



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΣΧΟΛΗ ΜΗΧΑΝΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΤΟΜΕΑΣ ΡΕΥΣΤΩΝ



Προσομοίωση και βελτιστοποίηση σχεδιασμού υβριδικού σταθμού παραγωγής από ανεμογεννήτριες, φωτοβολταϊκά και σύστημα αντλησιοταμίευσης σε μη-διασυνδεδεμένο ηλεκτρικό δίκτυο. Διερεύνηση δυνατοτήτων διοχέτευσης της παραγωγής ΑΠΕ κατά προτεραιότητα στο ηλεκτρικό δίκτυο της Λέσβου

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

ΜΙΧΕΛΑΚΑΚΗΣ ΠΕΤΡΟΣ

ΕΠΙΒΛΕΠΩΝ ΚΑΘΗΓΗΤΗΣ: ΙΩΑΝΝΗΣ ΑΝΑΓΝΩΣΤΟΠΟΥΛΟΣ

ΑΘΗΝΑ 2011

ΠΡΟΛΟΓΟΣ

Η παρούσα εργασία ως σκοπό είχε τη εξεύρεση λύσεων για την περαιτέρω διείσδυση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας σε μη διασυνδεδεμένα ηλεκτρικά δίκτυα που παρουσιάζουν κορεσμό. Συγκεκριμένα μελετήθηκε η δυνατότητα εγκατάστασης Υβριδικού Σταθμού που αποτελείται από αιολικό πάρκο, φωτοβολταϊκό σταθμό και σύστημα αντλιοσταμίου, στο μη διασυνδεδεμένο νησί της Λέσβου.

Στο σημείο αυτό θα ήθελε να αναφέρω πως στα πλαίσια ολοκλήρωσης της συγκεκριμένης εργασίας συνεισέφερε μια σειρά ανθρώπων, τους οποίους θα ήθελα να ευχαριστήσω για την πολύτιμη βοήθεια τους.

Καταρχήν θα ήθελα να ευχαριστήσω τον κ. Ιωάννη Αναγνωστόπουλο, επίκουρο καθηγητή του τμήματος Μηχανολόγων Μηχανικών του Ε.Μ.Π και επιβλέπων της διπλωματικής εργασίας, για τη δυνατότητα που μου προσέφερε να καταπιαστώ με ένα τόσο ενδιαφέρον θέμα αλλά και για τις πολύτιμες γνώσεις που μου παρείχε καθόλη τη διάρκεια της συνεργασίας μας.

Επίσης θα ήθελα να ευχαριστήσω τους συναδέλφους του εργαστηρίου Υδροδυναμικών Μηχανών, που ανέπτυξαν τον κώδικα HYPPOS, ο οποίος αποτέλεσε τη βάση για την περαιτέρω διερεύνηση της λειτουργίας Υβριδικών σταθμών.

Πολλές ευχαριστίες οφείλω επίσης στον κ. Γιαννάκογλου, καθηγητή του τμήματος Μηχανολόγων Μηχανικών του Ε.Μ.Π, για την άδεια χρήσης του λογισμικού βελτιστοποίησης «EASY», που αποτέλεσε σημαντικό εργαλείο για την εξαγωγή συμπερασμάτων.

Τέλος θα ήθελα ακόμη να αναφέρω τις ευχαριστίες μου στους φίλους μου που προσέφεραν τη στήριξη τους κατά τη διάρκεια εκπόνησης της διπλωματικής μου εργασίας, ενώ πολύ σημαντική ήταν η συνεισφορά των συνάδελφων Γ. Μωραΐτη και Ι. Μπαρούνη, με τους οποίους συνεργαστήκαμε στο τελευταίο διάστημα των σπουδών μας.

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Αντικείμενο της παρούσας διπλωματικής εργασίας αποτελεί η μελέτη ενός Υβριδικού σταθμού παραγωγής σε μη διασυνδεδεμένο νησί, ο οποίος να συνδυάζει σύστημα αντλησιοταμίευσης με αιολικό πάρκο και φωτοβολταϊκό σταθμό. Βασικές συνιστώσες του σταθμού -που συνθέτουν άλλωστε το σύστημα αντλησιοταμίευσης- είναι βεβαίως ο άνω και κάτω ταμιευτήρας που επικοινωνούν μεταξύ τους με δύο διακριτούς αγωγούς καθώς επίσης και το αντλιοστάσιο και οι υδροστροβίλοι.

Αφορμή για την εξέταση της λειτουργίας του εν λόγω συστήματος, αποτέλεσε η ανάγκη για περιορισμό της παραγωγής των θερμικών μονάδων βάσης δια της ευρύτερης εγκατάστασης ΑΠΕ και της καλύτερης απόδοσης των ήδη υπαρχόντων. Συγκεκριμένα η εφαρμογή της παραπάνω μελέτης γίνεται στο νησί της Λέσβου, το δίκτυο της οποίας παρουσιάζει κορεσμό και δε μπορεί να υποδεχτεί νέες μονάδες παραγωγής ενέργειας. Συνεπώς η περαιτέρω διεύρυνση των ΑΠΕ στο εν λόγω νησί μπορεί να πραγματοποιηθεί μόνο με την ανάπτυξη συστήματος που θα αποθηκεύει την παραγωγή τους και θα την προωθεί σε διαστήματα που αυτό κρίνεται αναγκαίο. Το στόχο αυτό, χάρη και στην καταλληλότητα της τοπογραφίας, καλείται να επιτελέσει σύστημα αντλησιοταμίευσης, το οποίο θα συνεργάζεται με αιολικό πάρκο και φωτοβολταϊκό σταθμό.

Η παραπάνω διάταξη αξιοποιώντας την υδατόπτωση για παραγωγή καθορισμένων ποσοτήτων ενέργειας από τους υδροστροβίλους εγγυάται καταρχήν την κάλυψη της ζήτησης πάνω από ένα συγκεκριμένο όριο ισχύος, ενώ από εκεί και πέρα λειτουργεί βάσει σεναρίου που προωθεί την παραγωγή των ΑΠΕ στο δίκτυο. Εναλλακτικά, στην περίπτωση που αυτό εμποδίζεται λόγω τεχνικών περιορισμών που αφορούν τη δυνατότητα απορρόφησης της ενέργειας των αιολικών πάρκων εκτός ΥΒΣ ,η παραγωγή των ΑΠΕ χρησιμοποιείται για άντληση.

Για την προσομοίωση λειτουργίας του παραπάνω συστήματος χρησιμοποιήθηκε και αναπτύχθηκε περαιτέρω ο υπολογιστικός κώδικας HYPSSOS του εργαστηρίου Υδροδυναμικών Μηχανών σε περιβάλλον Fortran, που προσομοιώνει τη λειτουργία και την ενεργειακή και οικονομική απόδοση του σταθμού. Παράλληλα διερευνήθηκε η ανταπόκριση και η επίδραση του στο δίκτυο του νησιού, κατά τη μεταβολή βασικών παραμέτρων της εγκατάστασης. Τέλος προσδιορίστηκαν οι συνθέσεις σταθμών με τη βέλτιστη δυνατή οικονομική και ενεργειακή απόδοση, καθώς και η επίδραση του κόστους αγοράς των Φ/Β στο βέλτιστο σχεδιασμό του. Σε γενικές γραμμές από τα συμπεράσματα, προκύπτει ότι η ανάπτυξη ΥΒΣ μπορεί να απαλλάξει σε σημαντικό βαθμό το νησί από την περιβαλλοντική επιβάρυνση που προκαλούν οι συμβατικές θερμικές μονάδες βάσεις, ενώ παράλληλα να οδηγήσει και σε επενδύσεις ικανοποιητικής οικονομικής απόδοσης.

Abstract

Abstract

The present diploma thesis is investigating the techno-economic viability of a hybrid station in the non-interconnected Greek island, named Lesvos. The energy production in the non-interconnected Greek islands is mainly based on autonomous oil-fired power stations. The problem related to this energy production system is the enormous cost of the produced energy along with the environmental pollution of the area. At the same time there are obstructions for the further exploitation of renewable energy sources, because of their stochastic nature and the technical limitations inherent with the electrical grid. The solution to these problems is the development of smart hybrid power systems, which combine different but complementary renewable energy generation technologies with an appropriate energy storage module.

The hybrid power station studied, combines two different renewable energy generation technologies which are, wind turbines and photovoltaic generators, along with an a hydro-pump storage system. The energy generated from the renewable energy sources can be stored in the upper reservoir and/or fed to the load. Main parameters of the station are the hydro turbines, the pumps and the two reservoirs which are connected with separate pipelines. The up mentioned system guarantees the requested energy amounts for consumption up to a limit, and over this limit, it forwards the energy generated from the renewable energy sources to the electrical grid. In case this is obstructed, because of the sub charging of the conventional units, or because the energy absorption from wind generators outside the hybrid station has priority, the energy generated from the renewable energy sources of the station is injected to the pumping system and stored.

In order to evaluate the benefits of the hybrid station, simulations was performed, with a calculation code developed in FORTRAN. Furthermore the affect of the station on the electrical grid was examined. From the available data results about the optimization of the hybrid station, in terms of its energy contribution and economical viability was derived. In this study, also the affection of the existing trend of photovoltaic panels cost reduction was included. The general conclusion is that the injection of the hybrid power system is viable, it can provide energy capacity to the island system, substituting conventional power units and leading to beneficial economical investments.

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

1	Εισαγωγή	11
1.1	Το ενεργειακό πρόβλημα	11
1.2	Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας-Αξιοποίηση στον κόσμο και στην Ελλάδα	12
1.3	Ενεργειακή κατάσταση στα ελληνικά νησιά	15
1.4	Διάρθρωση εργασίας.....	17
2	Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας	19
2.1	Αιολική ενέργεια.....	19
2.1.1	Ο άνεμος.....	19
2.1.2	Ανεμογεννήτριες	20
2.1.2.1	Αρχή λειτουργίας των Α/Γ.....	20
2.1.2.2	Βασικά χαρακτηριστικά των Α/Γ.....	21
2.1.2.3	Παραγωγή-Απώλεια ενέργειας των Α/Γ	23
2.1.3	Πλεονεκτήματα-Μειονεκτήματα αιολικών εφαρμογών	24
2.1.4	Αξιοποίηση της αιολικής ενέργειας στον κόσμο και στην Ελλάδα	25
2.2	Ηλιακή ενέργεια.....	30
2.2.1	Ηλιακή ακτινοβολία.....	30
2.2.2	Το Φωτοβολταϊκό στοιχείο.....	31
2.2.2.1	Ημιαγωγοί-Δίοδος p-n	31
2.2.2.2	Το φωτοβολταϊκό φαινόμενο	32
2.2.2.3	Απόδοση φωτοβολταϊκών στοιχείων	33
2.2.2.4	Φωτοβολταϊκά συστήματα και εφαρμογές.....	34
2.2.2.5	Παραγωγή ενέργειας φωτοβολταϊκών συστημάτων	37
2.2.3	Πλεονεκτήματα - Μειονεκτήματα φωτοβολταϊκών εφαρμογών.....	38
2.2.4	Αξιοποίηση Φ/Β στον κόσμο και στην Ελλάδα	39
2.3	Υδροδυναμικές Μηχανές.....	43
2.3.1	Αντλίες-Αντλητική εγκατάσταση	43
2.3.2	Υδροστρόβιλος-Υδροηλεκτρικό έργο	47
2.4	Υβριδικά συστήματα.....	53
2.4.1	Εισαγωγή	53
2.4.2	Συστήματα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας	54
2.4.3	Σύστημα αντλησιοταμίευσης και πλεονεκτήματα	55
2.4.4	Παραδείγματα εφαρμογών αντλησιοταμίευσης με ΑΠΕ και προοπτικές	60
3	Το νησί της Λέσβου	64
3.1	Γενικά στοιχεία	64
3.2	Το ενεργειακό σύστημα της Λέσβου.	65
3.2.1	Δίκτυο και υφιστάμενος συμβατικός σταθμός	65
3.2.2	Δυναμικό και υφιστάμενες ΑΠΕ.....	67
3.3	Στοιχεία Ζήτησης.....	72
3.4	Προοπτικές ανάπτυξης ΑΠΕ.....	74
4	Περιγραφή υπολογιστικού μοντέλου προσομοίωσης ΥΒΣ	78
4.1	Εισαγωγή.....	78
4.2	Το προτεινόμενο σύστημα.....	79
4.3	Πολιτική διαχείρισης Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού (ΜΔΝ) με ΥΒΣ	81
4.4	Περιγραφή Υπολογιστικού Κώδικα (Fortran)	87
4.4.1	Εισαγωγή – Λογικό Διάγραμμα	87
4.4.2	Εισαγωγή δεδομένων	91
4.4.3	Υπολογισμός παραγωγής από ΑΠΕ ΥΒΣ	93
4.4.4	Καθορισμός λειτουργίας των συντελεστών του ΥΒΣ	94
4.4.5	Διαστασιολόγηση ταμειωτήρων και αγωγών	95
4.4.6	Παραγωγή - προσφορά εγγυημένης ενέργειας από ΥΒΣ	95
4.4.7	Δήλωση φορτίου	97

Περιεχόμενα

4.4.8	Παραγωγή ενέργειας από υδροστροβίλους	98
4.4.9	Απομείωση	99
4.4.10	Εσωτερική λειτουργία ΥΒΣ.....	100
4.4.11	Υπολογισμός οικονομικών και ενεργειακών συντελεστών λειτουργίας του ΥΒΣ ...	108
4.4.12	Υπορουτίνες.....	112
5	Ανάλυση λειτουργίας ΥΒΣ – μελέτη ευαισθησίας.....	116
5.1	Εισαγωγή.....	116
5.2	Δεδομένα σταθμού αναφοράς	116
5.3	Διαγράμματα λειτουργίας – Συγκεντρωτικά Αποτελέσματα	120
5.3.1	Ετήσια καμπύλη φορτίου	120
5.3.2	Ετήσια χρονοσειρά διακύμανσης χαρακτηριστικών μεγεθών ΥΒΣ 15 MW	122
5.3.3	Αθροιστικά ενεργειακά και οικονομικά αποτελέσματα	127
5.3.4	Αποτελέσματα εβδομαδιαίας λειτουργίας του ΥΒΣ.....	133
5.4	Παραμετρική ανάλυση	139
5.4.1	Συντελεστής τεχνικού ελαχίστου υδροστροβίλων	139
5.4.2	Εγκατεστημένη ισχύς φωτοβολταϊκών.....	140
5.4.3	Εγκατεστημένη ισχύς αιολικού πάρκου	143
5.4.4	Μέγεθος άνω ταμιευτήρα	146
5.4.5	Εγκατεστημένη ισχύς υδροστροβίλων	148
5.4.6	Εγκατεστημένη ισχύς αντλιοστασίου	151
5.4.7	Κόστος αγοράς φωτοβολταϊκών	153
5.4.8	Κόστος αγοράς – Εγκατεστημένη ισχύς φωτοβολταϊκών	154
6	Βέλτιστος σχεδιασμός συστήματος	156
6.1	Εισαγωγή.....	156
6.2	Πρόγραμμα βελτιστοποίησης EASY.....	157
6.3	Παρουσίαση αποτελεσμάτων βελτιστοποίησης	159
6.4	Βελτιστοποίηση απλών στόχων.....	160
6.4.1	Βελτιστοποίηση ενεργειακών στόχων σταθμού 15 MW.....	160
6.4.1.1	Σταθμός Α	160
6.4.1.2	Σταθμός Β.....	163
6.4.1.3	Σταθμός C.....	166
6.4.1.4	Συγκριτικά διαγράμματα	169
6.4.2	Βελτιστοποίηση βαθμού αξιοποίησης παραγωγής ΑΠΕ	175
6.4.2.1	Σύνθεση σταθμών.....	175
6.4.2.2	Ενεργειακή αξιολόγηση	177
6.4.2.3	Οικονομική αξιολόγηση.....	184
6.4.3	Ενεργειακή βελτιστοποίηση σταθμού μεγέθους 40MW	186
6.4.4	Οικονομική βελτιστοποίηση.....	189
6.4.4.1	Σύνθεση σταθμών.....	189
6.4.4.2	Ενεργειακή αξιολόγηση	190
6.4.4.3	Οικονομική αξιολόγηση.....	193
6.5	Βελτιστοποίηση διπλού στόχου	198
6.5.1	Απεικόνιση αποτελεσμάτων για κάθε σταθμό.....	200
6.5.2	Σύνθεση σταθμών	205
6.5.3	Ενεργειακή αξιολόγηση.....	206
6.5.4	Οικονομική αξιολόγηση	207
6.5.5	Σύγκριση λύσεων απλού και διπλού στόχου	208
6.6	Βελτιστοποίηση διπλού στόχου για μικρότερο κόστος Φ/Β.....	210
7	ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ - ΠΡΟΤΑΣΕΙΣ ΓΙΑ ΠΕΡΑΙΤΕΡΩ ΕΡΕΥΝΑ	217

ΛΙΣΤΑ ΣΥΜΒΟΛΩΝ

Όνομα	Περιγραφή
a	: Παράμετρος ασφαλείας παραγωγής
APE_{first}	: Παραγωγή ΑΠ πρώτου 12ωρου ημέρας
B_{ag}	: Βάρος αγωγού
$CAP_{cred} * CAP_{crt}$: Ετήσια κέρδη αποζημίωση για παροχή εγγυημένης ισχύος
C_{apom}	: Συντελεστής απομείωσης
CF_H	: Capacity Factor στροβίλων
CF_P	: Capacity Factor αντλιών
CF_{PV}	: Capacity Factor Φ/Π
CF_W	: Capacity Factor Α/Π
CO_{con}	: Κόστος διασύνδεσης στο δίκτυο
CO_{epif}	: Κόστος επιφανειακής προστασίας
CO_f	: Κόστος κτιρίων και διαμορφώσεων
CO_{inst}	: Κόστος μεταφοράς και εκσκαφών
CO_{leit}	: Ετήσιο κόστος λειτουργίας
CO_{mel}	: Κόστος μελέτης
CO_{oth}	: Κόστος διάνοιξης δρόμων, αγοράς γης κ.α.
CO_{pipe}	: Κόστος αγωγών
CO_{prod}	: κόστος παραγόμενης ενέργειας
CO_{pu}	: Κόστος αντλιοστασίου
CO_{purc}	: Τιμή πώλησης παραγόμενης ενέργειας
CO_{pv}	: Κόστος φωτοβολταϊκού σταθμού
CO_{raf}	: Κόστος συγκολλήσεων
CO_{reserv}	: Κόστος ταμιευτήρα
CO_{stat}	: Κόστος σταθμού
CO_{total}	: συνολικό κόστος επένδυσης
CO_{turb}	: Κόστος υδροστροβίλων
$CO_{w/p}$: Κόστος αιολικού πάρκου
CO_{yl}	: Κόστος υλικών
CO_{yp}	: Κόστος υποσταθμού
CT_{vsp}	: Συντελεστής τεχνικού ελαχίστου αντλίας μεταβλητών στροφών
C_A	: Συντελεστής για την αποδοτική κατανομή ισχύος μεταξύ των υδροστροβίλων
C_H	: Συντελεστής τεχνικού ελαχίστου στροβίλων
d	: Παράμετρος ασφαλείας άντλησης
d_{inp-t}	: Διάμετρος αγωγού
DZ_{mean}	: Μέση διαφορά στάθμης ταμιευτήρων
DZ_{min}	: Ελάχιστη διαφορά στάθμης ταμιευτήρων
$E_{ape,drop,10min-1h-1d}$: Απορριπτόμενη ενέργεια ΑΠΕ (10λεπτο- ωριαία-ημερήσια)
$E_{ape,grid,10min-1h-1d}$: Ενέργεια από ΑΠΕ κατευθείαν στο δίκτυο (10λεπτο- ωριαία-ημερήσια)
$E_{ape,pump,10min-1h-1d}$: Ενέργεια από ΑΠΕ για άντληση (10λεπτο- ωριαία-ημερήσια)
E_{avail}	: Ημερήσια διαθέσιμη ενέργεια στον άνω ταμιευτήρα
E_D	: Δήλωση φορτίου για άντληση από το δίκτυο
E_{estim}	: Συνολική ημερήσια προβλεπόμενη διαθέσιμη ενέργεια
E_{fPP}	: Εκτιμώμενος ολικός βαθμός απόδοσης άντλησης
E_{fTP}	: Εκτιμώμενος ολικός βαθμός απόδοσης υδροστροβιλικής παραγωγής
E_G	: εγγυημένη ενέργεια ημέρας
$E_{g,loss,10min-1h-1d}$: Απώλειες ενέργειας κατά τη λειτουργίας της γεννήτριας (10λεπτο- ωριαία-ημερήσια)
E_{offer}	: Προσφορά ενέργειας
$E_{offer(max)}$: Υποθετική μέγιστη προσφορά ενέργειας (με ταμιευτήρα γεμάτο)
$E_{p,cons,10min-1h-1d}$: Ενέργεια που καταναλώνεται για άντληση (10λεπτο- ωριαία-ημερήσια)
$E_{p,loss,10min-1h-1d}$: Απώλειες κατά την άντληση (10λεπτο- ωριαία-ημερήσια)

Λίστα συμβόλων

$E_{pump,tot}$: Ετήσια παραγωγή ΑΠΕ που αξιοποιείται για άντληση
$E_{purc,tot}$: Ετήσια άντληση από το δίκτυο
$E_{purch,10min-1h-1d}$: Αγορά ενέργειας από το δίκτυο (10λεπτο- ωριαία-ημερήσια)
$E_{pv,aksiop}$: Αξιοποιήσιμη φωτοβολταϊκή παραγωγή
$E_{Q,cons,10min-1h-1d}$: Κατανάλωση υδραυλικής ενέργειας από υδροστροβίλους (10λεπτη- ωριαία-ημερήσια)
$E_{Qstor,10min-1h-1d}$: Υδραυλική ενέργεια που αποθηκεύεται στον άνω ταμιευτήρα (10λεπτο- ωριαία-ημερήσια)
E_{sched}	: Προγραμματισμένη παραγωγή ΥΒΣ για κάλυψη εγγυημένης ενέργειας
$E_{t,drop,10min-1h-1d}$: Παραγωγή ενέργειας από υδροστροβίλους (10λεπτο- ωριαία-ημερήσια)
$E_{t,loss,10min-1h-1d}$: Ενεργειακές απώλειες υδροστροβίλων (10λεπτο- ωριαία-ημερήσια)
$E_{w,aksiop}$: Αξιοποιήσιμη αιολική παραγωγή
$E_{YBS,10min-1h-1d}$: Συνολική προσφορά ενέργειας του ΥΒΣ (10λεπτο-ωριαία-ημερήσια)
$E_{H,tot}$: Ετήσια παραγωγή υδροστροβίλων
E_{NET}	: Καθαρά παραγόμενη ενέργεια
$E_{YBS,10min-1h-1d}$: παραγωγή ενέργειας ΥΒΣ (10λεπτο- ωριαία-ημερήσια)
F_{LOAD}	: Ποσοστό φόρτισης στροβίλου
f_{ppx}	: Συντελεστής πληρότητας άνω ταμιευτήρα (0 γεμάτος, 1 όχι γεμάτος)
f_{ppz}	: Συντελεστής πληρότητας άνω ταμιευτήρα (0 άδειος, 1 με νερό)
H	: Ονομαστικό ύψος
INC	: Ετήσια κέρδη ΥΒΣ
INC_H	: Ετήσια έσοδα πώλησης υδροστροβιλικής παραγωγής
INC_{PV}	: Ετήσια έσοδα πώλησης φωτοβολταϊκής παραγωγής
INC_W	: Ετήσια έσοδα πώλησης αιολικής παραγωγής
IRR	: Εσωτερικός συντελεστής απόδοσης
$n_{G,x}$: Β.α. γεννήτριας το x 10λεπτο
n_M	: Βαθμός απόδοσης κινητήρα
n_P	: Βαθμός απόδοσης αντλίας
N_P	: Ονομαστική ισχύς αντλίας
NPV	: Καθαρά παρούσα αξία
N_{PV}	: Συνολική εγκατεστημένη ισχύς Φ/Π
n_W	: Βαθμός απόδοσης Α/Γ
N_W	: Ονομαστική ισχύς Α/Γ
$N_{W,TOT}$: Συνολική εγκατεστημένη ισχύς Α/Π
$N_{W/GEN}$: Πλήθος Α/Γ
n_H	: Βαθμός απόδοσης στροβίλου
N_H	: Ονομαστική ισχύς στροβίλου
$n_{H,x}$: Β.α. στροβίλου το x 10λεπτο
NT_{oper}	: Αριθμός εν λειτουργία στροβίλων
$OUTC_{PURC}$: Ημερήσια έξοδα άντλησης από το δίκτυο
$P_{ape,grid,x}$: Ισχύς των ΑΠΕ που αποδίδεται στο δίκτυο την ώρα i
$P_{apepump,x}$: Ισχύς ΑΠΕ που αποδίδεται για άντληση
$P_{apetot,x}$: Ισχύς παραγωγής ΑΠΕ (10λεπτο)
P_{apom}	: Ισχύς λειτουργίας ΥΒΣ μετά την απομείωση
$P_{C,i}$: Ισχύς λειτουργίας μονάδων βάσης για την ώρα i
$P_{ct,C,i}$: τεχνικό ελάχιστο μονάδων βάσης
$P_{D,i}$: Ισχύς άντλησης από το δίκτυο για κάθε ώρα i χαμηλής ζήτησης
$P_{gap1}-P_{gap2}$: Περιοχή ισχύος που δε μπορεί να απορροφηθεί από το αντλιοστάσιο
$P_{Gloss,x}$: Απώλειες ισχύς 10λέπτου της γεννήτριας
$P_{H,FIN,x}$: Τελική συνολική ισχύς λειτουργίας ΥΒΣ (μετά και την επιλογή σεναρίου)
$P_{H,N,TOT}$: Συνολική ονομαστική ισχύς εν λειτουργία στροβίλων
$P_{H,X}$: Ισχύς λειτουργίας ενός στροβίλου το x 10λεπτο
$PHLP$: Κορυφές ζήτησης που ξεπερνούν τη γραμμή εγγυημένης ισχύος
P_{limit}	: Όριο παροχής εγγυημένης ισχύς
P_{load}	: Ωριαία ζήτηση νησιού

