενέργεια από τις ώρες χαμηλής ζήτησης, ενώ αυτή η ενέργεια εγχέεται στο δίκτυο τις ώρες αιχμής μειώνοντας έτσι την παραγωγή δαπανηρών συμβατικών μονάδων.
- Οι μονάδες αποθήκευσης είναι σε θέση να προσφέρουν ορισμένη εγγυημένη ισχύ ανά πάσα στιγμή, κάτι το οποίο έχει ως επακόλουθο την ασφάλεια και την ευστάθεια του δικτύου.
- Αύξηση στο ποσοστό εκμετάλλευσης των Α.Π.Ε. και ειδικότερα της αιολικής ενέργειας .
- Θετικές περιβαλλοντικές επιπτώσεις, καθώς μειώνεται η παραγόμενη ενέργεια από τις συμβατικές μονάδες, συνεπώς και το παραγόμενο καυσαέριο τους.

## Συστήματα Αντλησιοταμίευσης

### 3.1 Γενικά

Όπως προαναφέρθηκε, για να γίνει εφικτή η αύξηση του ποσοστού συνεισφοράς των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας, πρέπει να αντιμετωπιστεί το πρόβλημα της μεταβλητότητας που παρουσιάζουν. Για να καταφέρουν οι μονάδες μη εγγυημένης παραγωγής να προσφέρουν εγγυημένη ισχύ πρέπει να συνδυαστούν με μονάδες αποθήκευσης.

Η βασική ιδέα λειτουργίας του συνδυασμού αυτού είναι όταν οι μονάδες μη εγγυημένης παραγωγής, παράγουν περισσότερο από την ζήτηση, αυτή η περίσσεια ενέργεια αποθηκεύεται μέσω των συστημάτων αποθήκευσης. Εν αντιθέσει, όταν η ζήτηση ισχύος είναι μεγαλύτερη από την παραγωγή των μονάδων μη εγγυημένης παραγωγής, η διαφορά καλύπτεται από τις μονάδες αποθήκευσης.

Η δημιουργία αυτή, ενός ενιαίου συνόλου παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. σε συνδυασμό με μονάδες αποθήκευσης ενέργειας καλείται και ως υβριδικός σταθμών παραγωγής ενέργειας.

Σύμφωνα με τον νόμο 3468/2006 (Φ.Ε.Κ. 129/Α'/27.6.2006) [Παράρτημα Ι], <<Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης και λοιπές διατάξεις>> ως υβριδικός σταθμός ορίζεται κάθε σταθμός παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που:

- χρησιμοποιεί τουλάχιστον μία μορφή ΑΠΕ
- 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. Ως ενέργεια που απορροφά ο υβριδικός σταθμός από το δίκτυο, ορίζεται η διαφορά μεταξύ της ενέργειας που μετράται κατά την είσοδο της στον σταθμό και της ενέργειας που αποδίδεται απευθείας στο δίκτυο από τις μονάδες Α.Π.Ε. του υβριδικού σταθμού. Η διαφορά αυτή υπολογίζεται για τα μη διασυνδεδεμένα νησιά σε ωριαία βάση. Η χρησιμοποιούμενη συμβατική ενέργεια δεν μπορεί να υπερβαίνει το 10% της συνολικής ενέργειας που παράγεται, σε ετήσια βάση, από τις μονάδες αξιοποίησης της ηλιακής ενέργειας.
- Η μέγιστη ισχύς παραγωγής των μονάδων του σταθμού Α.Π.Ε δεν μπορεί να υπερβαίνει την εγκατεστημένη ισχύ των μονάδων αποθήκευσης του σταθμού αυτού, προσαυξημένη ατά ποσοστό μέχρι 20%.

### 3.2 Μονάδες Βάσης και Αποθήκευσης

Κάθε υβριδικός σταθμός αποτελείται από δύο διακριτά μέρη, τις μονάδες βάσης και τις μονάδες αποθήκευσης. Στις μονάδες βάσης συγκαταλέγονται οι μονάδες μη εγγυημένης παραγωγής. Όταν αναφερόμαστε σε μονάδες βάσης εννοούμε φωτοβολταϊκούς σταθμούς και αιολικά πάρκα. Οποιαδήποτε μονάδα βάσης θα πρέπει:

- Η απόδοση της, σε ενέργεια να είναι υψηλή
- Το κόστος εγκατάστασης και λειτουργίας να είναι χαμηλό
- Η μονάδα αποθήκευσης που απαιτείται για την κάλυψη των στόχων του υβριδικού σταθμού, να μην απαιτεί υπερβολικά μεγάλη εγκατάσταση

Έπειτα από μελέτες, έχει αποδειχτεί ως η πλέον συμφέρουσα τεχνολογία τα αιολικά πάρκα, καθώς παρουσιάζουν αρκετά πλεονεκτήματα έναντι των φωτοβολταϊκών πάρκων.

Οι μονάδες αποθήκευσης είναι αυτές οι οποίες αναλαμβάνουν το έργο της προσαρμογής της τυχαίας παραγωγής των μονάδων βάσης στην ζήτηση ισχύος. Οι κυριότερες μονάδες αποθήκευσης είναι :

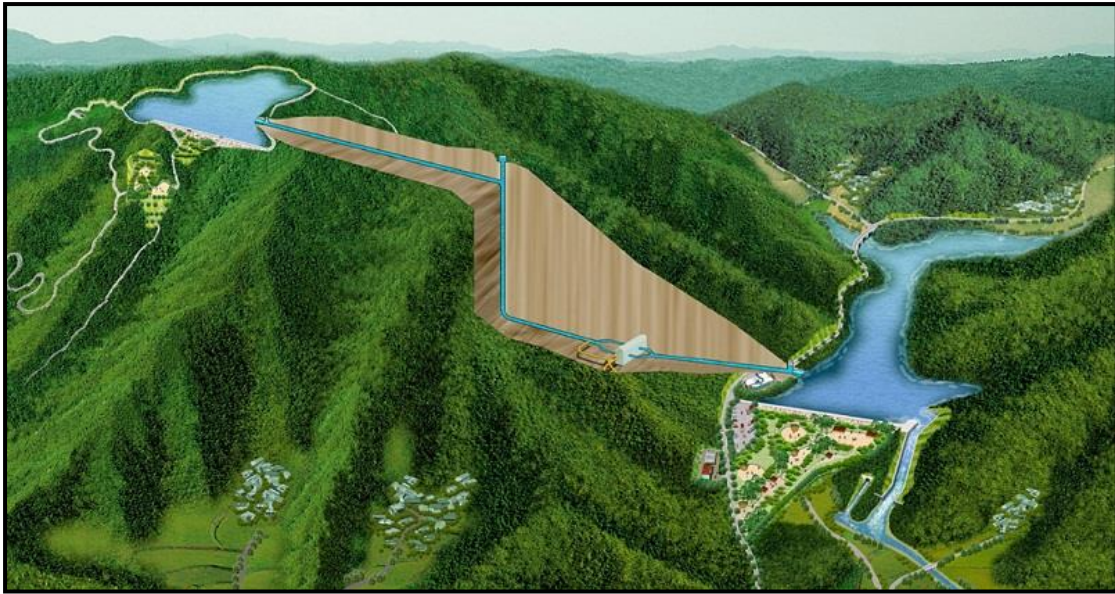
- αναστρέψιμα υδροηλεκτρικά - αντλησιοταμιευτήρες
- ηλεκτροχημικοί συσσωρευτές
- μονάδες παραγωγής υδρογόνου
- μονάδες συμπίεσης αέρα

Στην πράξη μόνο δύο τεχνολογίες μπορούν να ανταπεξέλθουν στις ανάγκες μεγάλων συστημάτων ενέργειας, τα αναστρέψιμα υδροηλεκτρικά και οι σταθμοί αποθήκευσης συμπιεσμένου αέρα. Στην παρούσα εργασία θα μας απασχολήσουν τα αναστρέψιμα υδροηλεκτρικά.

### 3.3 Αναστρέψιμα υδροηλεκτρικά

Τα αναστρέψιμα υδροηλεκτρικά (εικόνα 3.1), αποτελούν την βέλτιστη λύση, τόσο οικονομικά όσο και τεχνολογικά, για αποθήκευση ενέργειας σε μεγάλου μεγέθους συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας. Τα κύρια μέρη ενός αναστρέψιμου υδροηλεκτρικού είναι:

- δύο ταμιευτήρες
- ένα σύστημα σωληνώσεων και αντλιών
- ένας υδροηλεκτρικός σταθμός



**Εικόνα 3. 1 Σύστημα αντλησιοταμίευσης**

Τα συστήματα αντλησιοταμίευσης, μέσω των διατάξεων τους, αποθηκεύουν την περίσσεια ενέργεια σε μορφή δυναμικής ενέργειας, στον άνω ταμιευτήρα, ενώ όταν αυτή απαιτηθεί μετατρέπεται μέσω της υδροηλεκτρικής εγκατάστασης σε ηλεκτρική και προσδίδεται στο δίκτυο. Ο κύκλος για την αποθήκευση ενέργειας περιλαμβάνει την άντληση του νερού από τον κάτω ταμιευτήρα στον άνω, ενώ για την φάση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας την μετακίνηση νερού από τον άνω στον κάτω ταμιευτήρα μέσω των υδροστροβίλων.

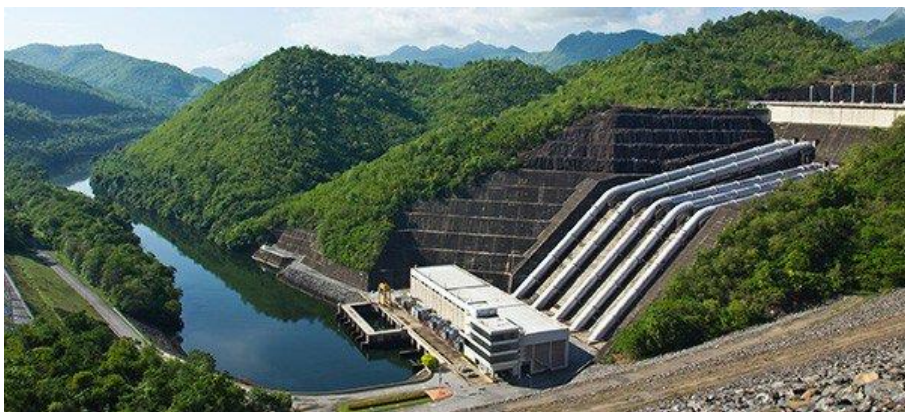
Όπως κάθε σύστημα έτσι και αυτό της αντλησιοταμίευσης, περιλαμβάνει απώλειες στην εκτέλεση ενός πλήρους κύκλου του. Συγκεκριμένα, σε ένα μεγάλο υβριδικό σταθμό οι απώλειες ενέργειας είναι της τάξης του 25%.

### **3.3.1 Ταμιευτήρες**

Οι ταμιευτήρες του συστήματος (εικόνα 3.2 & 3.3), βρίσκονται τοποθετημένοι παραπλήσια ο ένας στον άλλο με υψομετρική διαφορά μεταξύ τους. Η υψομετρική διαφορά αυτή κυμαίνεται σε μερικές εκατοντάδες μέτρα, ανάλογα το μέγεθος του σταθμού. Η χωρητικότητα τους μπορεί να φτάσει μέχρι και μερικά εκατομμύρια κυβικά μέτρα, με αυτήν του άνω ταμιευτήρα να είναι κατά πολύ μεγαλύτερη του κάτω. Ένας περιορισμός ο οποίος αφορά την χωρητικότητα των ταμιευτήρων, είναι ο μεγάλος όγκος που καταλαμβάνουν. Έτσι είναι αναγκαίο να υπάρχει η διαθεσιμότητα εδαφικής έκτασης η οποία να καλύπτει τις ανάγκες του συστήματος.



Εικόνα 3. 2 Άνω Ταμειευτήρας ([environ--develop.ntua.gr](http://environ--develop.ntua.gr))



Εικόνα 3. 3 Κάτω Ταμειευτήρας ([energypress.gr](http://energypress.gr))

### 3.3.2 Υδροηλεκτρικός Σταθμός

Στην περίπτωση των αναστρέψιμων υδροηλεκτρικών, ο υδροστρόβιλος είναι αυτός που αναλαμβάνει την έγχυση της αποθηκευμένης ενέργειας στο δίκτυο. Αυτό γίνεται μετατρέποντας αρχικά την δυναμική ενέργεια, όπου είναι αποθηκευμένη στον άνω ταμειευτήρα, σε κινητική, εκμεταλλευόμενος την πτώση των υδάτων, και στην συνέχεια σε ηλεκτρική. Μια διάκριση που γίνεται για τους υδροηλεκτρικούς σταθμούς είναι ανάλογα με το ύψος της πτώσης των υδάτων. Έχουμε λοιπόν τις εξής κατηγορίες:

- Μικρού ύψους για ύψος πτώσης μικρότερο των 20 m
- Μέσου ύψους για ύψος πτώσης από 20 έως 150 m
- Μεγάλου ύψους για ύψος πτώσης άνω των 150 m

Κάθε υδροηλεκτρικός σταθμός εμπεριέχει και έναν υδροστρόβιλο. Οι δύο κύριες κατηγορίες υδροστροβίλων είναι οι υδροστρόβιλοι δράσεως, τύπου Pelton, (εικόνα 3.4) και αντιδράσεως, τύπου Francis (εικόνα 3.5). Οι πρώτοι χρησιμοποιούνται για σταθμούς με μεγάλες υψομετρικές διαφορές ανάμεσα στους



ταμιευτήρες. Οι υδροστρόβιλοι Francis, χρησιμοποιούνται σε έργα με υψομετρικές διαφορές που κυμαίνονται μεταξύ 100 και 360 μέτρων.



**Εικόνα 3. 4 Υδροστρόβιλος Τύπου Pelton ([mechanicalbooster.com](http://mechanicalbooster.com))**



**Εικόνα 3. 5 Υδροστρόβιλος Τύπου Francis([greek.hydrotu.com](http://greek.hydrotu.com))**

Για χαμηλές υψομετρικές διαφορές, μέχρι 45 μέτρα, χρησιμοποιούνται υδροστρόβιλοι προώσεως τύπου Kaplan (εικόνα 3.6). Οι υδροστρόβιλοι προώσεως αποτελούν μια υποκατηγορία των υδροστρόβιλων αντιδράσεως.



**Εικόνα 3. 6 Υδροστρόβιλος Τύπου Kaplan ([zeko.it](http://zeko.it))**

### 3.3.3 Σύστημα αντλιών

Οι αντλίες αναλαμβάνουν την μεταφορά των υδάτων από την άνω δεξαμενή στην κάτω, καθώς και την μεταφορά από την κάτω στην άνω δεξαμενή. Η μεταφορά αυτή γίνεται μέσω ενός συστήματος σωληνώσεων που συνδέουν τους ταμιευτήρες με το αντλιοστάσιο. Υπάρχει η επιλογή, να εγκατασταθεί μονοβάθμια αντλία μονής ή διπλής αναρρόφησης. Επίσης, είναι εφικτό το ενδεχόμενο εγκατάστασης στροβιλοαντλίας η οποία έχει την δυνατότητα λειτουργίας και ως αντλία και ως υδροστροβίλος.

## 3.4 Κύριες καταστάσεις λειτουργίας Υβριδικών Σταθμών.

### 1. Λειτουργία Υδροστροβίλων

Το χαρακτηριστικό αυτής της κατάστασης είναι ότι οι μονάδες των αιολικών πάρκων και οι αντλίες βρίσκονται εκτός λειτουργίας. Σε αυτήν την περίπτωση, βρίσκονται σε λειτουργία οι υδροστροβίλοι, οι οποίοι μετατρέπουν την δυναμική ενέργεια που είναι αποθηκευμένη στον άνω ταμιευτήρα σε ηλεκτρική. Συνήθως, η ένταξη του συστήματος των υδροστροβίλων στο ΣΗΕ, γίνεται τις ώρες αιχμής, μετά τις θερμικές μονάδες και πριν τους υδροστροβίλους.

### 2. Αντλησιοαιολική συνεργασία.

Η κατάσταση κατά την οποία γίνεται αποθήκευση ενέργειας στον άνω ταμιευτήρα. Οι υδροστροβίλοι βρίσκονται εκτός λειτουργίας, ενώ αιολικά πάρκα και αντλίες εντός. Η παραγόμενη αιολική ισχύς αξιοποιείται πλήρως για την ανύψωση νερού από τον κάτω στον άνω ταμιευτήρα, μέσω της αντλίας, και συνεπώς την αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας, στην μορφή της δυναμικής.

### 3. Αντληση από το δίκτυο

Οι αντλίες βρίσκονται και πάλι σε λειτουργία, όμως τώρα λειτουργούν με ενέργεια που απορροφούν από το δίκτυο και όχι από το αιολικό πάρκο. Συνήθως συμβαίνει τις βραδινές ώρες, όπου η ζήτηση είναι μικρή και η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας χαμηλή. Σε μία εγκατάσταση ΥΒΣ, αναμένεται να συμβαίνει σπάνια, καθώς η ενέργεια που αντλείται, επιστρέφεται στο δίκτυο με μεγάλες όμως απώλειες, άρα κρίνεται μη συμφέρουσα επιλογή. Ο λόγος ύπαρξης αυτής της κατάστασης λειτουργίας, είναι για την εξασφάλιση της εγγυημένης ισχύος του ΥΒΣ, αν αυτή δεν μπορεί να καλυφθεί από την διάταξη των ανεμογεννητριών. (Τσεκούρας Β)

Οι παραπάνω καταστάσεις λειτουργίας αποτελούν τις κύριες καταστάσεις του ΥΒΣ. Εκτός από αυτές είναι δυνατές και κάποιες επιπλέον, οι δευτερεύουσες.

### 1. Λειτουργία μόνο του αιολικού πάρκου

Στην προσκείμενη φάση, σε λειτουργία βρίσκεται μόνο το αιολικό ή τα αιολικά πάρκα του ΥΒΣ. Η ενέργεια που παράγεται εγχέεται απευθείας στο δίκτυο χωρίς χρήση των υδροστροβίλων ή των αντλιών. Η συγκεκριμένη κατάσταση αναμένεται να συμβαίνει σπάνια, καθώς η μεταβαλλόμενη ενέργεια που παράγει, δεν προσφέρει κάποιο όφελος στο σύστημα του νησιού.

## **2. Υδροαιολική συνεργασία**

Στην περίπτωση αυτήν, η αιολική ενέργεια εγχέεται απευθείας στο δίκτυο, χωρίς να χρειάζεται να μεταφερθεί στον ΥΒΣ ώστε να καθιστάτε δυνατή η εκμετάλλευση της. Αποφεύγονται έτσι οι απώλειες που προκύπτουν κατά την μεταφορά της στον υδροστρόβιλο του ΥΒΣ και την επιστροφή της στο δίκτυο. Για να είναι αυτό εφικτό αυτό θα πρέπει να βρίσκεται σε λειτουργία ο υδροστρόβιλος ώστε να συμπληρώνει ανά πάσα στιγμή την απαιτούμενη εγγυημένη ισχύ. Η κατάσταση αυτή συναντάται συχνά σε διατάξεις μονού αγωγού, όπου δεν είναι δυνατή η άντληση.

## **3. Ταυτόχρονη παραγωγή και άντληση**

Σε αυτή την περίπτωση, οι καταστάσεις της λειτουργίας υδροστροβίλων και της αντλιοαιολικής συνεργασίας συνδυάζονται με αποτέλεσμα την δυνατότητα αξιοποίησης της παραγόμενης αιολικής ισχύος ακόμα και όταν οι υδροστρόβιλοι βρίσκονται σε λειτουργία. Προϋπόθεση για την ύπαρξη της παραπάνω κατάστασης είναι το σύστημα να διαθέτει διπλό αγωγό και ξεχωριστές μηχανές για παραγωγή και άντληση. Παρατηρούνται δύο εκδοχές λειτουργίας της παραπάνω κατάστασης:

- Η αιολική ισχύς απορροφάται μέσω των αντλιών και έπειτα μέσω των υδροστροβίλων εγχέεται στο δίκτυο (αντλιοαιολική συνεργασία)
- Η αιολική ισχύς απορροφάται σε ένα ποσοστό από τις αντλίες, ενώ η υπόλοιπη εγχέεται στο δίκτυο. Οι υδροστρόβιλοι βρίσκονται σε λειτουργία ώστε να αντισταθμίζουν τις μεταβολές της αιολικής ισχύος και να διατηρούν την εγγυημένη ισχύ (υδροαιολική συνεργασία). *(Τσεκούρας Β)*

Η δημιουργία λοιπόν, ενός υβριδικού σταθμού ενέργειας σε συνδυασμό με μία μορφή ΑΠΕ θα επιφέρει τα εξής:



- Θα λειτουργήσει ως υποκατάστατο των συμβατικών θερμοηλεκτρικών μονάδων τις περιόδους αιχμής φορτίου
- Θα αυξηθεί το ποσοστό διείσδυσης της μονάδας ΑΠΕ, στο σύστημα αυτό.

Παρόλα τα πλεονεκτήματα που δύναται να προσφέρει η δημιουργία ενός υβριδικού σταθμού, ειδικά σε μη διασυνδεδεμένα νησιά, υπάρχουν και αντιδράσεις από διάφορους φορείς για την δημιουργία τους. Συγκεκριμένα πολίτες αντιδρούν, καθώς η χρησιμοποίηση των φραγμάτων για άντληση και παραγωγή ενέργειας μειώνει τον όγκο του διαθέσιμου νερού για γεωργικές και άλλες χρήσεις οπότε και υπάρχουν αντιδράσεις στην δημιουργία τους.

Στην Ελλάδα, το τέλος του 2018 αναμένεται να δοθεί σε πλήρη λειτουργία ο υβριδικός σταθμός της ΔΕΗ στην Ικαρία, ο οποίος θα αναλάβει μεγάλο ποσοστό κάλυψης της ζήτησης. Ο σταθμός αυτός θα αποτελείται από:

- ένα αιολικό πάρκο ισχύος 2,7 MW
- δύο μικρούς υδροηλεκτρικούς σταθμούς ισχύος 1,05 MW και 3,1 MW
- Δύο δεξαμενές νερού χωρητικότητας 80.000 κυβικά μέτρα η καθεμία
- Ένα αντλιοστάσιο ισχύος 3.0 MW

## Νομοθεσία

Σύμφωνα με τον νόμο 3468/2006 (Φ.Ε.Κ. 129/Α'/27.6.2006) [Παράρτημα Ι], Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης και λοιπές διατάξεις, «ως υβριδικός σταθμός ορίζεται κάθε σταθμός παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που:

- χρησιμοποιεί τουλάχιστον μία μορφή ΑΠΕ
- 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. Ως ενέργεια που απορροφά ο υβριδικός σταθμός από το δίκτυο, ορίζεται η διαφορά μεταξύ της ενέργειας που μετράται κατά την είσοδο της στον σταθμό και της ενέργειας που αποδίδεται απευθείας στο δίκτυο από τις μονάδες Α.Π.Ε. του υβριδικού σταθμού. Η διαφορά αυτή υπολογίζεται για τα μη διασυνδεδεμένα νησιά σε ωριαία βάση. Η χρησιμοποιούμενη συμβατική ενέργεια δεν μπορεί να υπερβαίνει το 10% της συνολικής ενέργειας που παράγεται, σε ετήσια βάση, από τις μονάδες αξιοποίησης της ηλιακής ενέργειας.
- Η μέγιστη ισχύς παραγωγής των μονάδων του σταθμού Α.Π.Ε δεν μπορεί να υπερβαίνει την εγκατεστημένη ισχύ των μονάδων αποθήκευσης του σταθμού αυτού, προσ αυξημένη κατά ποσοστό μέχρι 20%.»

Σκοπός ενός υβριδικού σταθμού, εκτός από το να προσφέρει θετικές επιπτώσεις τόσο οικονομικές όσο και περιβαλλοντικές, είναι να προσαρμοσθεί στο εκάστοτε σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας ούτως ώστε να μην επηρεάζεται η αδιάκοπη και ασφαλής λειτουργία του συστήματος. Για τον λόγο αυτόν υποχρεούται να υπακούσει ένα σύνολο κανόνων οι οποίοι εφαρμόζονται από τον διαχειριστή του εκάστοτε συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας. Οι κανονισμοί αυτοί, αποτυπώνονται στον Κώδικα Διαχείρισης Ηλεκτρικών Συστημάτων Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών (Κώδικας ΜΔΝ). Η πιο πρόσφατη έκδοση αυτού έγινε τον Ιανουάριο του 2014 και θεσπίστηκε από την Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ).

Τα μη διασυνδεδεμένα νησιά, παρουσιάζουν σωρεία από ιδιαιτερότητες οι οποίες τα διαφοροποιούν από τα ηπειρωτικά συστήματα. Κυρίως οι μεγάλες διασπορές στις τιμές της ζήτησης κατά τους μήνες του έτους, αλλά και τα ποίκιλα μεγέθη των νησιών αποτρέπουν την εύκολη ομαδοποίηση τους. Επιπρόσθετα, παρατηρείται παγκόσμια προσπάθεια για αύξηση του ποσοστού διείσδυσης των ΑΠΕ στα συστήματα αυτά. Επιπλέον, το κόστος ηλεκτρικής ενέργειας είναι αυξημένο στα συστήματα αυτά, και αρκετά μεγαλύτερο από ότι στα ηπειρωτικά συστήματα.