Λίστα συμβόλων

P_{low}	: Ημερήσια ελάχιστη τιμή ζήτησης
$P_{NET,i}$: Συνολική ισχύς του ΥΒΣ τη ώρα i
$P_{P,xfin}$: Τελική τιμή τρέχουσας ισχύος λειτουργίας αντλιοστασίου
$P_{P1,x}$: Τρέχουσα ισχύς λειτουργίας της κάθε αντλίας
P_{Pinst}	: Ονομαστική ισχύς αντλιοστασίου
$P_{Ploss,x}$: Απώλειες ισχύς αντλιοστασίου 10λέπτο
P_{pmax}	: Μέγιστη ισχύς αντλιοστασίου
P_{Pmin}	: Ελάχιστη ισχύς αντλιοστασίου
$P_{pv,grid,x}$: Ισχύς των Φ/Β που αποδίδεται στο δίκτυο την ώρα i
$P_{PV,X}$: Ισχύς λειτουργίας του Φ/Π το x 10λεπτο
P_{sol}	: Δεκάλεπτη παραγωγή ανά εγκατεστημένο kW φωτοβολταϊκών
P_{top}	: Ετήσια αιχμή
$P_{w/g,x}$: Δεκάλεπτη παραγωγή ανά εγκατεστημένο kW αιολικών
P_{wout}	: Ισχύς λειτουργίας εξωτερικών αιολικών
$P_{wp,grid,x}$: Ισχύς των αιολικού πάρκου που αποδίδεται στο δίκτυο την ώρα i
$P_{WP,X}$: Ισχύς λειτουργίας του Α/Π το x 10λεπτο
$P_{E,i}$: Προγραμματισμένη συνολική ισχύς λειτουργίας Στροβίλων για κάθε ώρα i
$P_{H,CH}$: Λειτουργία στροβίλου στο τεχνικό του ελάχιστο
$P_{H,TOT}$: Συνολική εγκατεστημένη ισχύς υδροστροβίλων ΥΒΣ
$P_{Hloss,x}$: Απώλειες ισχύς 10λέπτου του στροβίλου
$Q_{cons,10min-1h-1d}$: Κατανάλωση νερού από υδροστροβίλους (10λεπτο- ωριαία-ημερήσια)
Q_{DI}	: Επιτόκιο δανείου
Q_{ELEC}	: Ετήσιος συντελεστής αναπροσαρμογής τιμής ηλ.ενέργειας
Q_{EQUI}	: Ιδία κεφάλαια (ως ποσοστό της αρχικής επένδυσης)
Q_{INFL}	: πληθωρισμός
Q_{IRR}	: Συντελεστής επικαιροποίησης
Q_{LIFE}	: Διάρκεια ζωής της επένδυσης
Q_{LIFLO}	: Χρόνος αποπληρωμής δανείου
Q_{LOAN}	: Δάνειο (ως ποσοστό της αρχικής επένδυσης)
Q_P	: Κανονική παροχή αντλίας
$Q_{P,x}$: Παροχή νερού στην αντλία το x 10λεπτο
$Q_{P,te1,x}$: Τελική παροχή νερού αντλιοστασίου μετά και τον έλεγχο στάθμης ταμιευτήρα (10λεπτο)
$Q_{PTOT,x}$: Συνολική παροχή νερού αντλιοστασίου (10λεπτο)
$Q_{stor,10min-1h-1d}$: παροχή νερού στον άνω ταμιευτήρα (10λεπτο- ωριαία-ημερήσια)
Q_{SUBS}	: Κρατική επιχορήγηση (ως ποσοστό της αρχικής επένδυσης)
Q_{TAX}	: Συντελεστής φορολογίας
Q_{TAXTA}	: Φορολογία Τοπικής Αυτοδιοίκησης (Public Rates)
Q_H	: Κανονική παροχή στροβίλου
$Q_{H,x}$: Παροχή νερού στο στρόβιλο το x 10λεπτο
VOL_{min}	: Ελάχιστος επιτρεπόμενος όγκος νερού
VOL_R	: Τρέχων όγκος νερού στον άνω ταμιευτήρα
Z_{add}	: Μεταβολή της στάθμης ως προς τη μέση για τρέχοντα όγκο νερού

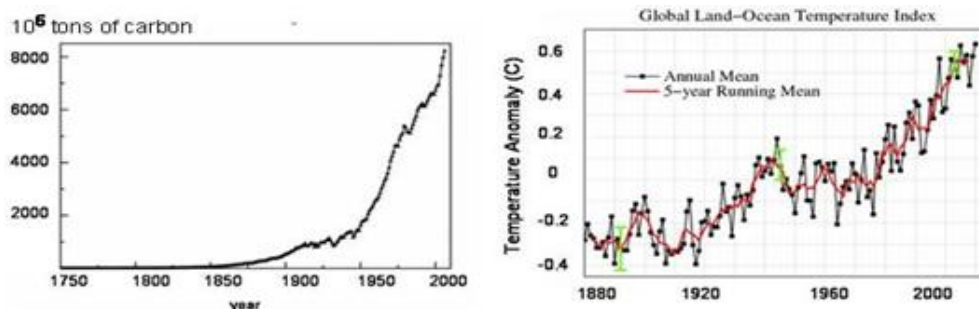
1 Εισαγωγή

1.1 Το ενεργειακό πρόβλημα

Η ραγδαία τεχνολογική και βιομηχανική ανάπτυξη του περασμένου αιώνα προκάλεσε έκρηξη της παγκόσμιας ενεργειακής κατανάλωσης. Το μεγάλο ποσοστό της ενέργειας που καταναλώνεται σήμερα παγκοσμίως, προέρχεται από τη χρήση ορυκτών καυσίμων (κάρβουνο, πετρέλαιο, φυσικό αέριο) και η σταδιακή εξάντληση αυτών των φυσικών πόρων, εγείρει ερωτήματα για τη μελλοντική τους επάρκεια. Με βάση αισιόδοξες εκτιμήσεις και την παραδοχή ότι το επίπεδο κατανάλωσης ενέργειας θα παραμείνει σταθερό, υπολογίζεται ότι τα αποθέματα πετρελαίου και φυσικού αερίου θα έχουν εξαντληθεί μέσα στα επόμενα 50 με 60 χρόνια (πηγή: www.iea.org).

Παράλληλα, υπάρχουν σοβαρές ενδείξεις ότι η αλόγιστη εκμετάλλευση των ορυκτών καυσίμων έχει οδηγήσει σε σοβαρά οικολογικά προβλήματα με την συνεπακόλουθη υποβάθμιση της ανθρώπινης ζωής. Περίπου 21,3Mt (10^9 t) διοξειδίου του άνθρακα εκπέμπονται κάθε χρόνο στην ατμόσφαιρα, λόγω της καύσης ορυκτών καυσίμων. Σύμφωνα με εκτιμήσεις, δεν μπορεί απορροφηθεί παρά μόνο το μισό αυτής της ποσότητας, από φυσικές διαδικασίες. Επιστημονικές μελέτες συσχετίζουν την εκπομπή διοξειδίου του άνθρακα εξαιτίας της μαζικής κατανάλωσης συμβατικών καυσίμων, με την εντατικοποίηση του φαινομένου του θερμοκηπίου που έχει ως συνέπεια την υπερθέρμανση του πλανήτη.

Από μελέτες που έχουν γίνει, από τα τέλη του 19^{ου} αιώνα μέχρι σήμερα, η μέση παγκόσμια θερμοκρασία έχει αυξηθεί κατά 0.8^oC, με το μεγαλύτερο μέρος της αύξησης (0.5^oC) να σημειώνεται μετά το 1950. Το διάστημα αυτό συμβαδίζει με την μαζική αύξηση εκπομπών CO₂ που οφείλεται σε ορυκτά καύσιμα (σχήμα1.1). Σύμφωνα με επιστημονικές έρευνες, η θερμοκρασία της γης ενδέχεται να αυξηθεί κατά 1.4 - 5.8 °C έως το 2100 (πηγή IPCC,2007). Οι συνέπειες μίας τέτοιας ενδεχόμενης αύξησης, επεκτείνονται και σε άλλου είδους μεταβολές, όπως αύξηση της στάθμης των θαλασσών, δημιουργία ακραίων καιρικών φαινομένων όπως πλημμύρες, τυφώνες, εξαφάνιση βιολογικών ειδών, φαινόμενα τα οποία ήδη έχουν αρχίσει να παρατηρούνται. Όλα τα παραπάνω στοιχεία συνθέτουν το λεγόμενο ενεργειακό πρόβλημα και καθιστούν αναγκαία την εξεύρεση άλλων μεθόδων παραγωγής ενέργειας. Ως λύση στο πρόβλημα προβάλλεται η χρήση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.



Σχήμα1.1 Αριστερά: Εκπομπές CO₂ οφειλόμενες σε ορυκτά καύσιμα. Δεξιά: Μέση μεταβολή της θερμοκρασίας της γης.



Σχήμα 1.2 Αριστερά: Ατμοηλεκτρικό εργοστάσιο στη Πτολεμαΐδα. Δεξιά: Δωλιστήρια στον Ασπρόπυργο

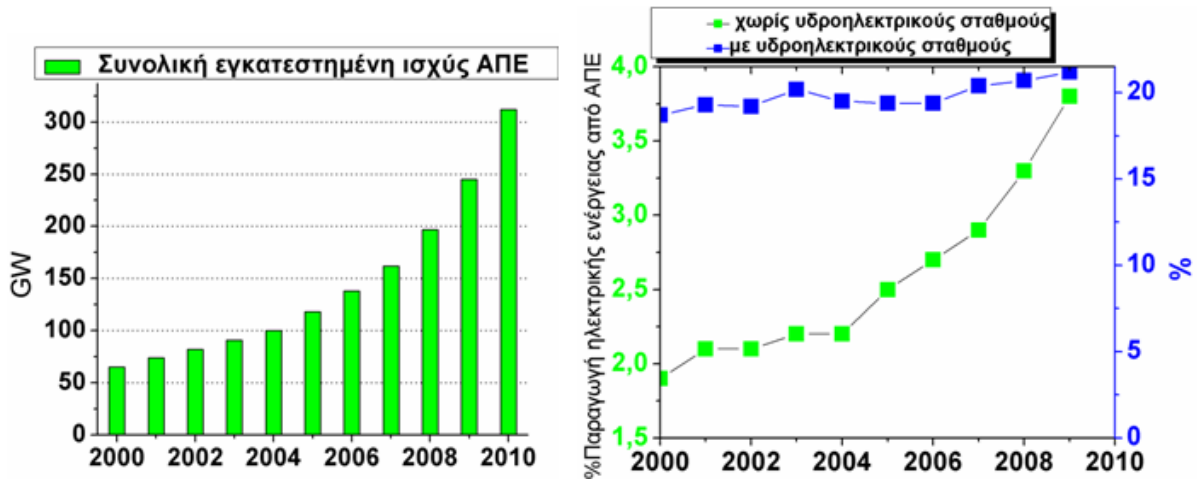
1.2 Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας-Αξιοποίηση στον κόσμο και στην Ελλάδα

Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ), γνωστές και ως ήπιες πηγές ενέργειας, είναι μορφές εκμεταλλεύσιμης ενέργειας που προέρχονται από διάφορες φυσικές πηγές και διαδικασίες όπως η ηλιακή ακτινοβολία, ο άνεμος, η γεωθερμία, ή κυκλοφορία υδάτων και άλλες. Ο όρος ήπιες αναφέρεται σε δύο βασικά χαρακτηριστικά τους. Το ένα χαρακτηριστικό είναι ότι δεν απαιτείται κάποια ενεργητική παρέμβαση όπως εξόρυξη, άντληση ή καύση, για την αξιοποίησή τους, αλλά απλώς η εκμετάλλευση της ήδη υπάρχουσας ροής ενέργειας. Το άλλο χαρακτηριστικό είναι, ότι πρόκειται για μορφές ενέργειας φιλικές προς το περιβάλλον, αφού δεν αποδεδμεύουν υδρογονάνθρακες, διοξείδιο του άνθρακα, και άλλα τοξικά και ραδιενεργά απόβλητα. Ο χαρακτηρισμός ανανεώσιμες αποδίδεται, διότι ανανεώνονται διαρκώς και άρα τα αποθέματα τους είναι ανεξάντλητα (με εξαίρεση τη γεωθερμία).

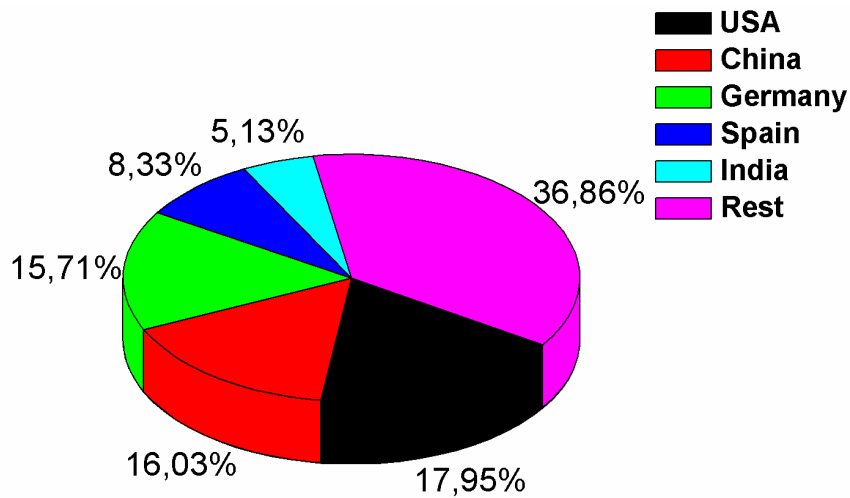
Η εντατική έρευνα και μελέτη των τρόπων εκμετάλλευσης των ΑΠΕ τα τελευταία χρόνια, έχει οδηγήσει στην ανάπτυξη και ωρίμανση των τεχνολογιών τους, με αποτέλεσμα οι ΑΠΕ να διεισδύουν ολοένα και πιο δυναμικά στην παραγωγή ενέργειας.

Με βάση στοιχεία διεθνών οργανισμών, το 2010 η εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ σε παγκόσμιο επίπεδο έφτασε τα 312GW παρουσιάζοντας μία αύξηση κατά 25% (στη τιμή αυτή δεν συμπεριλαμβάνονται οι υδροηλεκτρικοί σταθμοί) σε σχέση με το 2009 (πηγή REN21). Το μέρισμα των ΑΠΕ στη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας το 2009 ήταν 21%, συμπεριλαμβανομένης της υδροηλεκτρικής και 3.8% εξαιρουμένης της υδροηλεκτρικής (σχήμα 1.3)(πηγή REN21, EERE). Η χώρα με τη μεγαλύτερη εγκατεστημένη ισχύ το 2010 ήταν οι ΗΠΑ (56GW), ακολουθούν η Κίνα (50GW) και η Γερμανία (49GW) (σχήμα1.4), (πηγή REN21,2011).

Κεφάλαιο 1^ο- Εισαγωγή

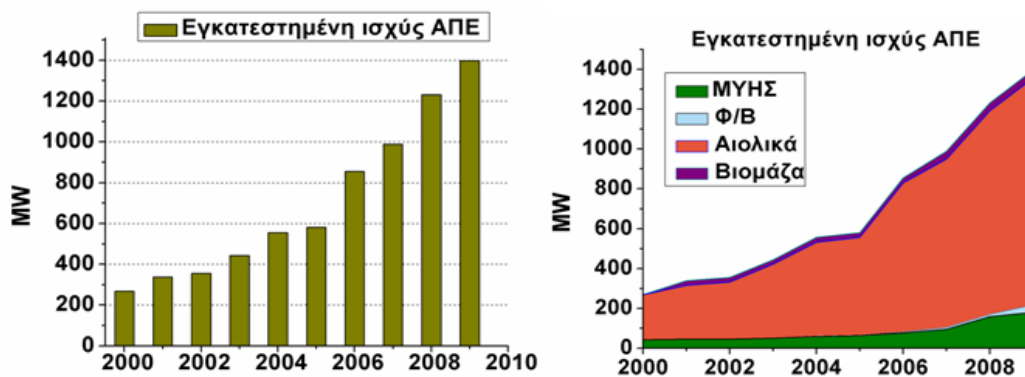


Σχήμα 1.3 Αριστερά: Εξέλιξη συνολικής εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ στο κόσμο (δεν συμπεριλαμβάνονται οι υδροηλεκτρικές εγκαταστάσεις). Δεξιά: Ποσοστό παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ παγκοσμίως για τα έτη 2000-2009



Σχήμα 1.4: Κατάταξη χωρών με βάση την συνολική εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ το 2010

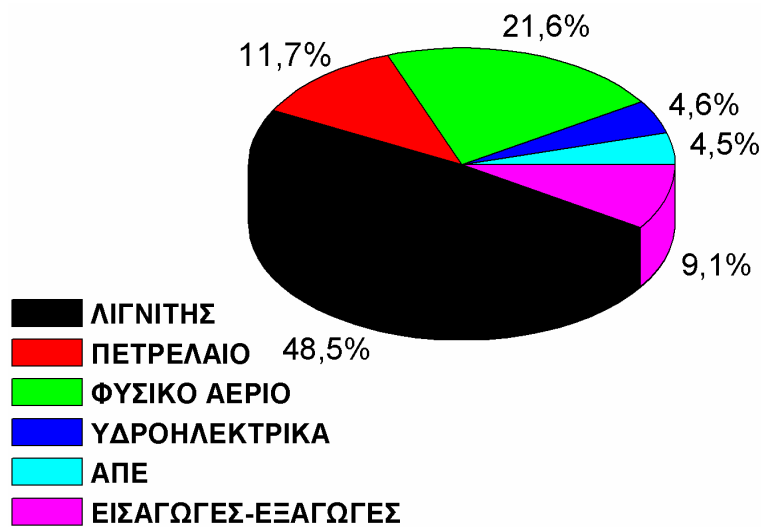
Όσον αφορά την κατάσταση στην Ελλάδα, η συνολική εγκατεστημένη ισχύς στο τέλος του 2009 ήταν 1232MW και σε σχέση με το 2008 παρουσίασε μία αύξηση κατά 13.47%. Η εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ τη τελευταία δεκαετία φαίνεται στο σχήμα 1.5.



Σχήμα 1.5: Εξέλιξη εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ στην Ελλάδα., για το σύνολο των ΑΠΕ(αριστερά), για τη κάθε τεχνολογία (δεξιά).

Κεφάλαιο 1^ο- Εισαγωγή

Η παραγωγή ενέργειας στην Ελλάδα στηρίζεται σχεδόν αποκλειστικά στη χρήση συμβατικών καυσίμων. Η κυριότερη πηγή καυσίμου είναι ο εγχώριος λιγνίτης που για το 2008 κάλυψε το 48,5% του συνόλου των αναγκών σε ηλεκτρική ενέργεια. Το πετρέλαιο το οποίο χρησιμοποιείται κυρίως για τη λειτουργία ηλεκτροπαραγωγικών εγκαταστάσεων μη διασυνδεδεμένων νησιών με την ηπειρωτική χώρα συμμετείχε σε ποσοστό 11,7%. Το φυσικό αέριο κάλυψε το 21,6%, η υδραυλική ενέργεια συμμετείχε με ποσοστό 4,6% και τέλος, τα μικρά υδροηλεκτρικά έργα, βιομάζα, αιολικά ενέργεια και τα Φ/Β συμμετείχαν με ποσοστό 4,5%, ενώ το υπόλοιπο 9,1% καλύφθηκε από εισαγωγές-εξαγωγές (πηγή ΡΑΕ,2009) (σχήμα1.6).



Σχήμα 1.6 Συμμετοχή των διαφόρων πηγών ενέργειας στη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα(δεδομένα 2008)

Συνεπώς η ηλεκτροπαραγωγή από τις κλασικές ΑΠΕ στην Ελλάδα (χωρίς τα μεγάλα υδροηλεκτρικά) είναι της τάξης του 4,5% της ακαθάριστης εγχώριας κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας. Το ποσοστό αυτό είναι ιδιαίτερα χαμηλό, δεδομένου του πλούσιου ηλιακού και αιολικού δυναμικού που διαθέτει η χώρα.

Η σταδιακή αποδέσμευση της χώρας από τις συμβατικές πηγές ενέργειας, με τη περαιτέρω διείσδυση των ΑΠΕ στη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, πέρα από τα τεράστια περιβαλλοντικά οφέλη που θα απέφερε, θα έλυne και ένα σύνολο άλλων προβλημάτων τα οποία εμφανίζονται κυρίως σε μη διασυνδεδεμένες με το ηπειρωτικό δίκτυο περιοχές, όπως είναι τα ελληνικά νησιά.

1.3 Ενεργειακή κατάσταση στα ελληνικά νησιά

Η γεωγραφική θέση και τα μορφολογικά χαρακτηριστικά των ελληνικών νησιών δεν επιτρέπουν την εύκολη ενσωμάτωση τους στο ηπειρωτικό δίκτυο παραγωγής ενέργειας. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα η παραγωγή της ενέργειας στα μη διασυνδεδεμένα νησιά να βασίζεται κυρίως σε αυτόνομους πετρελαϊκούς σταθμούς παραγωγής. Συνολικά στην Ελλάδα λειτουργούν 38 αυτόνομοι συμβατικοί σταθμοί για την κάλυψη του 91% των ενεργειακών αναγκών 50 νησιών, ενώ το υπόλοιπο 9% να καλύπτεται από ΑΠΕ (πηγή ΡΑΕ,2008). Η ηλεκτροδότηση με αυτόνομους συμβατικούς σταθμούς παραγωγής ενέργειας πέρα από την μόλυνση του περιβάλλοντος που προκαλεί, συνοδεύεται και από υπερβάλλον κόστος παραγόμενης ενέργειας, λόγω της καύσης πετρελαίου. Η παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας στις νησιωτικές περιοχές είναι κατά μέσο όρο 20 - 40% ακριβότερη σε σχέση με την ηπειρωτική Ελλάδα. Επιπλέον οι υπάρχοντες συμβατικοί σταθμοί παραγωγής ενέργειας των νησιών παρουσιάζουν σημαντικό πρόβλημα παροχής ισχύος και αδυνατούν σε πολλές περιπτώσεις να καλύψουν τις ολοένα αυξανόμενες ενεργειακές ανάγκες και τις μεγάλες εποχιακές διακυμάνσεις φορτίου (κυρίως εξαιτίας του τουρισμού) των νησιών. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα να παρατηρούνται πολλά black outs σε περιόδους αυξημένης ζήτησης, όπως είναι το καλοκαίρι.

Η αξιοποίηση του ιδιαίτερα πλούσιου αιολικού και ηλιακού δυναμικού, που έχουν να επιδείξουν τα ελληνικά νησιά, μέσω ανάπτυξης αιολικών και φωτοβολταϊκών πάρκων, θα μπορούσε να προσφέρει μερική λύση στις υπάρχουσες αδυναμίες και προβλήματα.

Ωστόσο για έναν ενεργειακό σχεδιασμό βασιζόμενο σε αιολικές και ηλιακές εφαρμογές πρέπει να ληφθούν υπόψη κάποια στοιχεία που σχετίζονται με τα χαρακτηριστικά των ΑΠΕ και τους τεχνικούς περιορισμούς των τοπικών δικτύων των νησιών. Όσον αφορά τις πηγές ενέργειας τόσο η ηλιακή όσο και η αιολική είναι διακοπτόμενες μορφές ενέργειας και χαρακτηρίζονται από μεταβλητότητα παραγόμενης ισχύος. Συνεπώς δεν θεωρείται ότι θα μπορούν να καλύψουν τα φορτία αιχμής. Όσον αφορά τα υφιστάμενα τοπικά δίκτυα των μη διασυνδεδεμένων νησιών χαρακτηρίζονται από μειωμένη μεταφορική ικανότητα. Σε πολλά νησιά μάλιστα τα δίκτυα είναι σε κατάσταση κορεσμού και άρα περιορίζουν την επιτρεπόμενη διείσδυση των ΑΠΕ.

Λύση στα παραπάνω εμπόδια μπορούν να προσφέρουν υβριδικά συστήματα που συνδυάζουν αιολικές και ηλιακές εφαρμογές μαζί με αντλησιοταμίευση. Η μίξη διαφορετικών τεχνολογιών ΑΠΕ στη βάση της συμπληρωματικότητας τους, περιορίζει το πρόβλημα της μεταβλητότητας στη παροχή ισχύος των ΑΠΕ και έτσι εξασφαλίζει μεγαλύτερη ευστάθεια στη παροχή ενέργειας. Επιπλέον όταν συνδυάζεται με κάποιο σύστημα αποθήκευσης όπως η αντλησιοταμίευση, διασφαλίζεται περαιτέρω η αξιοπιστία του συστήματος, αφού η περίσσια ενέργεια που παράγεται από τις ΑΠΕ μπορεί να αποθηκευτεί, αποτρέποντας την πρόκληση αστάθειας στο ηλεκτρικό δίκτυο και στη συνέχεια να αποδοθεί όταν υπάρχει ζήτηση.

Κεφάλαιο 1^ο - Εισαγωγή

Συνεπώς η ανάπτυξη έξυπνων υβριδικών εφαρμογών, θα επιτρέψει την περαιτέρω διείσδυση των ΑΠΕ στα ελληνικά νησιά και την σταδιακή αποδέσμευση τους από τους συμβατικούς σταθμούς παραγωγής ενέργειας.

Ήδη βρίσκεται υπό κατασκευή ο πρώτος υβριδικός σταθμός της χώρας. Ο σταθμός αυτός συνδυάζει την αιολική ενέργεια μαζί με αντλησιοταμίευση και θα κατασκευαστεί στην Ικαρία. Ταυτόχρονα ενδιαφέρον για την ανάπτυξη τέτοιων σταθμών υπάρχει για τις Κυκλάδες, την Κρήτη και τη Λέσβο.

1.4 Διάρθρωση εργασίας

Η παρούσα εργασία μελετάει την βιωσιμότητα ενός υβριδικού σταθμού ενέργειας στο νησί της Λέσβου. Ο σταθμός αυτός συνδυάζει τη μίξη διαφορετικών τεχνολογιών ΑΠΕ, που είναι οι ανεμογεννήτριες και τα φωτοβολταϊκά, μαζί με ένα σύστημα αντλησιοταμίευσης.

Στο **κεφάλαιο 2** γίνεται μία σύντομη παρουσίαση των ΑΠΕ και του συστήματος αποθήκευσης ενέργειας που μελετάει η παρούσα εργασία. Συγκεκριμένα παρουσιάζονται στοιχεία για την αιολική, την ηλιακή ενέργεια, καθώς και των τεχνολογιών αξιοποίησης τους και του συστήματος αντλησιοταμίευσης.

Στο **κεφάλαιο 3** παρουσιάζονται κάποιες γενικές πληροφορίες σχετικά με την ενεργειακή κατάσταση της Λέσβου. Συγκεκριμένα παρατίθενται στοιχεία για την υφιστάμενη κατάσταση παραγωγής ενέργειας, για το δυναμικό του νησιού σε ΑΠΕ και τις προοπτικές ανάπτυξης των ΑΠΕ στο νησί.

Στο **κεφάλαιο 4** παρουσιάζεται το υβριδικό σύστημα που μελετάει η παρούσα εργασία και περιγράφεται ο υπολογιστικός κώδικας που χρησιμοποιήθηκε ενώ παρατίθεται και το λογικό του διάγραμμα.