Επιδίωξη των αρμόδιων αρχών, είναι η μείωση του κόστους σε τιμές κοντινές σε αυτές των συνδεδεμένων συστημάτων ώστε το αγαθό της ηλεκτρικής ενέργειας να είναι ίσου ή σχεδόν ίσου κόστους για όλους. Όλες τις παραπάνω ιδιαιτερότητες που παρουσιάζονται, καλείται να επιλύσει ο διαχειριστής του ΜΔΝ και οι αρμόδιες αρχές με βάση τον κώδικα ΜΔΝ. Τα άρθρα τα οποία απαρτίζουν τον κώδικα, λαμβάνουν υπόψη όλες τις παραπάνω ιδιαιτερότητες.

Αρχικά, γίνεται καθημερινά για την επόμενη ημέρα η κατάρτιση του κυλιόμενου ημερήσιου ενεργειακού προγραμματισμού (ΚΗΕΠ). Σύμφωνα με τους ορισμούς του κώδικα ΚΗΕΠ είναι :

- Ο προγραμματισμός παραγωγής όλων των μονάδων παραγωγής για την κάλυψη του φορτίου για τις εικοσιτέσσερις ώρες της επόμενης ημέρας, ο οποίος καταρτίζεται και εκτελείται σε δύο δωδεκάωρες υποπεριόδους της ημέρα κατανομής (Α' και Β' περίοδος ΚΗΕΠ). *(Κώδικας ΜΔΝ Βασικοί ορισμοί)*

Όπως γίνεται αντιληπτό από τον ορισμό, με την κατάρτιση του ΚΗΕΠ καθορίζονται τα παρακάτω:

- Για κάθε ώρα κατανομής οι Κατανεμόμενες συμβατικές μονάδες και οι μονάδες ΑΠΕ, που θα βρίσκονται σε λειτουργία ή σε παύση
- Η προβλεπόμενη ενέργεια που θα παράγουν αυτές οι μονάδες
- Η ενέργεια που θα απορροφήσουν τυχόν μονάδες υβριδικών σταθμών για την πλήρωση

Όπου:

- Κατανεμόμενες μονάδες υβριδικού σταθμού: Οι μονάδες του σταθμού που αξιοποιούν την ενέργεια των αποθηκευτικών συστημάτων του και κατά κανόνα είναι πλήρως ελεγχόμενες μονάδες. Οι μονάδες αυτές μπορεί να είναι είτε διακριτές από τις μονάδες αποθήκευσης, είτε να ταυτίζονται με αυτές (μονάδες διπλής λειτουργίας/ αναστρέψιμες μονάδες). Στην περίπτωση των μονάδων διπλής λειτουργίας αυτές νοούνται ως κατανεμόμενες μονάδες κατά την περίοδο παροχής ισχύος στο δίκτυο.
- Περίοδος ή Ώρα Κατανομής: Μία πλήρης ωρολογιακή ώρα του εικοσιτετράωρου που χρησιμοποιείται ως η ελάχιστη χρονική βάση για τον προγραμματισμό της ένταξης και λειτουργίας των μονάδων παραγωγής, καθώς και για την εκκαθάριση των συναλλαγών στην αγορά ΜΔΝ.
- Ημέρα κατανομής: Το χρονικό διάστημα των είκοσι τεσσάρων ωρών που συμπίπτει με μια ημερολογιακή ημέρα. Η ημέρα κατανομής αποτελείται από εικοσιτέσσερις περιόδους κατανομής και χρησιμοποιείται ως περίοδος αναφοράς για τον προγραμματισμό της ένταξης και λειτουργίας των

μονάδων ΜΑΝ. Ξεκινά τα μεσάνυχτα της ημέρας που αφορά και ολοκληρώνεται τα μεσάνυχτα της επόμενης. (Κώδικας ΜΑΝ, Βασικοί Ορισμοί)

Η υλοποίηση των κανόνων του κώδικα, επιφέρει ορισμένους περιορισμούς κατά την χρήση των υβριδικών σταθμών ενέργειας σε ένα αυτόνομο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας. Συγκεκριμένα, η συνολικά απορροφημένη ενέργεια από το δίκτυο, για χρονικό ορίζοντα ενός έτους, ή οποία χρησιμοποιείται για τις ανάγκες λειτουργίας του υβριδικού σταθμού δύναται να είναι μικρότερη ή ίση από το 30% της ενέργειας που απαιτείται για την πλήρωση των συστημάτων του. Επιπρόσθετα, η μέγιστη ισχύς των μονάδων Α.Π.Ε. του υβριδικού σταθμού δεν πρέπει να υπερβαίνει την εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων αποθήκευσης προσαυξημένης κατά 20%

## 4.1 Δηλώσεις που γίνονται από τον ΥΒΣ

### 4.1.1 Δήλωση Παραγωγής

Η Δήλωση Παραγωγής Υβριδικών σταθμών αφορά την ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας σε MWh που θα εγχύσει κάθε Μονάδα στο δίκτυο, συνολικά για τον χρονικό ορίζοντα της Ημέρας Κατανομής. Για την παραπάνω δήλωση, ο διαχειριστής του ΥΒΣ θα πρέπει να λάβει υπόψη τα τεχνικά χαρακτηριστικά των μονάδων του ΥΒΣ έτσι ώστε η ποσότητα ενέργειας, η οποία θα δηλωθεί, να είναι εφικτό να παραχθεί. Επίσης, είναι απαραίτητο, σύμφωνα με τους κανονισμούς, μια τουλάχιστον κατανεμόμενη μονάδα του ΥΒΣ να δηλώνεται διαθέσιμη για τουλάχιστον δύο ώρες στην μέγιστη ισχύ της. Κάτι που συνεπάγεται, ότι θα πρέπει από πλευράς υβριδικού σταθμού να λαμβάνονται υπόψη τα τεχνικά χαρακτηριστικά των μονάδων παραγωγής του.

Με την Δήλωση Παραγωγής, ο παραγωγός αναφέρει την προσφερόμενη ενέργεια διακριτά και για τις δύο περιόδους του ΚΗΕΠ. Υποβάλλεται περιορισμός στο ποσό της ενέργειας που προσφέρεται, καθώς η ενέργεια που προσφέρεται στην πρώτη περίοδο ΚΗΕΠ δεν δύναται να υπερβαίνει το 50% της συνολικά προσφερόμενης ενέργειας για το σύνολο του ΚΗΕΠ. (Κώδικας ΜΑΝ, 2014, άρθρο 100,101)

### 4.1.2 Δήλωση Φορτίου

Αν η προς έγχυση ενέργεια που δηλώνεται στην Δήλωση Παραγωγής υπολείπεται της ενέργειας σε MWh, η οποία ισούται με την εγγυημένη ισχύ πολλαπλασιαζόμενη με το πλήθος ωρών παροχής εγγυημένης ισχύος, υποβάλλεται από τον υβριδικό σταθμό δήλωση απορρόφησης φορτίου, για απορρόφηση ενέργειας από το δίκτυο για την πλήρωση των συστημάτων αποθήκευσής τους, για να καταφέρει ο ΥΒΣ να εγχύσει την εγγυημένη ισχύ αν αυτή έχει ζητηθεί. Επί της ουσίας, η δήλωση αυτή αφορά την ποσότητα ενέργειας που απαιτείται για να παραχθεί η εγγυημένη ισχύς προς το δίκτυο. (Κώδικας ΜΑΝ, 2014, άρθρο 96)

## 4.2 Χρονοδιάγραμμα

Η εφαρμογή του κώδικα, στηρίζεται σε χρονοδιάγραμμα έτσι ώστε να γίνεται οργανωμένα και με ακρίβεια. Αρχικά, έξι ώρες πριν την έναρξη της ημέρας κατανομής πρέπει να έχουν υποβληθεί όλες οι απαραίτητες δηλώσεις από τους ενδιαφερόμενους καθώς λήγει η προθεσμία υποβολής τους. Ο διαχειριστής του ΜΔΝ, είναι υποχρεωμένος να καταρτίζει το ημερήσιο πρόγραμμα παραγωγής ενέργειας, να το δημοσιοποιεί και να το γνωστοποιεί τρεις ώρες πριν την έναρξη της ημέρας κατανομής. Αφότου έχει ξεκινήσει η ημέρα κατανομής και συγκεκριμένα οκτώ ώρες μετά την έναρξη της, λήγει η προθεσμία υποβολής επικαιροποιημένων δηλώσεων παραγωγής για την Β' περίοδο ΚΗΕΠ η οποία πραγματοποιείται σύμφωνα με τους κανόνες του υπάρχον κώδικα. Ακολούθως, δύο ώρες μετά το πέρας της παραπάνω προθεσμίας για την υποβολή των επικαιροποιημένων δηλώσεων παραγωγής ο διαχειριστής ΜΔΝ καταρτίζει το επικαιροποιημένο ημερήσιο πρόγραμμα που αφορά τη Β' Περίοδο ΚΗΕΠ της τρέχουσας Ημέρας Κατανομής, δημοσιοποιεί και γνωστοποιεί τα στοιχεία σύμφωνα με τους κανονισμούς. (Κώδικας ΜΔΝ, 2014, άρθρο 94)

## 4.3 Υποχρεώσεις Διαχειριστή ΜΔΝ

Υποχρέωση του διαχειριστή ΜΔΝ, είναι να απορροφάται το μέγιστο δυνατό ποσό ενέργειας βάσει της δήλωσης παραγωγής του ΥΒΣ, με την επιφύλαξη πάντα της ασφαλούς λειτουργίας του συστήματος. Επιπλέον, ο διαχειριστής ΜΔΝ δύναται να τροποποιεί, σε πραγματικό χρόνο, βάσει των προγραμμάτων κατανομής, το πρόγραμμα λειτουργίας. Αυτό το οποίο έχει γνωστοποιηθεί στον παραγωγό κατά την προηγούμενη της ημέρας κατανομής ως αποτέλεσμα της επίλυσης του ΚΗΕΠ. Στο πρόγραμμα αυτό αναγράφεται η ζητούμενη εγγυημένη ισχύ/ενέργεια προς το δίκτυο, που οφείλει ο σταθμός να προμηθεύσει. Οι απαιτήσεις του διαχειριστή ΜΔΝ για παροχή εγγυημένης ενέργειας από τον ΥΒΣ θα πρέπει να τεκμηριώνεται επαρκώς βάσει των κανόνων επίλυσης του ΚΗΕΠ. Η παροχή της ενέργειας αυτής αποσκοπεί αποκλειστικά στην κάλυψη της ζήτησης η οποία δεν είναι δυνατή λόγω τεχνικής αδυναμίας των λοιπών διαθέσιμων μονάδων του συστήματος ΜΔΝ. Κατ' εξαίρεση, είναι δυνατή η παροχή της ενέργειας αυτής για οικονομικούς λόγους λειτουργίας του συστήματος ΜΔΝ, υπό την προϋπόθεση της προηγούμενης συναίνεσης του παραγωγού του ΥΒΣ. Μια βασική επιδίωξη του διαχειριστή, σε συνδυασμό πάντα με την ασφαλή λειτουργία του συστήματος είναι να καταβάλλεται προσπάθεια κατανομής της προσφερόμενης ενέργειας του ΥΒΣ, καθώς και της ενέργειας απορρόφησης κατά τρόπο τέτοιο ώστε να επιτυγχάνεται το βέλτιστο οικονομικό και τεχνικό αποτέλεσμα για τη λειτουργία του συστήματος. Αν και εφόσον ο διαχειριστής ΜΔΝ, κατά την λειτουργία του συστήματος, διαπιστώσει σημαντικές αποκλίσεις από τα όρια λειτουργίας των μονάδων του ΥΒΣ, δύναται να διακόψει την

λειτουργία του σταθμού, ιδίως για λόγους ασφαλούς λειτουργίας του συστήματος ΜΔΝ.

Ο διαχειριστής ΜΔΝ, υποχρεούται να χρησιμοποιεί την παραγόμενη ενέργεια από τις μονάδες ΑΠΕ και μονάδες ΣΗΘΥΑ έναντι των συμβατικών μονάδων, με κύριο περιορισμό όμως την ασφαλή λειτουργία του συστήματος, λαμβάνοντας υπόψη τα τεχνικά χαρακτηρίστηκα των συμβατικών μονάδων και τους περιορισμούς που αυτά δημιουργούν. Οι μονάδες ΑΠΕ του ΥΒΣ εντάσσονται κατά προτεραιότητα έναντι των μονάδων ΑΠΕ που δεν ανήκουν στον ΥΒΣ σε συγκεκριμένες περιπτώσεις. Συγκεκριμένα, όταν βρίσκονται σε λειτουργία οι μονάδες αποθήκευσης του υβριδικού σταθμού. Στην περίπτωση αυτήν, το ποσοστό προτεραιότητας ένταξης των μονάδων ΑΠΕ του υβριδικού σταθμού ορίζεται σε 100% της ζητούμενης ενέργειας αποθήκευσης από το σταθμό, εκτός και αν ορίζεται διαφορετικά στην άδεια παραγωγής του σταθμού. Επίσης, όταν οι μονάδες ΑΠΕ του υβριδικού σταθμού συμμετέχουν στην παροχή της εγγυημένης ισχύος του σταθμού. Σε κάθε άλλη περίπτωση οι μονάδες ΑΠΕ που δεν αποτελούν μέρος του ΥΒΣ εντάσσονται κατά προτεραιότητα έναντι των ΑΠΕ του ΥΒΣ. *(Κώδικας ΜΔΝ, 2014)*

#### **4.4 Υποχρεώσεις Παραγωγού ΥΒΣ**

Ως επακόλουθο των υποχρεώσεων του διαχειριστή ΜΔΝ, υπάρχουν και οι υποχρεώσεις του παραγωγού του ΥΒΣ απέναντι στο σύστημα. Ο παραγωγός του ΥΒΣ λοιπόν, σε καθημερινή βάση υποχρεούται να παρέχει στο δίκτυο την ενέργεια και την ισχύ που ζητείται κατόπιν εντολής του διαχειριστή ΜΔΝ. Ο παραγωγός υποχρεούται στην παροχή ενέργειας και ισχύος για κάθε ημέρα κατανομής, τουλάχιστον της ποσότητας που ζητείται κατόπιν σχετικής εντολής του διαχειριστή ΜΔΝ. Επιπλέον, η υποχρέωση του σταθμού για παροχή εγγυημένης ισχύος/ενέργειας εξαντλείται στην διάθεση της εγγυημένης ισχύος επί τον αριθμό των ωρών που αυτή παρέχεται σύμφωνα με τα οριζόμενα στην άδεια παραγωγής. Τέλος σε περίπτωση αδυναμίας διάθεσης μέρους ή του συνόλου της εγγυημένης ισχύος/ενέργειας προβλέπονται κυρώσεις σύμφωνα με τον υπάρχον κώδικα. *(Κώδικας ΜΔΝ, 2014)*

#### **4.5 Βήματα υλοποίησης των παραπάνω κανόνων**

Αρχικά για κάθε ημέρα ο διαχειριστής ΜΔΝ, απαιτεί ένα ποσό εγγυημένης ισχύος, λαμβάνοντας υπόψη τις προδιαγραφές του σταθμού και τους κανονισμούς, για το επόμενο εικοσιτετράωρο. Η εγγυημένη ισχύς δεν είναι ίδια καθημερινά, και η τιμή που θα ζητηθεί γίνεται βάσει της προβλεπόμενης ζήτησης για την συγκεκριμένη ημέρα αλλά και βάσει των περιορισμών που προκύπτουν από τις συμβατικές μονάδες του συστήματος.

Έπειτα ο διαχειριστής του ΥΒΣ, βάσει της πρόβλεψης παραγωγής των αιολικών πάρκων την συγκεκριμένη ημέρα, αλλά και της στάθμης του σταθμού υποβάλλει δήλωση παραγωγής ενέργειας τουλάχιστον ίσης της εγγυημένης ισχύος που θα του ζητηθεί.

Σε περίπτωση αδυναμίας κάλυψης της εγγυημένης ισχύς που ζητείται, ο διαχειριστής του ΥΒΣ καλείται να υποβάλλει δήλωση φορτίου για την απορρόφηση ενέργειας για την κάλυψη της εγγυημένης ισχύς. (Κώδικας ΜΔΝ, 2014)

Με βάση τα παραπάνω ο διαχειριστής του ΥΒΣ καταρτίζει τα προγράμματα παραγωγής και άντλησης ενέργειας για την συγκεκριμένη ημέρα. Σκοπός του προγραμματισμού αυτού είναι στην ημερήσια καμπύλη ζήτησης ενέργειας του δικτύου να κόβονται οι κορφές της καμπύλης και να εξομαλύνονται οι κοιλάδες.

#### 4.6 Κανόνες Ένταξης και Λειτουργίας

Υποχρέωση του διαχειριστή του συστήματος είναι να απορροφά κατά προτεραιότητα την ενέργεια που προέρχεται από μονάδες Α.Π.Ε. και ΣΗΘΥΑ όλων των κατηγοριών έναντι των συμβατικών μονάδων. Στις μονάδες αυτές περιλαμβάνονται και οι μονάδες Α.Π.Ε. των υβριδικών σταθμών. Ο περιορισμός που τίθεται σε αυτήν την απορρόφηση είναι η ασφαλής λειτουργία του συστήματος.

Επιπλέον, οι εφεδρείες ισχύος των μονάδων για κάθε ώρα κατανομής, θα πρέπει να έχουν την ικανότητα απορρόφησης, τουλάχιστον έως ένα επίπεδο, της παραγωγής από τις μονάδες Α.Π.Ε. και ΣΗΘΥΑ.

Εάν σε κάποια ώρα κατανομής δεν είναι δυνατόν να απορροφηθεί όλη η προσφερόμενη ενέργεια από μονάδες Α.Π.Ε., ΣΗΘΥΑ και υβριδικούς σταθμούς, τότε επιβάλλεται περιορισμός της παραγωγής αυτών των μονάδων. Προτεραιότητα έχουν οι μονάδες Α.Π.Ε., συνεπώς αυτές περιορίζονται αφού πρώτα έχουν περιοριστεί πλήρως, μέχρι το επιτρεπτό όριο, οι μονάδες ΣΗΘΥΑ.

Ειδικότερα, για τους υβριδικούς σταθμούς, οι οποίοι προσφέρουν ενέργεια στον ΚΗΕΠ, προγραμματίζεται, αρχικά, σε ωριαία βάση η παραγωγή τους, χωρίς να λαμβάνεται υπόψη ο περιορισμός του ισοζυγίου ενέργειας (παραγωγή = ζήτηση).

Σε περίπτωση που επιτρέπεται η απένταξη μιας συμβατικής μονάδας παραγωγής, το φορτίο της καλύπτεται κατά σειρά από τις μονάδες Α.Π.Ε., έπειτα από τις ελεγχόμενες μονάδες του υβριδικού σταθμού και τέλος εφόσον χρειαστεί από τις μονάδες ΣΗΘΥΑ. Αν και εφόσον κριθεί απαραίτητο να γίνει απένταξη μονάδων Α.Π.Ε. ή ΣΗΘΥΑ, γίνεται πρώτα για τις ΣΗΘΥΑ και έπειτα για τις μονάδες Α.Π.Ε.. Επιπρόσθετα, οι μονάδες Α.Π.Ε. και οι ελεγχόμενες μονάδες υβριδικών σταθμών αντιμετωπίζονται ενιαία και απεντάσσονται τελευταίες λόγω του ότι παρέχουν αναγκαίες επικουρικές υπηρεσίες όπως εφεδρείες ισχύος. (Κώδικας ΜΔΝ, 2014)



## 4.7 Τιμολόγηση

Το σύνολο των κανόνων και νόμων που καθορίζουν την ομαλή λειτουργία ενός υβριδικού σταθμού, καθορίζουν επίσης και τις τιμές της ενέργειας που παράγεται ή απορροφάται από τον υβριδικό σταθμό. Συγκεκριμένα η τιμολόγηση για την ενέργεια που διαχειρίζεται ο υβριδικός σταθμός καθορίζεται στο άρθρο 13 του νόμου 3468/2006. Σύμφωνα με την κείμενη νομοθεσία, υπάρχουν τέσσερις διαφορετικές περιπτώσεις τιμολόγησης της εκμεταλλεύσιμης ενέργειας του υβριδικού σταθμού. Έχουμε λοιπόν:

- Εγγυημένη παραγωγή ισχύος από τις ελεγχόμενες μονάδες παραγωγής του ΥΒΣ
- Ενέργεια προερχόμενη από την αξιοποίηση της αποθηκευμένης ενέργειας
- Απορρόφηση ενέργειας από το δίκτυο
- Ενέργεια των μονάδων ΑΠΕ του ΥΒΣ

Αναλύοντας, η εγγυημένη ισχύς, η οποία παράγεται από τις ελεγχόμενες μονάδες του υβριδικού σταθμού, τιμολογείται σε μηνιαία βάση, μετρούμενη σε €/MW. Για την επίτευξη της τιμολόγησης λαμβάνεται υπόψη το κόστος κατασκευής και το σταθερό κόστος λειτουργίας του σταθμού. Η τιμή της ενέργειας, η οποία προέρχεται από την αξιοποίηση της αποθηκευμένης ενέργειας του ΥΒΣ, και εγχέεται στο δίκτυο, τιμολογείται, επίσης, σε €/MWh. Για την ορθή εκτίμηση της τιμής αυτής, λαμβάνεται υπόψη το μέσο οριακό κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας το οποίο εκτιμάται ότι έχουν οι συμβατικές μονάδες του ΜΔΝ, οι οποίες αντικαθιστούνται από τις μονάδες του ΥΒΣ. Όσον αφορά την τιμή αγοράς ενέργειας από το δίκτυο για την πλήρωση των συστημάτων του σταθμού, όταν αυτή απαιτείται, τιμολογείται, επίσης, σε €/MWh. Η τιμή αυτή καθορίζεται στην άδεια παραγωγής του σταθμού. Επιπλέον, για την ορθή τιμολόγηση γίνεται εκτίμηση του μέσου μεταβλητού κόστους παραγωγής των μονάδων βάσης του Αυτόνομου Ηλεκτρικού Συστήματος του Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού κατά το χρόνο έκδοσης της άδειας παραγωγής. Επιπρόσθετα, το σύνολο της ηλεκτρικής ενέργειας που οι μονάδες Α.Π.Ε. Υβριδικού Σταθμού εγχέουν απευθείας στο Δίκτυο του ΜΔΝ, τιμολογείται βάση του παρακάτω πίνακα, ανάλογα με το είδος του σταθμού Α.Π.Ε.. Η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από τις μονάδες Α.Π.Ε. του Υβριδικού Σταθμού και εγχέεται απευθείας στο Δίκτυο ΜΔΝ, μπορεί να συμψηφίζεται με την ενέργεια που απορροφά από το Δίκτυο αυτό ο Υβριδικός Σταθμός για την πλήρωση των συστημάτων αποθήκευσής του. Το δικαίωμα συμψηφισμού αναγνωρίζεται μετά από σχετική αίτηση του παραγωγού και αναγράφεται στην οικεία άδεια παραγωγής κατά την έκδοση ή την τροποποίηση της άδειας αυτής. Στον παρακάτω πίνακα (πίνακας 4.1) παρουσιάζονται οι τιμές πώλησης ενέργειας που προέρχεται από μορφές ΑΠΕ.



**Πίνακας 4. 1 Τιμές Αναφοράς ΑΠΕ (ΡΑΕ)**

<b>Κατηγορία Σταθμών</b>	<b>Τιμή Αναφοράς (€/MWh)</b>
Αιολική ενέργεια που αξιοποιείται με χερσαίες εγκαταστάσεις	98
Αιολική ενέργεια που αξιοποιείται με χερσαίες εγκαταστάσεις στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά	98
Υδραυλική Ενέργεια που αξιοποιείται με μικρούς υδροηλεκτρικούς σταθμούς με εγκατεστημένη ισχύ $\leq 3$ MWe	100
Υδραυλική Ενέργεια που αξιοποιείται με μικρούς υδροηλεκτρικούς σταθμούς με εγκατεστημένη ισχύ από 3 MWe έως και 15 MWe	97

Επιπλέον, σύμφωνα με στοιχεία και μελέτες της ΡΑΕ, κατέληξαν σε ότι αφορά την τιμολόγηση της ενέργειας των υβριδικών σταθμών σε δύο σενάρια:

- Τιμολόγηση μόνο της παραγόμενης ενέργειας
- Τιμολόγηση και της παραγόμενης ενέργειας αλλά και της εγκατεστημένης ισχύος

Οι τιμές που προέκυψαν από τις μελέτες για την περίπτωση των συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας με αντλησιοταμίευση και αιολικά πάρκα ως μονάδες Α.Π.Ε. είναι:

- 220€/MWh, για την πρώτη περίπτωση
- 165€/MWh και 170 €/MW για την δεύτερη περίπτωση

Στην περίπτωση απορρόφησης ενέργειας από το δίκτυο οι ενδεικτικές τιμές για τα δύο παραπάνω σενάρια είναι:

- 165€/MWh
- 123,75€/MWh

Η παραπάνω τιμές, προκύπτουν από τις πιο πρόσφατες ανακοινώσεις της ρυθμιστικής αρχής ενέργεια για την τιμολόγηση των εξεταζόμενων συστημάτων.