Στο **κεφάλαιο 5** παρουσιάζονται αρχικά τα αποτελέσματα που προέκυψαν από τη μελέτη σταθμού αναφοράς ενώ στη συνέχεια πραγματοποιείται παραμετρική μελέτη και αναλύεται η επίδραση κάθε μίας εκ των παραμέτρων στην οικονομική και ενεργειακή απόδοση του σταθμού.

Στο **κεφάλαιο 6** περιγράφονται τα στοιχεία που αφορούν τη βελτιστοποίηση των βασικότερων δεικτών αξιολόγησης και τους σταθμούς για τους οποίους λαμβάνουν τις βέλτιστες τιμές τους.

Τέλος στο **κεφάλαιο 7** συνοψίζονται τα βασικότερα συμπεράσματα που προέκυψαν από την εν λόγω μελέτη και προτείνονται θέματα για περαιτέρω έρευνα.

2 Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας

2.1 Αιολική ενέργεια

2.1.1 Ο άνεμος

Γενικά αιολική ενέργεια ονομάζεται η ενέργεια που παράγεται από την εκμετάλλευση του πνέοντος ανέμου. Η αιολική ενέργεια δημιουργείται έμμεσα από την ηλιακή ακτινοβολία, καθώς η ανομοιόμορφη θέρμανση της επιφάνειας της γης προκαλεί τη μετακίνηση μεγάλων αέριων μαζών από τη μια περιοχή στην άλλη, δημιουργώντας έτσι τους ανέμους

Η κύρια παράμετρος για την ενεργειακή απόδοση του ανέμου είναι η ταχύτητα του. Συγκεκριμένα το αιολικό δυναμικό μιας περιοχής καθορίζεται από τη μέση ετήσια ταχύτητα του ανέμου. Στη κατώτατη περιοχή της ατμόσφαιρας, στο λεγόμενο ατμοσφαιρικό οριακό στρώμα, εξαιτίας δυνάμεων τριβής και εμποδίων στην επιφάνεια της γης, η ταχύτητα του ανέμου δεν είναι σταθερή με το ύψος. Συγκεκριμένα στη περιοχή αυτή η οριζόντια συνιστώσα της ταχύτητας του ανέμου αυξάνεται ανάλογα με το ύψος από την επιφάνεια του εδάφους. Άρα για να είναι συγκρίσιμες οι ταχύτητες του ανέμου ανάμεσα σε δύο περιοχές πρέπει να αναφέρονται στο ίδιο ύψος. Αν η ταχύτητα του ανέμου είναι γνωστή σε ένας ύψος, μπορεί να αναχθεί σε ένα άλλο ύψος με βάση τον παρακάτω εκθετικό νόμο:

$$v(z) = v(z_0) \cdot \left(\frac{z}{z_0} \right)^a \quad (1)$$

όπου $v(z)$ η ταχύτητα του ανέμου στο ζητούμενο ύψος z και $v(z_0)$ η μετρούμενη ταχύτητα του ανέμου σε ύψος z_0 . Ο εκθέτης a αποτελεί μία ένδειξη της επιφάνειας του εδάφους. Για παράδειγμα για ανοικτά πεδία, όπως η θάλασσα ή ο χώρος ενός αεροδρομίου, η τιμή του είναι $a=0.17$, ενώ για πόλεις με πολυώροφες κατασκευές η τιμή του είναι $a=0.25$.

Ο νόμος αυτός μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την αναγωγή της ταχύτητας στο ύψος της ανεμογεννήτριας, αφού τελικά εκεί θα γίνει η εκμετάλλευση της αιολικής ενέργειας.

Η κινητική ενέργεια που φέρει ο άνεμος σε συγκεκριμένο ύψος ορίζεται:

$$E_k = \frac{1}{2} m v^2 \quad (2)$$

όπου v η ταχύτητα του ανέμου, και m η μάζα του.

Η μάζα του αέρα που διέρχεται από μία επιφάνεια A ανά δευτερόλεπτο δίνεται:

$$m_t = \rho \cdot A \cdot v \quad (3)$$

Από την σχέση (2) και (3) προκύπτει η κινητική ενέργεια του ανέμου ανά δευτερόλεπτο, δηλαδή η ισχύς του είναι:

$$P = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot v^3 \quad (4)$$

Κεφάλαιο 2^ο- Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας

Από τη παραπάνω σχέση φαίνεται ότι η ισχύς του ανέμου είναι ανάλογη της επιφάνειας A που διέρχεται ο άνεμος και ανάλογη με το κύβο της ταχύτητας του ανέμου. Συνεπώς τόσο η επιφάνεια των πτερυγίων, όσο και το ύψος μιας ανεμογεννήτριας παίζουν σημαντικό ρόλο στην εκμετάλλευση του αιολικού δυναμικού.

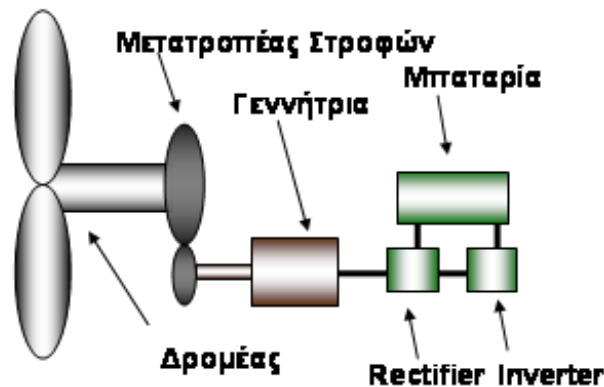
2.1.2 Ανεμογεννήτριες

2.1.2.1 Αρχή λειτουργίας των Α/Γ

Η αξιοποίηση της κινητικής ενέργειας του αέρα γίνεται μέσω της ανεμογεννήτριας.

Η αρχή λειτουργίας της Α/Γ και η αλληλουχία των βημάτων για την μετατροπή της αιολικής ενέργειας σε ηλεκτρική για ένα τυπικό αυτόνομο σύστημα, συνοπτικά περιγράφεται ως εξής (σχήμα 2.1):

- Ο άνεμος αλληλεπιδρά με το δρομέα της Α/Γ και προκαλεί μια ροπή.
- Η ταχύτητα περιστροφής του δρομέα αυξάνεται μέσω ενός μετατροπέα στροφών του οποίου ο άξονας περιστρέφει μία γεννήτρια.
- Η γεννήτρια παράγει ρεύμα μεταβλητής συχνότητας, το οποίο μέσω ενός μετατροπέα (rectifier) μετατρέπεται σε συνεχές (DC).
- Το συνεχές ρεύμα φορτίζει μπαταρίες και η ηλεκτρική ενέργεια αποθηκεύεται, ή διοχετεύεται στο δίκτυο αφού πρώτα μέσω ενός άλλου μετατροπέα (inverter) μετατραπεί σε εναλλασσόμενο (AC) σε ίδιες τιμές με αυτές τις ΔΕΗ (230V, 50Hz).



Σχήμα 2.1 Σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α/Γ

Οι σύγχρονες ανεμογεννήτριες οφείλουν την κίνηση των πτερυγίων τους στην άνοση του αέρα και ανάλογα με το προσανατολισμό του άξονα τους διακρίνονται σε δύο κατηγορίες τις μηχανές οριζόντιου και τις μηχανές κατακόρυφου άξονα (σχημα2.2). Οι πιο διαδεδομένες σήμερα, είναι οι μηχανές οριζόντιου άξονα. Τα μεγέθη των Α/Γ ποικίλουν, από μηχανές που παράγουν μερικά W έως MW. Μια τυπική Α/Γ οριζόντιου άξονα σήμερα έχει ισχύ από 800kW-3MW.

Κεφάλαιο 2^ο- Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας

Βασικό χαρακτηριστικό των Α/Γ είναι ο συντελεστής ισχύος C_p , ο οποίος αποτελεί στην ουσία τον αεροδυναμικό βαθμό απόδοσης της πτερωτής και ο οποίος ορίζεται ως ο λόγος της ισχύος P που αποδίδεται από την ανεμογεννήτρια προς την ισχύ του ανέμου που διέρχεται από μία επιφάνεια A .

$$C_p = \frac{P}{2 \cdot \rho \cdot A \cdot v^3} \rightarrow P = 2 \cdot C_p \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \quad (4)$$

Όπου ρ και v η πυκνότητα και η ταχύτητα του ανέμου αντίστοιχα.

Η τιμή του συντελεστή ισχύος εξαρτάται από τα γεωμετρικά χαρακτηριστικά της μηχανής. Η αεροδυναμική σχεδίαση των πτερυγίων των σύγχρονων μηχανών, έχει οδηγήσει σε υψηλότερους συντελεστές ισχύος και άρα μεγαλύτερη παραγωγή ενέργειας για δεδομένη ταχύτητα ανέμου. Ωστόσο ακόμα και για μια ιδανική έλικα ο συντελεστής ισχύος δεν είναι δυνατόν να ξεπεράσει το όριο του Betz που είναι $C_p=17/59=0.593$. Συνεπώς η αξιοποίηση της αιολικής ενέργειας, ιδανικά μπορεί να φτάσει το 59.3%. Η μέγιστη τιμή στη πράξη δεν μπορεί να επιτευχθεί λόγω διαφόρων απωλειών και ένα τυπικό εύρος τιμών του συντελεστή είναι 20-40%.



Σχήμα 2.2 Αριστερά: Α/Γ οριζόντιου άξονα. Δεξιά: Α/Γ κατακόρυφου άξονα

2.1.2.2 Βασικά χαρακτηριστικά των Α/Γ

Τα βασικά τμήματα μιας Α/Γ οριζόντιου άξονα είναι (σχήμα 2.3, σχήμα 2.4):

- **Δρομέας**

Αποτελείται από δύο ή τρία πτερύγια και την πλήμνη πάνω στην οποία στηρίζονται τα πτερύγια. Η πλήμνη είναι συνδεδεμένη με τον χαμηλής ταχύτητας κινητήριο άξονα.

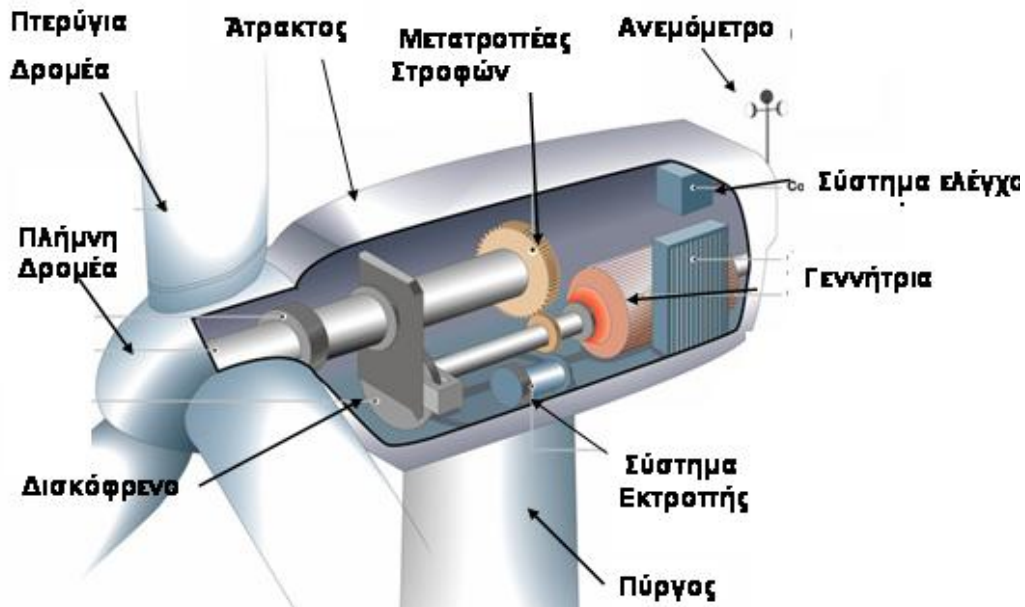
- **Άτρακτος**

Περιλαμβάνει τον μετατροπέα στροφών, τη γεννήτρια, ένα υδραυλικό φρένο, το σύστημα εκτροπής και το σύστημα έλεγχου. Ο ρόλος του μετατροπέα στροφών είναι να προσαρμόζει το χαμηλό αριθμό στροφών του δρομέα σε αυτόν της γεννήτριας. Το υδραυλικό φρένο ενεργοποιείται σε περίπτωση έκτακτης ανάγκης (πολύ ισχυρός άνεμος), και σταματάει το δρομέα. Ενώ το σύστημα ελέγχου συντονίζει και ελέγχει όλες της λειτουργίες της Α/Γ φροντίζοντας για την απρόσκοπτη λειτουργία της.

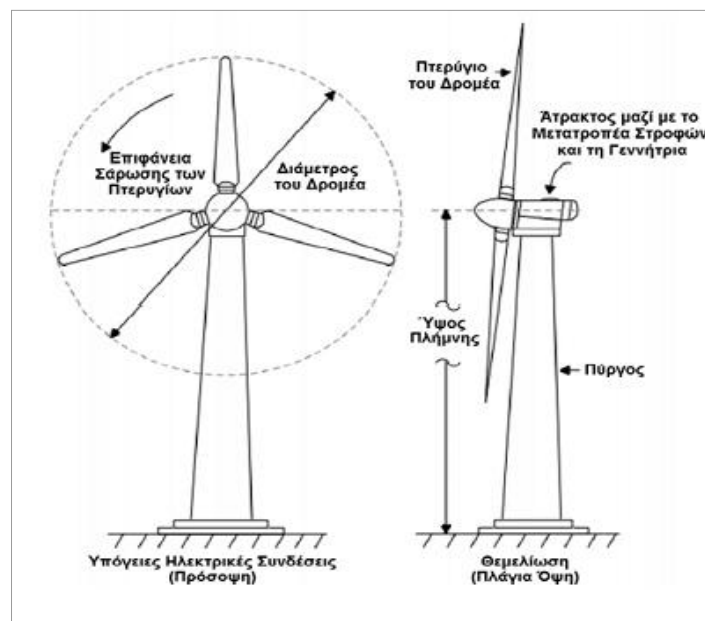
Κεφάλαιο 2^ο- Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας

• Πύργος

Στηρίζει την όλη ηλεκτρομηχανολογική κατασκευή και στο εσωτερικό του βρίσκονται τα ηλεκτρικά καλώδια μεταφοράς της παραγόμενης ισχύος από τη γεννήτρια στο μετασχηματιστή και η σκάλα για την πρόσβαση στην άτρακτο.



Σχήμα 2.3 Χαρακτηριστικά Α/Γ οριζώντιου άξονα



Σχήμα 2.4 Α/Γ σε πλάγια όψη

Το πιο βασικό ζήτημα στη σχεδίαση του όλου συστήματος είναι ο δρομέας. Το πτερύγιο έχει αεροδυναμικό σχήμα και μπορεί να είναι ενιαίο ή να διαθέτει ακροπτερύγιο. Τα γεωμετρικά του χαρακτηριστικά (αριθμός πτερυγίων, κατανομή πλάτους, επιλογή αεροτομής, συστροφή) προκύπτουν από τη βελτιστοποίηση της αεροδυναμικής σχεδίασης. Η ηλεκτρογεννήτρια μπορεί να είναι σύγχρονη ή ασύγχρονη. Γενικά προτιμούνται οι ασύγχρονες γεννήτριες λόγω της απλότητας της

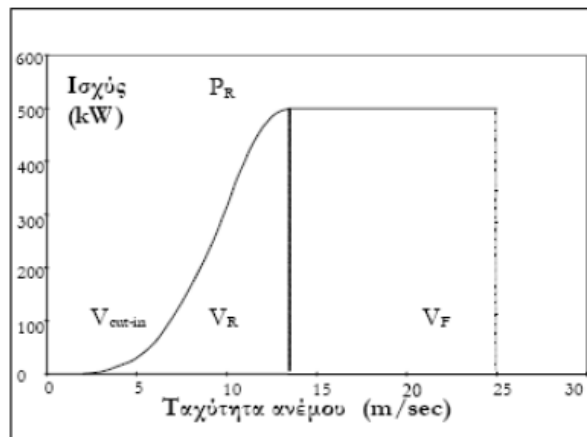
Κεφάλαιο 2^ο- Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας

κατασκευής, αν και οι ασύγχρονες έχουν καλύτερη συμπεριφορά σε αδύνατα δίκτυα (Ζερβός, 2007). Το σύστημα προσανατολισμού είναι ένας σερβοκινητήρας ο οποίος ελέγχεται από τον ανεμοδείκτη του ανεμογράφου και αναγκάζει το δρομέα να παρακολουθεί τη κατεύθυνση του ανέμου και να παραμένει κάθετος σε αυτή.

2.1.2.3 Παραγωγή-Απώλεια ενέργειας των Α/Γ

Η παραγωγή ισχύος από μια ανεμογεννήτρια καθορίζεται από την ταχύτητα του ανέμου. Κάθε μηχανή χαρακτηρίζεται από μια καμπύλη ισχύος, που εξαρτάται από τα γεωμετρικά χαρακτηριστικά και το σχεδιασμό της Α/Γ. Η καμπύλη ισχύος μιας ανεμογεννήτριας χαρακτηρίζεται από τρεις τιμές ταχύτητας (σχήμα 2.5):

- Την ταχύτητα έναρξης λειτουργίας (V_{cut-in}), όπου η ανεμογεννήτρια ξεκινάει να παράγει ισχύ.
- Την ταχύτητα διακοπής λειτουργίας (V_F) όπου η μηχανή τίθεται εκτός λειτουργίας για να προστατεύσει την Α/Γ από τον πολύ ισχυρό άνεμο.
- Την ονομαστική ταχύτητα (V_R) που είναι η μικρότερη ταχύτητα για την οποία η μηχανή παράγει την ονομαστική της ισχύ P_R



Σχήμα 2.5 Καμπύλη ισχύος ανεμογεννήτριας

Οι ανεμογεννήτριες δεν παράγουν όση ενέργεια δηλώνει η ονομαστική τους ισχύ, διότι πολλές ώρες ετησίως λειτουργούν μακριά από αυτή. Η παραγόμενη ενέργεια μίας μηχανής εξαρτάται από την καμπύλη ισχύος της μηχανής. Για κάθε ταχύτητα ανέμου εντός των ορίων λειτουργίας της ανεμογεννήτριας (δηλαδή ανάμεσα στη ταχύτητα έναρξης λειτουργίας V_{cut-in} και στη ταχύτητα διακοπής λειτουργίας V_F), η παραγόμενη ενέργεια προκύπτει από το γινόμενο του αριθμού των ωρών εμφάνισης της συγκεκριμένης ταχύτητας με την ισχύ που αντιστοιχεί (για δεδομένη καμπύλη ισχύος).

Μία Α/Γ δεν μπορεί να αξιοποιήσει όλη την ετήσια ενέργεια του ανέμου για τους ακόλουθους λόγους:

- Η απόδοση ωφέλιμης ισχύος επιτυγχάνεται μόνο όταν η ισχύς του ανέμου είναι μεγαλύτερη από τις απώλειες κενού φορτίου (τριβές άξονα, μειωτήρα, γεννήτριας).

Κεφάλαιο 2^ο- Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας

Πρέπει δηλαδή, όπως έχει ήδη προαναφερθεί, η ταχύτητα του ανέμου να είναι μεγαλύτερη από την ταχύτητα έναρξης λειτουργίας, αλλιώς η ενέργεια του ανέμου μένει ανεκμετάλλευτη, αφού δεν είναι σε θέση δώσει ροπή στον δρομέα.

- Αυξανόμενης της ταχύτητας του ανέμου, αυξάνει και η αποδιδόμενη ισχύς μέχρι να φτάσει την ονομαστική ισχύ της γεννήτριας. Για ταχύτητες μεγαλύτερης της ονομαστικής, επιδιώκεται να διατηρηθεί η παραγόμενη ισχύς σταθερή.
- Για υψηλές ταχύτητες ανέμου, ενδείκνυται η διακοπή της λειτουργίας της Α/Γ για λόγους ασφαλείας. Συνεπώς, η ενέργεια του ανέμου σε αυτές τις περιπτώσεις μένει τελείως αναξιοποίητη.
- Κατά τη διάρκεια της κανονικής λειτουργίας προκύπτουν αεροδυναμικές απώλειες.
- Κατά τη διάρκεια της λειτουργίας έχουμε επιπλέον μηχανικές απώλειες στον άξονα, στον μειωτήρα και στη γεννήτρια. Ένα ποσοστό της τάξεως του 10% της ονομαστικής ισχύος της μηχανής είναι αντιπροσωπευτικό των μηχανικών απωλειών.

Έτσι αν υποθέσουμε ως E την παραγόμενη από την ανεμογεννήτρια ενέργεια, όπως υπολογίζεται από την καμπύλη ισχύος της για δεδομένη ταχύτητα ανέμου, τότε η ενέργεια που παρέχεται E_{net} θα είναι μειωμένη κατά ένα ποσοστό και θα δίνεται από τη σχέση:

$$E_{wind} = n \cdot E \quad (5)$$

όπου n ο βαθμός απόδοσης του συστήματος ανεμογεννητριών με τυπική τιμή 0,90.

2.1.3 Πλεονεκτήματα-Μειονεκτήματα αιολικών εφαρμογών

Τα πλεονεκτήματα της αξιοποίησης της αιολικής ενέργειας είναι πολλαπλά. Τα βασικότερα από αυτά είναι:

- Ο άνεμος είναι μία ανεξάντλητη πηγή ενέργειας η οποία παρέχεται δωρεάν
- Είναι μια καθαρή μορφή και ήπια προς το περιβάλλον μορφή ενέργειας, που η χρήση της δεν επιβαρύνει τα οικοσυστήματα των περιοχών εγκατάστασης και παράλληλα αντικαθιστά ιδιαίτερα ρυπογόνα συμβατικά καύσιμα
- Έχει χαμηλό λειτουργικό κόστος
- Το αιολικό δυναμικό είναι γεωγραφικά διασπαρμένο, οδηγώντας στην αποκέντρωση του ενεργειακού συστήματος.
- Αποτελεί βιώσιμη λύση για μη διασυνδεδεμένες περιοχές.
- Οι ανεμογεννήτριες μπορούν να χρησιμοποιηθούν σε αυτόνομα ή υβριδικά συστήματα για τη παραγωγή ηλεκτρικού ρεύματος.
- Η εγκατάσταση Α/Γ δεν εμποδίζει τις γεωργικές και κτηνοτροφικές δραστηριότητες. Περίπου το 99% της γης που φιλοξενεί ένα αιολικό πάρκο είναι διαθέσιμο και για άλλες χρήσεις. Διάφορες αγροτικές δραστηριότητες μπορούν να

Κεφάλαιο 2^ο- Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας

συνεχίζονται μέχρι τη βάση των ανεμογεννητριών διότι τα θεμέλια τους βρίσκονται κάτω από την επιφάνεια του εδάφους (σχήμα 2.6).

- Είναι εγχώριες πηγές ενέργειας και συνεισφέρουν στην ενίσχυση της ενεργειακής αυτάρκειας και του ενεργειακού εφοδιασμού σε τοπικό, περιφερειακό και εθνικό επίπεδο.

Τα πιθανά **μειονεκτήματα** που σχετίζονται με την αιολική ενέργεια είναι:

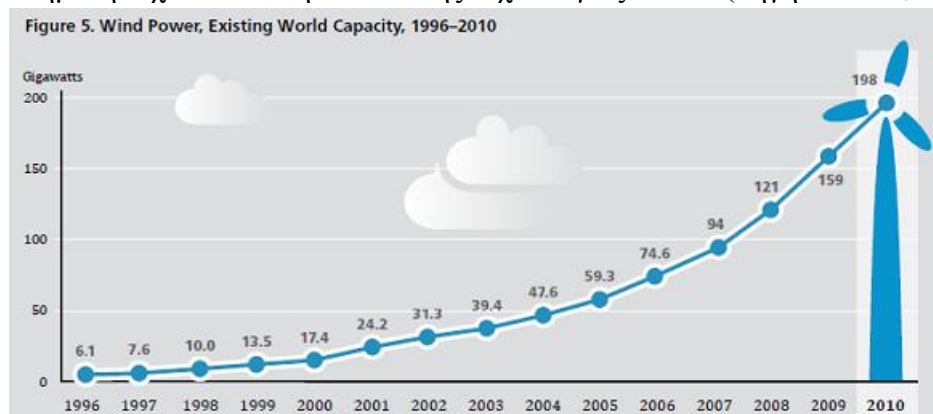
- Ο άνεμος είναι διακοπτόμενη πηγή ενέργειας. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα να απαιτείται η εφεδρεία άλλων ενεργειακών πηγών η γενικά δαπανηρές μέθοδοι αποθήκευσης. Λύση στο πρόβλημα αυτό προσφέρει η αντλησιοταμίευση.
- Απαιτούνται μεγάλες εκτάσεις γης για τη παραγωγή αξιόλογης ποσότητας ενέργειας.
- Οπτικοαισθητική επίδραση.



Σχήμα 2.6 Φωτογραφία από Α/Γ στη Λέσβο. Η εγκατάσταση των Α/Γ δεν εμποδίζει τις κτηνοτροφικές δραστηριότητες

2.1.4 Αξιοποίηση της αιολικής ενέργειας στον κόσμο και στην Ελλάδα

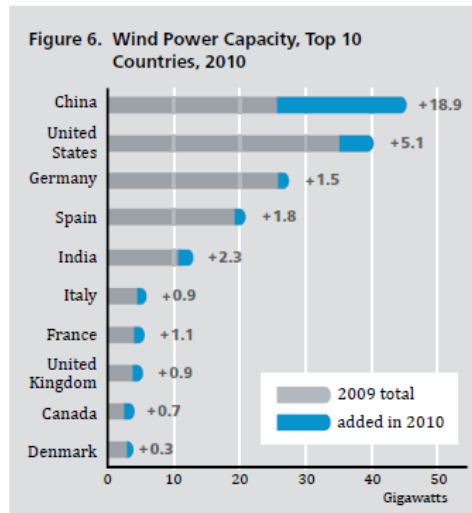
Η συνολική εγκατεστημένη αιολική ισχύς στον κόσμο στα τέλη του 2010 ανήλθε στα 198GW (σχήμα 2.7). Η ισχύς αυτή παράγει 430TWh ηλεκτρικής ενέργειας, που αντιστοιχεί στο 2,5% της παγκόσμιας κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας. Το 2010 η νέα εγκατεστημένη ισχύς από αιολικές εφαρμογές ήταν μεγαλύτερη από την νέα εγκατεστημένη ισχύ οποιασδήποτε άλλης τεχνολογίας ΑΠΕ (πηγή REN21,2011).