Όσο αφορά το ΜΔΝ της Κρήτης και συγκεκριμένα τον μελλοντικό υβριδικό σταθμό στην περιφερειακή ενότητα Ηρακλείου, ορίστηκε, σύμφωνα με την ΡΑΕ, το παρακάτω μαθηματικό μοντέλο για τον υπολογισμό της τιμή πώλησης της ενέργειας από τις ελεγχόμενες μονάδες παραγωγής:

$$T\Pi_{\pi\alpha\rho,t} = \max\{1,5 * TA_t, \Sigma P\Pi_t * 236\}$$

όπου:

- $t$  το έτος τιμολόγησης
- $T\Pi_{\pi\alpha\rho}$  η τιμή πώλησης της παραγόμενης ενέργειας
- $TA_t$  η τιμή αποζημίωσης για το έτος  $t$  για τους αιολικούς σταθμούς
- $\Sigma P\Pi_t$  ο συντελεστής ρήτρας πετρελαίου ο οποίος ισούται με :  
 $\Sigma P\Pi_t = 0,00687 \times \text{Brent}_{t-1} + 0,3813$

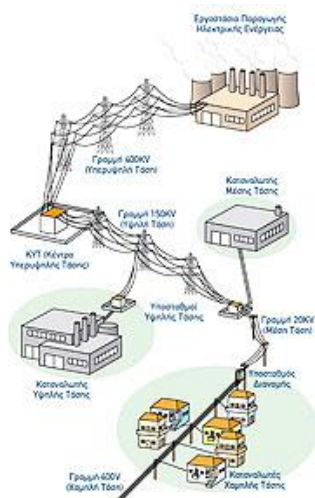
# 5

## 5.1 Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας Γενικά

Ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας (σχήμα 5.1) αποτελείται από :

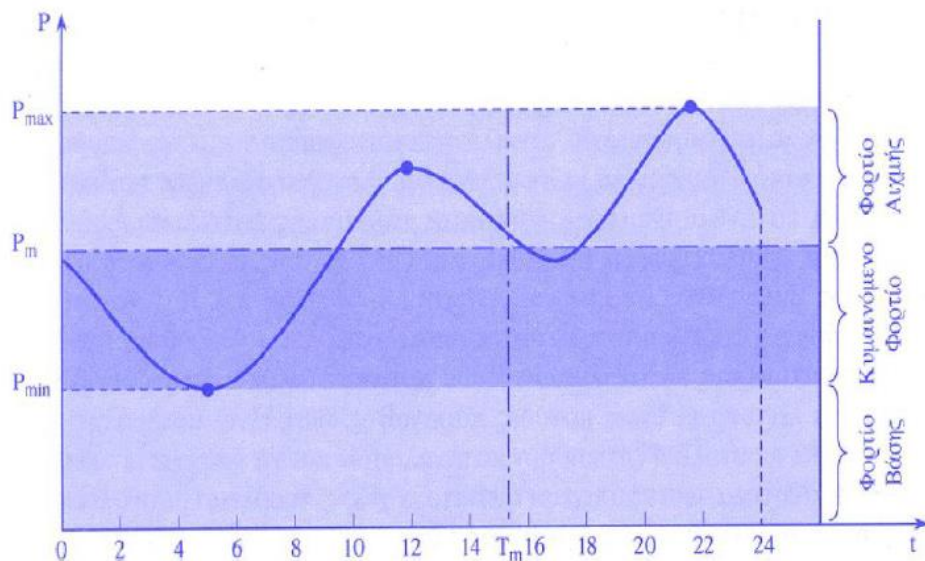
- σταθμούς παραγωγής
- υποσταθμούς ανύψωσης και υποβίβασης της τάσης
- γραμμές μεταφοράς και διανομής

Για να φτάσει η ηλεκτρική ενέργεια σε καταναλώσιμη μορφή είναι αναγκαίο να περάσει από όλα τα παραπάνω στάδια, ξεκινώντας από τους σταθμούς παραγωγής και καταλήγοντας μέσω των γραμμών μεταφοράς στους καταναλωτές.



Σχήμα 5. 1 Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας (electrologos.gr)

Ο αριθμός των παραπάνω διακριτών μερών του εκάστοτε συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας εξαρτάται από το μέγεθος της ημερήσιας ζήτησης. Η ζήτηση αλλάζει από μήνα σε μήνα, και από ώρα σε ώρα. Το κάθε σύστημα προσαρμόζει την παραγωγή του στις ανάγκες της ζήτησης που παρουσιάζονται. Στην παρακάτω εικόνα (σχήμα 5.2) απεικονίζεται ένα τυπικό διάγραμμα ημερήσιας ζήτησης. Όπου φορτίο βάσης αποτελείται από τις τιμές της ζήτησης που εμφανίζονται καθ' όλη την διάρκεια της ημέρας, εν αντιθέσει με τις τιμές του φορτίου αιχμής οι οποίες εμφανίζονται για συγκεκριμένο χρονικό διάστημα μόνο τις ώρες αιχμής.



Σχήμα 5. 2 Διάγραμμα Ημερησίας Καμπύλης Ζήτησης (Φιορέντζης Εμμ.)

## 5.2 Μη διασυνδεδεμένα δίκτυα

Ειδική περίπτωση του παραπάνω συστήματος αποτελούν τα μη διασυνδεδεμένα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας. Αποτελούν συνήθως νησιά ή απομονωμένες περιοχές όπου δεν υπάρχει η δυνατότητα σύνδεσης με μεγαλύτερα ηπειρωτικά συστήματα. Στα αυτόνομα αυτά συστήματα, η ηλεκτρική παραγωγή, κυρίως στην χώρα μας, εξαρτάται σε μεγάλο ποσοστό από συμβατικές μονάδες. Εξαιτίας αυτού, το κόστος παραγωγής της ηλεκτρικής ενέργειας παραμένει υψηλό. Επιπλέον, στα συστήματα αυτά παρουσιάζεται μεγάλο αιολικό και ηλιακό δυναμικό όμως λόγω του ότι δρουν αυτόνομα, χωρίς διασύνδεση, το ποσοστό εκμετάλλευσής τους είναι μικρό. Επιπρόσθετα, λόγω της αβεβαιότητας της ζήτησης, και της διακύμανσης που παρουσιάζεται τίθεται σοβαρό ζήτημα για την ασφάλεια του συστήματος. Για τον λόγο αυτόν στα μη διασυνδεδεμένα συστήματα η χρησιμοποίηση των ΑΠΕ τίθεται σε δεύτερη μοίρα καθώς οι συμβατικές μονάδες παρέχουν σταθερή και ασφαλή λειτουργία για αυτού του είδους τα συστήματα.

Στην Ελλάδα, υπάρχουν συνολικά 32 μη διασυνδεδεμένα συστήματα, όλα αποτελούν συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας νησιών, κυρίως του Αιγαίου. Μία κατηγοριοποίηση που μπορεί να γίνει είναι ανάλογα με το μέγεθος αιχμής ζήτησης που παρουσιάζουν. Συγκεκριμένα υπάρχουν:

- Δεκαεννέα "μικρά" μη διασυνδεδεμένα δίκτυα όπου η αιχμή ζήτησης που παρουσιάζουν δεν υπερβαίνει τα 10MW
- Έντεκα μέσου μεγέθους μη διασυνδεδεμένα συστήματα, με την αιχμή ζήτησης να κυμαίνεται μεταξύ 10 και 100 MW

- Δύο μεγάλου μεγέθους συστήματα με αιχμή ζήτησης άνω των 100MW. Σε αυτήν την κατηγορία ανήκει και το αυτόνομο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας της Κρήτης.

Στον παρακάτω πίνακα (σχήμα 5.3) παρουσιάζονται τα 32 αυτόνομα Σ.Η.Ε. και ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας τα έτη 2008-2013. (πηγή ΠΑΕ)

ΖΗΤΗΣΗ ΣΤΑ ΜΔΝ ΓΙΑ ΤΑ ΕΤΗ 2008-2013 (ΜW/h)														
ΑΥΤΟΝΟΜΟ ΣΥΣΤΗΜΑ	ΝΗ ΣΙ		ΕΤΟΣ											
			2008	2009	2010	2011	2012	2013						
ΑΓ.ΕΥΣΤΡΑΤΙΟΥ	ΑΓΙΟΣ ΕΥΣΤΡΑΤΙΟΣ	ΖΗΤΗΣΗ (ΜW/h)	1.058	1.059	1.058	1.066	1.102	1.075						
		ΑΚΜΗ (kW)	350	353	360	333	338	327						
ΑΓΑΘΟΝΗΣΟΥ	ΑΓΑΘΟΝΗΣΙ	ΖΗΤΗΣΗ (ΜW/h)	438	491	522	542	599	642						
		ΑΚΜΗ (kW)	140	163	188	144	156	182						
ΑΜΟΡΓΟΥ	ΑΜΟΡΓΟΣ	ΖΗΤΗΣΗ (ΜW/h)	9.334	9.584	9.816	9.633	9.354	9.129						
		ΑΚΜΗ (kW)	3.240	2.940	3.260	2.920	3.070	2.900						
ΑΝΑΦΗΣ	ΑΝΑΦΗ	ΖΗΤΗΣΗ (ΜW/h)	1.059	1.104	1.110	1.137	1.199	1.179						
		ΑΚΜΗ (kW)	430	495	539	570	558	553						
ΑΝΤΙΚΥΘΗΡΩΝ	ΑΝΤΙΚΥΘΗΡΑ	ΖΗΤΗΣΗ (ΜW/h)	222	237	228	238	216	241						
		ΑΚΜΗ (kW)	80	78	80	82	80	104						
ΑΡΚΙΟΙ	ΑΡΚΙΟΙ	ΖΗΤΗΣΗ (ΜW/h)	177	191	248	261	292	312						
	ΜΑΡΑΘΙ	ΑΚΜΗ (kW)	50	48	70	110	125	138						
ΑΣΤΥΓΑΛΛΙΑΣ	ΑΣΤΥΓΑΛΛΙΑ	ΖΗΤΗΣΗ (ΜW/h)	6.487	6.635	6.997	7.022	7.099	6.670						
		ΑΚΜΗ (kW)	2.140	2.080	2.470	2.140	2.270	2.250						
ΓΑΥΔΟΣ	ΓΑΥΔΟΣ	ΖΗΤΗΣΗ (ΜW/h)	279	280	365	428	486	471						
		ΑΚΜΗ (kW)	73	81	94	95	148	115						
ΔΟΝΟΥΣΑΣ	ΔΟΝΟΥΣΑ	ΖΗΤΗΣΗ (ΜW/h)	575	625	676	717	667	690						
		ΑΚΜΗ (kW)	250	290	308	318	345	342						
ΕΡΕΙΚΟΥΣΙΑΣ	ΕΡΕΙΚΟΥΣΙΑ	ΖΗΤΗΣΗ (ΜW/h)	649	660	710	664	746	746						
		ΑΚΜΗ (kW)	250	260	380	310	325	314						
ΘΗΡΑΣ	ΘΗΡΑ	ΖΗΤΗΣΗ (ΜW/h)	112.520	117.161	117.957	120.057	120.817	120.199						
	ΘΗΡΑΣΑ	ΑΚΜΗ (kW)	34.100	31.700	36.400	33.550	35.800	32.500						
ΚΑΡΙΑΣ	ΚΑΡΑ	ΖΗΤΗΣΗ (ΜW/h)	28.110	28.506	28.845	29.096	28.977	27.613						
		ΑΚΜΗ (kW)	7.840	7.980	8.030	8.120	7.420	7.380						
ΚΑΡΠΑΘΟΥ	ΚΑΡΠΑΘΟΣ	ΖΗΤΗΣΗ (ΜW/h)	35.234	37.094	37.829	38.784	38.985	36.931						
	ΚΑΣΟΣ	ΑΚΜΗ (kW)	9.900	9.800	11.400	10.900	11.780	11.010						
ΚΡΗΤΗ	ΚΡΗΤΗ	ΖΗΤΗΣΗ (ΜW/h)	3.043.542	2.989.380	3.014.392	2.944.581	2.944.456	2.825.132						
		ΑΚΜΗ (kW)	656.000	633.100	672.000	635.000	640.800	587.000						
ΚΥΘΝΟΥ	ΚΥΘΝΟΣ	ΖΗΤΗΣΗ (ΜW/h)	7.639	8.299	8.309	8.719	8.672	7.991						
		ΑΚΜΗ (kW)	2.720	2.560	3.050	2.720	2.760	2.820						
ΚΩ-ΚΑΛΥΜΝΟΥ	ΚΑΛΥΜΝΟΣ	ΖΗΤΗΣΗ (ΜW/h)	340.426	342.736	351.959	361.514	361.681	352.984						
	ΛΕΙΦΟΙ													
	ΛΕΡΟΣ													
	ΤΕΛΕΝΔΟΣ													
	ΚΩΣ	ΑΚΜΗ (kW)							87.800	88.200	103.000	90.900	96.800	90.500
	ΨΕΡΙΜΟΣ													
	ΓΥΑΛΙ													
ΝΙΞΥΡΟΣ														
ΤΗΛΙΟΣ														
ΛΕΣΒΟΣ	ΛΕΣΒΟΣ	ΖΗΤΗΣΗ (ΜW/h)	299.268	305.875	308.449	307.864	300.822	288.230						
	ΜΕΓΑΛΟΝΗΣΙ	ΑΚΜΗ (kW)	65.770	61.186	71.790	60.300	62.800	63.870						
ΛΗΜΝΟΥ	ΛΗΜΝΟΣ	ΖΗΤΗΣΗ (ΜW/h)	62.390	62.971	62.713	61.795	61.743	59.672						
		ΑΚΜΗ (kW)	15.700	14.600	16.900	14.400	15.800	14.000						
ΜΕΓΙΣΤΗΣ	ΜΕΓΙΣΤΗ	ΖΗΤΗΣΗ (ΜW/h)	2.373	2.511	2.751	2.973	3.133	3.005						
		ΑΚΜΗ (kW)	775	760	945	845	966	844						
ΜΗΛΟΥ	ΜΗΛΟΣ	ΖΗΤΗΣΗ (ΜW/h)	39.143	40.843	45.819	46.272	49.952	45.402						
	ΚΜΙΔΙΟΣ	ΑΚΜΗ (kW)	10.410	10.260	12.860	11.850	11.670	11.500						
ΜΥΚΟΝΟΥ	ΜΥΚΟΝΟΣ	ΖΗΤΗΣΗ (ΜW/h)	110.048	112.394	115.071	113.615	113.021	112.978						
	ΔΗΛΙΟΣ	ΑΚΜΗ (kW)	34.600	35.200	37.800	34.600	35.150	35.400						
ΟΘΩΝΩΝ	ΟΘΩΝΟΙ	ΖΗΤΗΣΗ (ΜW/h)	7.07	6.83	674	709	688	632						
		ΑΚΜΗ (kW)	330	350	350	340	274	345						
ΠΑΡΟΥ	ΠΑΡΟΣ	ΖΗΤΗΣΗ (ΜW/h)	202.835	205.300	208.206	207.254	203.622	194.740						
	ΝΑΞΟΣ													
	ΑΝΤΙΠΑΡΟΣ													
	ΚΟΥΦΟΝΗΣ													
	ΣΧΟΚΟΥΣΑ	ΑΚΜΗ (kW)							63.100	60.410	71.100	61.600	63.300	62.400
	ΗΡΑΚΛΕΙΑ													
	ΣΚΙΝΟΣ													
ΦΟΛΕΓΑΝΔΡΟΣ														
ΙΟΣ														
ΠΑΤΜΟΥ	ΠΑΤΜΟΣ	ΖΗΤΗΣΗ (ΜW/h)	16.095	16.138	16.738	17.825	17.475	17.020						
		ΑΚΜΗ (kW)	4.920	4.580	5.570	5.080	5.350	5.240						
ΡΟΔΟΣ	ΡΟΔΟΣ	ΖΗΤΗΣΗ (ΜW/h)	757.788	763.790	764.438	780.413	790.593	760.658						
	ΧΑΛΚΗ	ΑΚΜΗ (kW)	200.000	194.800	206.000	194.000	211.800	188.500						
ΣΑΜΟΥ	ΣΑΜΟΣ	ΖΗΤΗΣΗ (ΜW/h)	154.030	152.707	151.017	150.604	146.308	137.315						
	ΦΟΥΡΝΟΙ	ΑΚΜΗ (kW)	34.800	34.100	37.500	31.300	31.000	28.800						
ΣΕΡΙΦΟΥ	ΣΕΡΙΦΟΣ	ΖΗΤΗΣΗ (ΜW/h)	7.563	7.701	8.162	8.299	8.153	7.654						
		ΑΚΜΗ (kW)	3.100	2.940	3.350	3.560	3.240	3.180						
ΣΙΦΝΟΥ	ΣΙΦΝΟΣ	ΖΗΤΗΣΗ (ΜW/h)	17.022	17.494	17.966	17.905	17.364	16.521						
		ΑΚΜΗ (kW)	5.700	5.790	6.480	5.790	6.150	5.660						
ΣΚΥΡΟΥ	ΣΚΥΡΟΣ	ΖΗΤΗΣΗ (ΜW/h)	15.461	15.719	16.150	15.698	15.561	14.782						
		ΑΚΜΗ (kW)	4.510	4.320	4.920	4.160	4.530	4.180						
ΣΥΜΗΣ	ΣΥΜΗ	ΖΗΤΗΣΗ (ΜW/h)	12.459	12.673	15.054	15.031	15.275	14.662						
		ΑΚΜΗ (kW)	3.300	3.130	3.840	3.550	4.000	4.000						
ΣΥΡΟΥ	ΣΥΡΟΣ	ΖΗΤΗΣΗ (ΜW/h)	107.736	106.528	107.270	104.608	103.443	95.302						
		ΑΚΜΗ (kW)	22.200	22.700	26.200	23.100	22.800	20.600						
ΧΙΟΥ	ΧΙΟΣ	ΖΗΤΗΣΗ (ΜW/h)	210.416	209.416	214.449	215.739	212.476	200.042						
	ΟΙΝΟΥΣΣΕΣ	ΑΚΜΗ (kW)	45.000	44.500	52.100	45.800	49.200	43.500						
ΨΑΡΑ														

Σχήμα 5. 3 Ζήτηση στα ΜΔΝ (ΡΑΕ)

Οι συμβατικές μονάδες οι οποίες αποτελούν το ενεργό δυναμικό των μη διασυνδεδεμένων συστημάτων, χρησιμοποιούν κυρίως ως καύσιμη ύλη μαζούτ ή Diesel. Ανάλογα με την διαδικασία καύσης που χρησιμοποιούν μπορούν να χωριστούν στις εξής κατηγορίες:

- Ατμοστρόβιλοί, οι οποίοι μέσω της εκτόνωσης ατμού σε υψηλές μονάδες πίεσης και θερμοκρασίας, παράγουν μηχανική ισχύ. Ο βαθμός απόδοσης των μονάδων αυτών ανέρχεται σε ποσοστό της τάξεως του 30% έως 45%.
- Αεριοστρόβιλοι, στους οποίους ρευστό συμπιέζεται και έπειτα αναφλέγεται στον θάλαμο καύσης παράγοντας καυσαέρια, τα οποία μετατρέπονται σε ωφέλιμο έργο.
- Ντιζελογεννήτριες, όπου συμπιεσμένος αέρας αναφλέγεται σε θάλαμο καύσης
- Συνδυασμένου κύκλου, όπου γίνεται συνδυασμός των παραπάνω μονάδων. Συνήθως, υπάρχει συνδυασμός αεριοστρόβιλων ή μονάδων Diesel με έναν ατμοστρόβιλο.



# 6

## ΣΗΕ ΚΡΗΤΗΣ

### 6.1 Δημογραφικά & Γεωμορφολογικά χαρακτηριστικά

Η Κρήτη είναι το μεγαλύτερο νησί στην Ελλάδα και πέμπτο μεγαλύτερο στην Μεσόγειο με 623.065 κατοίκους (απογραφή 2011). Γεωγραφικά η θέση της βρίσκεται στο νότιο άκρο του Αιγαίου πελάγους, με συνολική έκταση 8.336km<sup>2</sup>. Το μήκος της είναι περίπου 260 χιλιόμετρα, ενώ το πλάτος της ποικίλει κατά μήκος του νησιού με μέγιστο 60 χιλιόμετρα, παρατηρείται μεταξύ του ακρωτηρίου Δίων έως το ακρωτήριο Λίθινο, και ελάχιστο 12 χιλιόμετρα στον ισθμό της Ιεράπετρας. Το μήκος της ακτογραμμής της Κρήτης ξεπερνάει τα 1.000 χιλιόμετρα.

Η γεωμορφολογία του νησιού, αποτελείται κυρίως από βουνά, τα οποία εμφανίζονται σε τρεις κύριες οροσειρές, τα Λευκά Όρη, την Ίδη και τη Δίκτη. Η ορεινή αυτή μορφολογία έχει ως αποτέλεσμα την εμφάνιση αρκετών εύφορων και εκμεταλλεύσιμων οροπεδίων όπως ο Ομαλός, η Νίδα και άλλα.

Το κλίμα της Κρήτης μπορεί να χαρακτηριστεί ως εύκρατο, λόγω του ότι ανήκει στην μεσογειακή κλιματολογική ζώνη. Ο χειμώνας στην Κρήτη μπορεί να χαρακτηριστεί ήπιος, με αρκετές βροχοπτώσεις αλλά και χιονοπτώσεις κυρίως στα ορεινά. Το καλοκαίρι είναι δροσερό σε σχέση με άλλες περιοχές στην ηπειρωτική Ελλάδα με μέση θερμοκρασία μεταξύ 25 και 30 βαθμών Κελσίου.

Η νήσος χωρίζεται σε τέσσερις περιφερειακές ενότητες:

Πίνακας 6. 1 Δημογραφικά χαρακτηριστικά Κρήτης (Τσακρίδης 2012)

Περιφερειακές ενότητες	Πληθυσμός
Ηρακλείου	304.270
Λασιθίου	75.690
Ρεθύμνου	85.160
Χανίων	156.220

Όπως παρατηρούμε και από τον παραπάνω πίνακα (πίνακας 6.1) η περιφερειακή ενότητα του Ηρακλείου είναι η πολυπληθέστερη, με την πρωτεύουσα της, το Ηράκλειο, να αποτελεί την μεγαλύτερη πόλη του νησιού.

Λόγω του κλίματος και της γεωγραφικής θέσης της, αποτελεί έναν από τους διασημότερους τουριστικούς προορισμούς κατά την διάρκεια του καλοκαιριού. Το αποτέλεσμα αυτής της ικανότητας είναι εκτός από έσοδα τους μήνες του καλοκαιριού, να αυξάνεται ραγδαία και ο πληθυσμός το καλοκαίρι. Ως επακόλουθο αυτού παρατηρείται η μεγάλη αύξηση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας τους μήνες από Ιούνιο μέχρι και Αύγουστο, με την ετήσια αιχμή της ζήτησης να παρουσιάζεται συνήθως τον μήνα Αύγουστο.

## 6.2 Χαρακτηριστικά ΣΗΕ Κρήτης

Το αυτόνομο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας της Κρήτης, όντας μη διασυνδεδεμένο στο ηπειρωτικό δίκτυο, αποτελεί ένα ιδιαίτερα περίπλοκο σύστημα με αρκετές ιδιαιτερότητες. Αποτελεί το μεγαλύτερο αυτόνομο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα. Εξαιτίας, κυρίως, των διακυμάνσεων στις τιμές της ζήτησης καθ' όλη την διάρκεια του έτους, η αξιόπιστη κάλυψη της ζήτησης, σε συνδυασμό με την προσπάθεια για τις οικονομικότερες λύσεις, και τις λιγότερες περιβαλλοντικές επιπτώσεις, αποτελούν ένα δύσκολο πρόβλημα.

Το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας της Κρήτης, απαρτίζεται από τρεις θερμικούς συμβατικούς σταθμούς παραγωγής, οι οποίοι διαθέτουν συνολικά 27 συμβατικές μονάδες. Αναλυτικότερα έχουμε τους:

- ΑΗΣ Λινοπεραμάτων
- ΑΗΣ Χανίων
- ΑΗΣ Αθρινολάκκου

Επιπλέον, στο νησί βρίσκονται σε λειτουργία 27 σταθμοί ΑΠΕ, εκ των οποίων 21 είναι αιολικά πάρκα και 6 φωτοβολταϊκοί σταθμοί. Επίσης βρίσκεται εγκατεστημένος και ένας μικρός υδροηλεκτρικός σταθμός.

Ο παρακάτω πίνακας (πίνακας 6.2), παρουσιάζει τα χαρακτηριστικά των συμβατικών μονάδων, για κάθε ένα σταθμό παραγωγής του νησιού.

**Πίνακας 6. 2 Χαρακτηριστικά Συμβατικών Μονάδων (Τσακρίδης 2012)**

	Ονομαστική Ισχύς (MW)	Καθαρή Ισχύς (MW)	Ισχύς Θέρους (MW)	Τεχνικό Ελάχιστο (MW)	Καύσιμο
<b>ΑΗΣ Λινοπεραμάτων</b>					
ATM 1	6	6	6	4	Μαζούτ
ATM 2	14	14	13	8	Μαζούτ
ATM 3	14	14	13	8	Μαζούτ
ATM 4	24	24	23	18	Μαζούτ
ATM 5	24	24	23	18	Μαζούτ
ATM 6	24	24	23	18	Μαζούτ
Diesel 1	11	11	11	3	Μαζούτ
Diesel 2	11	11	11	3	Μαζούτ
Diesel 3	11	11	11	3	Μαζούτ
Diesel 4	11	11	11	3	Μαζούτ
ΑΕΡ 1	15	15	13	3	Diesel
ΑΕΡ 2	15	15	13	3	Diesel
ΑΕΡ 3	43	43	41	5	Diesel
ΑΕΡ 4	14	14	13	3	Diesel
ΑΕΡ 5	28	28	21	5	Diesel
<b>ΑΗΣ ΧΑΝΙΩΝ</b>					
Συνδυασμένος Κύκλος	132	126	112	35	Diesel
ΑΕΡ 1	16	14	11	3	Diesel
ΑΕΡ 4	24	20	19	3	Diesel
ΑΕΡ 5	30	28	27	5	Diesel
ΑΕΡ 11	59	58	54	10	Diesel
ΑΕΡ 12	59	58	54	10	Diesel
ΑΕΡ 13	28	28	25	5	Diesel
<b>ΑΗΣ Αθρινολάκκου</b>					
Diesel 1	51	50	50	35	Μαζούτ
Diesel 2	51	50	50	35	Μαζούτ
ATM 1	44	43	44	22	Μαζούτ
ATM 2	44	43	44	22	Μαζούτ

Οι μονάδες του παραπάνω πίνακα, εντάσσονται με διαφορετική προτεραιότητα στην παραγωγή ενέργειας. Στο αυτόνομο σύστημα ηλεκτρικής ενεργείας της Κρήτης, οι μονάδες που εντάσσονται πρώτες είναι οι μονάδες ατμοστροβίλων. Αυτό συμβαίνει, λόγω του ότι η χρήση ατμού απαιτεί συγκεκριμένο χρονικό διάστημα για τον τερματισμό και την επανέναρξη της μονάδας, οπότε δεν είναι εφικτή η επαναφορά τους σε σύντομο χρονικό διάστημα. Άρα παραμένουν συνεχώς σε λειτουργία. Έπειτα, ενεργοποιούνται οι μονάδες συνδυασμένου κύκλου και οι μονάδες Diesel. Τέλος λαμβάνουν φορτίου οι μονάδες αεριοστροβίλων.

Οι παραπάνω μονάδες μπορούν να χωριστούν σε δύο κατηγορίες ανάλογα με τα τεχνικά χαρακτηριστικά τους, σε :

- μονάδες βάσης
- μονάδες αιχμής

Οι πρώτες, λειτουργούν για μεγάλα χρονικά διαστήματα και βρίσκονται πρώτες στην λίστα προτεραιότητας, λόγω κυρίως των περιορισμών που προκύπτουν για τον χρόνο ένταξης και περιθωριοποίησης τους. Εν αντιθέσει, οι σταθμοί αιχμής, αναλαμβάνουν φορτίο τις ώρες αιχμής ζήτησης, καθώς τα τεχνικά χαρακτηριστικά τους, επιτρέπουν την ταχεία απόκριση τους στο σύστημα. Όπως γίνεται αντιληπτό από τον παραπάνω πίνακα, ως μονάδες αιχμής χρησιμοποιούνται οι αεριοστροβλικές μονάδες, ενώ οι υπόλοιπες ως μονάδες βάσης.

Οι μονάδες Diesel και οι ατμοστρόβιλοι χρησιμοποιούν ως καύσιμο μαζούτ, ενώ οι αεριοστρόβιλοι και οι μονάδες συνδυασμένου κύκλου χρησιμοποιούν πετρέλαιο ντίζελ.

Εκτός από τις παραπάνω μονάδες, το δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας απαρτίζεται και από υποσταθμούς. Οι υποσταθμοί είναι υπεύθυνοι για την ανύψωση της τάσης, ώστε να μεταφερθεί μέσω του δικτύου με όσο το δυνατόν λιγότερες απώλειες, και για τον υποβιβασμό της, σε επίπεδα εκμεταλλεύσιμα από τον πληθυσμό.

Η ζήτηση ενέργειας στο νησί της Κρήτης μπορεί να χωριστεί σε δύο περιόδους, την χειμερινή και την θερινή. Στην πρώτη, τους μήνες Νοέμβριο έως Μάρτιο, η ημερήσια αιχμή ζήτησης παρουσιάζεται μεταξύ 11:00 έως 15:00 το πρωί και 18:00 έως 22:00 το βράδυ, ενώ τους θερινούς μήνες η ημερήσια αιχμή ζήτησης παρουσιάζεται μεταξύ 11:00 έως 15:00 το πρωί και 17:00 έως 23:00 το βράδυ. Ο αυξημένος αριθμός κατοίκων τους θερινούς μήνες, λόγω του υψηλού αριθμού τουριστών, έχει ως αποτέλεσμα η θερινή αιχμή ζήτησης να είναι κατά πολύ μεγαλύτερη από την χειμερινή.

Σύμφωνα με στοιχεία του ΔΕΔΔΗΕ, κατά το έτος 2016 η συνολική καθαρή παραγωγή στο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας ήταν 3.028.635 MWh. Σημειώθηκε μία αύξηση της τάξεως του 4,8% σε σχέση με το έτος 2015. Η αιχμή του έτους εμφανίστηκε στις 3 Αυγούστου, μεταξύ 13:00 και 14:00 μμ, και ήταν 600,2 MW.

### 6.3 Σταθμοί Κρήτης

Οι τρεις προαναφερθείσες σταθμοί βρίσκονται στον νομό Ηρακλείου στην περιοχή Λινοπεράματα (εικόνα 6.1), στον νομό Χανίων στην θέση Ξυλοκαμάρα (εικόνα 6.2) και στον Αθρινόλακο (εικόνα 6.3) νότια στον νομό Λασιθίου. Συγκεκριμένα:

- ΑΗΣ Λινοπεραμάτων:



**Εικόνα 6. 1 ΑΗΣ Λινοπεραμάτων**

Βρίσκεται εγκατεστημένος περίπου έξι χιλιόμετρα έξω από την πόλη του Ηρακλείου, στην περιοχή Γάζι, και είναι ο πρώτος σταθμός ηλεκτρικής ενέργειας που εγκαταστάθηκε στο νησί. Περιλαμβάνει : έξι μονάδες ατμοστροβίλων, τέσσερις μονάδες Diesel και πέντε μονάδες αεριοστροβίλων. Η συνολική ισχύς του σταθμού είναι 265 MW

- ΑΗΣ Ξυλοκαμάρας



**Εικόνα 6. 2 ΑΗΣ Χανίων**

Η εγκατάσταση του ατμοηλεκτρικού σταθμού Ξυλοκαμάρας, βρίσκεται λίγα χιλιόμετρα έξω από την πόλη των Χανίων, στην περιοχή Νεροκούρου. Στο δυναμικό της εμπεριέχονται δύο μονάδες συνδυασμένου κύκλου και πέντε αεριοστροβίλοι με συνολική ισχύ 348 MW.

- ΑΗΣ Αθρινολάκκου



**Εικόνα 6. 3 ΑΗΣ Αθερινολάκκου**

Πρόκειται για τον πιο πρόσφατα εγκατεστημένο σταθμό στο νησί. Βρίσκεται στον νομό Λασιθίου και διαθέτει δύο ατμοστροβίλους και δύο μονάδες Diesel με συνολική εγκατεστημένη ισχύ 186MW.

## 6.4 Κόστος

Το μέσο κόστος για την παραγωγή ενέργειας των συμβατικών μονάδων του νησιού ανήρθε σε 79,02 €/MWh. Ο παρακάτω πίνακας (πίνακας 6.3), παρουσιάζει τα κόστη των καυσίμων για τις μονάδες του νησιού.

**Πίνακας 6. 3 Κόστη Καυσίμων (ΔΕΔΔΗΕ 2016)**

	Μαζούτ	Diesel
ΑΗΣ Λινοπεραμάτων	273,58€/tn	677,84€/klt
ΑΗΣ Χανίων		677,84€/klt
ΑΗΣ Αθερινολάκκου	267,70€/tn	677,84€/klt

Σύμφωνα με τα στοιχεία του παραπάνω πίνακα, προκύπτει η συνάρτηση κόστους βάση της κατανάλωσης καυσίμου, η οποία είναι η:

$$f_i(x,t)=(cubcoeff_i P_i^3 + sqcoeff_i P_i^2 + lincoeff_i P_i + constcoeff_i) * Fuel\_cost_i \quad (6.1)$$

Ο παρακάτω πίνακας (πίνακας 6.4) παρουσιάζει το μέσο κόστος ανά MWh για τις συμβατικές μονάδες του νησιού.

**Πίνακας 6. 4 Κόστος ανά MWh (ΔΕΔΔΗΕ)**

Μονάδες	Μέσο κόστος €/MWh
Diesel	59,9-62,39 €/MWh
Ατμοστρόβιλοι	81,8-91,7 €/MWh
Συνδυασμένου κύκλου	165,8 €/MWh

Επιπλέον αξίζει να σημειωθεί ότι το κόστος συντήρησης των συμβατικών μονάδων είναι:

- 16,3€/MWh για τον ΑΗΣ Λινοπεραμάτων
- 9,0 €/MWh για τον ΑΗΣ Χανίων
- 13,1€/MWh για τον ΑΗΣ Αθερινόλακκου

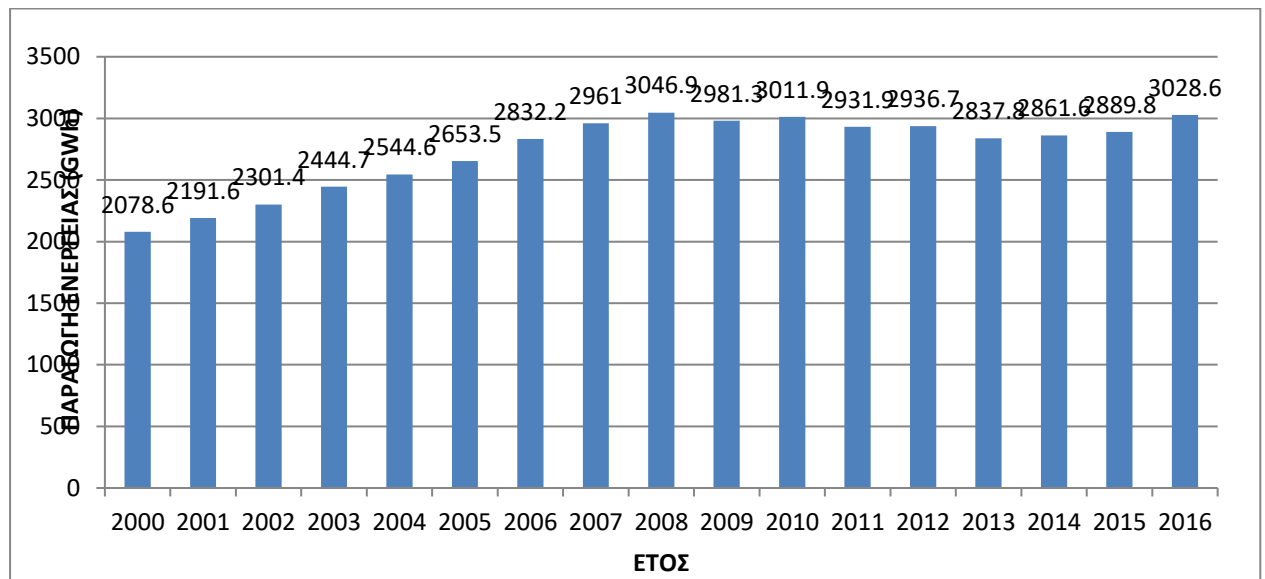
Στον παρακάτω πίνακα, (πίνακας 6.5) αναγράφονται οι τιμές των παραμέτρων της παραπάνω εξίσωσης για κάθε μία μονάδα ξεχωριστά.



Πίνακας 6. 5 Συντελεστές Συνάρτησης Κόστους (Τσακρίδης Α.2012)

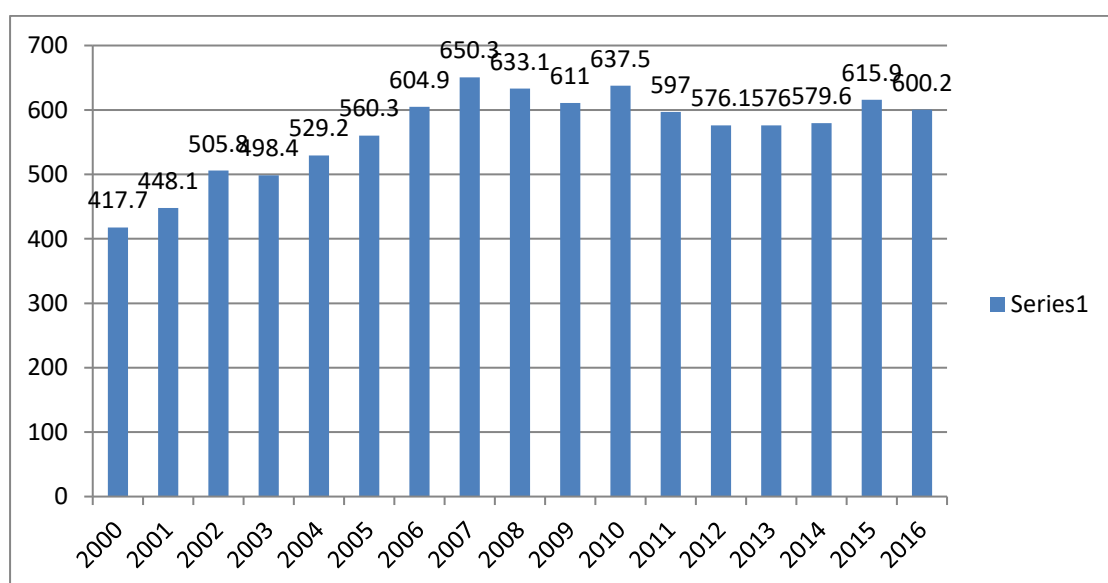
Συμβολισμ ός Μονάδων	cubcoeffi (Kg/MW h <sup>3</sup> )	sqcoeffi (Kg/MW h <sup>2</sup> )	lincoeffi (Kg/MW h)	constcoe ffi (Kg-lt)	Τιμή καυσίμ ου fuel_cos ti (€/kg-lt)	Κόστος εκκίνησης startup_co sti (€)
ATM 1 ΔΙΝ	17,377	-167,2	727,6	0,001	0,4149	1.489
ATM 2 ΔΙΝ	0,476	-11,824	378,937	0,001	0,4149	1.489
ATM 3 ΔΙΝ	0,476	-11,824	378,937	0,001	0,4149	1.489
ATM 4 ΔΙΝ	0,18	-8,053	355,088	0	0,4149	2.600
ATM 5 ΔΙΝ	0,092	-4,166	300,58	0	0,4149	1.547
ATM 6 ΔΙΝ	0,092	-4,166	300,58	0	0,4149	1.547
DIESEL1ΔΙΝ	0,421	-8,378	230,368	0	0,4149	192
DIESEL2ΔΙΝ	0,421	-8,378	230,369	0	0,4148	192
DIESEL3ΔΙΝ	0,421	-8,378	230,368	0	0,4149	139,27
DIESEL4ΔΙΝ	0,421	-8,378	230,369	0,01	0,4148	139,27
AEP 1 ΔΙΝ	2,48	-5,87	881,5	1,2	0,6982	179,1
AEP 2 ΔΙΝ	2,48	-5,87	881,5	1,2	0,6982	179,1
AEP 3 ΔΙΝ	0,0001	0,001	319	0	0,6982	15
AEP 4 ΔΙΝ	0,0001	0,001	403	0	0,6982	11
AEP 5 ΔΙΝ	0,0001	0,001	308	0	0,6982	14
AEP 6 Σ.Κ	0,001	0,01	145,54	5120	0,6962	192,01
AEP 7Σ.Κ	0,001	0,01	145,64	5120	0,6962	230,41
AEP 1 ΧΑΝ	0	0,01	267	2170	0,6962	38,4
AEP 4 ΧΑΝ	0	0,01	219	2865	0,6962	460,83
AEP 5 ΧΑΝ	0	0,01	275	3757	0,6962	307,22
AEP 11 ΧΑΝ	0,001	0,01	227	5000	0,6962	0,1
AEP 12 ΧΑΝ	0,001	0,01	227	5000	0,6962	0,1
AEP 13 ΧΑΝ	0,0001	0,001	387	0	0,6962	15
DIESEL1ΑΘΕΡ	0,017	-1,3	222,6	0,27	0,3919	270
DIESEL2ΑΘΕΡ	0,017	-1,3	222,6	0,27	0,3919	270
ATM 1 ΑΘΕΡ	-0,003	-0,958	282,91	0,8	0,3919	350
ATM 2 ΑΘΕΡ	-0,003	-0,958	282,91	0,8	0,3919	350

Στο παρακάτω γράφημα (γράφημα 6.1) παρουσιάζεται η ετήσια κατανάλωση ενέργειας σε GWh στο νησί της Κρήτης, από το έτος 2000 έως το 2016.



Γράφημα 6. 1 Ετήσια Παραγωγή (ΔΕΔΔΗΕ)

Επιπλέον, όπως συμπεραίνουμε από το παρακάτω γράφημα, (γράφημα 6.2) η αιχμή ζήτησης ενέργειας σημειώνει μία συνεχόμενη αύξηση από το έτος 2000 έως το 2007. Από το 2007 μέχρι το 2016 παρατηρούμε αυξομειώσεις με τιμές, οι οποίες κυμαίνονται περίπου στα 600 MW.



Γράφημα 6. 2 Αιχμή ζήτησης (ΔΕΔΔΗΕ)

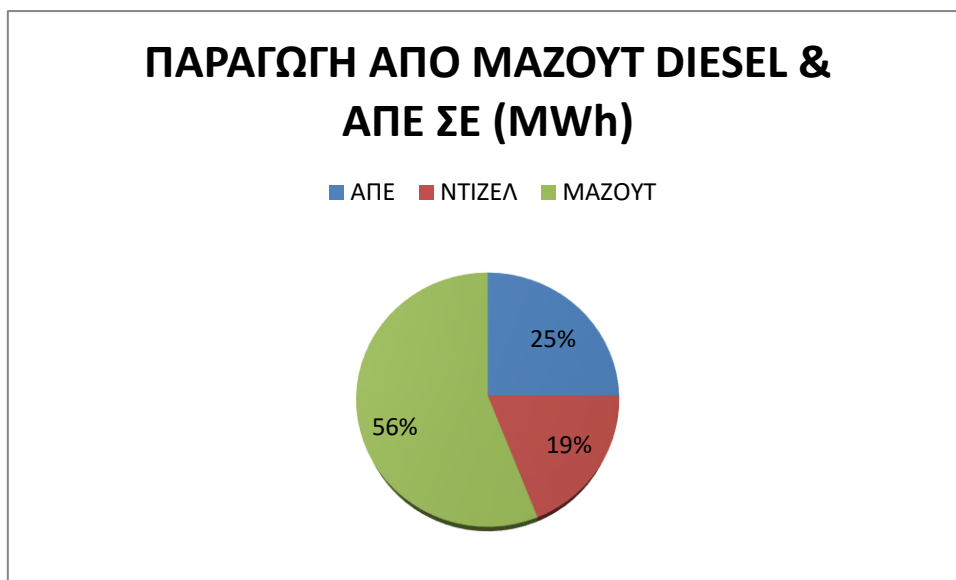
## 6.5 ΑΠΕ ΣΤΗΝ ΚΡΗΤΗ

Κατά το πέρας του 2016 η εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών πάρκων παρέμεινε σταθερή στα 200.3 MW, ενώ η ισχύς των φωτοβολταϊκών πάρκων ανήλθε σε 95.5 MW. Η συνολική παραγωγή ΑΠΕ με υδροηλεκτρικά ανήρθε σε 296 MW, το 30% δηλαδή της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος του Σ.Η.Ε.. Η καθαρή παραγωγή από ΑΠΕ (πίνακας 6.6) αυξήθηκε από το 22% της συνολικής παραγωγής του συστήματος το 2015 σε 25%.

Πίνακας 6. 6 Α.Π.Ε. στην Κρήτη (ΡΑΕ)

A/A	Φορέας/ Παραγωγός	Τοποθεσία	Εγκατεστημένη ισχύς (MW)
1	Δ.Ε.Η. Α.Ε.	Ι.Μ. Τόπλου Σητείας Λασιθίου	5
2	Δ.Ε.Η. Α.Ε.	Ι.Μ. Τόπλου Σητείας Λασιθίου	1
3	Δ.Ε.Η. Α.Ε.	Ι.Μ. Τόπλου Σητείας Λασιθίου	0.5
4	Δ.Ε.Η. Α.Ε.	Ξηρολίμνη Ι Δ. Σητείας	4.8
5	Δ.Ε.Η. Α.Ε.	Ξηρολίμνη Ι Δ. Σητείας	5.4
6	Δ.Ε.Η. Α.Ε.	Ξηρολίμνη ΙΙ Δ. Σητείας	3
7	Ρόκας Αιολική Κρήτη Α.Β.Ε.Ε.	Ξηρολίμνη Δ. Σητείας	3
8	Ρόκας Αιολική Κρήτη Α.Β.Ε.Ε.	Πλακοκερατία Δ. Ιτάνου Λασιθίου	15
9	ΑΕΟΛΟΣ Α.Ε.	Χανδράς Λεύκης Λασιθίου	9.9
10	Αιολικά Πάρκα Κρυών Α.Ε.	Μαρωνιά Σητείας Λασιθίου	10
11	Αιολικά Πάρκα Αχλαδιών Α.Ε.	Μαρωνιά Σητείας Λασιθίου	10
12	Αιολικά Πάρκα Ανεμοέσσα Α.Ε.	Μαρωνιά Σητείας Λασιθίου	5
13	Οργανισμός Ανάπτυξης Σητείας Α.Ε.	Καμινάκια-Χορδάκι Λασιθίου	0.5
14	IWECO Α.Ε.	Μεγάλη Βρύση Ηρακλείου	4.95
15	ENERGON ΕΛΛΑΣ Α.Ε.	Πλατύβολα Αχλαδιών Λασιθίου	2.5
16	Πλαστικά Κρήτης Α.Ε.	Βρουχάς Λασιθίου	5.94
17	Πλαστικά Κρήτης Α.Ε.	Βρουχάς Λασιθίου	5.96
18	WRE ΕΛΛΑΣ Α.Ε.	Πλατύβολα Κρυών Λασιθίου	2.4
19	WRE ΕΛΛΑΣ Α.Ε.	Πλατύβολα Κρυών Λασιθίου	0.6
20	Δομική Κρήτης Α.Ε.	Βοσκερό Ηρακλείου	5.95
21	ΕΝΤΕΚΑ Α.Ε.	Ξηρολίμνη Ι Δ. Σητείας	2.7
22	Υδροαιολική Κρήτης Α.Ε.	Ρόβας Καστελίου Χανίων	9.35
23	IWECO Χώνος Κρήτης Α.Ε.	Χώνος Σητείας	4.5
24	ΤΕΡΝΑ Ενεργειακή Α.Ε.	Αγ. Βαρβάρα Ηρακλείου	14.45
25	ΜΟΙΡΩΝ Α.Ε. (Αντισκάρι)	Αντισκάρι Δ. Μοιρών Ηρακλείου	5.25
26	ENVITEC Α.Ε.	Βάρδια Ν. Χανίων	5.4
27	ENVITEC Α.Ε.	Βατάλι Ν. Χανίων	5.4
28	Διεθνής Αιολική Κρήτης Α.Ε.	Αγ. Κύριλλος Ηρακλείου	7.2
29	ΡΟΚΑΣ Αιολική Κρήτης Α.Β.Ε.Ε.	Καλόγηρος Δ. Γαζίου Ηρακλείου	3.6
30	Οργανισμός Ανάπτυξης Σητείας Α.Ε.	Καμινάκια- Χορδάκι Λασιθίου	0.5
31	Άνεμος Αλκυόνης Α.Ε.Ε.	Προφήτης Ηλίας- Παπούρα Δ. Κισσάμου Χανίων	6.3

Το παρακάτω γράφημα (σχήμα 6.1), παρουσιάζει σύμφωνα με στοιχεία του ΔΕΔΔΗΕ από το "Ετήσιο Δελτίο Εκμετάλλευσης Συστήματος Κρήτης 2016" την συνολική παραγωγή από συμβατικές μονάδες, με καύσιμη ύλη μαζούτ και diesel, και από τις μονάδες ΑΠΕ κατά το έτος 2016.



*Σχήμα 6. 1 Κατανάλωση καυσίμου και ΑΠΕ (ΔΕΔΔΗΕ)*

Το μεγάλο αιολικό δυναμικό που παρουσιάζεται στο νησί αλλά και τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά του, που το καθιστούν πολύπλοκο, δημιουργούν ένα ιδιαίτερα θετικό κλίμα για την δημιουργία ενός υβριδικού σταθμού. Ένας μελλοντικός υβριδικός σταθμός, θα μειώσει την παραγωγή από τις κοστοβόρες συμβατικές μονάδες του νησιού με άμεσο επακόλουθο την μείωση του κόστους της ηλεκτρικής ενέργειας, το οποίο λόγω του ότι η Κρήτη είναι ένα απομονωμένο νησί είναι αρκετά υψηλό. Επιπλέον, θα επιτευχθεί ο στόχος παροχής εγγυημένης ισχύος από τις μονάδες των αιολικών πάρκων, κάτι που συνεπάγεται την αύξηση του ποσοστού διείσδυσης των ΑΠΕ στο ισοζύγιο ενέργειας του νησιού.