Σχήμα 2.7 Χρονική εξέλιξη εγκατεστημένης αιολικής ισχύος στο κόσμο(πηγή REN21,2011)

Κεφάλαιο 2^ο- Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας

Πρώτη σε παγκόσμια κατάταξη εγκατεστημένης αιολικής ισχύος και σε νέες εγκαταστάσεις το 2010 είναι η Κίνα, η οποία κατέχει το 21.8% της συνολικής παραγόμενης αιολικής ενέργειας με συνολική εγκατεστημένη ισχύ 42,28GW, ακολουθούν οι ΗΠΑ με 40,18GW και η Γερμανία με 27,21GW (σχήμα2.8).



Σχήμα 2.8 Χώρες με τη μεγαλύτερη εγκατεστημένη αιολική ισχύ παγκοσμίως(πηγή REN21,2011)

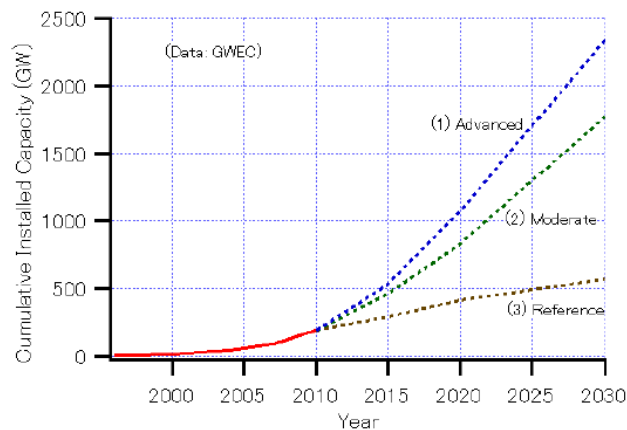
Όσον αφορά τα υπεράκτια αιολικά πάρκα (offshore) ηγετική θέση κατέχει το Ηνωμένο Βασίλειο. Τα υπεράκτια αιολικά πάρκα σε σχέση με τα ηπειρωτικά πλεονεκτούν στην απόδοση, εξαιτίας της μεγαλύτερης ταχύτητας των ανέμων που πνέουν στη θάλασσα, ωστόσο το κόστος εγκατάστασης τους είναι κατά 2.5 φορές μεγαλύτερο σε σχέση με τα ηπειρωτικά. Σήμερα λειτουργούν συνολικά 39 υπεράκτια αιολικά πάρκα στη βόρεια θάλασσα της Ευρώπης, με συνολική εγκατεστημένη ισχύ ίση με 2396MW και πρόκειται να κατασκευαστούν ή βρίσκονται υπό κατασκευή υπεράκτια αιολικά πάρκα μεγέθους 100GW. Το μεγαλύτερο θαλάσσιο αιολικό πάρκο μεγέθους 300MW, βρίσκεται στο Ηνωμένο Βασίλειο, στη θαλάσσια περιοχή της νότιας Αγγλίας. Οι Α/Γ του είναι εγκατεστημένες σε βάθος 25m και σε απόσταση 11km από την ακτή. Η συνολική του έκταση είναι 35km² και μπορεί να ηλεκτροδοτήσει μέχρι και 240.000σπίτια (σχήμα 2.9) (πηγή: WWEA,2010).



Σχήμα2.9 Υπεράκτιο αιολικό πάρκο στη θαλάσσια περιοχή του Thanet της νότιας Αγγλίας

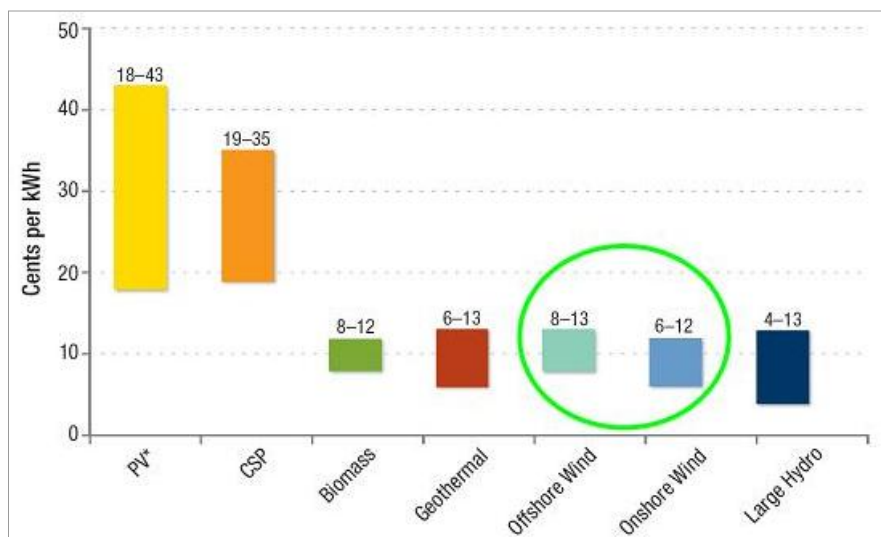
Κεφάλαιο 2^ο- Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας

Όσον αφορά την μελλοντική ανάπτυξη της αιολικής ενέργειας, σύμφωνα με τις πιο συγκρατημένες προβλέψεις, αναμένεται η συνολική εγκατεστημένη αιολική ισχύς να φτάσει τα 450GW μέχρι το 2015, ενώ τα πιο αισιόδοξα σενάρια προβλέπουν η συνολική εγκατεστημένη ισχύς να ξεπεράσει τα 1000GW (σχήμα 2.10) (πηγή GWEC,2010).



Σχήμα 2.10 Προβλέψεις ανάπτυξης της παγκόσμιας εγκατεστημένης αιολικής ισχύος

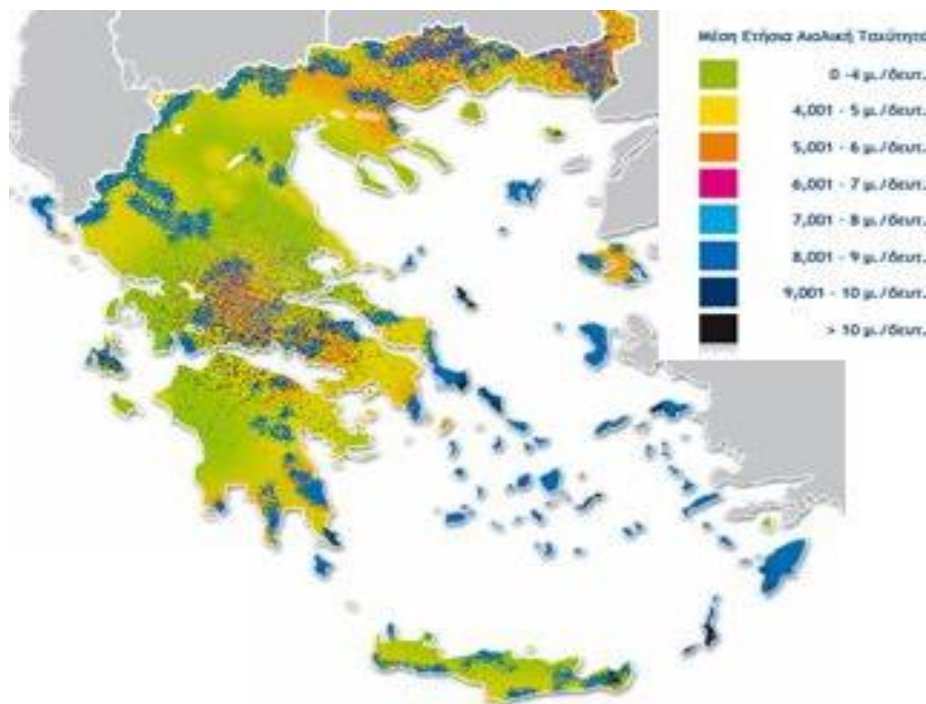
Τέλος το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από αιολική, κυμαίνεται στα 6-13cents/kWh, καθιστώντας έτσι την αιολική ενέργεια μια οικονομική μορφή ενέργειας (σχήμα 2.11) (πηγή EERE).



Σχήμα 2.11Κόστος ηλεκτρικής ενέργειας ανά kWh παραγόμενη από ΑΠΕ (πηγή EERE)

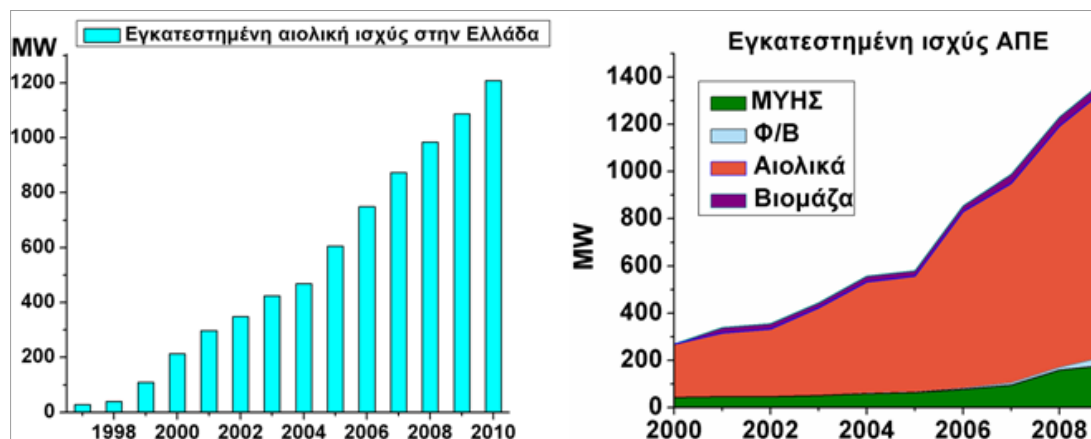
Όσον αφορά τη κατάσταση στην Ελλάδα, έχει τη προνομιακή θέση να διαθέτει ένα πλούσιο αιολικό δυναμικό (σχήμα 2.12). Ενεργειακές μελέτες έχουν δείξει ότι η Ελλάδα μπορεί να καλύψει με 500 μεγάλες ανεμογεννήτριες, το 10% των ενεργειακών αναγκών της.

Κεφάλαιο 2^ο - Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας



Σχήμα 2.12 Ο αιολικός Χάρτης της Ελλάδας

Τα τέλη του 2010 η συνολική εγκατεστημένη ισχύς από αιολικές εφαρμογές στην Ελλάδα ήταν 1208MW, παρουσιάζοντας μία αύξηση κατά 460% μέσα σε μία δεκαετία. Σε σχέση με τις άλλες ΑΠΕ η αιολική ενέργεια παρουσιάζει τη μεγαλύτερη διείσδυση στο ενεργειακό ισοζύγιο της χώρας (σχήμα 2.13) (πηγή ΥΠΕΚΑ, 2010 ΡΑΕ). Το 2010 το 3,7% της ηλεκτρικής ενέργειας που καταναλώθηκε στην Ελλάδα προήλθε από αιολική ενέργεια (ΡΑΕ).



Σχήμα 2.13 Αριστερά: Εξέλιξη εγκατεστημένης αιολικής ισχύς στην Ελλάδα μεταξύ 1997-2010. Δεξιά: Εξέλιξη εγκατεστημένης ισχύος ανά τεχνολογία ΑΠΕ.

Οι αιολικές εγκαταστάσεις είναι διεσπαρμένες σε όλη σχεδόν την Ελλάδα. Οι εγκαταστάσεις μεγαλύτερου μεγέθους λειτουργούν στην Στερεά Ελλάδα και κυρίως στην Εύβοια. Αυτό οφείλεται στο καλό αιολικό δυναμικό της, αλλά και στις δυνατότητες του δικτύου της. Στα νησιά του Αιγαίου δεδομένου του εξαιρετικά πλούσιου αιολικού δυναμικού τους, υπολείπονται προς το παρόν στην ανάπτυξη

Κεφάλαιο 2^ο - Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας

αιολικών πάρκων (σχήμα 2.12). Στοιχεία για την εγκατεστημένη ισχύ αιολικής ενέργειας στις διάφορες περιφέρειες δίνονται στο Πίνακα 2.1.

Περιφέρεια	Ισχύς (MW)
Στερεάς Ελλάδας	285,3
Πελοποννήσου	212,8
Ανατολικής Μακεδονίας & Θράκης	197,5
Κρήτης	164,5
Δυτικής Ελλάδας	93,4
Ιονίων Νήσων	70,8
Νοτίου Αιγαίου	40,6
Βορείου Αιγαίου	27,9
Θεσσαλίας	17,0
Αττικής	3,1
Δυτικής Μακεδονίας	0
Ήπειρος	0

Πίνακας 2.1 Εγκατεστημένη αιολική ισχύς ανά περιφέρεια έως 9/2009 (πηγή ΥΠΕΚΑ,2010)

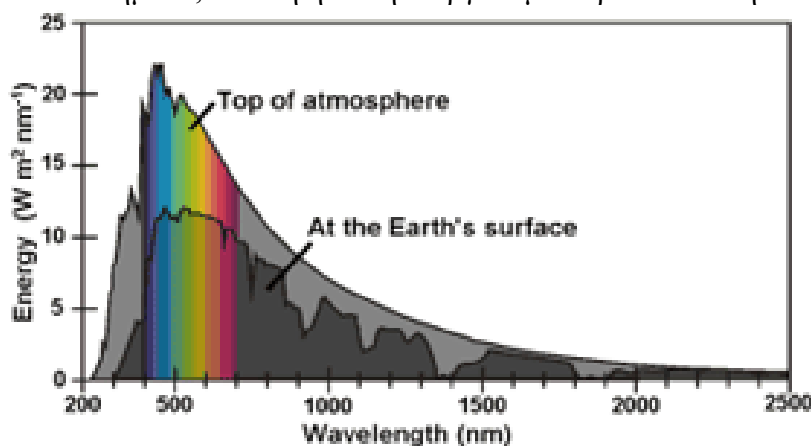
2.2 Ηλιακή ενέργεια

2.2.1 Ηλιακή ακτινοβολία

Η ηλιακή ενέργεια προσπίπτει στη γη με τη μορφή ηλεκτρομαγνητικής ακτινοβολίας και είναι η πρωταρχική και η βασική πηγή ενέργειας της γης. Η ηλιακή ακτινοβολία αποτελείται από ενεργητικά σωματίδια που ονομάζονται φωτόνια. Ένα σύνολο φωτονίων με διαφορετικές ενέργειες αποτελεί ένα ενεργειακό φάσμα. Το ηλιακό φάσμα, που ο άνθρωπος το αντιλαμβάνεται σαν λευκό φως είναι μείγμα φωτονίων διαφορετικών ενεργειών (σχήμα 2.14).

Η ισχύς της ηλιακής ακτινοβολίας που φτάνει στην επιφάνεια της γης παρουσιάζει μεγάλες διακυμάνσεις ανάλογα με την ώρα της ημέρας, την εποχή του έτους, τις κλιματολογικές συνθήκες, την περιεκτικότητα της ατμόσφαιρας σε υγρασία, αιωρούμενα σωματίδια και άλλα συστατικά. Ωστόσο ο σημαντικότερος παράγοντας που διαμορφώνει την προσπίπτουσα ηλιακή ισχύ σε μία περιοχή, είναι η συνολική διαδρομή που πρέπει να διανύσει το φως στην ατμόσφαιρα και το οποίο καθορίζεται από την θέση του ήλιου σε σχέση με το σημείο της γης που μελετάται.

Η ηλιακή ενέργεια αποτελεί μια ανεξάντλητη πηγή τεράστιων ποσών ενέργειας. Η ηλιακή ενέργεια που δέχεται η γη μέσα σε μία ώρα είναι αρκετή για να καλύψει τις ενεργειακές ανάγκες του πλανήτη για ένα έτος. Η αποδοτική εκμετάλλευση της μπορεί να συμβάλει στην ανάπτυξη των ΑΠΕ, με ταυτόχρονη αποδέσμευση από τις συμβατικές ρυπογόνες πηγές ενέργειας. Σήμερα η ηλιακή ακτινοβολία αξιοποιείται σε παθητικά και ενεργητικά ηλιακά συστήματα. Τα παθητικά συστήματα είναι κατάλληλα σχεδιασμένα και συνδυασμένα δομικά στοιχεία οικοδομικών κατασκευών που υποβοηθούν την καλύτερη άμεση ή έμμεση εκμετάλλευση της ηλιακής ενέργειας είτε για τη θέρμανση των κτηρίων το χειμώνα είτε για το δροσισμό τους το καλοκαίρι. Στα ενεργητικά ηλιακά συστήματα η αξιοποίηση της ηλιακής ενέργειας περιλαμβάνει τη συλλογή της και τη μετατροπή της σε άλλη μορφή ενέργειας. Υπάρχουν δύο κατηγορίες ενεργητικών ηλιακών συστημάτων. Η μία κατηγορία είναι τα θερμοσιφωνικά συστήματα, όπου η ενέργεια της ηλιακής ακτινοβολίας μετατρέπεται σε εσωτερική ενέργεια ενός ρευστού, ενώ η άλλη κατηγορία είναι τα φωτοβολταϊκά συστήματα, όπου η ηλιακή ενέργεια μετατρέπεται σε ηλεκτρική.



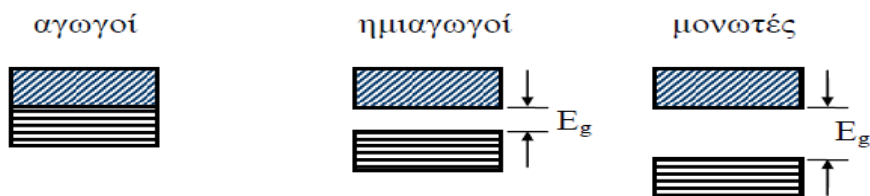
Σχήμα 2.14 Ενεργειακό φάσμα ηλιακής ακτινοβολίας

2.2.2 Το Φωτοβολταϊκό στοιχείο

2.2.2.1 Ημιαγωγοί-Δίοδος p-n

Η αξιοποίηση της ηλιακής ακτινοβολίας μπορεί να γίνει μέσω των φωτοβολταϊκών στοιχείων, τα οποία αποτελούν τη βασική δομική μονάδα ενός φωτοβολταϊκού συστήματος. Τα φωτοβολταϊκά στοιχεία κατασκευάζονται από ημιαγωγούς και είναι στην ουσία μία δίοδος p-n.

Οι ημιαγωγοί είναι υλικά με ενδιάμεση ηλεκτρική αγωγιμότητα. Στη θεμελιώδη τους κατάσταση είναι μονωτές, δηλαδή δεν διαθέτουν ελεύθερους φορείς, και άρα δεν διαθέτουν ηλεκτρική αγωγιμότητα. Ωστόσο αυτό που τους διαφοροποιεί από τους μονωτές είναι το σχετικά μικρό ενεργειακό χάσμα τους (σχήμα.2.15). Αυτό έχει ως αποτέλεσμα όταν ένας ημιαγωγός απορροφήσει ικανή ποσότητα ενέργειας, είτε με τη μορφή θερμότητας είτε με τη μορφή ακτινοβολίας, ηλεκτρόνια από τη ζώνη σθένους να μεταπηδούν στη ζώνη αγωγιμότητας, αφήνοντας πίσω τους μια οπή. Δηλαδή από δέσμια μετατρέπονται σε ελεύθερα ηλεκτρόνια, προσδίδοντας έτσι στον ημιαγωγό ηλεκτρική αγωγιμότητα.



Σχήμα 2.15 Αναπαράσταση του ενεργειακού χάσματος των αγωγών, των ημιαγωγών και των μονωτών.

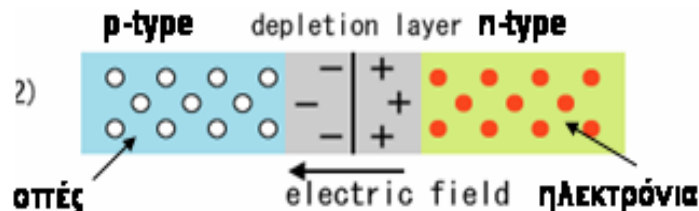
Η αγωγιμότητα ενός ημιαγωγού αυξάνεται θεαματικά αν νοθευτεί με κατάλληλα στοιχεία. Συγκεκριμένα όταν σε έναν τετρασθενή ημιαγωγό, όπως το πυρίτιο, γίνει πρόσμιξη μιας μικρής ποσότητας ενός πεντασθενούς στοιχείου όπως το αρσενικό (As), τότε τα τέσσερα από τα πέντε ηλεκτρόνια του As δημιουργούν ομοιοπολικούς με τέσσερα γειτονικά άτομα του Si, ενώ μένει αδέσμευτο το πέμπτο ηλεκτρόνιο του As. Το ηλεκτρόνιο αυτό συγκρατείται πολύ χαλαρά από το άτομο του αρσενικού και μπορεί να αποσπαστεί, από το άτομο του As και να μετατραπεί σε ελεύθερο ηλεκτρόνιο, με ενέργεια μικρότερη από αυτή του ενεργειακού χάσματος του Si. Το άτομο του As συμπεριφέρεται σαν δότης ηλεκτρονίων και μετατρέπεται σε θετικό ιόν. Ημιαγωγοί με περίσσια ηλεκτρονίων ονομάζονται ημιαγωγοί τύπου n.

Αντίστοιχο φαινόμενο παρατηρείται όταν προστεθεί σε ένα τετρασθενές ημιαγωγό ένα τρισθενές στοιχείο όπως το Βόριο (B), μόνο που τώρα αντί για περίσσια ηλεκτρονίων, υπάρχει έλλειψη. Η θέση του ηλεκτρονίου που “λείπει” ονομάζεται οπή και είναι και αυτή φορέας αγωγιμότητας, με αντίθετο φορτίο από αυτό του ηλεκτρονίου. Το άτομο του B συμπεριφέρεται τώρα σαν αποδέκτης ηλεκτρονίων και έχει μετατραπεί σε αρνητικό ιόν. Ημιαγωγοί με περίσσια οπών ονομάζονται ημιαγωγοί τύπου p.

Κεφάλαιο 2^ο- Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας

Μία διόδος p-n σχηματίζεται όταν έρθουν σε επαφή ένα τεμάχιο ημιαγωγού τύπου p με ένα τεμάχιο ημιαγωγού τύπου n. Στην ένωση αυτή ηλεκτρόνια από τη περιοχή τύπου p, όπου πλεονάζουν, αρχίζουν να διαχέονται προς τη περιοχή τύπου n, και αντίστοιχα οπές από την περιοχή τύπου p, όπου πλεονάζουν, διαχέονται προς την περιοχή τύπου n. Ένα μέρος των ηλεκτρονίων επανασυνδέεται με τις οπές, και άρα εξουδετερώνεται και δημιουργείται έτσι μια στενή περιοχή, όπου δεν υπάρχουν ούτε ηλεκτρόνια, ούτε οπές. Η περιοχή αυτή ονομάζεται περιοχή απογύμνωσης. Στην περιοχή αυτή τα θετικά ιόντα του τμήματος n και τα αρνητικά ιόντα του τμήματος p, παραμένουν δημιουργούν ένα ηλεκτρικό πεδίο που εμποδίζει τη περαιτέρω διάχυση φορέων, προς το άλλο τμήμα της ένωσης (σχήμα 2.16).

Αν επιβληθεί ορθή πόλωση σε μία διόδο, δηλαδή ο αρνητικός πόλος μιας πηγής συνδεθεί με το τμήμα n και ο θετικός με το τμήμα p, τότε ηλεκτρόνια από τη περιοχή τύπου n κινούνται ανεμπόδιστα στη περιοχή του p, και οπές από τη περιοχή τύπου p στη περιοχή τύπου n. Κατ' αυτόν τον τρόπο δημιουργείται ένα ρεύμα το οποίο αυξάνει όσο αυξάνει η εφαρμοζόμενη τάση V.



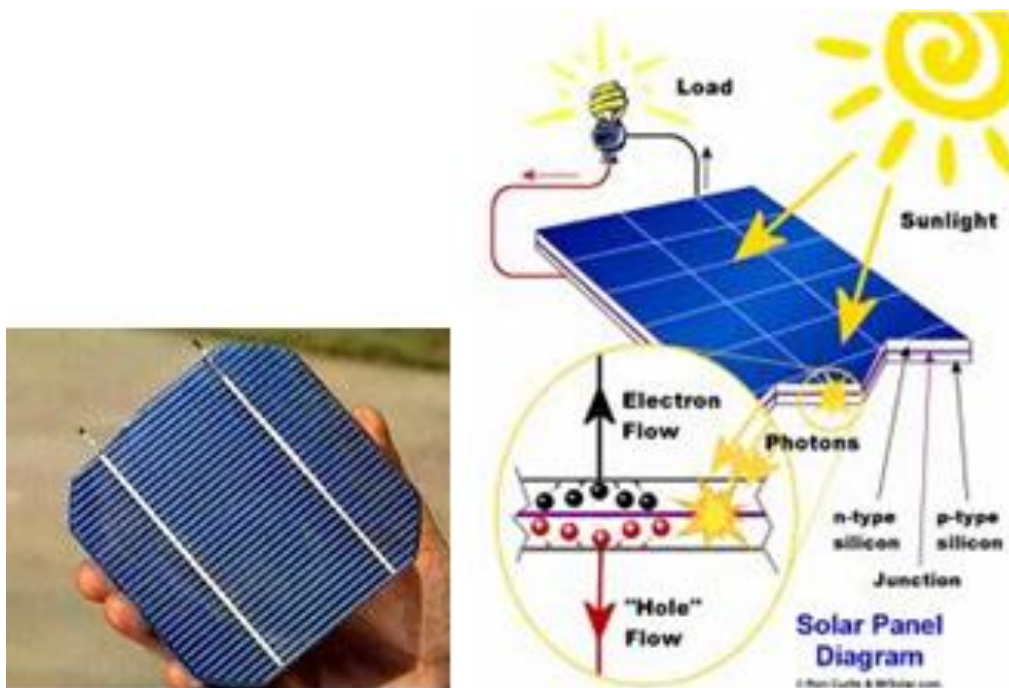
Σχήμα 2.16 Σχηματική απεικόνιση διόδου p-n

2.2.2.2 Το φωτοβολταϊκό φαινόμενο

Το φωτοβολταϊκό στοιχείο είναι μία διόδος p-n, όπου η μία όψη του στοιχείου είναι η p περιοχή και η άλλη όψη η n περιοχή. Η επιφάνεια που εκτίθεται στην ηλιακή ακτινοβολία μπορεί να είναι η περιοχή p ή η περιοχή n. Όταν το στοιχείο φωτίζεται, τότε τα φωτόνια που έχουν την κατάλληλη ενέργεια μπορούν να απορροφηθούν από τα δεσμευμένα ηλεκτρόνια και να τα διεγείρουν στη ζώνη αγωγιμότητας. Όταν ένα ηλεκτρόνιο διεγερθεί, αφήνει πίσω του μια οπή και έτσι δημιουργείται ένα ζεύγος ηλεκτρονίου-οπής. Εξαιτίας όμως της επίδρασης του ηλεκτρικού πεδίου που υπάρχει στη ζώνη απογύμνωσης της επαφής p-n, τα ηλεκτρόνια διαχωρίζονται αμέσως από την οπή. Χωρίς την ύπαρξη του ηλεκτροστατικού πεδίου στην περιοχή απογύμνωσης δεν θα ήταν δυνατόν να διαχωριστούν τα φωτοδιεγειρόμενα ζεύγη ηλεκτρονίων-οπών. Άρα υπό την επίδραση του πεδίου τα ηλεκτρόνια ολισθαίνουν προς την περιοχή n και οι οπές προς την περιοχή p. Συνεπώς δημιουργείται μία διαφορά δυναμικού ανάμεσα στους ακροδέκτες του φωτοβολταϊκού στοιχείου (σχήμα 2.17). Όποτε αν δημιουργηθεί ένα κλειστό κύκλωμα ανάμεσα στους δύο ακροδέκτες p και n του στοιχείου, θα διέλθει ηλεκτρικό ρεύμα. Η εκδήλωση διαφοράς δυναμικού ανάμεσα στις δύο όψεις του στοιχείου όταν αυτό ακτινοβολείται, αντιστοιχεί σε ορθή πόλωση της διόδου και ονομάζεται φωτοβολταϊκό φαινόμενο.