# 7

## Περιγραφή Κώδικα

### 7.1 Α' Μέρος

Στο προγραμματιστικό περιβάλλον, Matlab, υλοποιήθηκε αλγόριθμος για την προσομοίωση του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας της Κρήτης. Σε πρώτο χρόνο η υλοποίηση έγινε μόνο με τις συμβατικές μονάδες, λαμβάνοντας υπόψη πραγματικά στοιχεία της Δ.Ε.Η. για το έτος 2014, σε ότι αφορά πρόβλεψη ζήτησης, τεχνικά χαρακτηριστικά των μονάδων αλλά και παραγωγή από τις διαθέσιμες Α.Π.Ε.. Σε δεύτερο χρόνο, έγινε η προσθήκη ενός υβριδικού σταθμού, ο οποίος εγκαταστάθηκε στον νομό Ηρακλείου, με αιολικά πάρκα στους νομούς Χανίων και Ρεθύμνου. Τα αποτελέσματα και η όλη διαδικασία σχολιάζονται και αναλύονται παρακάτω.

Το κύριο πρόβλημα που καλούνται να λύσουν οι διαχειριστές των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας είναι ο προγραμματισμός της λειτουργίας των μονάδων που απαρτίζουν το εκάστοτε ΣΗΕ. Συγκεκριμένα, ο διαχειριστής καλείται να αποφασίσει ποιές μονάδες θα τεθούν σε λειτουργία και για πόσες ώρες, με όσο το δυνατόν μικρότερο κόστος αλλά συγχρόνως να εξασφαλίζεται και η ασφαλής και αδιάκοπη λειτουργία του συστήματος. Το παραπάνω πρόβλημα συναντάται και στα συνδεδεμένα δίκτυα αλλά και στα μη διασυνδεδεμένα, όπως αυτό της Κρήτης. Συγκεκριμένα, το ΣΗΕ της Κρήτης, παρουσιάζει μεγάλη διαφοροποίηση των τιμών της ζήτησης ενέργειας μεταξύ της χειμερινής και θερινής περιόδου. Επιπλέον, οι μονάδες του νησιού είναι παλαιωμένες και παρουσιάζουν μεγάλο κόστος παραγωγής της ενέργειας. Η απουσία δε, ενός συστήματος αποθήκευσης ενέργειας έχει σαν αποτέλεσμα μέρος του αιολικού και ηλιακού δυναμικού του νησιού να μένει ανεκμετάλλευτο. Λύση στο πρόβλημα τόσο της μεταβλητότητας στην ζήτηση όσο και στην μειωμένη εκμετάλλευση του δυναμικού των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας προτίθεται να δώσει ένα σύστημα αποθήκευσης ενέργειας μεγάλης κλίμακας. Σε τέτοιου μεγέθους συστήματα, όπως η Κρήτη, ιδανική περίπτωση θεωρούνται τα συστήματα αντλησιοταμίευσης. Σε ότι αφορά την μοντελοποίηση εισαγωγής των μονάδων παραγωγής, χρησιμοποιείται η μέθοδος της λίστας προτεραιότητας, (Πίνακας 7.1), (priority list) για την ένταξη και διακοπή λειτουργίας των μονάδων. Για την μοντελοποίηση του προβλήματος του ΣΗΕ της Κρήτης στην Matlab, λάβαμε υπόψη την λίστα προτεραιότητας του πίνακα 7.1.

Πίνακας 7. 1 Priority List (Κατσιγιαννης & Καραπιδάκης, 2016)

Θερμική μονάδα	Λίστα προτεραιότητας	Ελάχιστη ισχύς (MW)	Μέγιστη ισχύς (MW)
Ατμοστρόβιλος Λινοπεράματα	2	1	8
Ατμοστρόβιλος Λινοπεράματα	3	2	8
Ατμοστρόβιλος Λινοπεράματα	4	3	18
Ατμοστρόβιλος Λινοπεράματα	5	4	18
Ατμοστρόβιλος Λινοπεράματα	6	5	18
Συνδυασμένος κύκλος (1) Χανιά	6	17,5	63
Ατμοστρόβιλος Αθερινόλακος	1	7	22
Ατμοστρόβιλος Αθερινόλακος	2	8	22
Συνδυασμένος κύκλος (2) Χανιά	9	17,5	63
Ντίζελ 1 Αθερινόλακος	10	35	50
Ντίζελ 2 Αθερινόλακος	11	25	50
Ντίζελ 1 Λινοπεράματα	12	3	11
Ντίζελ 2 Λινοπεράματα	13	3	11
Ντίζελ 3 Λινοπεράματα	14	6	11
Ντίζελ 4 Λινοπεράματα	15	3	11
Αεριοστρόβιλος Λινοπεράματα	3	16	5
Αεριοστρόβιλος 13 Χανιά	17	5	28
Αεριοστρόβιλος Λινοπεράματα	5	18	5
Αεριοστρόβιλος 11 Χανιά	19	10	58
Αεριοστρόβιλος 12 Χανιά	20	10	58
Αεριοστρόβιλος Λινοπεράματα	4	21	3
Αεριοστρόβιλος 5 Χανιά	22	5	28
Αεριοστρόβιλος Λινοπεράματα	2	23	3
Αεριοστρόβιλος 1 Χανιά	24	3	14
Αεριοστρόβιλος 4 Χανιά	25	3	20
Αεριοστρόβιλος Λινοπεράματα	1	26	3
Ατμοστρόβιλος Λινοπεράματα	1	27	4

Η λειτουργία της παραπάνω λίστας, βασίζεται αφενός στην ασφαλή λειτουργία του ΣΗΕ της Κρήτης και αφετέρου :

- στους χρόνους εισόδου και εξόδου των μονάδων στο σύστημα
- στο κόστος παραγωγής των μονάδων

Συγκεκριμένα, οι πρώτες μονάδες στην λίστα, έχουν χαμηλό κόστος, όμως οι χρόνοι επανεκκίνησης τους είναι μεγάλοι, συνεπώς δεν είναι ευέλικτες σε ενδεχόμενη



απένταξη τους από το σύστημα. Για αυτό τον λόγο μένουν σε κατάσταση λειτουργίας για μεγάλα χρονικά διαστήματα. Επιπλέον, όσο προχωράμε στην λίστα, οι μονάδες παρουσιάζουν μεγαλύτερο κόστος παραγωγής, όμως οι χρόνοι απόκρισης τους είναι μικροί. Επομένως, αποτελούν τις μονάδες αιχμής του συστήματος και παράγουν μόνο τις ώρες που θα τους ζητηθεί. Αξίζει να σημειωθεί ότι οι δύο τελευταίες μονάδες στον πίνακα της λίστας προτεραιότητας, βρίσκονται σε ψυχρή εφεδρεία.

Επιπλέον, θεωρήθηκε ότι για μια δεδομένη χρονική περίοδο  $T$  ωρών, έχουμε γνώση της αναμενόμενης ζήτησης για κάθε ώρα της χρονικής περιόδου. Συγκεκριμένα, θεωρήσαμε ως διάστημα  $T$  το σύνολο των ωρών όλου του έτους, και βάσει των δεδομένων για την ζήτηση του 2014, γνωρίζαμε για κάθε ώρα  $t$  την ζήτηση φορτίου. Επιπρόσθετα, για κάθε ώρα  $t$ , υπάρχουν συγκεκριμένες διαθέσιμες θερμικές μονάδες  $N$ . Οι μονάδες αυτές έχουν τεχνικά ελάχιστα,  $P_{min}$ , και μέγιστα,  $P_{max}$ , τα οποία είναι γνωστά, καθώς και γνωστές συναρτήσεις κόστους λειτουργίας. Σύμφωνα με τα παραπάνω στοιχεία προκύπτει η συνάρτηση για τον βέλτιστο προγραμματισμό ένταξης των μονάδων με σκοπό την ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους τους συστήματος  $F_T$ . Η συνάρτηση είναι η:

$$F_T = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N [e_i(t) * F_i(P_i(t)) + e_i(t) * (1 - e_i(t-1)) * SU_i] \quad (7.1)$$

όπου:

- $e_i(t) = \begin{cases} 1 & \text{αν η μονάδα } i \text{ λειτουργεί την ώρα } t \\ 0 & \text{αν η μονάδα } i \text{ είναι εκτός λειτουργίας την ώρα } t \end{cases}$
- $SU_i$  είναι το κόστος εκκίνησης της μονάδας  $i$
- $P_i(t)$  είναι η παραγωγή σε MW της μονάδας  $i$  την χρονική στιγμή  $t$
- $F_i(P_i(t))$  είναι το κόστος λειτουργίας (€/h) της μονάδας  $i$  την χρονική στιγμή  $t$  για παραγωγή  $P_i(t)$ , το οποίο εκφράζεται από την παρακάτω τριτοβάθμια εξίσωση :

$$f_i(x,t) = (\text{cubcoeff}_i P_i^3 + \text{sqcoeff}_i P_i^2 + \text{lincoeff}_i P_i + \text{constcoeff}_i) * \text{Fuel\_cost}_i \quad (7.2)$$

Η παραπάνω συνάρτηση ελαχιστοποίησης επιλύεται υπό τους ακόλουθους περιορισμούς:

- $\sum_{i=1}^n P_i(t) = P_D(t)$   
όπου  $P_i(t)$  η ισχύς που παρέχει η μονάδα  $i$  την χρονική στιγμή  $t$  και  $P_D(t)$ , η ζήτηση φορτίου την χρονική στιγμή  $t$

Ο παραπάνω περιορισμός αποτελεί το ισοζύγιο ενέργειας που πρέπει να ικανοποιείται, πρέπει δηλαδή η ισχύς που δίνουν οι μονάδες να είναι ίση με την ζήτηση για να λειτουργεί ομαλά το δίκτυο.

Επιπλέον, λαμβάνονται υπόψη τα τεχνικά ελάχιστα και μέγιστα της εκάστοτε μονάδος, τα οποία δεν είναι εφικτό να παραβιαστούν.

- $P_{min}^i \leq P_i(t) \leq P_{max}^i$   
όπου  $P_{min}^i$  η ελάχιστη δυνατή παραγωγή της μονάδας  $i$  σε MW  
και  $P_{max}^i$  η μέγιστη δυνατή παραγωγή της μονάδας  $i$  σε MW

Επιπρόσθετα, σε πραγματικό χρόνο, λαμβάνεται υπόψη και το ποσοστό της στρεφόμενης εφεδρείας. Ουσιαστικά, πρόκειται για ένα παραπάνω ποσό ισχύος το οποίο θα πρέπει να μπορούν να ικανοποιήσουν οι προς ένταξη μονάδες. Με αυτό τον τρόπο επιτυγχάνεται η καταπολέμηση της αβεβαιότητας για την ικανοποίηση του φορτίου. Η αβεβαιότητα αυτή οφείλεται κατά κύριο λόγο σε:

- Σε σφάλμα κατά την εκτίμηση του φορτίου
- Σφάλμα στην πρόβλεψη της παραγωγής από τις Α.Π.Ε.
- Σφάλμα στον τομέα της παραγωγής (μονάδες, γραμμές μεταβίβασης, Α.Π.Ε.)
- Πολιτική για τα κρίσιμα ή μη φορτία
- Την ύπαρξη ή όχι συστήματος αποθήκευσης

Υπάρχουν διάφοροι τύποι στρεφόμενης εφεδρείας, ο συνήθης είναι να διατηρείται ένα ποσοστό στρεφόμενης εφεδρείας σε σχέση με το φορτίο, το οποίο θα πρέπει να ικανοποιηθεί από τις μονάδες του συστήματος συν το καθορισμένο φορτίο. Άλλη μέθοδος διατήρησης στρεφόμενης εφεδρείας είναι η δυνατότητα κάλυψης ισχύος ίση με αυτήν της μεγαλύτερης μονάδας που βρίσκεται σε λειτουργία. Επιπλέον, σε συστήματα με ΑΠΕ διατηρείται εφεδρεία για την παραγόμενη ισχύ από τις ΑΠΕ καθώς χαρακτηρίζεται από αβεβαιότητα.

Η στρεφόμενη εφεδρεία, που θεωρήθηκε ότι διατηρείται στο ΣΗΕ της Κρήτης περιγράφεται από την ανίσωση:

$$\sum_{i=1}^{i=27} e_i * P_{imax} \geq 1.1 * Load + 0.2 * Wind + 0.1 * PV \quad (7.3)$$

Πρέπει δηλαδή, για κάθε ώρα, το σύνολο της ισχύος των μονάδων που βρίσκονται σε λειτουργία να μπορεί να εξυπηρετήσει ζήτηση ίση με την ωριαία ζήτηση φορτίου προσαυξημένη κατά 10%, συν ένα ποσοστό της τάξεως του 20% από την ωριαία αιολική παραγωγή συν ένα 10% από την ηλιακή παραγωγή. Οι παραπάνω συντελεστές προκύπτουν από εμπειρικές μελέτες για το ΣΗΕ της Κρήτης. Στην περίπτωση που εξετάζουμε, η προσαρμογή της στρεφόμενης εφεδρείας στην παραγωγή, έγινε πριν να επιλυθεί το πρόβλημα με την συνάρτηση ελαχιστοποίησης κόστους, και θεωρήθηκε αρχικά ως ισότητα. Έπειτα, έγινε έλεγχος μέσω ανίσωσης, ότι η συνολική δυνατότητα παραγωγής των μονάδων είναι μικρότερη από την τιμή της στρεφόμενης εφεδρείας, ώστε να την καλύπτουν. Δηλαδή ότι η συνολική τιμή φορτίου που θα πρέπει να καλύψουν οι μονάδες είναι ίση με την παραπάνω σχέση στρεφόμενης εφεδρείας για κάθε ώρα του έτους.

Η επίλυση του προβλήματος ελαχιστοποίησης του κόστους χρησιμοποιήθηκε η συνάρτηση *fmincon* στο περιβάλλον της Matlab. Η μορφή του προβλήματος είναι η εξής:

$$\min f_x \begin{cases} Aeq * x = beq \\ lb \leq x \leq ub \\ A * x \leq b \end{cases} \quad (7.4)$$

Αναλύοντας την παραπάνω μοντελοποίηση, η εξίσωση, καθορίζει την εξυπηρέτηση της ζήτησης και την τήρηση του ισοζυγίου ενέργειας, δηλαδή ότι όση ενέργεια ζητηθεί τόση πρέπει να δοθεί. Έπειτα, η ανισότητα στο δεύτερο σκέλος, συμβάλει στην ικανοποίηση των περιορισμών παραγωγής ισχύος των μονάδων, καθώς λαμβάνει υπόψη τα τεχνικά ελάχιστα και μέγιστα της εκάστοτε μονάδος. Οι τιμές αυτές, των διανυσμάτων, για τα άνω και κάτω όρια παραγωγής πάρθηκαν με βάση τα στοιχεία του ΔΕΔΔΗΕ για τις μονάδες που απαρτίζουν το Σ.Η.Ε. της Κρήτης Τέλος, η ανίσωση στο τρίτο σκέλος, καθορίζει το ποσό της στρεφόμενης εφεδρείας, όπως αυτό έχει οριστεί παραπάνω.

Η γενική μορφή της συνάρτησης *fmincon* είναι :

$$[x, val] = fmincon(fun, x_0, A, b, Aeq, beq, lb, ub, ) \quad (7.5)$$

Η συνάρτηση *fun* αφορά την συνάρτηση του κόστους για κάθε μονάδα παραγωγής όπως αυτή περιγράφεται από την εξίσωση 7.2 , με συντελεστές τα στοιχεία του πίνακα 7.5. Έπειτα, κρίνεται απαραίτητο ένα διάνυσμα σειράς( $x_0$ ), με αρχικές τιμές για κάθε μία από τις μονάδες παραγωγής. Οι τιμές του διανύσματος επιλέχθηκαν σκόπιμα να βρίσκονται μεταξύ του άνω και κάτω ορίου για την παραγωγή της εκάστοτε μονάδος.

## 7.2 Μοντελοποίηση ΥΒΣ στο αυτόνομο ΣΗΕ της Κρήτης

Για το δεύτερο κομμάτι της μοντελοποίησης, την προσθήκη υβριδικού σταθμού στο Σ.Η.Ε. της Κρήτης, χρησιμοποιήθηκε πάλι η συνάρτηση *fmincon* στην μορφή που περιγράφεται στην εξίσωση (7.2) με διαφορετικά ορίσματα. Τα τεχνικά χαρακτηριστικά του σταθμού που μοντελοποιήθηκαν είναι:

- Χωρητικότητα άνω δεξαμενής, εκφρασμένη σε ενέργεια, 1100 MWh
- Δυνατότητα απορρόφησης αντλίας 100 MW/h
- Συντελεστής απόδοσης του σταθμού 75%
- Δυνατότητα παραγωγής των αιολικών πάρκων έως 120 MW
- Ικανότητα παροχής εγγυημένης ισχύος 75 MW

Η χωρητικότητα του υβριδικού σταθμού, 1100MWh, επηρεάζει και την ποσότητα αιολικής ενέργειας που είναι δυνατόν να εκμεταλλευτεί ο σταθμός. Συγκεκριμένα, αν σε ημερήσια βάση, η αιολική παραγωγή υπερβαίνει τις 1100MWh, τότε η περίσσεια ενέργεια απορρίπτει και παραμένει ανεκμετάλλευτη.

Επιπλέον ο υβριδικός σταθμός έχει την δυνατότητα να πουλάει απευθείας την παραγόμενη ενέργεια ,από τα αιολικά του, οι οποία κυμαίνεται μεταξύ 100 και 120 MW.

Για να γίνει η κατάλληλη επιλογή των ωρών που θα τίθεται σε λειτουργία η διαδικασία του κοψίματος των ακμών, όπως και αυτή της απορρόφησης, γίνεται αρχικά αλλαγή στην συνάρτηση που χρησιμοποιεί η *fmincon*, σε σχέση με το πρώτο κομμάτι μοντελοποίησης του ΣΗΕ της Κρήτης. Συγκεκριμένα, χρησιμοποιείται ένα άθροισμα μίας χρονοσειράς, το οποίο για κάθε ημέρα του έτους, αθροίζει τα τετράγωνα της ωριαίας παραγωγής των συμβατικών μονάδων. Δηλαδή:

$$\bullet \quad fun = \sum_{k=1}^{k=24} (\sum_{i=1}^{i=27} P(i, k))^2$$

Ο λόγος που επιλέχθηκε αυτή το άθροισμα είναι η ιδιότητα που παρουσιάζεται, ότι το άθροισμα των τετραγώνων των στοιχείων θα είναι μικρότερο όσο αυτά πλησιάζουν τον μέσο όρο. Δηλαδή, όσο οι τιμές πλησιάζουν προς την μέση τιμή του αθροίσματος, τόσο το άθροισμα των τετραγώνων τους θα γίνεται ολοένα και μικρότερο.

Οι τρεις λειτουργίες του υβριδικού σταθμού, οι οποίες μοντελοποιήθηκαν είναι:

- η λειτουργία του peak shaving, δηλαδή η παραγωγή ενέργειας από τον υβριδικό σταθμό για τη μείωση των αιχμών ζήτησης
- η λειτουργία του valley filling, δηλαδή η κατανάλωση ενέργειας από τον υβριδικό σταθμό κατά τις ώρες του φορτίου βάσης
- έγχυση ενέργειας από τα αιολικά απευθείας στο δίκτυο

Η λειτουργία του peak shaving συμβαίνει κάθε ημέρα, ενώ αντίθετα η λειτουργία της απορρόφησης μόνο όταν απαιτείται. Γίνεται, λοιπόν η υπόθεση, ότι ο υβριδικός

σταθμός λειτουργεί κάθε ημέρα του έτους. Ειδικότερα, δύο περιπτώσεις που σύμφωνα με την υπάρχουσα νομοθεσία καλείται να αντεπεξέλθει ο ΥΒΣ είναι:

- κάθε ημέρα, ο υβριδικός σταθμός πρέπει να λειτουργεί για τουλάχιστον 2 ώρες στην ονομαστική του ισχύ ειδικά πρέπει να υποβάλλει δήλωση μηδενικής παραγωγής. Το ελάχιστο δηλαδή που καλείται να προσφέρει ο υβριδικός σταθμός είναι 150 MWh. Η ενέργεια αυτή που προκύπτει από την δήλωση παραγωγής, είναι στην διάθεση του διαχειριστή ΜΔΝ να την αξιοποιήσει όποια στιγμή θέλει μέσα στην ημέρα κατανομής. Η κατάσταση αυτή ελέγχεται με την διαδικασία του valleyfilling, καθώς έχει θεωρηθεί ότι τις ημέρες που η συνολική αιολική παραγωγή είναι μικρότερη από 150MWh, απορροφάται ενέργεια από το δίκτυο.
- όταν απαιτηθεί το σύνολο της εγγυημένης ισχύος του σταθμού, θα πρέπει για οκτώ ώρες να παράγει την ονομαστική του ισχύ

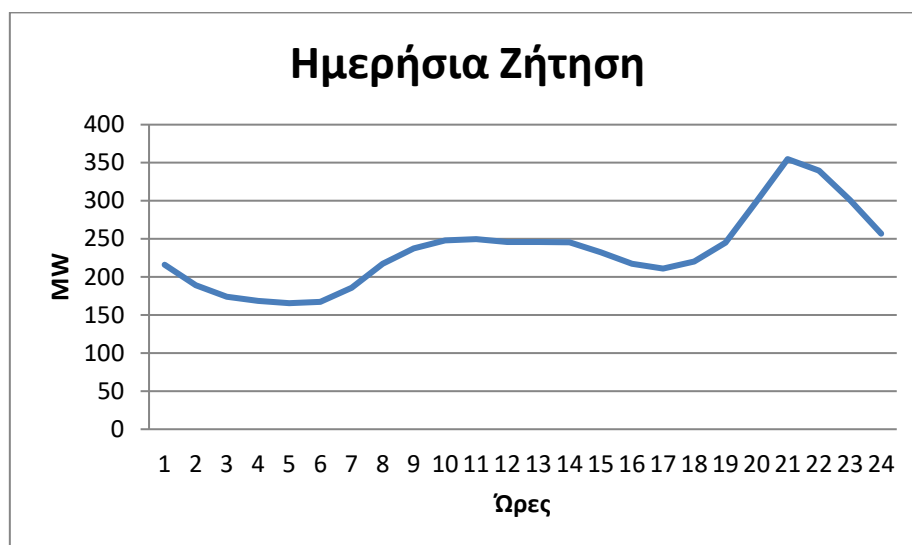
Αναλύοντας, με τα δεδομένα του υβριδικού σταθμού, θα πρέπει σε καθημερινή βάση να προσφέρει στο δίκτυο, κατ' ελάχιστο, ενέργεια ίση με  $75\text{MW} \cdot 2\text{hours} = 150\text{MWh}$ , αλλιώς καθόλου. Ενώ, όταν ζητείται η παροχή της εγγυημένης ισχύος θα πρέπει να δώσει  $75\text{MW} \cdot 8\text{hours} = 600\text{MWh}$  (P.A.E. Κώδικας ΜΔΝ). Για να εντοπιστούν οι ημέρες του έτους, κατά τις οποίες πρέπει να απορροφήσει ενέργεια ο ΥΒΣ από το δίκτυο, αναζητήθηκαν οι περιπτώσεις εκείνες όπου η ζήτηση ήταν υψηλή και συγχρόνως οι παραγωγή από τα αιολικά δεν επαρκούσε για να καλύψει την εγγυημένη ισχύ, και επίσης οι ημέρες όπου η παραγωγή των αιολικών δεν αρκούσε να καλύψει την ελάχιστη παροχή ενέργειας της τάξεως των 150MWh. Σαν υψηλή ζήτηση, θεωρηθήκαν οι τιμές οι οποίες ήταν μεγαλύτερες από 85% της μέγιστης τιμής ζήτησης κατά την διάρκεια του έτους. Το κριτήριο, δηλαδή, το οποίο μελετήθηκε για να δείξει ποιες ημέρες απαιτείται απορρόφηση ενέργειας από το δίκτυο είναι το παρακάτω:

$$\text{κριτήριο απορρόφησης} \begin{cases} E_i \geq 0.85 * E_{\max} \text{ και } A_{\text{iolika}} < 600\text{MWh} \\ A_{\text{iolika}} < 150\text{MWh} \end{cases}$$

Συνολικά, κατά την διάρκεια του έτους, έντεκα ημέρες παρατηρήθηκε ότι η ζήτηση ενέργειας ήταν υψηλή και συγχρόνως η παραγωγή των αιολικών δεν επαρκούσε για την κάλυψη την εγγυημένης ισχύος. Οι μήνες αυτοί ήταν κυρίως κατά την διάρκεια του καλοκαιριού. Επιπλέον, οι ημέρες όπου η παραγωγή των αιολικών δεν ήταν αρκετή για να ικανοποιήσει την ελάχιστη παροχή ενέργειας, ήταν 36, και ήταν διάσπαρτες σε όλη την διάρκεια του έτους.

Η λειτουργία της απορρόφησης, λοιπόν, σύμφωνα με τα κριτήρια που αναφέρθηκαν παραπάνω, πραγματοποιείται, όταν η ημερήσια ζήτηση είναι κατά 85% μεγαλύτερη από την μέγιστη τιμή της, ενώ συγχρόνως τα αιολικά δεν επαρκούν για να δώσουν την εγγυημένη ισχύ του σταθμού. Επιπλέον, απορρόφηση χρησιμοποιείται όταν η συνολική ημερήσια παραγωγή των αιολικών του σταθμού, είναι πολύ μικρή και αδυνατεί να καλύψει την ελάχιστη υποχρέωση του σταθμού.

Γενικά, μια τυχαία ημέρα του έτους η καμπύλη ζήτησης (γράφημα 7.1) έχει την παρακάτω μορφή:



Γράφημα 7. 1 Καμπύλη ημερήσιας ζήτησης

Το ιδανικότερο, τόσο για λόγους οικονομίας αλλά και παραγωγής ενέργειας, θα ήταν η παραπάνω καμπύλη να έπαιρνε τιμές κοντά στον μέσο όρο. Δηλαδή, να ήταν μια σταθερή τιμή συνεχώς, χωρίς μεγάλες αυξήσεις και μειώσεις.

Η μοντελοποίηση του ΥΒΣ, για την λειτουργία της παροχής ενέργειας περιγράφεται από μία εξίσωση, μία ανίσωση και την αντικειμενική συνάρτηση που περιγράφηκε παραπάνω. Συγκεκριμένα η εξίσωση, μας καθορίζει την τιμή του φορτίου που πρέπει να δοθεί στο δίκτυο σε ημερήσια βάση. Η τιμή αυτή προκύπτει από την αφαίρεση το ημερήσιου φορτίου προς κάλυψη με την τιμή της ημερήσιας παραγωγής αιολικών. Να σημειωθεί ότι η ημερήσια παραγωγή του ΥΒΣ δεν μπορεί να υπερβαίνει τις 1100MWh, λόγω της χωρητικότητας της άνω δεξαμενής του σταθμού.

- $fortio\_YBS = fortio\_zitisis - aioliki\_paragwgi$

Να σημειωθεί ότι στους υπολογισμούς έχει ληφθεί υπόψη και η συνολική απόδοση του ΥΒΣ που είναι ίση με 75%. Επιπλέον, για τις ημέρες που ισχύει το κριτήριο απορρόφησης, οι τιμές των ημερήσιων αιολικών είναι:

- 600MWh, αν ισχύει το πρώτο σκέλος του κριτηρίου απορρόφησης
- 150 MWh, αν ισχύει το δεύτερο

Επιπλέον, τα άνω και κάτω όρια που τοποθετούνται, περιορίζουν την τιμή που θα προσφέρει ο ΥΒΣ. Συγκεκριμένα, για την λειτουργία του peak shaving έχουμε:

- $loadmin \leq P_D - P_{YBS} \leq load\_max$

Όπου, ως ελάχιστη τιμή, θεωρείται η ωριαία ζήτηση μείον 75 MW, που είναι η ονομαστική ισχύς του σταθμού. Ακόμα, σαν μέγιστη τιμή θεωρείται η αρχική τιμή

της ζήτησης, καθώς ζητούμενο της λειτουργίας που εξετάζεται, είναι η μείωση του φορτίου, άρα δεν μπορεί να υπερβαίνει την αρχική του τιμή.

Με βάση λοιπόν, την ιδιότητα της αντικειμενικής συνάρτησης, που περιγράφηκε παραπάνω, για να πλησιάσουν οι τιμές στον μέσο όρο, που όπως προείπαμε θα ήταν το ιδανικό σενάριο, θα πρέπει να γίνει μείωση ή αύξηση των τιμών που απέχουν πολύ από τον μέσο όρο. Η περίπτωση που δεν παραβιάζει τους περιορισμούς ανισότητας είναι η μείωση των εξαιρετικά μεγάλων τιμών. Καθώς, αφού και οι μικρές τιμές απέχουν από τον μέσο όρο, όμως σε περίπτωση που αυξηθούν παραβιάζουν τον περιορισμό της ανισότητας (συγκεκριμένα, το άνω όριο). Επομένως, με την συγκεκριμένη μοντελοποίηση επιλέγεται η λειτουργία του peak shaving να γίνεται τις ώρες του υψηλού φορτίου.

Αντίστοιχα, και στην λειτουργία του valley filling, η εξίσωση και η ανίσωση σε συνδυασμό με την αντικειμενική συνάρτηση καθορίζουν τις ώρες που πρέπει να γίνει η απορρόφηση ενέργειας από το δίκτυο και το ποσό αυτής. Αρχικά, αναζητήθηκαν, όπως αναφέρθηκε παραπάνω, οι ημέρες κατά τις οποίες επιβάλλεται να γίνει απορρόφηση. Το πόσο της απορρόφησης παίρνει δύο διαφορετικές τιμές, ανάλογα με ποία ,από τις δύο περιπτώσεις απορρόφησης, έχουμε να κάνουμε. Συγκεκριμένα:

- Στην περίπτωση που ισχύει, το πρώτο σκέλος του κριτηρίου απορρόφησης, δηλαδή μεγάλη ζήτηση και αδυναμία αντίστοιχης παραγωγής αιολικών. Η τιμή της εξίσωσης, σε αυτήν την περίπτωση, προκύπτει από την πρόσθεση της ζήτησης με την απαιτούμενη ενέργεια που πρέπει να απορροφήσει συνολικά ο σταθμός για την κάλυψη της εγγυημένης ισχύος, δηλαδή 600MWh/0.75. Επιπλέον, από αυτήν την πρόσθεση αφαιρείται η τιμή της αιολικής παραγωγής. Να σημειωθεί ότι στην ζήτηση του φορτίου, έχει αφαιρεθεί το πόσο που έχει προκύψει από την διαδικασία του peak shaving. Σαν κάτω όριο απορρόφησης, θεωρείται η αρχική τιμή της ζήτησης, ενώ σαν μέγιστη τιμή απορρόφησης θεωρείται η αρχική τιμή της ζήτησης αυξημένη κατά 100MW και από την πρόσθεση αυτή, αφαιρείται η παραγωγή των αιολικών διαμορφωμένη κατάλληλα για την απόδοση του σταθμού. Η τιμή των 100 MW προκύπτει από τα τεχνικά χαρακτηριστικά της αντλίας του σταθμού, η οποία δεν μπορεί να απορροφήσει πάνω από 100 MW σε μία ώρα.

$$\begin{aligned} \text{fortio\_aporrofisis} &= \text{zitisi} + 600\text{MWh}/0.75 - \text{aioliki\_paragwgi} \\ \text{loadmin} &\leq P_D - P_{YBS} \leq \text{load\_max} \end{aligned}$$

όπου:

- $\text{zitisi}$  η ημερήσια ζήτηση του φορτίου
- $\text{loadmin} = \text{zitisi}$
- $\text{loadmax} = \text{zitisi} + 100\text{MW} - \text{aioliki\_paragwgi}$



- Στην περίπτωση αδυναμίας της αιολικής παραγωγής, για κάλυψη των 150 MWh, η μόνη αλλαγή που προκύπτει είναι στην τιμή του δεύτερου όρου της εξίσωσης, στο δεξί μέλος, η οποία παίρνει την τιμή της ελάχιστης παραγωγής ισχύος σε ημερήσια βάση, δηλαδή 150MWh/0.75. Οι τιμές στα άνω και κάτω όρια παραμένουν ίδιες με παραπάνω.

Σε αυτήν, λοιπόν την περίπτωση, για να φτάσουν οι τιμές στον μέσο όρο, θα πρέπει να αυξηθούν οι χαμηλές τιμές και να μειωθούν οι υψηλές. Σε περίπτωση που γίνει μείωση των υψηλών τιμών, παραβιάζεται ο περιορισμός του κάτω ορίου, καθώς σαν ελάχιστη τιμή, θεωρείται η τιμή της ζήτησης. Σε περίπτωση μείωσης παραβιάζεται ο περιορισμός αυτός. Αντίθετα, εάν αυξηθούν οι χαμηλές τιμές δεν παραβιάζεται κανένας περιορισμός. Έτσι, με την βοήθεια την αντικειμενικής συνάρτησης, καταφέρνουμε η λειτουργία της απορρόφησης να γίνεται τις ώρες χαμηλού φορτίου, αντίθετα με την λειτουργία του peak shaving που γίνεται τις ώρες υψηλού φορτίου.

Παρακάτω παρουσιάζεται συνολικά η μοντελοποίηση των δύο περιπτώσεων που εξετάστηκαν (ΣΗΕ της Κρήτης, και προσθήκη υβριδικού σταθμού).

Για το ΣΗΕ της Κρήτης και την μοντελοποίηση των συμβατικών μονάων:

$$\min (\text{cubcoeff}_i P_i^3 + \text{sqcoeff}_i P_i^2 + \text{lincoeff}_i P_i + \text{constcoeff}_i) * \text{Fuel\_cost}_i$$

υπό τους περιορισμούς:

$$\text{sinoliki\_wriaia\_paragwgi} = \text{wriaia\_zitisi}$$

$$\text{texniko\_min}(i) < P_i < \text{texniko\_max}(i)$$

Για την προσθήκη του υβριδικού σταθμού στο ΣΗΕ της Κρήτης:

$$\min \sum_{k=1}^{k=24} (\sum_{i=1}^{i=27} P(i, k))^2$$

υπό τους περιορισμούς:

- Περίπτωση του peak shaving

$$\text{fortio\_YBS} = \text{fortio\_zitisis} - \text{aioliki\_paragwgi}$$

$$\text{loadmin} \leq P_D - P_{YBS} \leq \text{loadmax}$$

$$\text{aioliki\_paragwgi} \leq 1100 \text{MWh}$$

- Περίπτωση του valley filling (πρώτη περίπτωση κριτηρίου απορρόφησης)

$$\text{fortio\_aporrofisis} = \text{zitisi} + 600 \text{MWh} / 0.75 - \text{aioliki\_paragwgi}$$

$$\text{loadmin} \leq P_D - P_{YBS} \leq \text{loadmax}$$

$$\text{aioliki\_paragwgi} \leq 1100 \text{MWh}$$

- Περίπτωση του valley filling (δεύτερη περίπτωση κριτηρίου απορρόφησης)

$$fortio\_aporrofisis = zitisi + 150MWh/0.75 - aioliki\_paragwgi$$

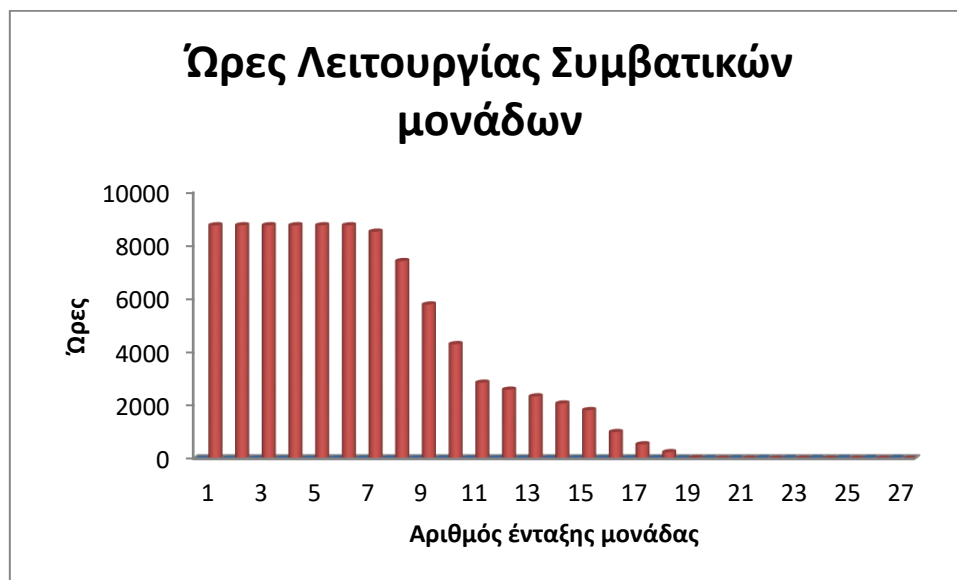
$$loadmin \leq P_D - P_{ΥΒΣ} \leq loadmax$$

$$aioliki\_paragwgi \leq 1100MWh$$

# 8

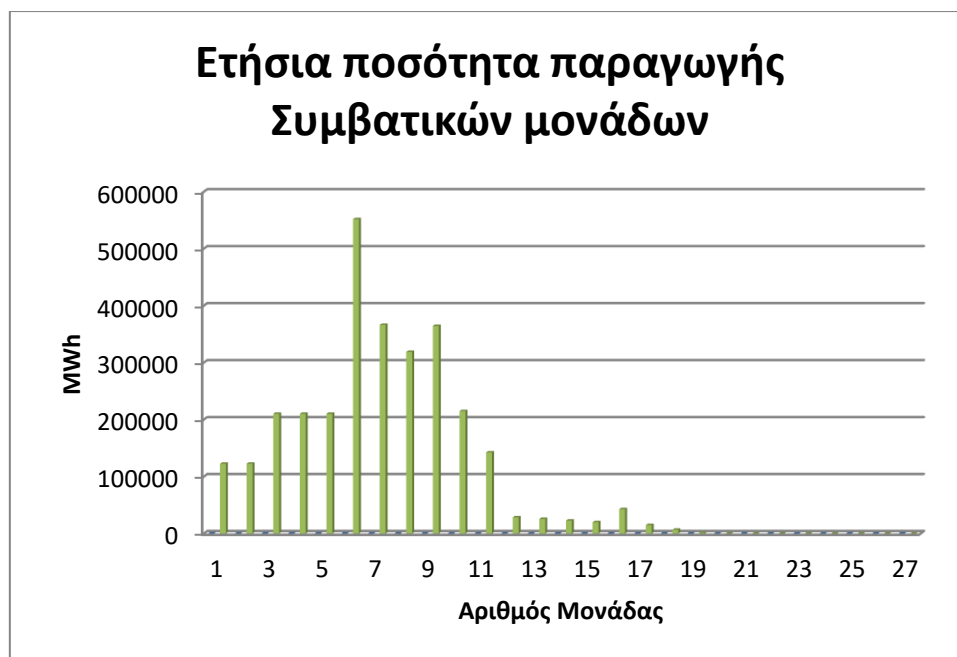
## Αποτελέσματα, συμπεράσματα και σχολιασμός

Κατά το πέρας της υλοποίησης του πρώτου μέρους του κώδικα, πήραμε αποτελέσματα, που αφορούν τις συμβατικές μονάδες του νησιού. Συγκεκριμένα, γίνεται κατανοητό ποιες μονάδες βρίσκονται σε λειτουργία και για πόσες συνολικά ώρες κατά την διάρκεια του έτους. Να σημειωθεί, ότι οι πρώτες μονάδες στην λίστα προτεραιότητας φαίνεται ότι λειτουργούν αδιάκοπα όλο τον χρόνο. Αυτό το γεγονός δεν αντικατοπτρίζει την πραγματικότητα καθώς οι μονάδες αυτές, βγαίνουν εκτός λειτουργίας για μικρά διαστήματα για λόγους συντήρησης, όμως για δική μας ευκολία θεωρήσαμε ότι υπάρχει η δυνατότητα συνεχόμενης λειτουργίας. Στο παρακάτω γράφημα (γράφημα 8.1) παρουσιάζονται οι συνολικές ώρες λειτουργίας για κάθε μία από τις μονάδες του ΣΗΕ της Κρήτης.



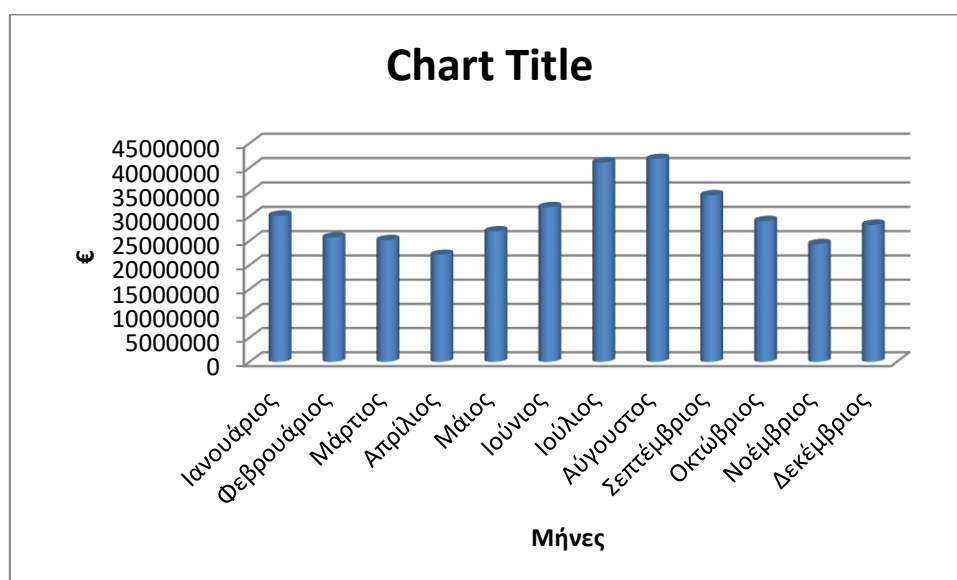
Γράφημα 8. 1 Συνολικές Ώρες Λειτουργίας

Αξίζει να επισημανθεί, ότι ο αριθμός ένταξης μονάδας είναι ο αριθμός που αντιστοιχεί στις εκάστοτε μονάδες σύμφωνα με τον πίνακα 7.1. Από όλες τις συμβατικές μονάδες, την μεγαλύτερη παραγωγή ενέργειας είχε η μονάδα συνδυσασμένου κύκλου στο ΑΗΣ Χανίων, με συνολικά 551817 MWh. Αναλυτικά όλη η ετήσια παραγωγή των συμβατικών μονάδων (γράφημα 8.2) παρουσιάζεται στο παρακάτω γράφημα.



*Γράφημα 8. 2 Ετήσια Παραγωγή*

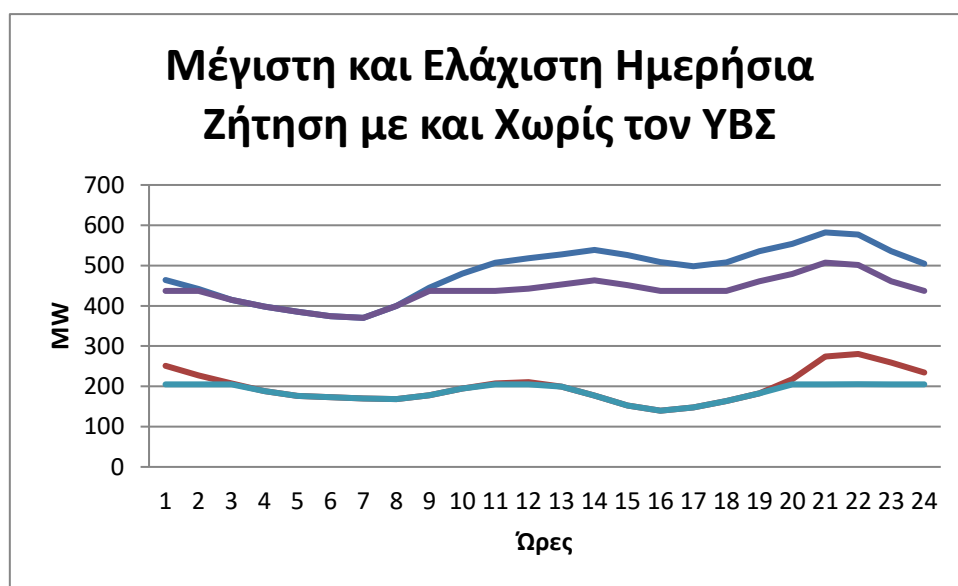
Επιπλέον, το συνολικό κόστος ,για την παροχή της απαιτούμενης ενέργειας, ανέρχεται στα 360.654.397,05€. Ο αριθμός αυτός προέκυψε από την συνάρτηση ελαχιστοποίησης κόστους η οποία περιγράφεται σε προηγούμενο κεφάλαιο. Οι υψηλότερες τιμές κόστους εμφανίστηκαν τους θερινούς μήνες, συγκεκριμένα τον Ιούλιο και τον Αύγουστο, με συνολικό μηνιαίο κόστος περισσότερο από 80 εκατομμύρια ευρώ. Αναλυτικά τα μηνιαία κόστη φαίνονται στο παρακάτω γράφημα (γράφημα 8.3).



*Γράφημα 8. 3 Συνολικό Μηνιαίο Κόστος*

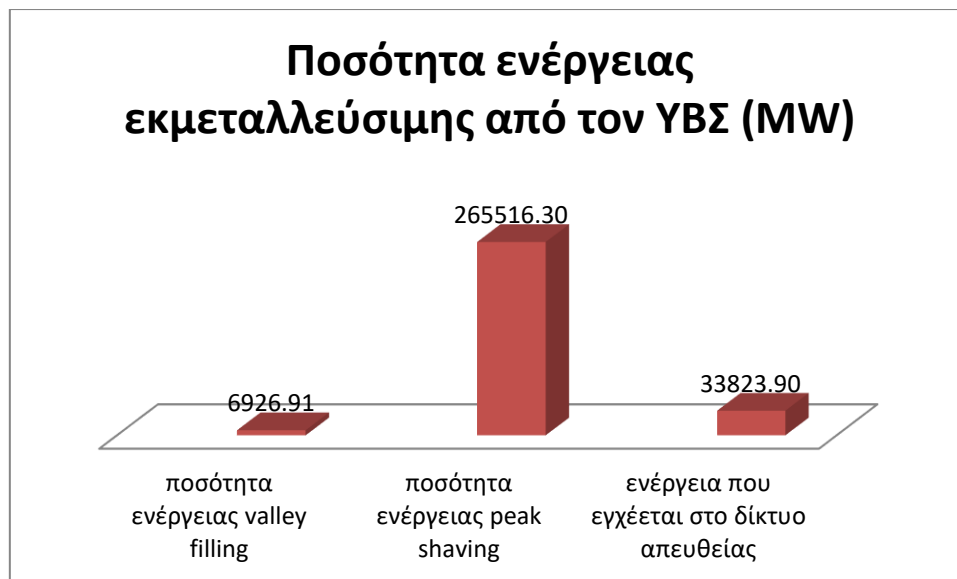
Έπειτα υλοποιήθηκε το δεύτερο κομμάτι του κώδικα με την προσομοίωση του υβριδικού σταθμού στο ΣΗΕ της Κρήτης, η παραγωγή των συμβατικών μονάδων μειώθηκε, αφού ένα μέρος του φορτίου καλύφθηκε από τον υβριδικό σταθμό. Εξετάστηκαν σε αυτό το κομμάτι, οι προαναφερθείσες λειτουργίες του υβριδικού σταθμού.

Η μέγιστη τιμή του φορτίου που ήρθε αντιμέτωπος ο υβριδικός σταθμός ήταν 582,16 MW, στις 9 Αυγούστου την ώρα 21:00 μμ. Αντιθέτως, η χαμηλότερη τιμή φορτίου εμφανίστηκε 21 Απριλίου στις 16:00 μμ. Η αντίθεση μεταξύ της ζήτησης των δύο ημερών φαίνεται στο παρακάτω γράφημα (γράφημα 8.4), και πως επηρεάστηκαν οι ημέρες αυτές από την εισαγωγή του υβριδικού σταθμού απεικονίζονται στο παρακάτω γράφημα.



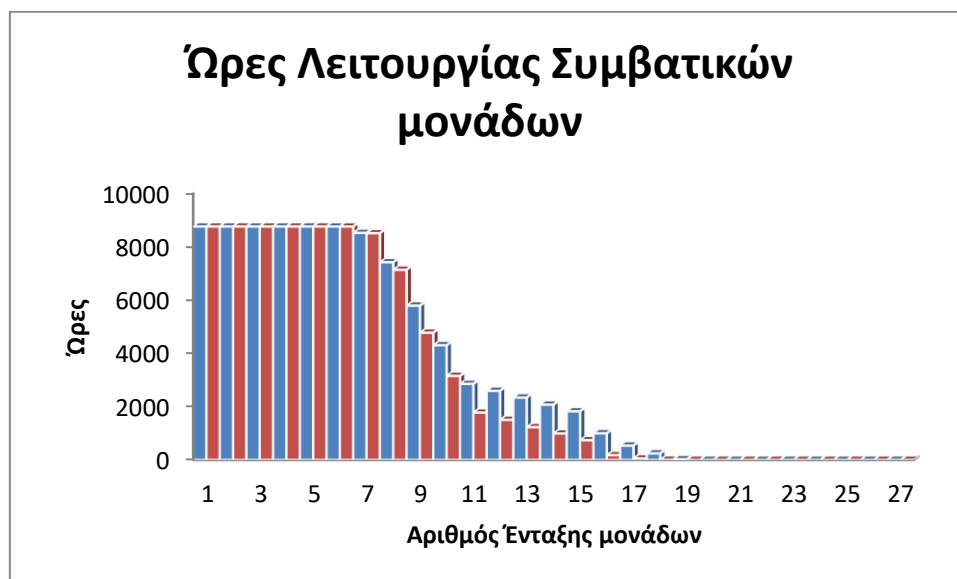
Γράφημα 8. 4 Ημέρες με μέγιστη αιχμή και ελάχιστη τιμή ζήτησης

Στο πέραςμα του έτους, ο υβριδικός σταθμός είχε απορροφήσει συνολικά 6926,91 MWh για την πλήρωση των συστημάτων του. Επίσης, η ενέργεια που πρόσφερε στο δίκτυο για το "κόψιμο των ακμών" της ζήτησης, ήταν 265516,3 MWh. Τέλος, η ενέργεια που εγχύθηκε απευθείας στο δίκτυο ήταν 33823,9 MWh. Τα παραπάνω δεδομένα παρουσιάζονται παρακάτω (γράφημα 8.5).