Κεφάλαιο 2^ο- Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας

Το ρεύμα που παράγεται από τα φωτοβολταϊκά στοιχεία είναι συνεχές και για να αξιοποιηθεί μετατρέπεται με τη βοήθεια ενός μετατροπέα σε εναλλασσόμενο με τιμές ίδιες με αυτές της ΔΕΗ (230V, 50Hz).



Σχήμα 2.17 Αριστερά: Φωτοβολταϊκό στοιχείο. Δεξιά: Αρχή λειτουργίας φωτοβολταϊκού στοιχείου

2.2.2.3 Απόδοση φωτοβολταϊκών στοιχείων

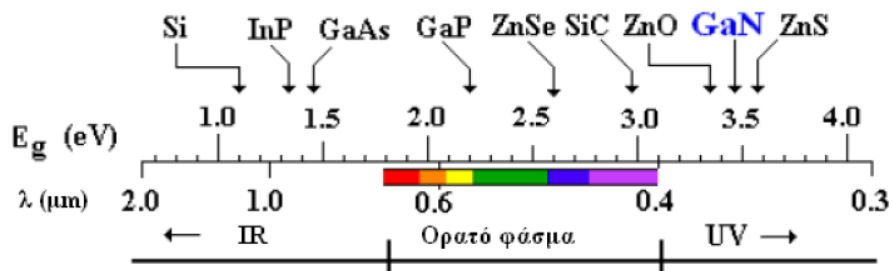
Στα φ/β στοιχεία δεν είναι δυνατή η μετατροπή σε ηλεκτρική ενέργεια του συνόλου της ηλιακής ακτινοβολίας που δέχονται. Ένα μέρος της ακτινοβολίας ανακλάται στην επιφάνεια του στοιχείου και διαχέεται πάλι στο περιβάλλον. Ένα μέρος της ακτινοβολίας διαπερνά το υλικό χωρίς να απορροφάται. Πρόκειται για το μέρος του ηλιακού φάσματος που έχει ενέργεια μικρότερη από αυτή που απαιτείται για να διεγερθούν οι φορείς αγωγιμότητας (ηλεκτρόνια-οπές). Για τα φωτόνια αυτά ο ημιαγωγός συμπεριφέρεται ως διαφανές σώμα. Τελικά απορροφούνται μόνο τα φωτόνια που έχουν ενέργεια ίση ή μεγαλύτερη από αυτήν που απαιτείται για να διεγερθούν οι φορείς. Ωστόσο όταν απορροφώνται φωτόνια με μεγαλύτερη ενέργεια, η επιπλέον ενέργεια μετατρέπεται σε θερμότητα μέσα στο υλικό, κάτι που έχει αρνητική επίδραση στην απόδοση του στοιχείου.

Όποτε ανάλογα με το υλικό που είναι κατασκευασμένο το φ/β στοιχείο, απορροφά τμήμα του φάσματος της ηλιακής ακτινοβολίας (σχήμα 2.18), άρα η απόδοση του φ/β στοιχείου καθορίζεται από το είδος του υλικού από το οποίο είναι κατασκευασμένο και από την ένταση της ηλιακής ακτινοβολίας που δέχεται. Ο λόγος της έντασης ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από το φ/β στοιχείο προς την ένταση της

Κεφάλαιο 2^ο- Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας

προσπίπτουσας ηλιακής ακτινοβολίας στην επιφάνεια του, ορίζει την αποδοτικότητα του στοιχείου.

Σήμερα ο πιο δημοφιλής ημιαγωγός για την κατασκευή φ/β είναι το Si, καθώς περίπου το 90% της σημερινής παραγωγής στηρίζεται σε αυτό. Η κυριαρχία του οφείλεται αρχικά στην τεράστια επιστημονική και τεχνική υποδομή για το υλικό αυτό από τη δεκαετία του 60, και στην αφθονία με την οποία συναντάται στη φύση (είναι το δεύτερο στοιχείο σε αφθονία μετά το οξυγόνο). Η μέση απόδοση των φ/β πυριτίου που κυκλοφορούν τώρα στην αγορά είναι περίπου 5-18%. Ωστόσο σε ερευνητικό επίπεδο έχουν κατασκευαστεί φ/β στοιχεία με ενεργειακή απόδοση πάνω από 40%.



Σχήμα 2.18 Ενεργειακό χάσμα και περιοχές απορρόφησης του ηλιακού φάσματος διαφόρων ημιαγωγών σε θερμοκρασία $T=300\text{K}$

2.2.2.4 Φωτοβολταϊκά συστήματα και εφαρμογές

Η τάση και άρα και η ισχύς ενός φωτοβολταϊκού στοιχείου είναι πολύ μικρή για να ανταποκριθεί στη τροφοδότηση των συνηθισμένων ηλεκτρικών καταναλώσεων. Γι' αυτό το λόγο τα στοιχεία τοποθετούνται σε ενιαίο πλαίσιο με κοινή ηλεκτρική έξοδο. Στη συνέχεια για λόγους προστασίας τοποθετούνται σε επίπεδη γυάλινη πλάκα υψηλής διαφάνειας προσαρμοσμένης σε μεταλλικό πλαίσιο υψηλής αντοχής και ειδικών προδιαγραφών. Αυτή η τυπική διάταξη συγκροτεί το φωτοβολταϊκό πλαίσιο ή γεννήτρια. Στη συνέχεια τα πλαίσια συνδέονται μεταξύ τους, τοποθετούνται σε κοινή βάση στήριξης και συγκροτούν τις φωτοβολταϊκές συστοιχίες (σχήμα 2.19). Η βάση στήριξης μπορεί να είναι στρεφόμενη ώστε να ακολουθεί τη τροχιά του ήλιου ή σταθερή. Για την αύξηση της αξιοπιστίας η ηλεκτρική σύνδεση μεταξύ των στοιχείων και των πλαισίων δεν γίνεται μόνο στη σειρά αλλά και παράλληλα. Έτσι εξασφαλίζεται η συνεχής λειτουργία της κατασκευής έστω και αν ένα στοιχείο ή πλαίσιο παρουσιάσει κάποια βλάβη.

Κεφάλαιο 2^ο - Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας



Σχήμα 2.19 από αριστερά προς τα δεξιά απεικονίζεται το φωτοβολταϊκό στοιχείο, το πλαίσιο και η συστοιχία

Τα φωτοβολταϊκά πλαίσια συνδυαζόμενα με άλλες συσκευές αποτελούν τα φωτοβολταϊκά συστήματα. Ένα σύστημα μπορεί να είναι διασυνδεδεμένο ή αυτόνομο ανάλογα με το αν είναι ή όχι συνδεδεμένο με δίκτυο της ΔΕΗ (σχήμα 2.20).

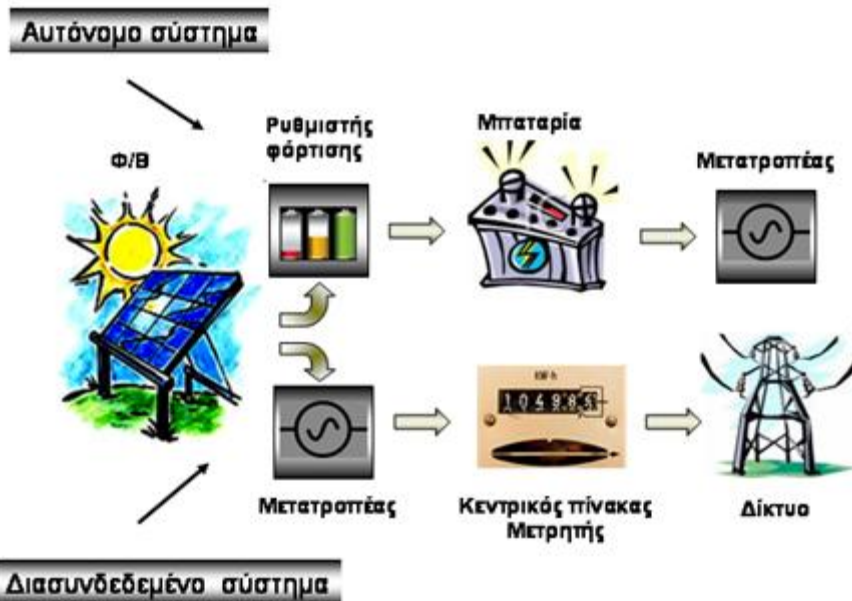
Το διασυνδεδεμένο σύστημα απευθύνεται για εγκαταστάσεις εντός δικτύου της ΔΕΗ και η πλεονάζουσα ενέργεια ή και η συνολική ενέργεια που παράγει μπορεί να πωληθεί στο δίκτυο της ΔΕΗ. Αποτελείται από:

- Φωτοβολταϊκό πλαίσιο, όπου η ηλιακή ενέργεια μετατρέπεται σε ηλεκτρική.
- Αντιστροφέα τάσης, ο οποίος μετατρέπει τη συνεχή τάση του παραγόμενου ρεύματος σε εναλλασσόμενη (AC 230V, 50Hz).
- Μετρητή της ΔΕΗ, ο οποίος προσμετρά την ποσότητα της διερχόμενης ενέργειας

Το αυτόνομο συστήματα λειτουργούν ανεξάρτητα από το δίκτυο της ΔΕΗ και παράγει ενέργεια αποκλειστικά για ιδιοχρησία. Χρησιμοποιείται σε απομονωμένες περιοχές που δεν είναι διασυνδεδεμένες με το δίκτυο και διαθέτει κάποιο αποθηκευτικό σύστημα για την αποθήκευση της παραγόμενης ενέργειας. Αποτελείται από:

- Φωτοβολταϊκό πλαίσιο, όπου η ηλιακή ενέργεια μετατρέπεται σε ηλεκτρική.
- Ρυθμιστή φόρτισης που ελέγχει και ρυθμίζει τη φόρτωση των μπαταριών
- Αποθηκευτικό σύστημα, για την αποθήκευση της παραγόμενης ενέργειας
- Αντιστροφέα τάσης, ο οποίος μετατρέπει τη συνεχή τάση του παραγόμενου ρεύματος σε εναλλασσόμενη σε ίδιες τιμές με αυτές της ΔΕΗ (AC 230V, 50Hz).

Τα αυτόνομα συστήματα κοστίζουν περισσότερο σε σχέση με τα διασυνδεδεμένα συστήματα, γιατί απαιτούν την ύπαρξη αποθηκευτικών διατάξεων με αποτέλεσμα να αυξάνεται τόσο το κόστος εγκατάστασης όσο και το κόστος συντήρησης.



Σχήμα 2.20: Διασυνδεδεμένο και αυτόνομο φωτοβολταϊκό σύστημα

Η συνεχής εξέλιξη της τεχνολογίας των φωτοβολταϊκών έχει ως αποτέλεσμα τα φωτοβολταϊκά συστήματα σήμερα να μπορούν να χρησιμοποιηθούν σε πληθώρα εφαρμογών διαφορετικών ενεργειακών απαιτήσεων. Ενδεικτικά αναφέρονται μερικά παραδείγματα εφαρμογών των Φ/Β:

- Φωτοβολταϊκά πάρκα: Λειτουργούν σαν σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής σε τοπικό επίπεδο και είναι συνδεδεμένα με το δίκτυο. Το μεγαλύτερο Φ/Β πάρκο στο κόσμο, είναι εγκατεστημένο στη περιοχή Sarnia του Καναδά. Καλύπτει μία έκταση 0.9km², αποτελείται από 1.300.000 Φ/Β πλαίσια και έχει μέγεθος 800MW. Η ενέργεια που παράγει ετησίως είναι 120GWh και αρκεί για να τροφοδοτήσει 12800 νοικοκυριά
- Σε υβριδικούς σταθμούς: Εξαιτίας της μεταβλητότητας στη παραγωγή ενέργειας των Φ/Β ορισμένες ώρες της ημέρας μπορούν να συνδυαστούν με άλλες τεχνολογίες παραγωγής ενέργειας, συμβατικές ή ανανεώσιμες
- Σε κτήρια: Μπορούν να τοποθετηθούν σε εξωτερικούς χώρους κτηρίων (ταράτσες, προσόψεις) ή και να ενσωματωθούν σαν δομικά στοιχεία του ίδιου του κτηρίου συμπεριλαμβανομένων και υαλοπινάκων με δυνατότητα επιλογής της διαπερατότητας του φυσικού φωτισμού. Η παραγόμενη ισχύς από μία τέτοια εφαρμογή κυμαίνεται ανάλογα την έκταση από W-kW.
- Εφαρμογές μικρής ισχύος (mW-W): Μπορούν να χρησιμοποιηθούν ως φορτιστές μικρών ηλεκτρικών συσκευών (κινητά, Η/Υ, ψυγεία), για τη τροφοδοσία λαμπτήρων φωτισμού.

Κεφάλαιο 2^ο- Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας



Παραδείγματα εφαρμογών: Το μεγαλύτερο Φ/Β πάρκο (Sarnia,Καναδάς) β) Φ/Β σε υβριδικό σταθμό(ΑΠΕ συνδυασμένες με μηχανές diesel) που χρησιμεύει για την ηλεκτροδότηση μικρού χωριού στο Μεξικό γ) εύκαμπτα οργανικά φ/β για τη φόρτιση συσκευών δ) Φ/Β σε απομονωμένη περιοχή των Άλπεων ε) Φ/Β πλαίσια ενσωματωμένα σε κτήριο ζ) Φ/Β πλαίσιο τροφοδοτεί ηλεκτρικό φορητό ψυγείο στην Αφρική

2.2.2.5 Παραγωγή ενέργειας φωτοβολταϊκών συστημάτων

Η παραγόμενη (ωριαία/ημερήσια/μηνιαία) ηλεκτρική ενέργεια ενός φωτοβολταϊκού συστήματος υπολογίζεται από τη σχέση (Κτενίδης, 2008):

$$E_{pv} = G_T \cdot S_k \cdot a \quad (6)$$

όπου

G_T , η (ωριαία/ημερήσια/μηνιαία) ολική προσπίπτουσα ηλιακή ακτινοβολία σε κεκλιμένο επίπεδο και προσανατολισμό ίσο με αυτό που έχουν εγκατασταθεί τα φωτοβολταϊκά πλαίσια

$S_k=NS$, η συνολική ενεργός επιφάνεια πλαισίων (N ο αριθμός των πλαισίων, S η ενεργός επιφάνεια του κάθε πλαισίου)

A, η συνολική απόδοση εγκατάστασης

Η απόδοση της εγκατάστασης επηρεάζεται από παράγοντες όπως:

- Την ονομαστική απόδοση της φωτοβολταϊκής γεννήτριας, n_{mod} . Η τιμή της δίνεται από τον κατασκευαστή, μετρούμενη υπό πρότυπες συνθήκες.
- Το βαθμό απόδοσης των αντιστροφών, n_{inv} (τυπική τιμή: 0.95)

Κεφάλαιο 2^ο- Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας

- Τις απώλειες καλωδίων, α_{cab} (τυπική τιμή: 0.01)
- Τις απώλειες λόγω σκίασης, α_{sh} (τυπική τιμή: 0.01)
- Τον συντελεστή καθαρότητας του πλαισίου, σ_p (τυπική τιμή: 0.95)
- Τον θερμοκρασιακό συντελεστή, σ_θ

Αν T_c η μέση (ωριαία/ημερήσια/μηνιαία) θερμοκρασία του στοιχείου, μπορούμε να θεωρήσουμε ότι μεταβάλλεται γραμμικά με τη μέση (ωριαία/ημερήσια/μηνιαία) θερμοκρασία του περιβάλλοντος T_a , σύμφωνα με τη σχέση:

$$T_c = T_a + h_w G_T \quad (7)$$

όπου h_w ο χαρακτηριστικός συντελεστής φωτοβολταϊκών πλαισίων με τυπική τιμή $0.03 \text{ m}^2 \text{ C/W}$.

Ο θερμοκρασιακός συντελεστής υπολογίζεται από τη σχέση:

$$\sigma_\theta = 1 - 0,005(T_c - 25) \quad (8)$$

Τελικά η συνολική απόδοση της εγκατάστασης δίνεται από τη σχέση:

$$\alpha = n_{mod} n_{inv} (1 - \alpha_{cab}) (1 - \alpha_{sh}) \sigma_p \sigma_\theta \quad (9)$$

2.2.3 Πλεονεκτήματα - Μειονεκτήματα φωτοβολταϊκών εφαρμογών

Τα πλεονεκτήματα της αξιοποίησης της ηλιακής ενέργειας με φωτοβολταϊκές εφαρμογές είναι πολλαπλά. Τα βασικότερα από αυτά είναι:

- Η ηλιακή ενέργεια είναι ανεξάντλητη πηγή ενέργειας και διατίθεται δωρεάν
- Είναι μια καθαρή και ήπια προς το περιβάλλον μορφή ενέργειας, που η χρήση της δεν επιβαρύνει τα οικοσυστήματα των περιοχών εγκατάστασης και παράλληλα αντικαθιστά ιδιαίτερα ρυπογόνα συμβατικά καύσιμα.
- Το ηλιακό δυναμικό είναι γεωγραφικά διασπαρμένο, οδηγώντας στην αποκέντρωση του ενεργειακού συστήματος.
- Είναι εγχώρια πηγή ενέργεια και μπορεί να συνεισφέρει στην ενίσχυση της ενεργειακής αυτόρκειας και του ενεργειακού εφοδιασμού σε τοπικό, περιφερειακό και εθνικό επίπεδο.
- Οι Φ/Β εφαρμογές διαθέτουν ευελιξία και μπορούν να χρησιμοποιηθούν είτε σε αυτόνομα, είτε ή υβριδικά συστήματα για τη παραγωγή ηλεκτρικού ρεύματος.
- Τα Φ/Β πλαίσια έχουν μεγάλη διάρκεια ζωής και σχεδόν μηδενικές απαιτήσεις συντήρησης
- Η εγκατάσταση των Φ/Β πλαισίων είναι απλή και μπορούν να εγκατασταθούν σε ήδη υπάρχουσες κατασκευές

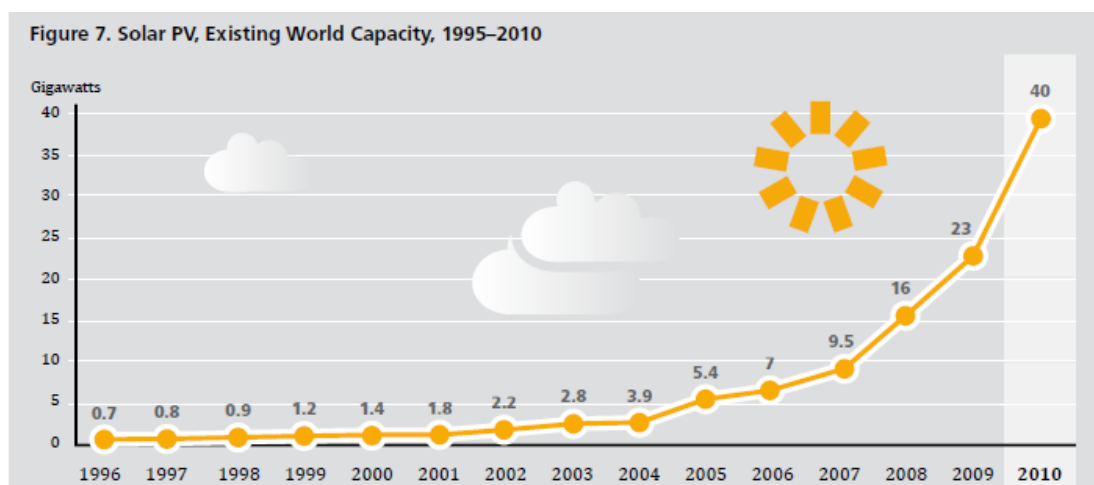
Κεφάλαιο 2^ο- Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας

Το βασικό μειονέκτημα της αξιοποίησης της ηλιακής ενέργειας με Φ/Β πλαίσια είναι:

- Η χαμηλή τους απόδοση (~17%) σε συνδυασμό με το υψηλό κόστος κατασκευής. Η ηλιακή ενέργεια είναι διακοπτόμενη πηγή ενέργειας. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα να απαιτείται η εφεδρεία άλλων ενεργειακών πηγών ή γενικά μέθοδοι αποθήκευσης.

2.2.4 Αξιοποίηση Φ/Β στον κόσμο και στην Ελλάδα

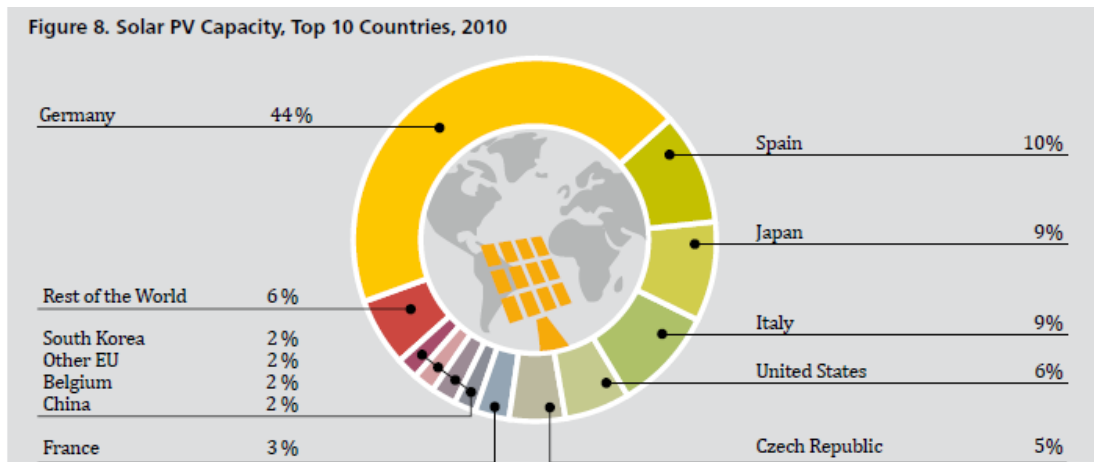
Η αξιοποίηση της ηλιακής ενέργειας θα μπορούσε να συμβάλει καθοριστικά στην ενεργειακές ανάγκες του πλανήτη. Μελέτες που έχουν γίνει αναφέρουν ότι η κάλυψη του 4% των ερήμων της γης με φωτοβολταϊκά, θα ήταν αρκετή για να καλύψει τις συνολικές ανάγκες του πλανήτη σε ηλεκτρική ενέργεια. Η αξιοποίηση της ηλιακής ενέργειας με Φ/Β γνωρίζει σήμερα αλματώδη ανάπτυξη. Με βάση παγκόσμιες μελέτες η συνολική εγκατεστημένη ισχύς Φ/Β το 2010 ήταν 40GW (σχήμα 2.21). Το μέγεθος αυτό αντιστοιχεί στο 0.5% της συνολικής παραγόμενης ηλεκτρικής ισχύος παγκοσμίως. Αν και το ποσοστό αυτό δεν είναι μεγάλο προς το παρόν, η διείσδυση της τεχνολογίας των Φ/Β στη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας αυξάνεται ραγδαία. Το 2010 η νέα εγκατεστημένη ισχύς Φ/Β ήταν 17GW, ενώ το 2009 ήταν μικρότερη από 7.3GW. Επίσης το 2010 ολοκληρώθηκε η κατασκευή των 15 μεγαλύτερων Φ/Β πάρκων. Οι στόχοι που έχει θέσει η παγκόσμια κοινότητα είναι μέχρι το 2015, είναι η συνολική εγκατεστημένη ισχύς Φ/Β να φτάσει τα 180GW (πηγή: REN21).



Σχήμα 2.21 Χρονική εξέλιξη εγκατεστημένης ισχύς Φ/Β στο κόσμο (πηγή REN21)

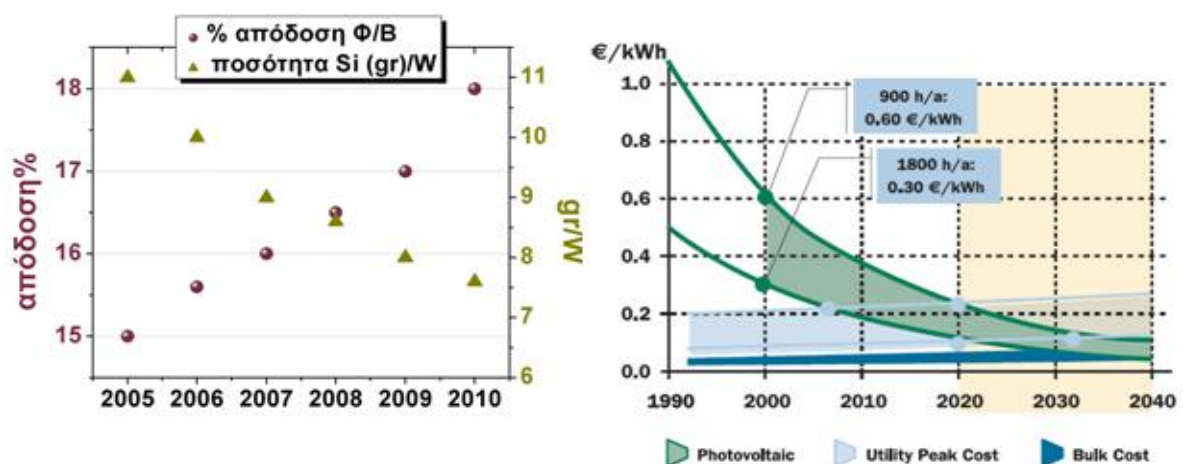
Η χώρα με τη μεγαλύτερη εγκατεστημένη ισχύ Φ/Β είναι η Γερμανία, με 17.6GW(πηγή REN21)(σχήμα 2.22). Μέσα στο 2010 νέα εγκατεστημένη ισχύ Φ/Β στη Γερμανία ήταν 7.46GW με αποτέλεσμα μέσα στο πρώτο τρίμηνο του 2011 να έχει παράξει 2,75 TWh ηλεκτρικής ενέργειας από Φ/Β πλαίσια.

Κεφάλαιο 2^ο- Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας



Σχήμα 2.22 Χώρες με τη μεγαλύτερη εγκατεστημένη ισχύ Φ/Β παγκοσμίως (πηγή REN21)

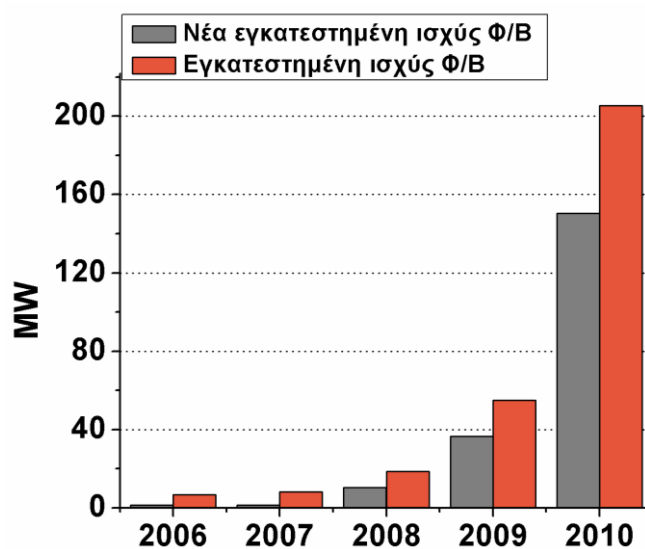
Η αγορά των φωτοβολταϊκών(Φ/Β) στον κόσμο σημειώνει χαρακτηριστική αύξηση τα τελευταία χρόνια, κυρίως λόγω της σταδιακής μείωσης του αρχικά υψηλού κόστους τους. Συγκεκριμένα λόγω της εντατικής επιστημονικής έρευνας στη τεχνολογία των Φ/Β, έχει αυξηθεί η απόδοσή τους σε σχέση με το παρελθόν με αποτέλεσμα να παρατηρείται τα τελευταία πέντε χρόνια μία μείωση του κόστους τους κατά 40%, και μία επιπλέον μείωση κατά 40% αναμένεται μέχρι το 2015 (πηγή: renewables-info.com). Στο σχήμα 2.23 φαίνονται οι τάσεις των τεχνολογικών εξελίξεων και οι συνέπειές τους στο κόστος της ενέργειας που παράγεται από τα Φ/Β πλαίσια. Οι τεχνολογικές εξελίξεις έχουν οδηγήσει στην αύξηση της απόδοσής τους στο 18% με παράλληλη μείωση της πρώτης ύλης που απαιτείται για τη κατασκευή τους στα 7gr/W. Προς το παρόν όμως η ενέργεια που παράγεται από τα Φ/Β εξακολουθεί να είναι η πιο ακριβή ενέργεια ανάμεσα στις ΑΠΕ και κυμαίνεται στα 0.2-0.4ευρώ/kWh.



Σχήμα 2.23 Αριστερά: Τεχνολογικές εξελίξεις στον τομέα των Φ/Β. Ο αριστερός άξονας αναπαριστά την απόδοσή τους και δεξιάς την ποσότητα Si που απαιτείται ανά Watt εγκατεστημένης ισχύος (πηγή Solar cells Hellas). Δεξιά: Καμπύλη κόστους ενέργειας που παράγεται από τα Φ/Β και εκτιμήσεις για το μέλλον

Κεφάλαιο 2^ο- Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας

Όσον αφορά την Ελλάδα, είναι μία χώρα που διαθέτει ένα πλούσιο ηλιακό δυναμικό (σχήμα 2.25), ένα από τα καλύτερα της Ευρώπης. Ο συνδυασμός του γεωγραφικού της πλάτους και της υψηλής ηλιοφάνειας έχει ως αποτέλεσμα να προσπίπτουν ημερησίως, κατά μέσο όρο 4,3kWh ηλιακής ενέργειας ανά τετραγωνικό μέτρο οριζόντιας επιφάνειας. Στο μεγαλύτερο τμήμα της Ελλάδας, η ηλιοφάνεια διαρκεί περισσότερες από 2700ώρες το χρόνο. Στη δυτική Μακεδονία και στην Ήπειρο εμφανίζει τις μικρότερες τιμές της κυμαινόμενη από 2200 έως 2300ώρες, ενώ στη Ρόδο και τη Κρήτη ξεπερνά τις 3100ώρες ετησίως. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα να είναι δυνατή, σε όλη την χώρα, η επωφελής εκμετάλλευση της ηλιακής ακτινοβολίας. Εκτιμάται ότι αν αξιοποιηθεί η ηλιακή ενέργεια στην Ελλάδα θα μπορεί να καλύψει το ένα τρίτο των ενεργειακών αναγκών της χώρας. Δεδομένου του εξαιρετικού ηλιακού δυναμικού της η αξιοποίηση της ηλιακής ενέργειας σήμερα είναι περιορισμένη. Συνολικά μέχρι το τέλος του 2010 η συνολική εγκατεστημένη ισχύς έφτασε τα 205MW. Ωστόσο οι εγκαταστάσεις Φ/Β αυξάνονται με αποτέλεσμα η ετήσια αύξηση το 2010 να ήταν 274% (σχήμα 2.24) (πηγή: Σύνδεσμος εταιριών Φ/Β, 2010).



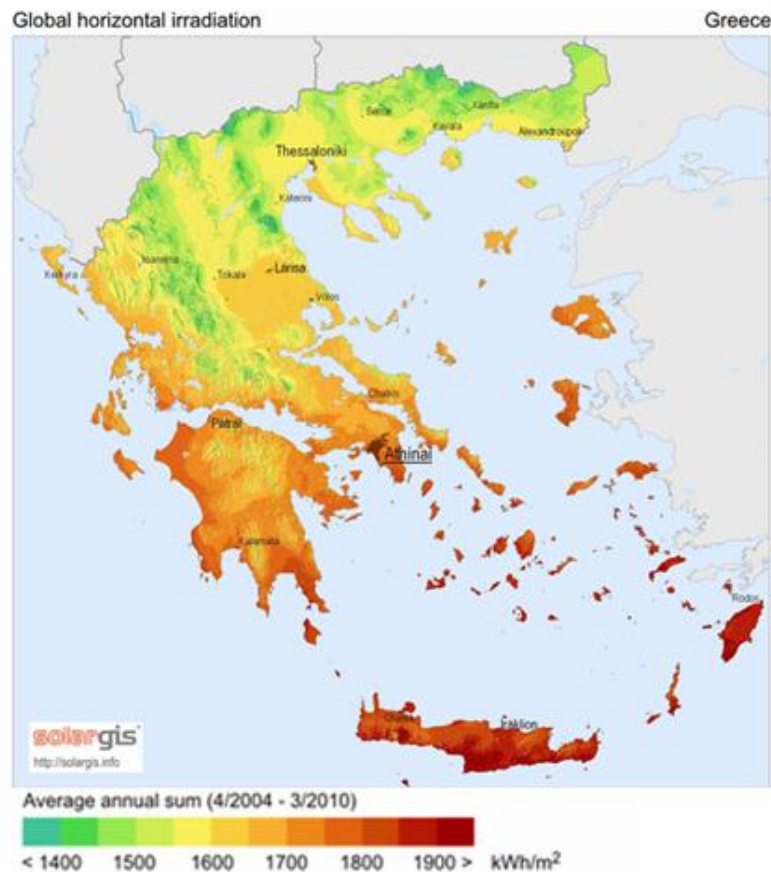
Σχήμα 2.24: Χρονική εξέλιξη εγκατεστημένης και νέας εγκατεστημένης ισχύος Φ/Β στην Ελλάδα.

Πρόσφατα ολοκληρώθηκε και τέθηκε σε λειτουργία το μεγαλύτερο φωτοβολταϊκό πάρκο της χώρας μεγέθους 10MW, το οποίο είναι εγκατεστημένο στη περιοχή της Λάρισας. Η ετήσια παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια εκτιμάται ότι θα ξεπεράσει τα 13GWh και αναμένεται να καλύψει τις ανάγκες 3700 σπιτιών της περιοχής. Δεδομένου ότι η ενέργεια που παράγεται υποκαθιστά την ηλεκτρική, που εναλλακτικά θα παραγόταν από λιγνίτη, το πάρκο αυτό θα αποτρέψει την έκλυση περίπου 18600 τόνων CO₂ ετησίως. Από περιβαλλοντικής άποψης αυτό είναι ισοδύναμο με τα οφέλη που παρέχουν ένα εκατομμύριο δέντρα.

Τέλος, τον Ιανουάριο του 2011 ανακοινώθηκε η κατασκευή στη Κοζάνη, του μεγαλύτερου φωτοβολταϊκού πάρκου στο κόσμο. Το πάρκο αυτό επιχειρείται να

Κεφάλαιο 2^ο- Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας

φιλοξενηθεί σε έκταση που μπορεί να ξεκινάει από τα 5.000 αλλά να φτάσει μέχρι και τα 8.000 στρέμματα, αναλόγως του πόσα από τα πολλές χιλιάδες ανεκμετάλλευτα στρέμματα των πρώην λιγνιτωρυχείων της Κοζάνης θα διαθέσει η ΔΕΗ. Αναλόγως της έκτασης στην οποία θα κατασκευαστεί, η ισχύς του πάρκου θα ξεκινήσει από τα 200MW αλλά μπορεί να φτάσει και τα 300 MW. Η παραγόμενη ενέργεια υπολογίζεται σε 260GWh ετησίως και θα καλύπτει τις ανάγκες 55.000 νοικοκυριών.



Σχήμα 2.25 Ηλιακός χάρτης της Ελλάδας

2.3 Υδροδυναμικές Μηχανές

2.3.1 Αντλίες-Αντλητική εγκατάσταση

Οι αντλίες είναι οι μηχανές, οι οποίες προσδίδουν την απαραίτητη ενέργεια σε ένα ρευστό, με σκοπό τη διακίνηση του είτε μέσα σε ένα δίκτυο σωληνώσεων, είτε από μία δεξαμενή σε μία άλλη που συνήθως βρίσκεται σε μεγαλύτερη στάθμη από τη πρώτη. Στη πρώτη περίπτωση η ενέργεια που προσδίδεται αντιστοιχεί στις υδραυλικές απώλειες που υφίσταται το ρευστό κατά τη ροή του στις σωληνώσεις, ενώ στη δεύτερη περίπτωση η ενέργεια που προσδίδεται αντιστοιχεί στην ενεργειακή αναβάθμιση του υγρού μεταξύ άνω και κάτω δεξαμενής και στην ενέργεια που δαπανάται λόγω υδραυλικών απωλειών στη σωλήνωση μέσω της οποίας γίνεται η διακίνηση του υγρού.

Ένα κριτήριο για την κατηγοριοποίηση των αντλιών είναι ο μηχανισμός πρόσδωσης ενέργειας στο ρευστό. Με βάση αυτή την αρχή οι αντλίες διακρίνονται σε δύο βασικές κατηγορίες (Α.Νεσιάδης, 2007):

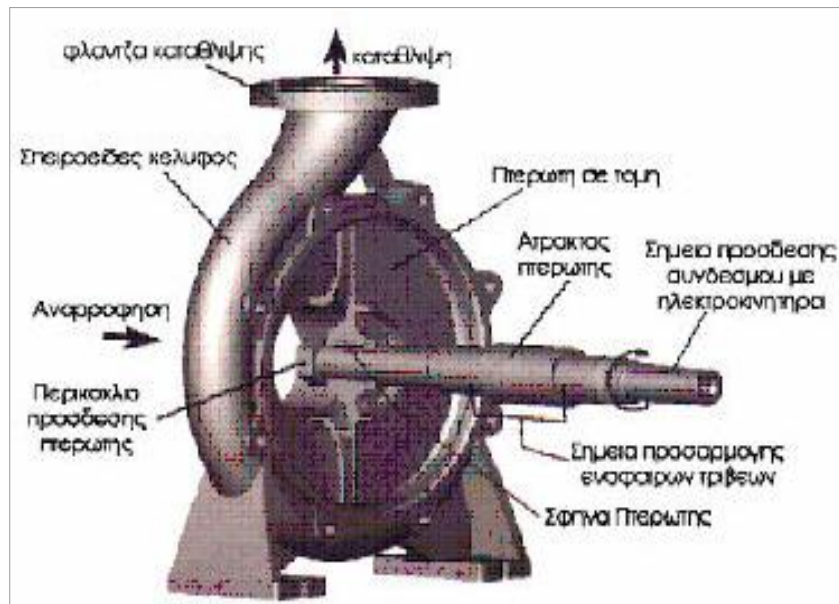
- Δυναμικές αντλίες: Στις αντλίες αυτές παρέχεται συνεχώς κινητική ενέργεια στο ρευστό. Λόγω της παροχής ενέργειας, η ενέργεια του ρευστού μέσα στην μηχανή λαμβάνει μεγαλύτερες τιμές από αυτές που επικρατούν στην έξοδο της. Εξαιτίας της συνέχειας της ροής, προκαλείται επιβράδυνση του ρευστού εντός ή στην έξοδο της μηχανής, η οποία με τη σειρά της οδηγεί σε αύξηση της πίεσης του. Η κινητική ενέργεια προσδίδεται στο υγρό με φυγόκεντρικές δυνάμεις, ηλεκτρομαγνητικές δυνάμεις, μεταφορά ορμής ή μηχανική ώθηση. Στις δυναμικές αντλίες ανήκουν οι φυγόκεντρες αντλίες (ακτινικής, αξονικής, μικτής ροής, και στροβιλοαντλίες), και γενικότερα αντλίες που ανήκουν στις εργαστροβιλομηχανές καθώς ειδικού τύπου αντλίες όπως εγχυτήρες, ηλεκτρομαγνητικές αντλίες, διατάξεις ανύψωσης με πεπιεσμένο αέρα.
- Αντλίες θετικής μετατόπισης: Στις αντλίες αυτές η ενέργεια παρέχεται στο υγρό περιοδικά από ένα ή περισσότερα κινούμενα μέρη της μηχανής. Στις αντλίες αυτές η αύξηση της πίεσης του υγρού συνοδεύεται από αμελητέα μεταβολή της κινητικής του ενέργειας. Στη κατηγορία αυτή ανήκουν οι παλινδρομικές, οι περιστροφικές και οι αντλίες πιεστικού θαλάμου.

Σε υδροηλεκτρικές εγκαταστάσεις χρησιμοποιούνται κυρίως φυγόκεντρες αντλίες οι οποίες κατατάσσονται στη κατηγορία των εργαστροβιλομηχανών. Στις εργαστροβιλομηχανές γίνεται μετατροπή της μηχανικής ενέργειας σε ενέργεια ρευστού μέσω της συνεχούς ροής του ρευστού διαμέσου της μηχανής και της σταθερής περιστροφικής κίνησης της μηχανής. Τα βασικά μέρη αυτής της μηχανής είναι τα εξής (σχήμα 2.34) (Παπαντώνης Δ., 2004):

- Η περρωτή, ένα στρεφόμενο τμήμα της μηχανής, στο οποίο λαμβάνει χώρα η μετατροπή της μηχανικής ενέργειας σε ενέργεια ρευστού

Κεφάλαιο 2^ο- Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας

- Το τμήμα εισόδου, που εξασφαλίζει την οδήγηση του ρευστού από τη διατομή της μηχανής μέχρι τη διατομή εισόδου της περωτής
- Το τμήμα εξόδου, ρόλος του οποίου είναι η συλλογή του ρευστού που εξέρχεται από την περωτή και η οδήγηση στη διατομή εξόδου της περωτής.



Σχήμα 2.26 Διαμόρφωση τυπικής φυγόκεντρης αντλίας

Το ρευστό εισέρχεται στο τμήμα εισόδου, όπου εξασφαλίζεται η ομοιομορφία της ροής, που απαιτείται στην είσοδο της περωτής. Όταν εισέρχεται στην περωτή, το ρευστό είναι απαλλαγμένο συστροφής. Περνώντας από τη περωτή, το ρευστό αποκτά ενέργεια και συστροφή. Τέλος συλλέγεται από το τμήμα εξόδου της αντλίας και οδηγείται στην έξοδο της μηχανής, όπου έχει μία συγκεκριμένη ροή και μία συγκεκριμένη τιμή πίεσης.

Ανάλογα με την εφαρμογή (υψομετρική διαφορά και υδραυλική πτώση) χρησιμοποιούνται φυγόκεντρες αντλίες πολυβάθμιες ή μονοβάθμιες, ανάλογα του αριθμού των περωτών και μονής ή διπλής αναρρόφησης με βάση τη μορφή της χρησιμοποιούμενης περωτής. Μια μονοβάθμια αντλία μονής αναρρόφησης καλύπτει περιοχή παροχών $Q=6-500\text{m}^3/\text{h}$ και ολικό ύψος $H=15-80\text{m}\Sigma\Upsilon$, ενώ μια μονοβάθμια αντλία διπλής αναρρόφησης καλύπτει περιοχή παροχών $Q=500-8000\text{m}^3/\text{h}$ και ολικό ύψος $H=42-128\text{m}\Sigma\Upsilon$ (Σ.Χαρατζάς, 2009).

Παρακάτω συνοψίζονται κάποιες βασικές τεχνικά χαρακτηριστικά των αντλιών:

Πραγματικό ολικό ύψος αντλίας (H): Είναι η ανά μονάδα μάζας ενέργεια που παραλαμβάνει το υγρό από την αντλία εκφρασμένη σε μέτρα στήλης υγρού (mΣΥ) και ορίζεται ως η διαφορά ολικής ενέργειας της μονάδας μάζας του υγρού, μεταξύ της συμβατικής διατομής εξόδου a (κατάθλιψη) και της συμβατικής διατομής εισόδου e (αναρρόφησης)

Κεφάλαιο 2^ο- Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας

$$H = H_{oa} - H_{oe} = \frac{c_a^2}{2g} + \frac{p_a}{\rho g} + z_a - \left(\frac{c_e^2}{2g} + \frac{p_e}{\rho g} + z_e \right) \quad (10)$$

όπου c το μέτρο της απόλυτης ταχύτητας του υγρού (κινητική ενέργεια), p η στατική πίεση του υγρού (ενέργεια εντατικής κατάστασης) και z το γεωδαιτικό ύψος ως προς μία αναφοράς (δυναμική ενέργεια) στη συγκεκριμένη θέση.

Θεωρητική ισχύς (N_i): Είναι η ενέργεια που παραλαμβάνεται από το διερχόμενο υγρό ανά μονάδα του χρόνου

$$N_i = \gamma \cdot Q \cdot H \quad (11)$$

όπου Q η παροχή όγκου του υγρού, και $\gamma = \rho g$ το ειδικό βάρος με τιμή στις συνήθεις θερμοκρασίες $\gamma = 1000 \text{kp/m}^3$

Ολικός βαθμός απόδοσης αντλίας: Ορίζεται ως το πηλίκο της θεωρητικής ισχύος που παραλαμβάνει το υγρό προς τη πραγματική ισχύ που απορροφάται από τον κινητήρα της αντλίας για τη διακίνηση της παροχής Q και πρόσδωση ενέργειας H

$$n_p = \frac{N_i}{N} < 1 \quad (12)$$

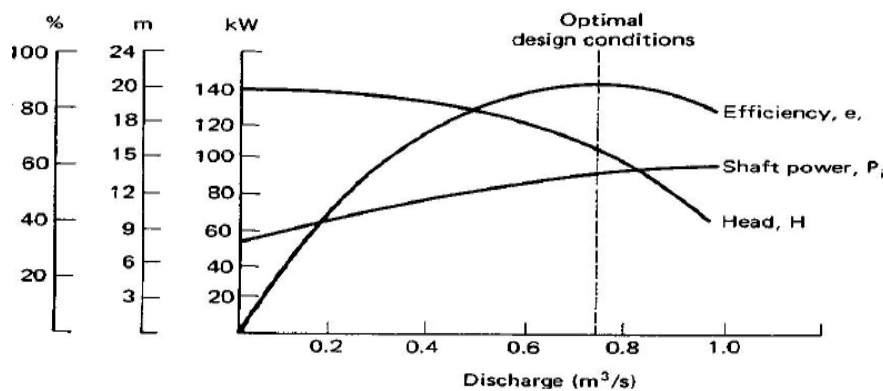
Η πραγματική ισχύς N είναι μεγαλύτερη από τη θεωρητική ισχύ N_i κατά τις διάφορες απώλειες (υδραυλικές, ογκομετρικές, μηχανικές) που λαμβάνουν χώρα στο εσωτερικό της αντλίας. Η τιμές ολικού βαθμού απόδοσης μιας αντλίας κυμαίνονται από 50% για αντλίες μικρού μεγέθους έως 85-90% για αντλίες μεγάλου μεγέθους (>50MW)

Με βάση τις παραπάνω σχέσεις η ισχύς N που απαιτεί μία αντλία για να διακινήσει υγρό παροχής Q και να του προσδώσει ενέργεια ανά μονάδα μάζας H ισούται με:

$$N = \frac{\gamma H Q}{n_p} \quad (13)$$

Χαρακτηριστικές καμπύλες λειτουργίας αντλίας

Κάθε αντλία χαρακτηρίζεται από τις καμπύλες λειτουργίας της, οι οποίες δίνουν στοιχεία για τη μεταβολή της απόδοσης, του ολικού ύψους, και της ισχύος συναρτήσει της παροχής ισχύος για σταθερή ταχύτητα περιστροφής (σχήμα 2.27):



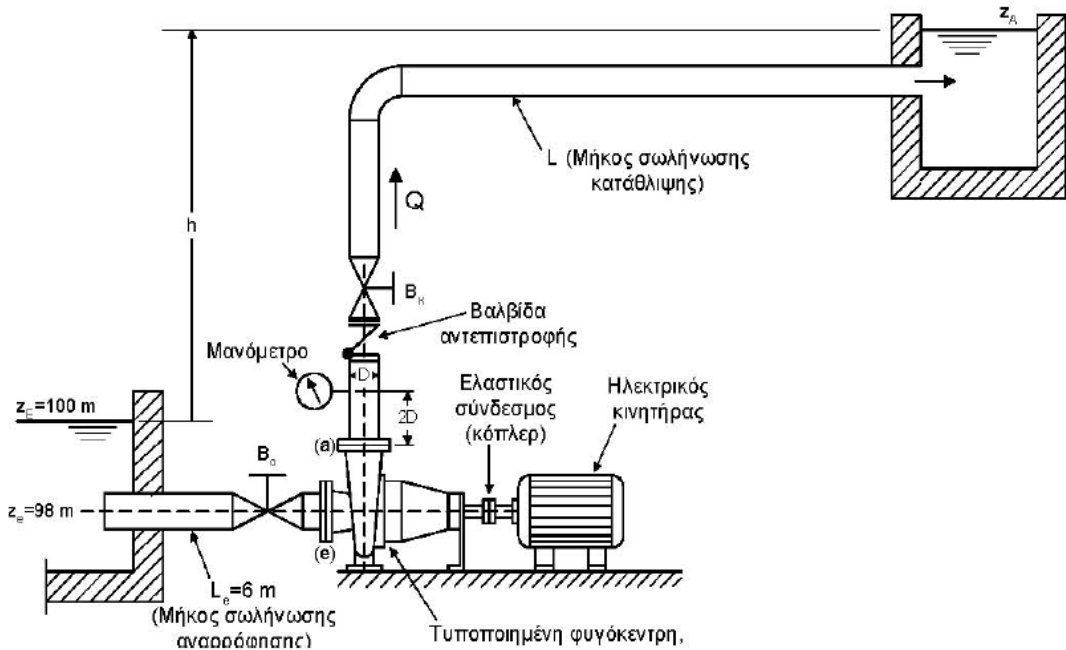
Σχήμα 2.27 Χαρακτηριστικές καμπύλες αντλίας σταθερής ταχύτητας περιστροφής (πηγή: Δ.Παπαντώνης, 2004)

Κεφάλαιο 2^ο- Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας

Από τις καμπύλες φαίνεται το λεγόμενο κανονικό σημείο λειτουργίας, το οποίο αντιστοιχεί στο σημείο βέλτιστης λειτουργίας, όπου ο βαθμός απόδοσης μεγιστοποιείται.

Αντλητική εγκατάσταση

Οι αντλίες αποτελούν τμήμα της αντλητικής εγκατάστασης, η οποία πέρα από τις αντλίες περιλαμβάνει τις σωληνώσεις κατάθλιψης και αναρρόφησης, τον χώρο αναρρόφησης και κατάθλιψης και όλο τον ηλεκτρολογικό και μηχανολογικό εξοπλισμό ο οποίος είναι απαραίτητος για τη λειτουργία, συντήρηση και ασφάλεια της εγκατάστασης (σχήμα.2.28).



Σχήμα2.28 Διάταξη αντλητικής εγκατάστασης (πηγή: Δ.Παπαντώνης,2004)

Για το καθορισμός σημείου λειτουργίας της αντλητικής εγκατάστασης λαμβάνονται υπόψη τα εξής:

Η διακίνηση του υγρού από τη δεξαμενή αναρρόφησης στη δεξαμενή κατάθλιψης συνοδεύεται από υδραυλικές απώλειες της σωλήνωσης, οι οποίες εξαρτώνται από τα στοιχεία που απαρτίζουν τη σωλήνωση (μήκος αγωγών, τραχύτητα τοιχωμάτων, διάφορα εξαρτήματα) και από τη διακινούμενη παροχή Q . Οι απώλειες της σωλήνωσης δίνονται από:

$$\Delta h_{EA} = \zeta_{EA} \cdot Q^2 \quad (14)$$

όπου Q η παροχή και ζ_{EA} ο συντελεστής που χαρακτηρίζει το σύνολο των απωλειών κατά τη διακίνηση του υγρού.