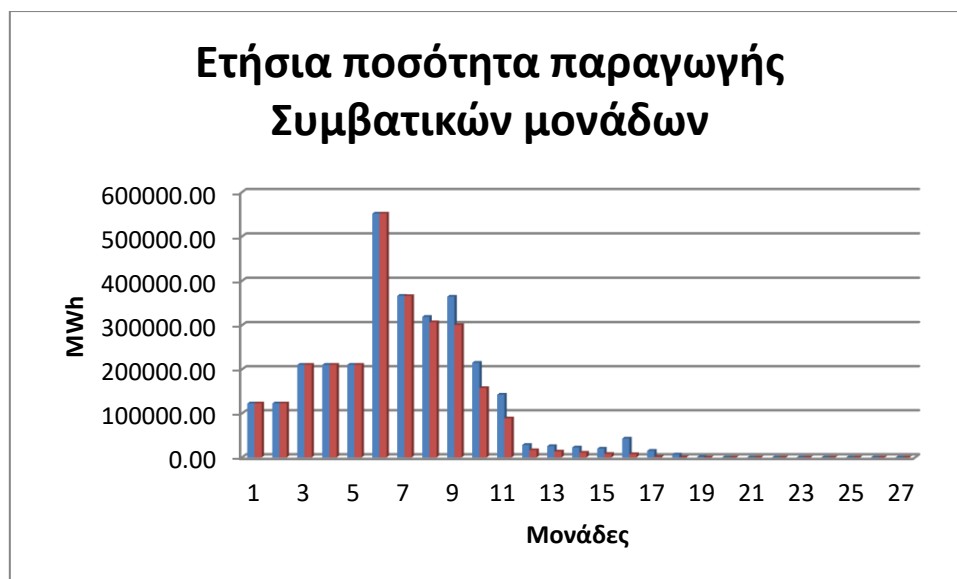
**Γράφημα 8. 5 Ενέργεια εκμεταλλεύσιμη από τον ΥΒΣ**

Στο παρακάτω γράφημα, (γράφημα 8.6) παρατηρούμε την μείωση των ωρών λειτουργίας των συμβατικών μονάδων, κατά τις οποίες βρίσκονται σε λειτουργία.



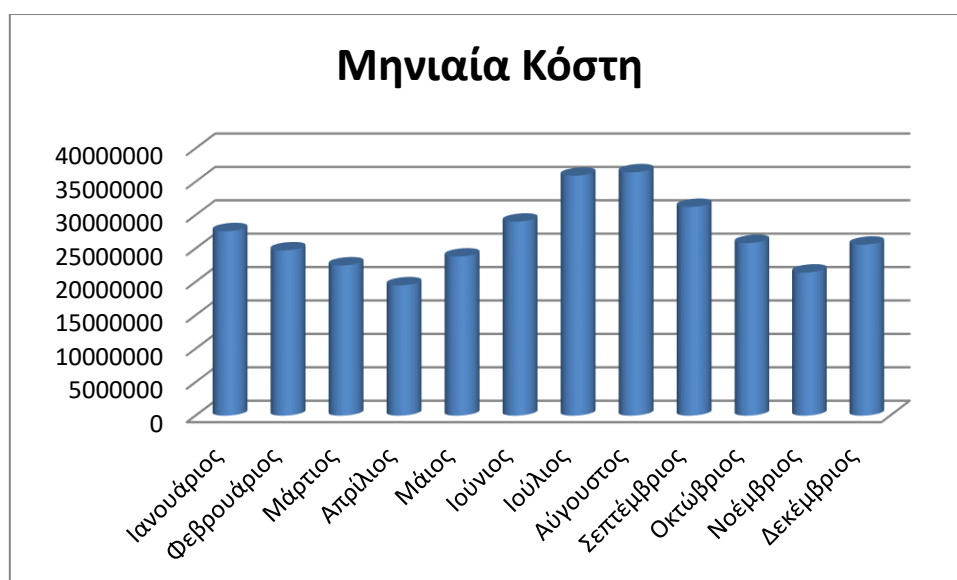
**Γράφημα 8. 6 Σύγκριση των Ωρών Λειτουργίας**

Αντλαμβανόμαστε, από το παραπάνω γράφημα, όπου οι μπλε στήλες αντικατοπτρίζουν τις ώρες λειτουργίας των μονάδων του ΣΗΕ χωρίς τον υβριδικό ενώ οι κόκκινες δείχνουν την κατάσταση αφότου έχει ενταχθεί ο υβριδικός σταθμός, ότι υπάρχει μία σαφέστατη μείωση στις ώρες λειτουργίας, ειδικά των μονάδων αιχμής. Επακόλουθο του παραπάνω γραφήματος, είναι να υπάρξει και μείωση στην ετήσια παραγωγή των μονάδων όπως παρουσιάζεται παρακάτω (γράφημα 8.7).



Γράφημα 8. 7 Σύγκριση της συνολικής ποσότητας παραγωγής

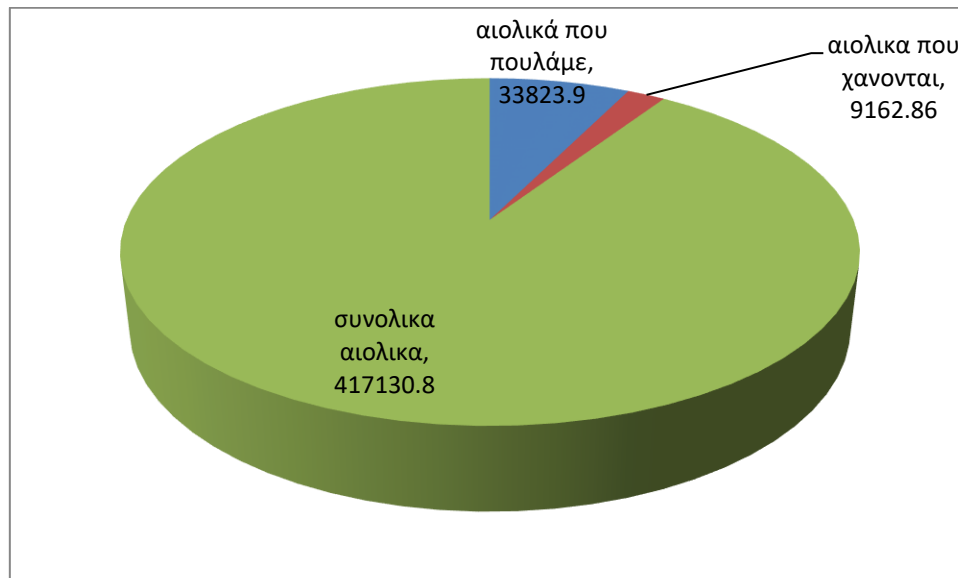
Επιπρόσθετα, η χρήση του υβριδικού σταθμού κατάφερε, όπως αναμενόταν, μείωση του συνολικού κόστους σε 323.447.951,27 €. Τα μηνιαία κόστη φαίνονται παρακάτω (γράφημα 8.8).



Γράφημα 8. 8 Μηνιαία κόστη όταν λειτουργεί ο ΥΒΣ

Τα αιολικά πάρκα του υβριδικού σταθμού, παρήγαγαν συνολικά 417130,8 MWh, από τα οποία 33823,9 MWh πουλήθηκαν απευθείας στο δίκτυο και 9162,86 MWh

χάθηκαν, λόγω αδυναμίας εκμετάλλευσης τους (γράφημα 8.9). Επιπλέον, υπήρχαν απώλειες της τάξεως του 25% κατά την μεταφορά τους μέσω της αντλίας στην άνω δεξαμενή και έπειτα μέσω του υδροστροβίλου στο δίκτυο.

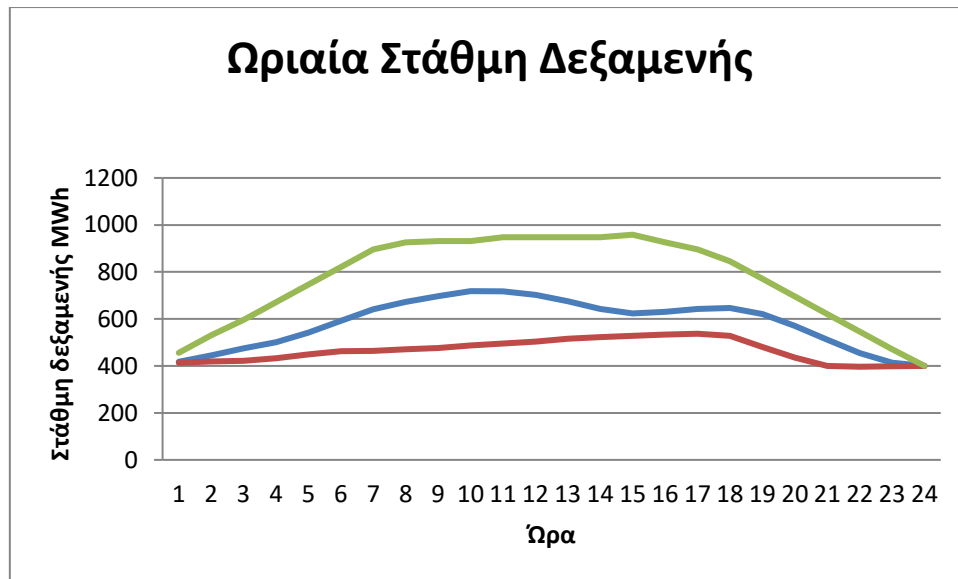


**Γράφημα 8. 9 Διαχείριση αιολικών**

Ένας επιπλέον περιορισμός, ο οποίος λήφθηκε υπόψη, είναι η στάθμη της δεξαμενής του ΥΒΣ (γράφημα 8.10). Συγκεκριμένα θεωρήθηκε χωρητικότητα 1100 εκφρασμένη σε MWh. Η αρχική τιμή της στάθμης θεωρήθηκε 400MWh. Σε κάθε επανάληψη του προγράμματος, προσθέτονται σε αυτήν η προηγούμενη τιμή της στάθμης, συν την ωριαία παραγωγή των αιολικών προσθαφαιρούμενη κατάλληλα, και σε περίπτωση απορρόφησης προσθέτεται το ποσό αυτό πολλαπλασιασμένο με την απόδοση (0,75) ενώ αφαιρείται το ποσό που δίνεται στο δίκτυο για το κόστιμο των ακμών.

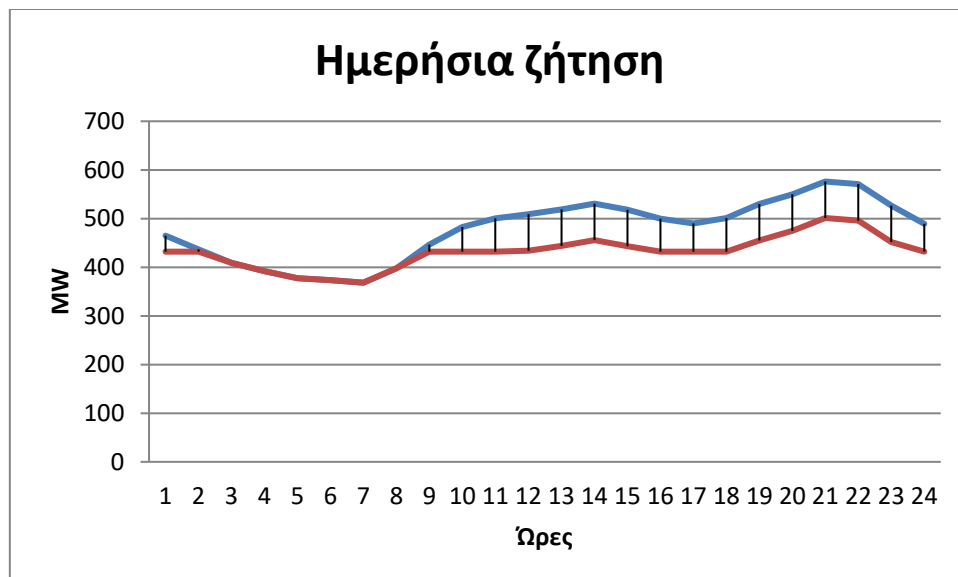
Στο παρακάτω διάγραμμα, παρουσιάζεται η στάθμη της δεξαμενής σε τρεις διαφορετικές ημέρες, κατά τις οποίες συμβαίνουν οι τρεις δυνατότητες του σταθμού.





Γράφημα 8. 10 Ενδεικτικές τιμές της στάθμης της δεξαμενής

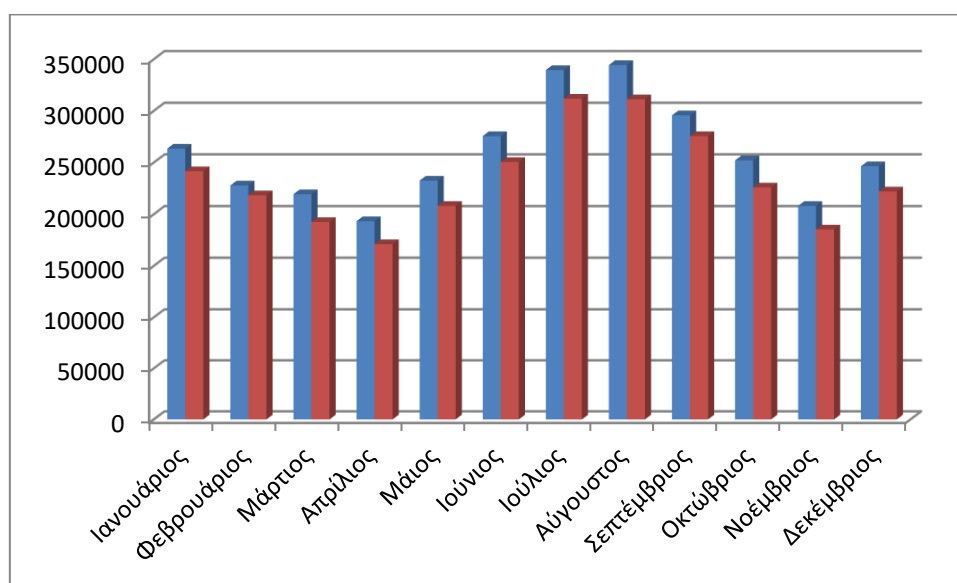
Εξετάζοντας κάθε μία από τις τρεις λειτουργίες του σταθμού, παρατηρούμε σημαντικές διαφορές. Αρχικά η περίπτωση του peak shaving. Για παράδειγμα διαλέγουμε μια τυχαία μέρα κατά την διάρκεια του καλοκαιριού, με υψηλές τιμές ζήτησης και αιχμή αυτής 576,15 MW. Στην συγκεκριμένη ημέρα δεν τίθεται ζήτημα απορρόφησης ενέργειας, οπότε λαμβάνει χώρα μόνο η λειτουργία του κοψίματος των ακμών. Η προσθήκη του υβριδικού σταθμού, κατάφερε να μειώσει την αιχμή ζήτησης σε 501,15 MW. Στο παρακάτω γράφημα παρουσιάζεται η ημερήσια ζήτηση χωρίς τον υβριδικό σταθμό, με μπλε χρώμα, αλλά και έπειτα από την προσθήκη του υβριδικού σταθμού (γράφημα 8.11).



Γράφημα 8. 11 Περίπτωση peak shaving

Παρατηρούμε ότι η μείωση στην ζήτηση που επέφερε ο υβριδικός σταθμός γίνεται αντιληπτή, και κυρίως στις αιχμές της ζήτησης.

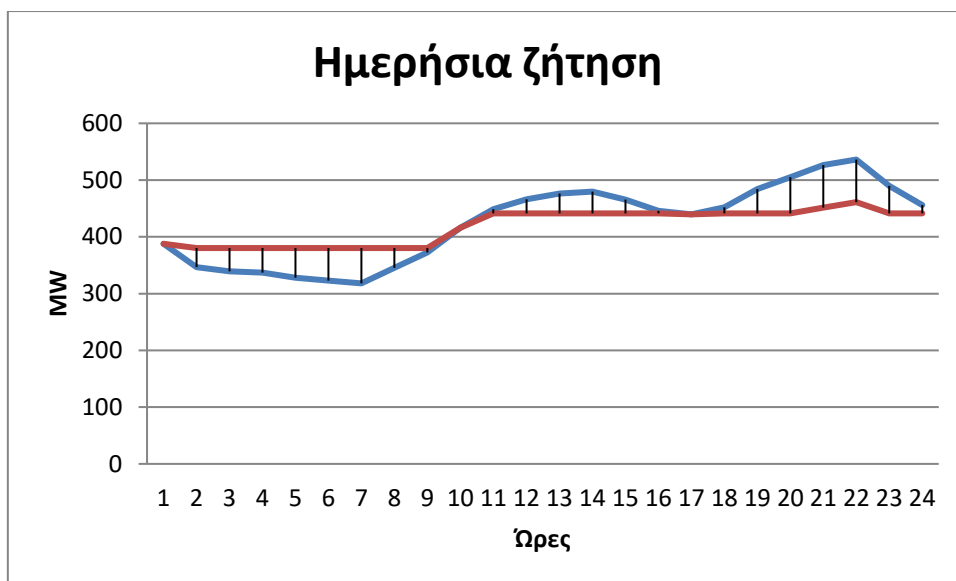
Η συγκεκριμένη λειτουργία, λαμβάνει χώρα όλες τις ημέρες του έτους, και έχει ως αποτέλεσμα τη μείωση του ζητούμενου φορτίου, το οποίο καλούνται να εξυπηρετήσουν οι συμβατικές μονάδες. Στο παρακάτω γράφημα (γράφημα 8.12) φαίνεται το συνολικό μηνιαίο φορτίο χωρίς την ύπαρξη του υβριδικού αλλά και με την ύπαρξη αυτού. Οι διαφορές είναι εμφανείς, οι μέγιστες τιμές και στις δύο περιπτώσεις είναι τους μήνες Ιούλιο και Αύγουστο με χαμηλότερο φορτίο όμως, όταν έχει ενταχθεί ο υβριδικός σταθμός.



Γράφημα 8. 12 Σύγκριση της ζήτησης στις δύο περιπτώσεις

Έπειτα, αφού έχει υλοποιηθεί η πρώτη λειτουργία του υβριδικού σταθμού, εξετάζονται οι μέρες κατά τις οποίες ισχύει το κριτήριο 7.7 και πρέπει να γίνει απορρόφηση ενέργειας από το δίκτυο. Συνολικά, οι ημέρες υψηλού φορτίου και αδυναμία κάλυψης της ενέργειας από τα αιολικά είναι έντεκα, ενώ οι ημέρες όπου οι συνολική αιολική παραγωγή είναι υπερβολικά μικρή είναι 36.

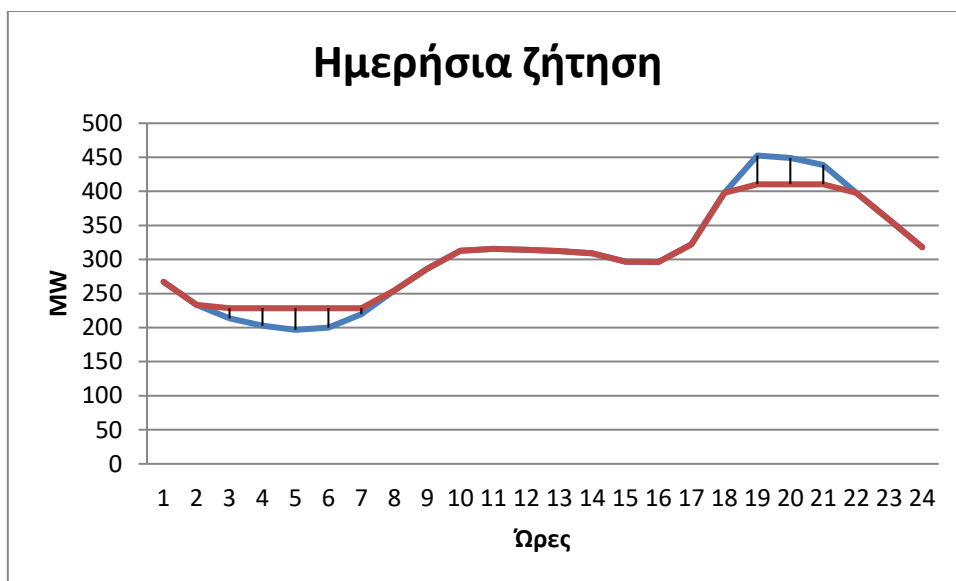
Παρακάτω, (γράφημα 8.13), απεικονίζεται η ημερήσια ζήτηση, σε μία μέρα του καλοκαιριού, όπου λαμβάνει χώρα και η έγχυση ενεργείας στο δίκτυο αλλά και, λόγω του ότι η ζήτηση είναι υψηλή και τα αιολικά δεν επαρκούν για την εγγυημένη ισχύ, απορρόφηση ενέργειας από το δίκτυο.



Γράφημα 8. 13 Περίπτωση συνύπαρξης peak shaving και valley filling

Παρατηρούμε, ότι η απορρόφηση λαμβάνει χώρα τις ώρες χαμηλού φορτίου, όπως ήταν αναμενόμενο, ενώ έχει γίνει και έγχυση φορτίου στο δίκτυο με αποτέλεσμα την μείωση των ακμών της ζήτησης, όπως παρατηρούμε στο διάγραμμα.

Έπειτα, υπάρχει και άλλη μία περίπτωση απορρόφησης, όπως προαναφέρθηκε, όταν η συνολική παραγωγή αιολικών είναι μικρότερη από 150MWh. Για παράδειγμα μία τέτοια ημέρα είναι η 3η Ιανουαρίου (γράφημα 8.14). Την συγκεκριμένη ημέρα η χαμηλότερη τιμή της ζήτησης ήταν 196,72 MW ενώ η μέγιστη 452,63. Με την προσθήκη του υβριδικού σταθμού η χαμηλότερη τιμή αυξήθηκε σε 228,49 MW ενώ η αιχμή μειώθηκε σε 410,36MW, όπως μπορούμε να παρατηρήσουμε στο παρακάτω γράφημα.



Γράφημα 8. 14 Περίπτωση συνύπαρξης peak shaving και valley filling

Στον παρακάτω πίνακα,(πίνακας 8.1) παρουσιάζονται συγκεντρωτικά τα ποσά ενέργειας που παρήγαγε η εκάστοτε μονάδα και στις δύο περιπτώσεις μοντελοποίησης. Παρατηρούμε ότι οι μονάδες βάσης λειτουργούν συνεχώς, όμως στις μονάδες αιχμής υπάρχει προφανής μείωση της συνολικά παραγόμενης ενέργειας στη περίπτωση που λειτουργεί ο υβριδικός σταθμός.

**Πίνακας 8. 1 Ετήσια Παραγωγή Συμβατικών Μονάδων**

<b>Σειρά Προτεραιότητας</b>	<b>Μονάδα</b>	<b>Ετήσια Έγχυση Ενέργεια χωρίς τον ΥΒΣ</b>	<b>Ετήσια Έγχυση Ενέργεια με τον ΥΒΣ</b>
1	Ατμ 2 ΔΙΝ	122640,00	122640,00
2	Ατμ 3 ΔΙΝ	122640,00	122640,00
3	Ατμ 4 ΔΙΝ	210240,00	210240,00
4	Ατμς 5 ΔΙΝ	210240,00	210240,00
5	Ατμ 6 ΔΙΝ	210240,00	210240,00
6	CC (1) Χανιά	551817,00	551817,00
7	Ατμ 1 Αθ	366360,00	365758,00
8	Ατμ 2 Αθ	318931,00	306762,00
9	CC (2) Χανιά	364455,00	300384,00
10	Ντίζελ 1 Αθερ	214950,00	157400,00
11	Ντίζελ 2 Αθερ	142500,00	88550,00
12	Ντίζελ 1 ΔΙΝ	28479,00	16522,00
13	Ντίζελ 2 ΔΙΝ	25707,00	13497,00
14	Ντίζελ 3 ΔΙΝ	22770,00	10879,00
15	Ντίζελ 4 ΔΙΝ	20031,00	8140,00
16	Αερ 3 ΔΙΝ	42871,00	7611,00
17	Αερ 13 Χανιά	15008,00	1540,00
18	Αερ 5 ΔΙΝ	6776,00	112,00
19	Αερ 11 Χανιά	1218,00	0,00
20	Αερ 12 Χανιά	0,00	0,00
21	Αερ 4 ΔΙΝ	0,00	0,00
22	Αερ 5 Χανιά	0,00	0,00
23	Αερ 2 ΔΙΝ	0,00	0,00
24	Αερ 1 Χανιά	0,00	0,00
25	Αερ 4 Χανιά	0,00	0,00
26	Αερ 1 ΔΙΝ	0,00	0,00
27	Ατμ 1 ΔΙΝ	0,00	0,00

# 9

## Χρηματοοικονομική Ανάλυση

### 9.1 Οικονομικά Κριτήρια

Μια μεγάλη επένδυση, όπως αυτή του υβριδικού σταθμού, κρίνεται απαραίτητο να υπολογίζεται σε βάθος χρόνο κατά πόσο μπορεί να είναι συμφέρουσα για του επενδυτές. Η παρούσα χρηματοοικονομική προσέγγιση στηρίζεται σε μία χρονοσειρά ταμειακών ροών, cash-flows. Στις περισσότερες φορές, η πρώτη ταμειακή ροή ενός έργου, είναι η αρχική επένδυση  $I$ . Γενικά, το κάθε επενδυτικό έργο, χωρίζεται σε περιόδους, με διάρκεια συνήθως ένα έτος. Για κάθε μία από τις περιόδους, υπολογίζονται οι καθαρές ταμειακές ροές,  $C_t$ , οι οποίες προκύπτουν από την αφαίρεση των εσόδων,  $R_t$ , με τα έξοδα,  $D_t$ .

Για να τον υπολογισμό της αρχικής δαπάνης  $I$  χρησιμοποιείται η παρακάτω εξίσωση:

$$I = C + B_{FR} + F * (1 - T) \quad (9.1)$$

Όπου:

- $I$  η αρχική δαπάνη
- $C$  το κόστος εγκατάστασης
- $B_{FR}$  αύξηση των αναγκών σε κεφάλαιο κίνησης
- $T$  ο συντελεστής φόρου εισοδήματος
- $F$  εκροές χρηματικών μέσων

Το κριτήριο που επιλέγει να διαπιστώσει εάν η επένδυση είναι συμφέρουσα ή όχι, είναι αυτό της καθαρής παρούσας αξίας (ΚΠΑ). Πρόκειται για ένα κριτήριο, το οποίο λαμβάνει υπόψη την διαχρονική αξία του χρήματος, και επικεντρώνεται στην σύγκριση της παρούσας αξίας των προβλεπόμενων καθαρών ταμειακών ροών με την αρχική επένδυση. Ο μαθηματικός τύπος της ΚΠΑ είναι ο ακόλουθος:

$$ΚΠΑ = \sum_1^n C_t * (1 + k)^{-t} - I \quad \text{με } t=1,2,\dots,n \quad (9.2)$$

Εάν η ΚΠΑ πάρει θετική τιμή, τότε το επενδυτικό έργο γίνεται αποδεκτό. Σε πιθανή σύγκριση μεταξύ δύο διαφορετικών επενδύσεων, επιλέγεται αυτό με την μεγαλύτερη τιμή της ΚΠΑ.

Η ΚΠΑ παρουσιάζει κάποια πλεονεκτήματα έναντι άλλων κριτηρίων. Αρχικά, εκφράζεται σε χρηματικές μονάδες, επομένως είναι εύκολη η σύγκριση της με

επενδυτικά έργα. Επιπλέον, λαμβάνει υπόψη τη χρονική αξία του χρήματος και προσαρμόζεται εύκολα σε αποφάσεις υπό αβέβαιο μέλλον.

Ένα μειονέκτημα είναι. η προϋπόθεση ότι το οριακό κόστος κεφαλαίου της επιχείρησης παραμένει σταθερό. Επιπρόσθετα, γίνεται η εκτίμηση ότι οι ενδιάμεσες ταμειακές ροές επανεπενδύονται με το οριακό κόστος κεφαλαίου της επιχείρησης, το οποίο δεν αληθεύει πάντα.

Επιπλέον, για τον υπολογισμό της σταθερής δόσης του δανείου της επένδυσης, χρησιμοποιήθηκαν τύποι των χρηματοοικονομικών μαθηματικών. Ο κλάδος των χρηματοοικονομικών μαθηματικών, καλείται να επιλύσει και να μελετήσει διάφορα θέματα και προβλήματα της χρηματοοικονομικής επιστήμης. Στην περίπτωση μας, μελετήθηκαν οι ράντες. Ως ράντα, ορίζεται μια ακολουθία καταβολών ενός ποσού για ένα συγκεκριμένο αριθμό ετών. Έχουμε τις εξής κατηγορίες για τις ράντες:

- ράντες τοποθέτησης, για τη δημιουργία ενός κεφαλαίου
- ράντες πληρωμής, για την πληρωμή ενός δανείου

Στο πρόβλημα μας ασχολούμαστε με την δεύτερη κατηγορία. Ο τύπος που χρησιμοποιήθηκε είναι ο ακόλουθος:

$$V_0 = a * \left( \frac{1-(1+i)^{-n}}{i} \right) \quad (9.3)$$

Όπου:

- $V_0$  το ποσό του δανείου, σε χρηματικές μονάδες
- $i$  το επιτόκιο
- $n$  τα έτη εξόφλησης
- $a$  το ποσό της σταθερής δόσης

Επιπλέον, το κλάσμα  $\frac{1-(1+i)^{-n}}{i}$  αποτελεί τον συντελεστή παρούσας αξίας της ράντας.

## 9.2 Χρηματοοικονομική Ανάλυσης της Επένδυσης

Αναλυτικότερα, για την επένδυση του υβριδικού σταθμού, για κάθε εγκατεστημένο MW το κόστος είναι 3.000.000,00€. Ο σταθμός έχει δυνατότητα παραγωγής 75 MW άρα το κόστος ανέρχεται στα 225.000.000,00 €. Επιπλέον το κόστος για την εγκατάσταση των αιολικών πάρκων εκτιμάται σε 1.500.000,00€ ανά MW. Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών ανέρχεται στα 166 MW επομένως το κόστος αυτών είναι 249.000.000,00 €. Τα αιολικά πάρκα, θεωρείται ότι έχουν διάρκεια ζωής 25 έτη, οπότε μετά το πέρας των πρώτων 25 ετών, θα γίνει μια επιπλέον επένδυση για την αναδημιουργία τους. Τέλος, το ετήσιο κόστος συντήρησης και λειτουργίας προσεγγίζεται σε ένα ποσοστό της τάξεως του 4% επί του αρχικού κόστους, δηλαδή 18.960.000,00€.

Για την εκπλήρωση των παραπάνω οικονομικών υποχρεώσεων θα παρθεί δάνειο της τάξεως των 331.800.000,00€, με επιτόκιο 7% και διάρκεια αποπληρωμής 20 έτη. Με βάση τον τύπο 9.3 υπολογίζεται η ετήσια σταθερή δόση σε 31.319.572,76€.

Επιπλέον, με βάση τον μαθηματικό τύπο 9.2, υπολογίστηκε η καθαρή παρούσα αξία. Για τις ταμειακές ροές αυτής, για κάθε έτος προσθέτουμε τα έσοδα, τα οποία αποτελούνται από:

- την ενέργεια των αιολικών που εγχέεται απευθείας στο δίκτυο, με τιμή πώλησης 98€/MWh, με συντελεστή όμως, απόδοσης ανεμογεννητριών 80%
- την ενέργεια που εγχέεται στο δίκτυο μέσω του υδροστροβίλου, με τιμή πώλησης 220€/MWh

Ο συντελεστής απόδοσης των Α/Γ, προκύπτει από στοιχεία της ΔΕΔΔΗΕ. Συγκεκριμένα, σε ετήσια έκθεση της, για το νησί της Κρήτης, όπου αναφέρονται συνολικά παραγόμενα ποσά ενέργειας από συμβατικές μονάδες αλλά και Α.Π.Ε. και διάφοροι συντελεστές απόδοσης. Οι τιμές αυτές προκύπτουν από κατάλληλα αξιοποιημένα στατιστικά στοιχεία.

Επιπλέον αφαιρούμε τα έξοδα τα οποία είναι:

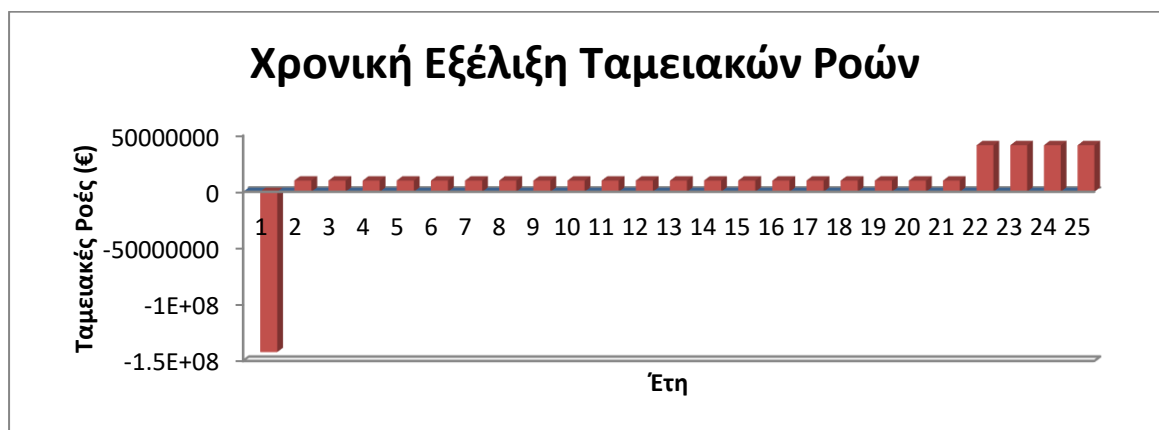
- η ετήσια δόση του δανείου, 31.319.572,76€.
- η ενέργεια που απορροφάται από το δίκτυο, με τιμή αγοράς 165€/MWh
- το σταθερό ετήσιο κόστος ύψους 18.960.000,00€.

Επιπρόσθετα, θεωρήθηκε ότι ένα μεγάλο έργο σαν και αυτό θα έχει διάρκεια ζωής πενήντα έτη. Με αυτά τα δεδομένα υπολογίστηκε η τιμή της καθαρής παρούσας αξίας η οποία ανέρχεται 18.550.269,16€. Αφού η τιμή της είναι θετική το επενδυτικό έργο αυτό κρίνεται συμφέρον και επιλέγεται.

Οι ταμειακές ροές για το παραπάνω επενδυτικό σενάριο, στον χρονικό ορίζοντα των πενήντα ετών, παρουσιάζονται στα παρακάτω δύο γραφήματα (γράφημα 9.1 & 9.2).



Γράφημα 9. 1 Εξέλιξη ταμειακών ροών μέχρι και το 25ο έτος της επένδυσης



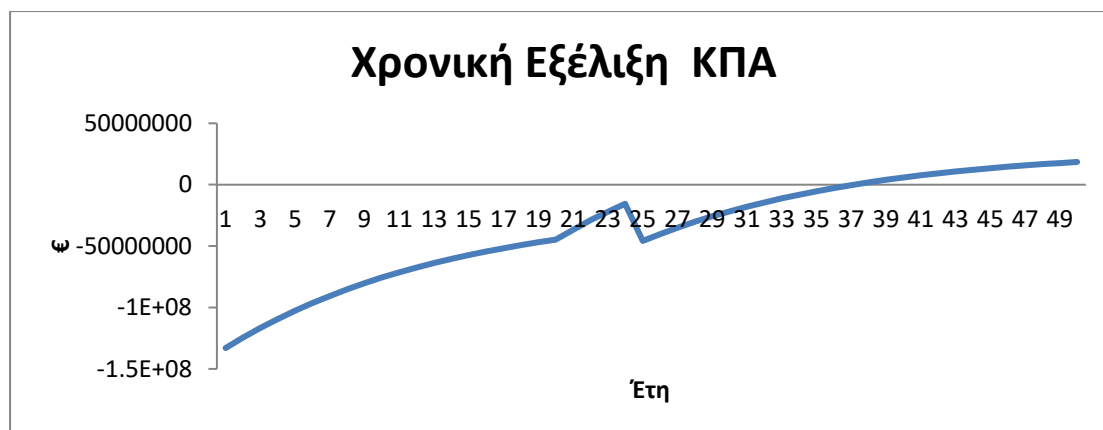
Γράφημα 9. 2 Εξέλιξη ταμειακών ροών, από το 26ο έτος έως το 50ο.

Ως δεύτερο σενάριο αποζημιώσεων των υπηρεσιών που προσφέρει ο ΥΒΣ, εξετάζεται η περίπτωση οι τιμές πώλησης και αγοράς να μεταβληθούν ως εξής:

- τιμή ενέργειας που εγχέεται μέσω υδροστροβίλου, 165€/MWh
- τιμή ενέργειας που απορροφάται από το δίκτυο, 123,75€/MWh
- επιπλέον, ετήσιο έσοδο εγκατεστημένης ισχύος με τιμή 170.000€/MW, άρα εφόσον η εγκατεστημένη ισχύς ανέρχεται στα 75MW, το έσοδο αυτό κυμαίνεται σε 12.750.000,00€

Στο παρακάτω διάγραμμα (γράφημα 9.3), παρουσιάζεται η χρονική εξέλιξη της καθαρής παρούσας αξίας.





Γράφημα 9. 3 Εξέλιξη ΚΠΑ

Στο δεύτερο αυτό σενάριο η τιμή της ΚΠΑ είναι αρνητική, και συγκεκριμένα - 1.501.576,60€. Συνεπώς, το σενάριο αυτό κρίνεται οικονομικά ζημιογόνο και σε σχέση με το πρώτο δεν επιλέγεται. Στον παρακάτω πίνακα, (πίνακας 9.1) περιγράφονται τα δεδομένα και οι ΚΠΑ των δύο πιθανών σεναρίων.

Πίνακας 9. 1 Οικονομική Ανάλυση

	Σενάριο Α		Σενάριο Β	
	Έσοδα	Έξοδα	Έσοδα	Έξοδα
Αρχικό συνολικό κόστος		474.000.000,00€		474.000.000,00€
Αιολικά, μετά τα 25 έτη		249.000.000,00€		249.000.000,00€
Πώληση μέσω ΥΗΣ	58.413.586,00€		43.810.189,50€	
Αγορά Ενέργειας		857.205,24€		642.903,93€
Πώληση αιολικών	2.651.793,76€		2.651.793,76€	
Δόση Δανείου		31.319.572,76€		31.319.572,76€
Σταθερό κόστος		18.960.000,00€		18.960.000,00€
Έσοδο εγκατεστημένης ισχύος			12.750.000,00€	
ΚΠΑ	18.550.269,16€		-1.501.576,69€	

Επιπλέον, για το πρώτο σενάριο, αφού αυτό επιλέγεται, σύμφωνα με το κριτήριο επανείσπραξης, υπολογίζεται το χρονικό διάστημα στο οποίο οι ταμειακές ροές θα επιφέρουν πίσω το κόστος της αρχικής επένδυσης. Συγκεκριμένα, λαμβάνοντας υπόψη τις καθαρές ταμειακές ροές, το δάνειο και την αποπληρωμή του στα 20 έτη, το αρχικό κόστος αξίας 474.000.000,00€ και τη διάρκεια ζωής της επένδυσης, 50 έτη έχουμε ότι το αρχικό κεφάλαιο θα επιστραφεί σε 34 χρόνια και ένα μήνα.

# 10

## Συμπεράσματα

Κατά το πέρας της εργασίας, ήμαστε σε θέση να έχουμε αποτελέσματα για την πιθανή λειτουργία ενός υβριδικού σταθμού στο νησί της Κρήτης. Συγκεκριμένα, παρατηρήσαμε τον τρόπο με τον οποίο θα ενταχθεί ο ΥΒΣ στο ΣΗΕ της Κρήτης. Τις κύριες λειτουργίες του και πως αυτές θα ενσωματωθούν στο υπάρχον σύστημα. Θα γίνει εκμετάλλευση υπαρχόντων φραγμάτων στον νομό Ηρακλείου για χρήση της άνω δεξαμενής, και αιολικά πάρκα σε διαφορετικούς νομούς.

Επιπλέον, παρατηρήσαμε τον τρόπο με τον οποίο η εγγεόμενη ενέργεια του ΥΒΣ, αποκόπτει τις ακμές της ημερήσιας ζήτησης, μειώνοντας έτσι την παραγωγή των μονάδων ακμής, οι οποίες είναι ιδιαίτερα κοστοβόρες. Ακόμα, ελέγχθηκαν ακραία κριτήρια, υψηλής ζήτησης και συγχρόνως αδυναμίας του ΥΒΣ να παρέχει την εγγυημένη ισχύ του με αποτέλεσμα να χρειάζεται να απορροφηθεί ενέργεια από το δίκτυο. Η ενέργεια αυτή, αύξησε την ζήτηση τις ώρες που ήταν χαμηλή με αποτέλεσμα να επηρεαστεί το λιγότερο δυνατόν το σύστημα.

Ολοκληρώνοντας, τα αποτελέσματα που μας έδωσαν οι υπολογισμοί δείχνουν ότι η δημιουργία ενός υβριδικού σταθμού στο ΣΗΕ της Κρήτης, θα επιφέρει μείωση του συνολικού κόστους παραγωγής. Επιπλέον, θα μειωθούν οι ώρες λειτουργίας αρκετών παλαιών και κοστοβόρων συμβατικών μονάδων παραγωγής. Η οικονομική ανάλυση που έγινε, έκρινε το πρώτο σενάριο, δηλαδή με τιμή πώλησης της ενέργειας του υδροστροβίλου 220€/MWh και τιμή αγοράς από το δίκτυο 165€/MWh, συμφέρων. Η τιμή του κριτηρίου της καθαρής παρούσας αξίας, για τα επόμενα 50 έτη, αναδείχθηκε θετική συνεπώς και η επένδυση θα έχει θετική οικονομική εξέλιξη. Αντιθέτως, στο δεύτερο σενάριο που ελέγχθηκε με τιμή πώλησης 165€/MWh και τιμή αγοράς 123,75 €/MWh η τιμή της ΚΠΑ γίνεται αρνητική οπότε η επένδυση δεν θα προσφέρει κάποιο οικονομικό κέρδος με την πάροδο των χρόνων. Συνοψίζοντας, η δημιουργία του σταθμού στο νησί της Κρήτης θα επιφέρει χαμηλότερο κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας, και επιπλέον με το να αυξηθεί η διείσδυση των ΑΠΕ, θα υπάρχουν θετικές περιπτώσεις για το περιβάλλον.

Συνοψίζοντας, και λαμβάνοντας υπόψη τα παραπάνω αποτελέσματα, μία δημιουργία ενός υβριδικού σταθμού θα δημιουργήσει θετικές εντυπώσεις στους πολίτες του νησιού καθώς θα μειωθεί το κόστος της ενέργειας. Επιπλέον, η Κρήτη όντας απομακρυσμένο νησί έχει, συγκριτικά με την ηπειρωτική χώρα, αυξημένο κόστος ζωής, και ιδιαίτερα στα καύσιμα. Επομένως μια μείωση της τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας μόνο θετικά μπορεί να αντιμετωπισθεί. Το υψηλό αιολικό δυναμικό,

ακόμα, που παρουσιάζει το νησί θα εκμεταλλευτεί σε μεγαλύτερο ποσοστό. Υπάρχουν όμως και αντιδράσεις, αρνητικές, καθώς η εκμετάλλευση του υδάτινου στοιχείου των φραγμάτων για παραγωγή ενέργειας, θα επιφέρει σοβαρά ζητήματα στις παρακείμενες περιοχές σε θέματα αγροτικών καλλιεργούν. Το γεγονός ότι μεγάλο ποσοστό του πληθυσμού του νησιού ασχολείται με τον πρωτογενή τομέα παραγωγής, έχει προκαλέσει αντιδράσεις στο άκουσμα της δημιουργίας ενός υβριδικού. Κρίνεται σκόπιμο λοιπόν, η εύρεση μίας μέσης λύσης, για να μείνουν όλοι ικανοποιημένοι σε κάποιο βαθμό. Ίσως ένας ενδεχόμενος συνδυασμός υβριδικού σταθμού με συστήματα αφαλάτωσης θα είχε ευνοϊκότερη αντιμετώπιση από τους κατοίκους του νησιού.

## Βιβλιογραφία

8. 7η ΥΠΕ (2015) Δημογραφικά στοιχεία Αποκεντρωμένης Διοίκησης Κρήτης (απογραφή 2011) <https://www.hc-crete.gr/>
9. Fiorenztis K. & Karapidakis E. & Katsigiannis G. & Tsikalakis A.(2017). Evaluating the Effect of Wind-Hydro Hybrid Power Stations on the Operation of Cretan Power System.
10. <http://greek.hydrotu.com>
11. <http://mechanicalbooster.com>
12. <http://www.zeco.it/zeco-turbines/kaplan-turbine/>
13. Ανεμογεννήτριες κάθετου (κατακόρυφου) άξονα περιστροφής :[http://www.zeroenergybuildings.org/2012/03/blog-post\\_17.html](http://www.zeroenergybuildings.org/2012/03/blog-post_17.html)
14. Ανεμογεννήτριες οριζόντιου ή κάθετου άξονα. <http://www.anemogennitria.gr/hawt-vs-vawt.htm>
15. Αραβάνης Θ. Χαμηλόσυχνα ηλεκτρικά και μαγνητικά πεδία. <http://www.electrologos.gr/news/221>
16. Βασιλαράκης Γ. (2015). Μοντελοποίηση λειτουργίας υβριδικού αιολικού-αντλησιοταμιευτικού σταθμού σε απομονωμένα ηλεκτρικά συστήματα. Αθήνα. Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο.
17. Βιομάζα. <http://www.hellenic-college.gr/works/energy-sources/biomaza.htm>
18. ΔΕΔΔΗΕ (2016). Ετήσιο Δελτίο Εκμετάλλευσης Συστήματος Κρήτης. Ηράκλειο Κρήτης
19. Δελγιάννης Κ. Τεράστιες (2012) Θαλάσσιες Ανεμογεννήτριες <http://energyin.gr/2012/11/19>
20. Δήμτσας Ν. (2011) Ανεμογεννήτριες <http://alejandrosilvadesouza.blogspot.com/2011/04/blog-post.html>
21. Ελλάς Ενέργεια. Ενέργεια Κυμάτων. <http://hellasnrg.gr/el/content/energeia-kymaton>
22. Εφημερίς Της Κυβερνήσεως (2006). ν.3468, Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και συμπαραγωγή ηλεκτρισμού και θερμότητας υψηλής απόδοσης και λοιπές διατάξεις. Αθήνα
23. Ζοπουνίδης Κ. (2013). Βασικές αρχές χρηματοοικονομικού μάνατζμέντ. Αθήνα Εκδόσεις Κλειδάριθμος
24. Κατσαπρακάκης Δ. (2015). Σύνθεση ενεργειακών συστημάτων. Τ.Ε.Ι. Κρήτης
25. Κατσίγιαννης Γ., Καραπιδάκης Ε.(2016). The effect of pumped hydro storage units installation on the operation of the autonomous Cretan power system. TRIVENT PUBLISHING.
26. Κατσίρη Α & Κουτσογιάννης Δ. (2005) Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο. Ταμιευτήρες: Αναγκαιότητα, επιπτώσεις και διαχείριση τους. <http://www.environ-develop.ntua.gr/uploads/2005Plastiras.pdf>
27. Κοιλάκος Δ. (2016). Γιατί το έργο αντλησιοταμίευσης στην Αμφιλοχία χαρακτηρίζεται «Ελληνική Στρατηγική Επένδυση»

<https://energypress.gr/news/giati-ergo-antlisiertamieysis-stin-amfilohia-haraktirizetai-elliniki-stratigiki-ependysi>

28. Μπακιρτζή Γ. Α. (1998). Οικονομική Λειτουργία Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας. Θεσσαλονίκη Εκδόσεις ΖΗΤΗ
29. Μπιτζιώνης Β. , Μπιτζιώνης Δ. (2011). Εναλλακτικές Μορφές Ενέργειας Θεσσαλονίκη Εκδόσεις ΤΖΙΟΛΑ.
30. Παπαευθυμίου Σ. (2012) Συμβολή στην ανάλυση υβριδικών αιολικών-αντλησιοταμιευτικών σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Αθήνα. Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο.
31. Ρ.Α.Ε. (2014). Κώδικας διαχείρισης ηλεκτρικών συστημάτων μη διασυνδεδεμένων νησιών (κώδικας ΜΔΝ). Έκδοση 1 Αθήνα.
32. Ρουφαγάλας Η. (2016). «Προσομοίωση Λειτουργίας Αντλησιοταμιευτικής Εγκατάστασης στο μη Διασυνδεδεμένο ΣΗΕ της Κρήτης σε MATLAB». Χανιά. Πολυτεχνείο Κρήτης.
33. Σαμαρά Μ. (2014). Υλοποίηση αλγορίθμων ένταξης υβριδικού σταθμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας σε αυτόνομο ηλεκτρικό σύστημα ενός μη διασυνδεδεμένου νησιού. Αθήνα. Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο.
34. Σκάρλου Ε. (2008). Μοντελοποίηση και βέλτιστη διαστασιολόγηση υβριδικού συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας αποτελούμενο από αιολικό και αναστρέψιμο ΥΗΕ- εφαρμογή στο ΣΗΕ της Κρήτης. Χανιά. Πολυτεχνείο Κρήτης.
35. Σταυρακάκης Γ. «Συστήματα Αποθήκευσης Ενέργειας». Τ.Ε.Ι. Κρήτης. Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών
36. Τσακρίδης Α. (2012). Επίπτωση της διείσδυσης των φωτοβολταϊκών συστημάτων στο μη διασυνδεδεμένο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας της Κρήτης. Τεχνολογικό Εκπαιδευτικό Ίδρυμα Κρήτης Ηράκλειο.
37. Τσεκούρας Β. (2015). Υβριδικοί αντλησιοταμιευτικοί σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Αθήνα. Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο.
38. Φιορέντζης Εμμ. Κ. (2017). Ανάλυση Λειτουργίας του Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας της Κρήτης με Προσθήκη Υβριδικών Σταθμών. Χανιά. Πολυτεχνείο Κρήτης.