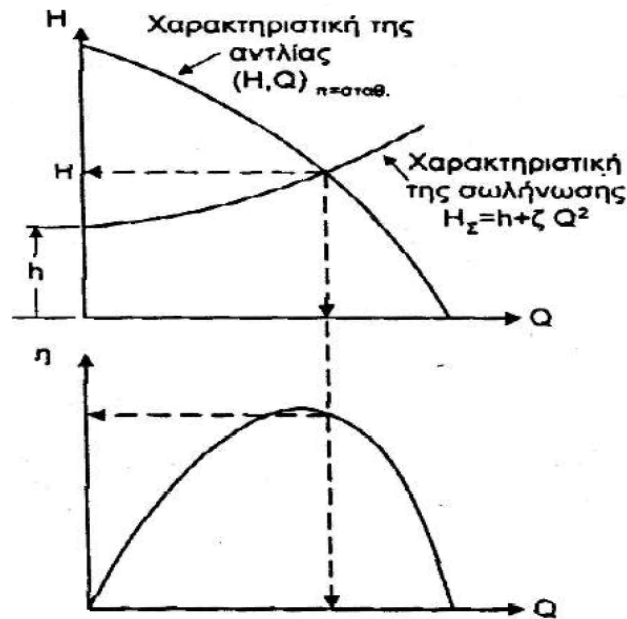
Η χαρακτηριστική της σωλήνωσης, η οποία εκφράζει την ενέργεια ανά μονάδα μάζας που πρέπει να έχει το υγρό για να διακινηθεί μέχρι τη δεξαμενή κατάθλιψης δίνεται από:

$$H_{\Sigma} = h + \zeta Q^2 \quad (15)$$

Κεφάλαιο 2^ο- Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας

όπου h είναι η διαφορά ύψους μεταξύ της δεξαμενής κατάθλιψης και της δεξαμενής αναρρόφησης, ονομάζεται γεωδαιτικό ύψος ανύψωσης και ορίζεται ως η διαφορά μεταξύ της στάθμης z_E στη δεξαμενή αναρρόφησης και z_A στη δεξαμενή κατάθλιψης ($h=z_A-z_E$).

Το σημείο λειτουργίας μιας αντλητικής εγκατάστασης με δεδομένη χαρακτηριστική αντλίας προκύπτει από το σημείο τομής της χαρακτηριστικής της αντλίας (H, Q) με τη χαρακτηριστική της σωλήνωσης (H_Σ, Q) (σχήμα.2.29).



Σχήμα 2.29 Εύρεση σημείου λειτουργίας εγκατάστασης

Από την εύρεση του σημείου λειτουργίας της αντλητικής εγκατάστασης και τις χαρακτηριστικές καμπύλες της αντλίας προσδιορίζεται η ισχύς N που απαιτεί η αντλία από τον κινητήρα (βλέπε σχέση 13).

Η ισχύς N_p που απορροφά ο κινητήρας, για να απορροφηθεί τελικά από την αντλία ισχύς N , λαμβάνοντας υπόψη και τις διάφορες απώλειες κατά τη μετατροπή ενέργειας n_{mr} είναι:

$$N_p = \frac{N}{n_{mr}} \quad (16)$$

Συνδυάζοντας τις παραπάνω σχέσεις βρίσκεται η ισχύς που απαιτείται από την αντλητική εγκατάσταση, λαμβάνοντας υπόψη και τις απώλειες μετατροπής ενέργειας στο κινητήρα:

$$N_p = \frac{N}{n_{mr}} = \frac{\gamma \cdot H \cdot Q}{n_{mr} \cdot n_p} = \frac{\gamma \cdot H \cdot Q}{n} \quad (17)$$

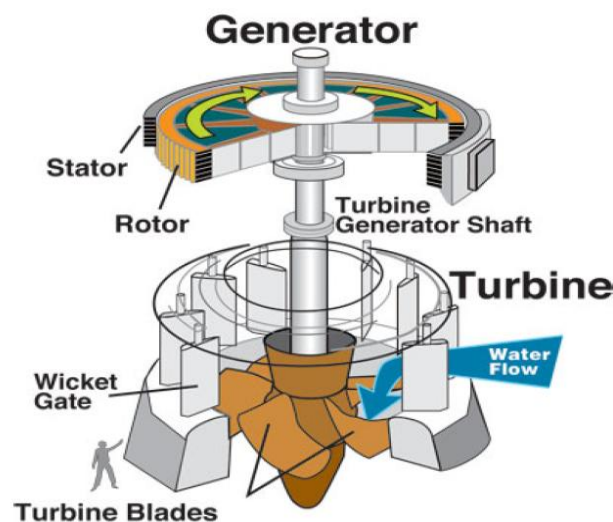
όπου n ο βαθμός απόδοσης του συστήματος αντλία-κινητήρα με τυπική τιμή $n=0.85$.

2.3.2 Υδροστρόβιλος-Υδροηλεκτρικό έργο

Ως υδροστρόβιλος ορίζεται η μηχανή που μετατρέπει την ενέργεια ενός υγρού σε μηχανική ενέργεια μέσω συνεχούς ροής του υγρού και σταθερής περιστροφικής

Κεφάλαιο 2^ο- Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας

κίνησης. Η μετατροπή της ενέργειας του διερχόμενου υγρού υπό σταθερή παροχή σε μηχανική ενέργεια γίνεται στο στρεφόμενο μέρος της μηχανής (δρομέας), μέσω ανάπτυξης κινητήριας ροπής. Η κινητήρια ροπή μεταφέρεται στην άτρακτο του δρομέα η οποία είναι συζευγμένη με την άτρακτο της ηλεκτροχημικής γεννήτριας που με τη σειρά της μετατρέπει τη μηχανική ισχύ N σε ηλεκτρική N_e . Η σχηματική απεικόνιση του υδροστροβίλου φαίνεται στο σχήμα 2.30.



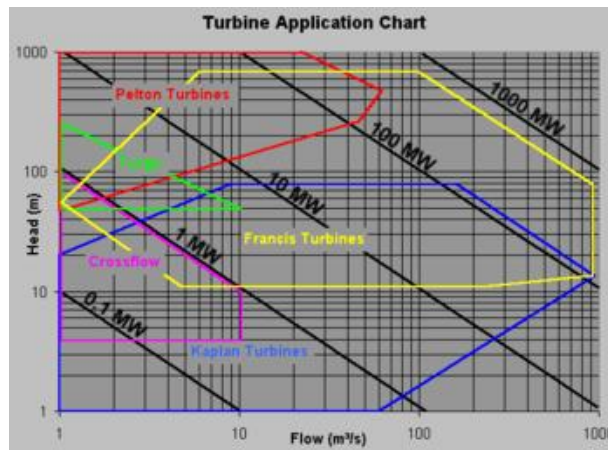
Σχήμα 2.30 Δομή υδροστροβίλου

Οι υδροστρόβιλοι διακρίνονται σε δύο κατηγορίες:

- Δράσεως
- Αντιδράσεως

Οι υδροστρόβιλοι αντιδράσεως είναι ολικής προσβολής, δηλαδή ολόκληρος ο δρομέας λειτουργεί αξονοσυμμετρικά, ενώ οι υδροστρόβιλοι δράσεως είναι μερικής προσβολής, και σε κάθε χρονική στιγμή τμήμα μόνο του δρομέα συμμετέχει στην ενεργειακή μετατροπή. Χαρακτηριστικοί τύποι υδροστροβίλων δράσεως είναι οι τύπου Pelton οι οποίοι χρησιμοποιούνται για μεσαία και μεγάλα ύψη πτώσης (50-1300m), ενώ χαρακτηριστικοί τύποι υδροστροβίλων αντιδράσεως είναι οι υδροστρόβιλοι τύπου Francis οι οποίοι χρησιμοποιούνται για μεσαία ύψη ($10 < H < 350\text{m}$) και οι υδροστρόβιλοι τύπου Kaplan που χρησιμοποιούνται για μικρά ύψη πτώσης ($2 < H < 40\text{m}$) (σχήμα 2.31).

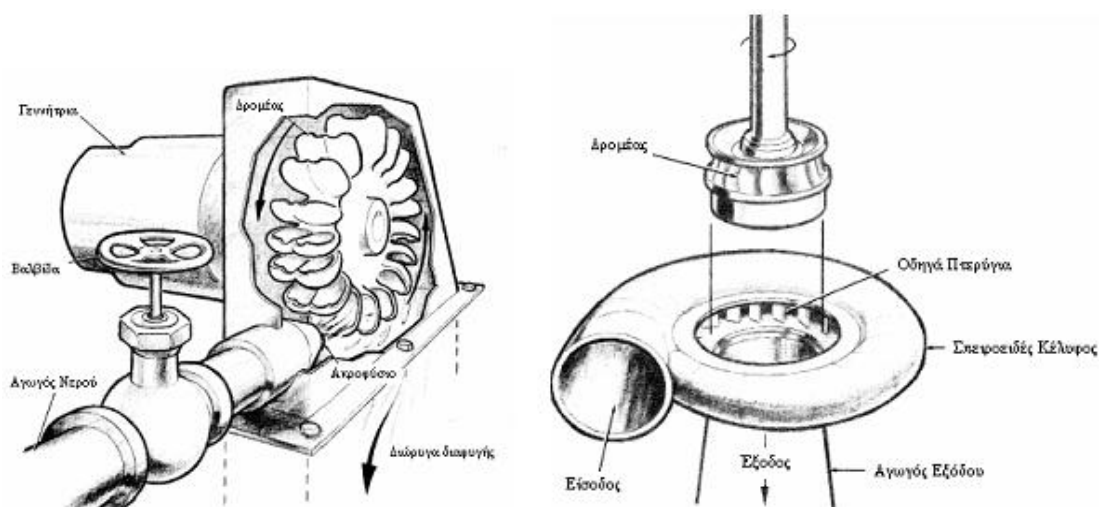
Κεφάλαιο 2^ο- Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας



Σχήμα 2.31 Διάγραμμα επιλογής υδροστροβίλου για δεδομένη παροχή και υδραυλικό ύψος

Ένας υδροστρόβιλος αποτελείται από τρία κύρια μέρη, το τμήμα εισόδου, τον δρομέα και το τμήμα εξόδου.

Το τμήμα εισόδου αποτελείται από ένα ή περισσότερα ακροφύσια, σκοπός των οποίων είναι η μετατροπή ενέργειας εντατικής κατάστασης του υγρού σε κινητική, διαμορφώνοντας δέσμη κυκλικής διατομής. Κάθε δέσμη προσπίπτει στον δρομέα με αποτέλεσμα την ανάπτυξη ώθησης σε αυτόν κατά την περιφερειακή διεύθυνση και η οποία δημιουργεί κινητήρια ροπή. Στην περίπτωση υδροστροβίλου Pelton (σχήμα 2.32), σε κάθε χρονική στιγμή, μόνο 2-3 σκαφίδια του δρομέα δέχονται τη δέσμη του νερού και τα οποία εναλλάσσονται διαδοχικά. Ο δρομέας είναι τοποθετημένος πάνω από την ελεύθερη στάθμη της διώρυγας απαγωγής για την εξασφάλιση της ομαλής λειτουργίας. Σε αντίθεση με τον Pelton, ο δρομέας Francis (σχήμα.2.32), αποτελείται από πτερύγια με δυνατότητα περιστροφής ως προς τον δρομέα, τα οποία «απορροφούν» την ενέργεια του νερού και στρέφουν την άτρακτο του δρομέα. Το νερό που πέφτει από τον δρομέα λόγω βαρύτητας οδηγείται από το τμήμα εξόδου στη διώρυγα απαγωγής και στη συνέχεια στην κοίτη του υδατορεύματος ή σε δεξαμενή ανάλογα με την εφαρμογή.



Σχήμα 2.32 Υδροστρόβιλος τύπου Pelton (αριστερά), τύπου Francis (δεξιά)(πηγή: Δ.Παπαντώνης)

Κεφάλαιο 2^ο- Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας

Παρακάτω περιγράφονται κάποια βασικά τεχνικά χαρακτηριστικά των υδροστροβίλων:

Θεωρητικό ύψος υδροστρόβιλου (H_u): Είναι η ανά μονάδα μάζας ενέργεια του υγρού που διατίθεται στον υδροστρόβιλο για να τη μετατρέψει σε μηχανική ενέργεια του υγρού εκφρασμένη σε μέτρα στήλης υγρού (mΣΥ) και ορίζεται:

$$H_u = H - \frac{c_a^2}{2g} - \delta h_{\text{fea}} \quad (18)$$

όπου H το διαθέσιμο ύψος του υδροστροβίλου, δh_{fea} οι απώλειες στο εσωτερικό της μηχανής (υδραυλικές, ογκομετρικές, μηχανικές) και $\frac{c_a^2}{2g}$ η κινητική ενέργεια του υγρού στην έξοδο που φεύγει αναξιοποίητη.

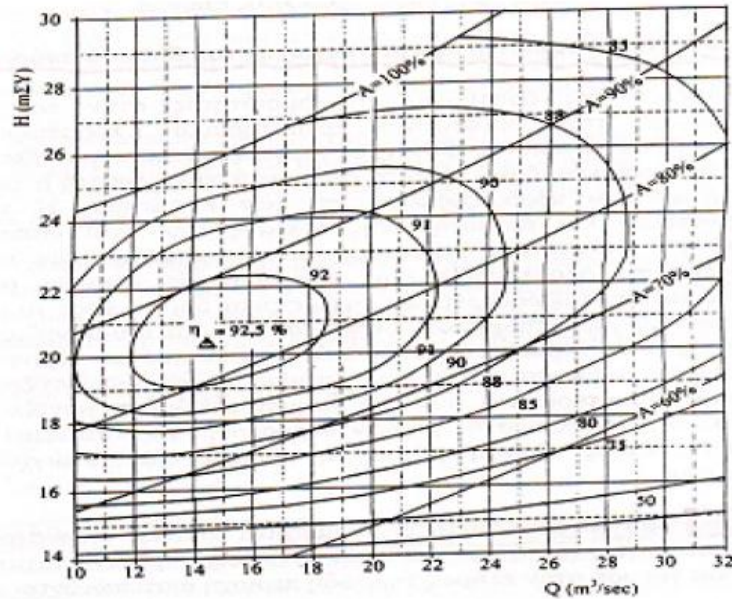
Ο βαθμός απόδοσης του υδροστροβίλου n_T : Είναι το πηλίκο της θεωρητικής προς της πραγματική ισχύ του υδροστροβίλου:

$$n_T = \frac{N}{N_i} = \frac{N}{\gamma \cdot Q \cdot H} < 1 \quad (19)$$

όπου N η πραγματική ισχύς που αποδίδεται στην άτρακτο του υδροστροβίλου, η οποία είναι μικρότερη από τη θεωρητική ισχύ N_i κατά τις ενεργειακές απώλειες της ίδιας της μηχανής. Οι ενεργειακές αυτές απώλειες οφείλονται κυρίως στις απώλειες λόγω τριβών της ροής δια μέσου της μηχανής και στις απώλειες τριβής των εδράνων της ατράκτου.

Χαρακτηριστικές καμπύλες λειτουργίας υδροστροβίλου

Ως χαρακτηριστικές καμπύλες λειτουργίας υδροστροβίλου εννοούνται οι καμπύλες μεταβολής της διαθέσιμης υδραυλικής πτώσης H , συναρτήσει της παροχής Q με παράμετρο το άνοιγμα A των ρυθμιστικών πτερυγίων (υδροστρόβιλοι αντιδράσεως) και για σταθερή ταχύτητα περιστροφής (σχήμα 2.33).



Σχήμα 2.33 Χαρακτηριστικές καμπύλες λειτουργίας υδροστροβίλου για σταθερή ταχύτητα περιστροφής (πηγή: Δ. Παπαντώνης)

Οι χαρακτηριστικές καμπύλες υδροστροβίλου έχουν τη μορφή πλέγματος καμπυλών με θετική κλίση και προκύπτουν από πρόσθεση στην θεωρητική καμπύλη (H_u, Q), των υδραυλικών απωλειών και την κινητική ενέργεια στη διατομή εξόδου. Επίσης, στο ίδιο διάγραμμα χαράσσονται καμπύλες ίσου βαθμού απόδοσης, οι οποίες είναι κλειστές και ισοϋψείς. Στην κορυφή τους αντιστοιχεί το κανονικό σημείο λειτουργίας όπου εμφανίζεται ο μέγιστος ολικός βαθμός απόδοσης. Το κανονικό σημείο λειτουργίας αντιστοιχεί σε μια συγκεκριμένη τιμή του ανοίγματος των ρυθμιστικών πτερυγίων και σε μια τιμή της παροχής και της διαθέσιμης υδραυλικής πτώσης H για τα οποία ικανοποιούνται δύο συνθήκες: η ροή στην είσοδο του δρομέα γίνεται χωρίς κρούση, και η συστροφή του υγρού στην έξοδο του δρομέα είναι σχεδόν μηδενική (Πηγή: Δ. Παπαντώνης 2004).

Υδροηλεκτρικό έργο

Το υδροηλεκτρικό έργο παράγεται κατά την μετατροπή της δυναμικής ενέργειας του υγρού στην άνω δεξαμενή σε ηλεκτρική. Κατά αυτή τη διαδικασία αυτή το νερό από στη δεξαμενή κατάθλιψης διέρχεται στον υδροστρόβιλο μέσω σωλήνωσης. Στον υδροστρόβιλο η ενέργεια του υγρού γίνεται μηχανική, και στη συνέχεια η μηχανική ενέργεια μετατρέπεται σε ηλεκτρική μέσω μιας γεννήτριας που είναι συζευγμένη στην άτρακτο του υδροστροβίλου. Τέλος το νερό που εξέρχεται από τον υδροστρόβιλο καταλήγει στη δεξαμενή αναρρόφησης μέσω σωλήνωσης. Όλη αυτή η διαδικασία αυτή συνοδεύεται από διάφορες απώλειες:

- Απώλειες στο σύστημα προσαγωγής ($k_e Q^2$): Κατά τη διακίνηση του υγρού από τον καταθλιπτικό αγωγό στον υδροστρόβιλο υπάρχουν υδραυλικές απώλειες στη σωλήνωση (μήκος αγωγού, τραχύτητα τοιχωμάτων, διάφορα εξαρτήματα) με αποτέλεσμα η διαθέσιμη υδραυλική πτώση H είναι μειωμένη από τη υδραυλική πτώση h

Κεφάλαιο 2^ο- Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας

$$H=h-k_e Q^2 \quad (20)$$

- Απώλειες κατά τη μετατροπή της υδραυλικής ενέργειας σε μηχανική στον υδροστροβίλο: Εξαιτίας των απωλειών αυτών η πραγματική παραγόμενη μηχανική ισχύς N διαφέρει από την θεωρητική N_i

$$N = N_i n_T = \gamma \cdot H \cdot Q \cdot n_T \quad (21)$$

όπου H η διαθέσιμη υδραυλική πτώση, n_T ο βαθμός απόδοσης του υδροστροβίλου.

- Απώλειες κατά τη μετατροπή της μηχανικής ενέργειας σε ηλεκτρική. Η ηλεκτρική ισχύς N_T που θα παραχθεί από τη γεννήτρια θα είναι μειωμένη από τη πραγματική παραγόμενη ισχύ του υδροστροβίλου εξαιτίας των απωλειών της ηλεκτρικής γεννήτριας και του μετασχηματιστή:

$$N_T = n_G \cdot n_{Tr} \cdot N \quad (22)$$

όπου n_G ο βαθμός απόδοσης της γεννήτριας και n_{Tr} ο βαθμός απόδοσης του μετασχηματιστή.

Τελικά από τα παραπάνω προκύπτει ότι η τελική καθαρή ηλεκτρική ενέργειας που παράγεται θα είναι:

$$N_T = n \cdot H \cdot Q \quad (23)$$

όπου n ο ολικός βαθμός απόδοσης του συστήματος υδροστροβίλου-γεννήτριας-μετασχηματιστή, με τυπική τιμή $n=0.85$.

Τελικά τα σημεία λειτουργίας του υδροστροβίλου- υδραυλικής εγκατάστασης προκύπτουν από την τομή της καμπύλης της χαρακτηριστικής της υδραυλικής εγκατάστασης ($H=h=k_e Q^2$) και της χαρακτηριστικής του υδροστροβίλου.

2.4 Υβριδικά συστήματα

2.4.1 Εισαγωγή

Ο συνδυασμός διαφορετικών τεχνολογιών, συμβατικών, ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, μαζί με ένα σύστημα αποθήκευσης ενέργειας, αποτελεί ένα υβριδικό σύστημα παραγωγής ενέργειας.

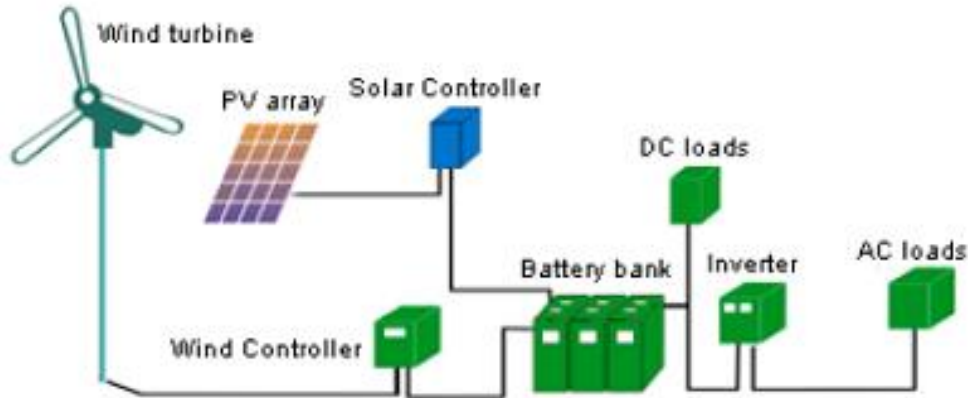
Ο βασικός λόγος εφαρμογής υβριδικών συστημάτων, είναι η μεταβλητότητα της παραγωγής ενέργειας των ΑΠΕ σε συνδυασμό και το υψηλό κόστος των συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας. Η διακύμανση της παραγόμενης ενέργειας των αιολικών μηχανών, λόγω της στοχαστικότητας του ανέμου, καθώς και η σχεδόν συγκεκριμένης διάρκειας κατά τη διάρκεια της ημέρας, παραγωγή ενέργειας των φωτοβολταϊκών συστημάτων, αποτελούν εμπόδιο στην εκτεταμένη εκμετάλλευση της αιολικής και ηλιακής ενέργειας, ιδιαίτερα στις μη διασυνδεδεμένες περιοχές όπως είναι τα περισσότερα ελληνικά νησιά (Ζέρβος Α., 2007). Λύση σε αυτό το πρόβλημα προσφέρει ως ένα βαθμό ο κατάλληλος συνδυασμός των ΑΠΕ μαζί με κάποιο σύστημα αποθήκευσης ενέργειας.

Η ζήτηση ενέργειας τόσο κατά τη διάρκεια της ημέρας, όσο και κατά τη διάρκεια του χρόνου δεν είναι σταθερή. Το συγκεκριμένο πρόβλημα είναι ιδιαίτερα έντονο σε μικρά αυτόνομα συστήματα, όπως πολλά ελληνικά νησιά, όπου η ζήτηση παρουσιάζει έντονες διακυμάνσεις. Η έλλειψη τοπικής βιομηχανίας που να καταναλώνει σημαντική ενέργεια τη νύχτα, καθώς και η κατακόρυφη αύξηση της ζήτησης τους καλοκαιρινούς μήνες λόγω του τουρισμού και της εκτεταμένης χρήσης κλιματιστικών συσκευών, προκαλούν έντονες ανομοιομορφίες στο προφίλ της ζήτησης (Ζερβός, 2007). Οι διακυμάνσεις στο προφίλ της ζήτησης σε συνδυασμό με τη μεταβλητότητα των ΑΠΕ, δεν εξασφαλίζει ότι η ζήτηση και η προσφορά ενέργειας θα βρίσκονται σε ισορροπία. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα είτε να μην μπορούν να καλυφθούν οι ενεργειακές ανάγκες όταν η ζήτηση είναι μεγαλύτερη από τη προσφορά, είτε το δίκτυο τροφοδοσίας να μην μπορεί να ανταποκριθεί όταν η προσφορά είναι μεγαλύτερη από τη ζήτηση, ειδικά αν πρόκειται για αδύναμο δίκτυο, με αποτέλεσμα ο διαχειριστής του δικτύου να αναγκάζεται να απορρίψει τη παραγόμενη ενέργεια. Λύση αποτελεί ο κατάλληλος σχεδιασμός ο οποίος να συνδυάζει μίξη των ΑΠΕ λαμβάνοντας υπόψη τη συμπληρωματικότητα τους μαζί με το κατάλληλο σύστημα αποθήκευσης ενέργειας. Τα συστήματα αποθήκευσης μπορούν να βελτιώσουν την αξιοπιστία της παραγωγής ενέργειας από τεχνολογίες ΑΠΕ επιτυγχάνοντας τη μεγαλύτερη διείσδυση τους. Τέτοια συστήματα μελετώνται ιδιαίτερα τα τελευταία χρόνια με σκοπό τη μεγαλύτερη αξιοποίηση των ΑΠΕ στα ηλεκτρικά δίκτυα, ιδιαίτερα στα μη διασυνδεδεμένα νησιά.

Τα υβριδικά συστήματα συναντώνται σε ποικίλους συνδυασμούς. Υπάρχουν υβριδικά συστήματα που συνδυάζουν συμβατικές μαζί με ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Μία ευρύτατα διαδεδομένη τεχνολογία, που εφαρμόζεται ήδη σε διάφορα ελληνικά νησιά είναι ο συνδυασμός συμβατικών μηχανών εσωτερικής καύσης diesel με

Κεφάλαιο 2^ο- Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας

ανεμογεννήτριες. Ωστόσο υπάρχουν και υβριδικά συστήματα που συνδυάζουν μόνο τεχνολογίες ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (σχήμα 2.34). Παραδείγματα τέτοιων εφαρμογών είναι ο συνδυασμός Α/Γ και Φ/Β με ή χωρίς κάποιο σύστημα αποθήκευσης, Α/Γ και Φ/Β με αφαλάτωση (Σπύρου Ι., 2009).



Σχήμα 2.34 Υβριδικό σύστημα που συνδυάζει Φ/Β, Α/Γ και μπαταρίες

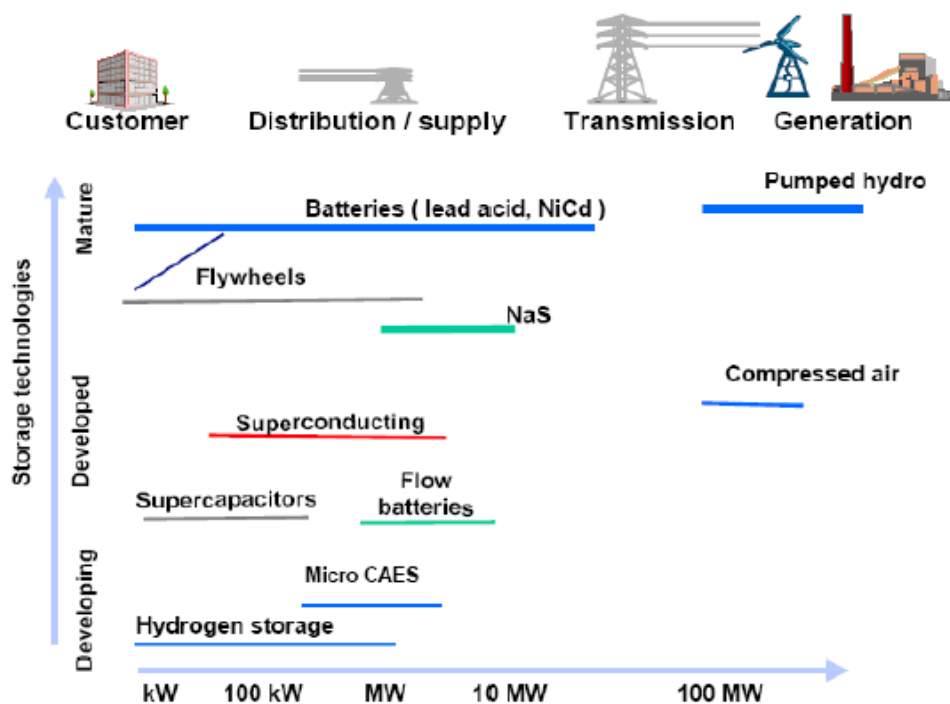
2.4.2 Συστήματα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας

Η βασική αρχή λειτουργίας ενός συστήματος αποθήκευσης είναι η μετατροπή και η αποθήκευση της ηλεκτρικής ενέργειας σε κάποια άλλη μορφή και στη συνέχεια όταν απαιτείται η απόδοσή της, η μετατροπή της εκ' νέου σε ηλεκτρική ενέργεια, συνοδευόμενη από τις αντίστοιχες απώλειες μετατροπής.

Σήμερα έχουν αναπτυχθεί τεχνολογίες αποθήκευσης, οι οποίες βασίζονται σε διάφορες μορφές ενέργειας. Ενδεικτικά αναφέρουμε μερικές μορφές υπό τις οποίες αποθηκεύεται η ηλεκτρική ενέργεια:

- Σε χημική μορφή (μπαταρίες)
- Σε μηχανική μορφή υπό την μορφή κινητικής ενέργειας σε σφόνδυλο.
- Υπό μορφή ηλεκτροστατικού πεδίου (υπερπυκνωτές).
- Υπό μορφή μαγνητικού πεδίου (υπεραγώγιμοι μαγνήτες)
- Σε δυναμική ενέργεια υπό μορφή πεπιεσμένου αέρα
- Σε υδραυλική μορφή (συστήματα αντλησιοταμίευσης)
- Υπό μορφή υδρογόνου (κυψέλες καυσίμου)

Ανάλογα με την εφαρμογή επιλέγεται το αποθηκευτικό σύστημα με τη κατάλληλη χωρητικότητα αποθήκευσης (σχήμα 2.35). Γενικά, τα συστήματα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τα δίκτυα πρέπει να είναι υψηλού βαθμού απόδοσης, ευέλικτα στη λειτουργία τους με μεγάλη διάρκεια ζωής, χαμηλό κόστος λειτουργίας-συντήρησης και χαμηλό κόστος επένδυσης.



Σχήμα 2.35 Μέθοδος, εφαρμογές και τεχνολογική ωριμότητα των μεθόδων αποθήκευσης

(πηγή: www.storiesproject.eu/docs/energystorage_greek.pdf)

2.4.3 Σύστημα αντλησιοταμίευσης και πλεονεκτήματα

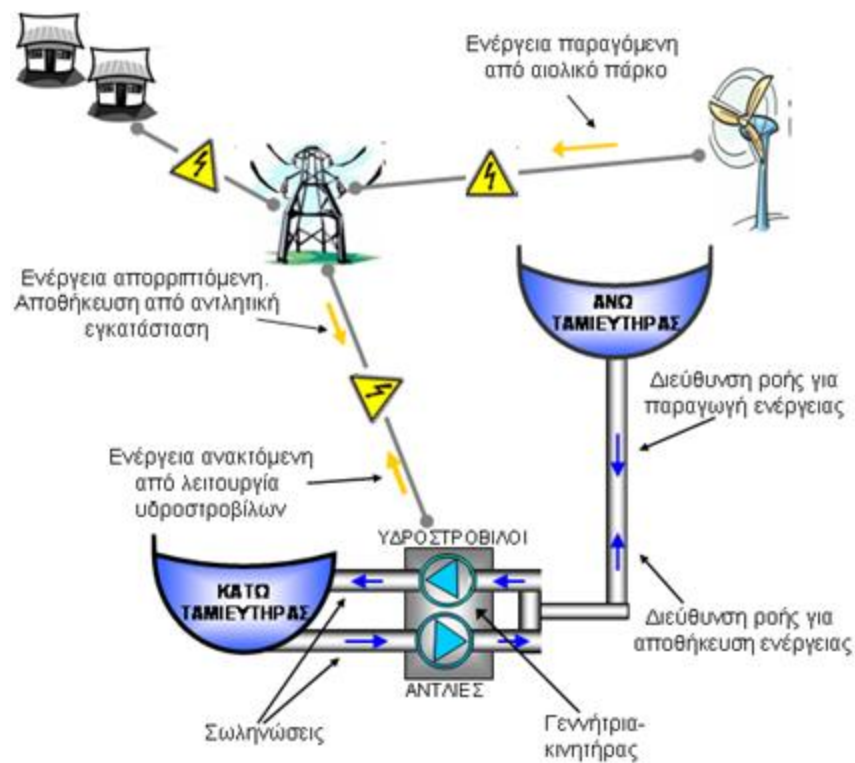
Η αντλησιοταμίευση είναι μια ώριμη τεχνολογία για την αποθήκευση μεγάλων ποσοτήτων ενέργειας (>100MW). Το σύστημα αυτό μπορεί να αποθηκεύσει τη παραγόμενη σε δεδομένη χρονική στιγμή ενέργεια, για παράδειγμα από Φ/Β ή Α/Γ, όταν αυτή δεν δύναται να απορροφηθεί και να την αποδώσει κάποια άλλη χρονική στιγμή, όταν προκύψει ανάγκη για παροχή ενέργειας.

Ένα σύστημα αντλησιοταμίευσης ουσιαστικά είναι, ο συνδυασμός αντλητικής εγκατάστασης (αποταμίευση ενέργειας) και υδροηλεκτρικού έργου (παραγωγή ενέργειας) και αποτελείται από τα παρακάτω μέρη (Κάραλης Γ.,2008) (βλ.σχήμα 2.36):

- Δύο δεξαμενές νερού οι οποίες βρίσκονται σε ικανή υψομετρική διαφορά μεταξύ τους.
- Μια αντλία ή ένα σύστημα αντλιών.
- Έναν υδροστροβίλο ή ένα σύστημα υδροστροβίλων.
- Ένα σύνολο σωληνώσεων για την άντληση του νερού από την κάτω δεξαμενή στην άνω.
- Ένα σύνολο σωληνώσεων και για τη προσαγωγή του νερού από την άνω δεξαμενή στην κάτω μέσω του υδροστροβίλου για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας
- Μια ηλεκτρική μηχανή που λειτουργεί είτε ως κινητήρας είτε ως γεννήτρια σε κοινή άτρακτο με την αντλία και τον υδροστροβίλο.

Κεφάλαιο 2^ο- Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας

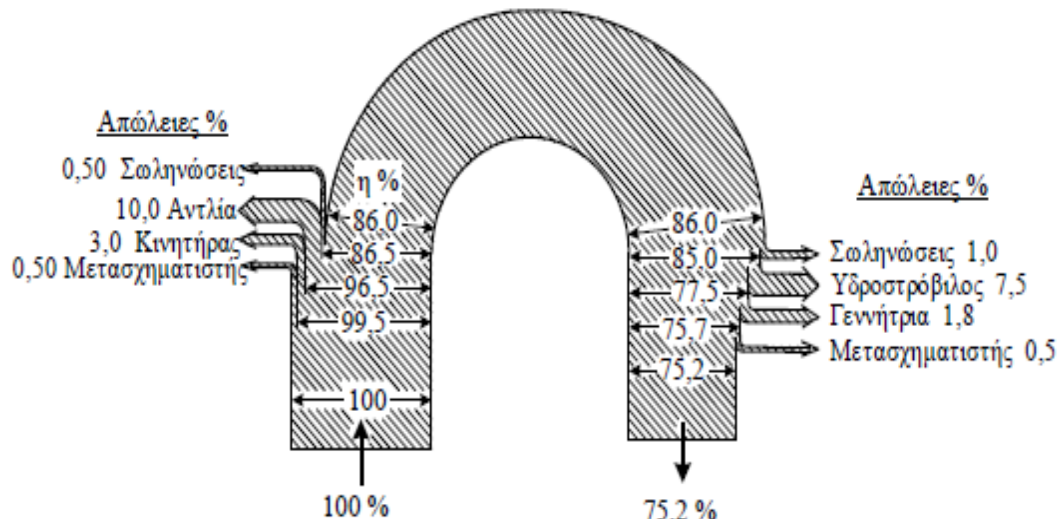
Η φιλοσοφία ενός συστήματος αντλησιοταμίευσης είναι απλή. Αυτό που συμβαίνει είναι, η περίσσεια ηλεκτρικής ενέργειας που παρήχθη για παράδειγμα από τις Α/Γ ή τα Φ/Β, τροφοδοτεί τις αντλίες, οι οποίες ανυψώνουν το εργαζόμενο μέσο (νερό) από την κάτω δεξαμενή στην άνω, με αποτέλεσμα η ηλεκτρική ενέργεια να αποθηκεύεται με τη μορφή δυναμικής. Όταν υπάρξει ανάγκη για ηλεκτρική ενέργεια το νερό από την άνω δεξαμενή αφήνεται να οδεύσει στην κάτω, και διερχόμενο από τους υδροστροβίλους παράγει την επιθυμητή ηλεκτρική ενέργεια.



Σχήμα 2.36 Σύστημα αντλησιοταμίευσης μονής σωλήνωσης (Πηγή: Δ. Παπαντώνης)

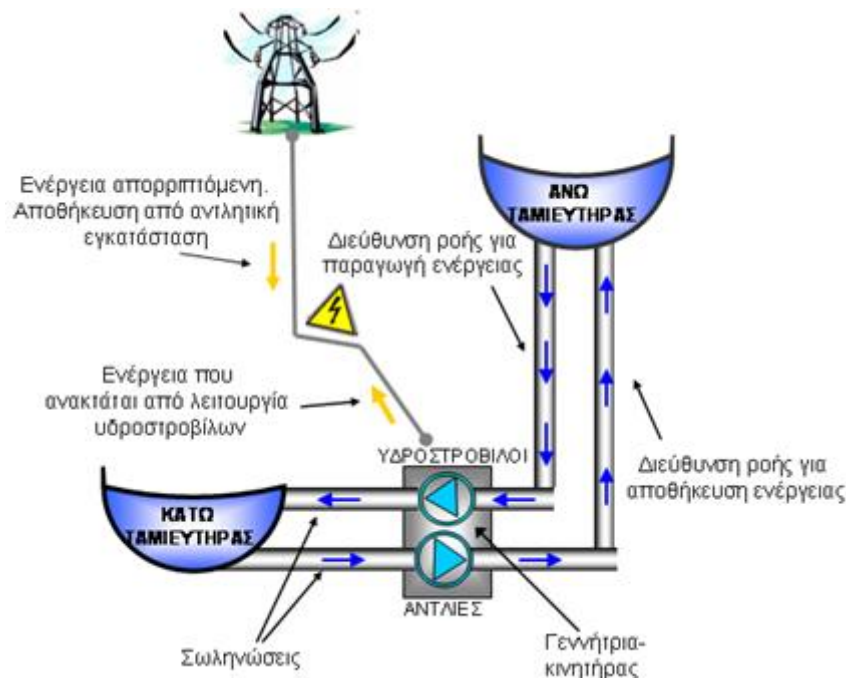
Φυσικά η διαδικασία της μετατροπής της ενέργειας από ηλεκτρική σε υδραυλική (άντληση) και στη συνέχεια η εκ νέου μετατροπή της σε ηλεκτρική (λειτουργία υδροστροβίλων) λόγω του ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού που παρεμβαίνει συνοδεύεται από απώλειες (σχήμα 2.37). Οι συνολικές απώλειες σε ένα κύκλο άντλησης- παραγωγής ενέργειας είναι 20-35%, ανάλογα με το μέγεθος της μονάδας και την επιλογή του εξοπλισμού.

Κεφάλαιο 2^ο- Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας



Σχήμα 2.37 Διάγραμμα απωλειών συστήματος αντλησιοταμίευσης (πηγή:Δ.Παπαντώνης,2009)

Σε ένα σύστημα αντλησιοταμίευσης διακρίνουμε δύο βασικές σχεδιαστικές εκδοχές, αυτή της μονής σωλήνωσης και αυτή της διπλής. Στα συστήματα μονής σωλήνωσης η άντληση και η υδροστροβιλική παραγωγή γίνονται από τον ίδιο σωλήνα, ενώ τα συστήματα διπλής σωλήνωσης γίνονται από δύο ξεχωριστούς και ανεξάρτητους σωλήνες (σχήμα 2.38). Η εκδοχή της διπλής σωλήνωσης εμφανίζει το πλεονέκτημα ότι επιτρέπει την ταυτόχρονη λειτουργία του στρόβιλου με τις αντλίες, ενώ στο σύστημα της απλής σωλήνωσης απαιτείται να καθοριστεί αν έχει προτεραιότητα λειτουργίας ο στρόβιλος ή οι αντλίες, με αποτέλεσμα να χάνονται ποσά ενέργειας. Ωστόσο η περίπτωση της απλής σωλήνωσης αποτελεί πιο οικονομική λύση, διότι έχει μειωμένα έξοδα εξοπλισμού και εγκατάστασης.

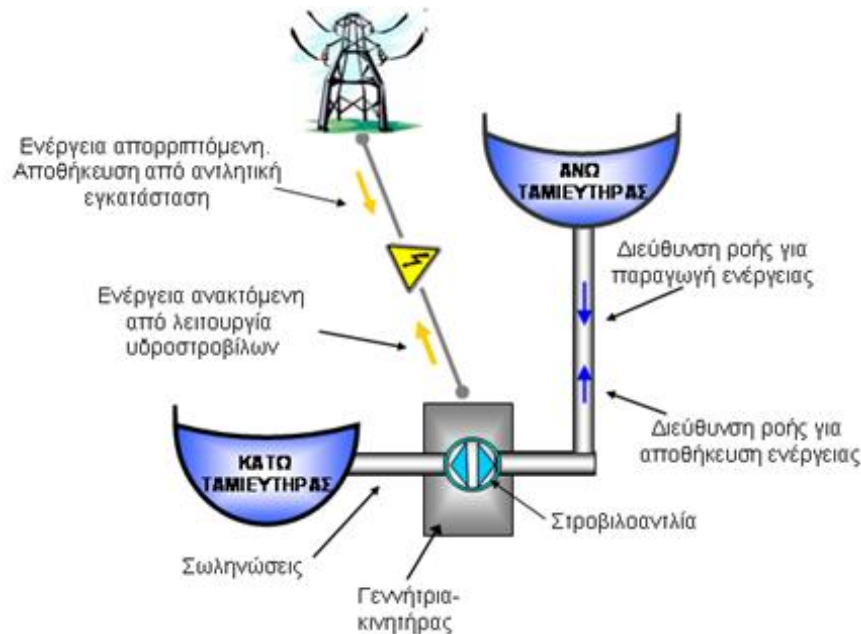


Σχήμα 2.38 Σύστημα αντλησιοταμίευσης διπλής σωλήνωσης (πηγή Δ.Παπαντώνης)

Υπάρχει και μία άλλη κατηγορία συστήματος αντλησιοταμίευσης, που βρίσκει ευρεία εφαρμογή, γνωστό ως αναστρέψιμο υδροηλεκτρικό σύστημα. Η εγκατάσταση αυτή είναι

Κεφάλαιο 2^ο- Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας

εξοπλισμένη με αναστρέψιμη υδροδυναμική μηχανή, την ονομαζόμενη στροβιλοαντλία, η οποία έχει τη δυνατότητα να λειτουργεί είτε ως αντλία είτε ως στρόβιλος, με μονή σωλήνωση (σχήμα 2.39). Αυτή η εκδοχή εμφανίζει ασφαλώς το πλεονέκτημα της πιο οικονομικής λύσης αφού περιλαμβάνει μόνο μία υδροδυναμική μηχανή, αλλά γίνεται ένας συμβιβασμός στα λειτουργικά χαρακτηριστικά της στροβιλοαντλίας, κάτι που σε ένα τυπικό σύστημα αντλησιοταμίευσης δεν συμβαίνει, αφού η κάθε μηχανή επιλέγεται να λειτουργεί στο κανονικό σημείο λειτουργίας.



Σχήμα 2.39 Διάταξη αναστρέψιμου υδροηλεκτρικού συστήματος (πηγή: Δ. Παπαντώνης)

Τα συστήματα αντλησιοταμίευσης μπορούν να λειτουργήσουν εξαιρετικά συνδυαζόμενα με ΑΠΕ αποθηκεύοντας πάντα περίσσεια παραγόμενης ενέργειας ή ενέργειας που δεν μπορεί να απορροφηθεί. Αν η παραγόμενη ισχύς είναι μεγαλύτερη από τη στιγμιαία ζήτηση, τότε καλύπτεται εξ' ολοκλήρου η στιγμιαία ζήτηση φορτίου και η περίσσεια της ενέργειας τροφοδοτεί την αντλία του υδροηλεκτρικού συστήματος, προκειμένου να αποταμιευτεί μέσω της ανύψωσης του νερού. Αν υποθέσουμε ότι η πάνω δεξαμενή είναι γεμάτη, τότε η περίσσεια της παρεχόμενης ηλεκτρικής ενέργειας είτε απορρίπτεται, είτε αξιοποιείται με κάποιο άλλο τρόπο (π.χ. αφαλάτωση). Αν η παραγόμενη ισχύς είναι μικρότερη από το ζητούμενο φορτίο τότε όλη η παραγόμενη ενέργεια διοχετεύεται στην κατανάλωση, ενώ παράλληλα παράγεται ένα επιπλέον ποσό ενέργειας από τον υδροστρόβιλο για την κάλυψη της ζητούμενης ισχύος.

Η μέθοδος της αντλησιοταμίευσης σε συνδυασμό με ΑΠΕ παρουσιάζει πολλαπλά πλεονεκτήματα, τα βασικότερα εκ των οποίων είναι:

- Έχει γρήγορη απόκριση δηλαδή δυνατότητα γρήγορης παραλαβής και γρήγορης απόρριψης φορτίου πολύ μεγάλης ισχύος με αποτέλεσμα να αποτελεί την καλύτερη λύση που διαθέτει ο διαχειριστής ενός δικτύου ώστε να καλύπτει τις αιχμές φορτίου που παρουσιάζονται.

Κεφάλαιο 2^ο- Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας

- Είναι αναστρέψιμη μέθοδος (αποθήκευση και τροφοδοσία του ηλεκτρικού δικτύου).
- Έχει σχετικά υψηλό βαθμό απόδοσης σε ένα πλήρη κύκλο.
- Είναι τεχνολογικά ώριμη.
- Συμβάλλει στην περαιτέρω διείσδυση των ΑΠΕ γιατί αποτελεί λύση στο πρόβλημα του τεχνικού περιορισμού των δικτύων κορεσμένων περιοχών, όπου η περαιτέρω εκμετάλλευση των ΑΠΕ αρχίζει και πλησιάζει κάποια όρια πέρα από τα οποία προκαλείται αστάθεια στο δίκτυο.
- Συμβάλλει στην περαιτέρω διείσδυση των ΑΠΕ, γιατί αποτελεί λύση στο πρόβλημα της στοχαστικότητας των ΑΠΕ που δεν εγγυώνται κάθε στιγμή την παραγωγή της ζητούμενης ενέργειας.
- Συνεισφέρει στην ενίσχυση της ενεργειακής αυτάρκειας και του ενεργειακού εφοδιασμού των περιοχών.



Σχήμα 2.40 *Αριστερά:* Υδροηλεκτρικό φράγμα Πλατανόβρυσης στο Νέστο ισχύος 116MW και υδραυλικής πτώσης 95m. Για τη κατασκευή του χρησιμοποιήθηκε ιπταμένη τέφρα από το θερμοηλεκτρικό σταθμό Πτολεμαΐδας.
Δεξιά: Υδροηλεκτρικό φράγμα Λάδωνα ισχύος 70MW.



Σχήμα 2.41 *Αριστερά:* Μονάδα αντλησιοταμίευσης ισχύος 500MW και υδραυλικής πτώσης 240m, στην περιοχή Taum Sauk των ΗΠΑ.
Δεξιά: Σταθμός αντλησιοταμίευσης με θαλασσινό νερό στη περιοχή Okinawa της Ισπανίας. Η πάνω δεξαμενή βρίσκεται σε ύψος 150m από την επιφάνεια της θάλασσας και η συνολική ισχύς του σταθμού είναι 30MW.

2.4.4 Παραδείγματα εφαρμογών αντλησιοταμίευσης με ΑΠΕ και προοπτικές

Προς το παρόν δεν υπάρχουν εν λειτουργία υβριδικοί σταθμοί που συνδυάζουν ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και αντλησιοταμίευση. Ωστόσο έχει ξεκινήσει η κατασκευή του πρώτου υδροαιολικού σταθμού στο νησί El Hierro της Ισπανίας, και αναμένεται να ολοκληρωθεί το 2012. Με έκταση 276 km² και περισσότερους από 10000 κατοίκους, το νησί El Hierro είναι το μικρότερο του συμπλέγματος των Κανάριων Νήσων. Το νησί είναι μη διασυνδεδεμένο με το ηπειρωτικό δίκτυο, καθώς τα μεγάλα βάθη της θάλασσας κάνουν αδύνατη οποιαδήποτε ηλεκτρική διασύνδεση του. Μέχρι τώρα η ζήτηση σε ηλεκτρισμό καλύπτεται κυρίως από συμβατικούς (θερμικούς) σταθμούς παραγωγής, οι οποίοι λειτουργούν με μηχανές diesel. Η συνεισφορά των ΑΠΕ στο ηλεκτρικό σύστημα του νησιού είναι μικρότερη από 5% και προέρχεται από δύο ανεμογεννήτριες ισχύος 100kW και 180kW, εγκατεστημένες κοντά στην πρωτεύουσα. Το νησί παρουσιάζει ένα αξιόλογο δυναμικό για την ανάπτυξη συστημάτων ΑΠΕ και κυρίως αιολικών. Για το λόγο αυτό αποφασίστηκε η έναρξη ενός έργου που θα συνδυάζει την αιολική ενέργεια με αντλησιοταμίευση και που θα έχει σαν αποτέλεσμα την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών του νησιού σε πρώτη φάση κατά 80% και στη συνέχεια κατά 100%.

Ο υβριδικός σταθμός θα αποτελείται από ένα αιολικό πάρκο μεγέθους 11,5MW, έναν υδροηλεκτρικό σταθμό ισχύος 11,3MW, αντλιοστάσιο 6MW, άνω ταμιευτήρα χωρητικότητας 556.000m³, κάτω ταμιευτήρα χωρητικότητας 150.000m³ καθώς και μία μονάδα αφαλάτωσης. Ο άνω ταμιευτήρας πρόκειται να τοποθετηθεί στο κρατήρα ενός ηφαιστείου (σχήμα 2.42).



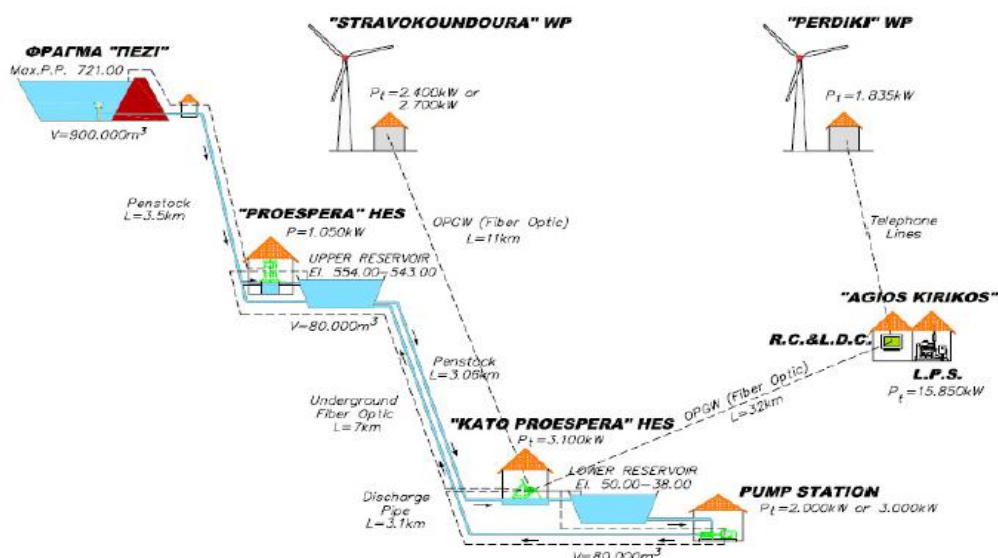
Σχήμα 2.42 Σχηματική απεικόνιση μονάδας αντλησιοταμίευσης στο El Hierro στα Κανάρια νησιά

Όσον αφορά τη κατάσταση στην Ελλάδα, πρόσφατα η ΡΑΕ προχώρησε στην έκδοση αδειών παραγωγής για δύο υδροαιολικούς σταθμούς, στη Κρήτη και στη Λέσβο.

Κεφάλαιο 2^ο- Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας

Όσον αφορά τον υβριδικό σταθμό της Κρήτης, η θέση εγκατάστασης των λιμνοδεξαμενών θα είναι στην ευρύτερη περιοχή των Μαλίων, του νομού Ηρακλείου. Η ισχύς των αντλιών και των υδροστροβίλων θα είναι 100MW. Η συνολική ισχύς των αιολικών πάρκων θα είναι 90,1MW. Οι Α/Γ θα εγκατασταθούν σε τέσσερις διαφορετικές θέσεις των Ν. Ρεθύμνου και Χανίων και η μεταφορά της ενέργειας θα γίνεται μέσω του υφιστάμενου δικτύου της ΔΕΗ. Το σύστημα θα αποδίδει στο δίκτυο εγγυημένη ενέργεια από τους υδροστροβίλους ίση με 224,64GWh/έτος. Η ενέργεια αυτή αναμένεται να αποτελέσει περίπου το 5% - 6% της συνολικής κατανάλωσης ενέργειας της Κρήτης (πηγή: Υδροαιολική Κρήτης). Όσον αφορά τον υβριδικό σταθμό της Λέσβου θα έχει εγγυημένη ισχύ 15MW (18MW αιολικά, 15MW στροβίλους και 15MW αντλίες) και θα αξιοποιεί ως κάτω ταμιευτήρα τον υφιστάμενο ταμιευτήρα Ερεσού.

Επιπλέον έχει ήδη ξεκινήσει η εγκατάσταση του πρώτου αιολικού-υδροηλεκτρικού σταθμού στην Ικαρία, ο οποίος αναμένεται να λειτουργήσει το 2012 και θα έχει συνολική εγκατεστημένη ισχύς ίση με 3,8MW. Η ιδιαιτερότητα αυτού του σταθμού, που τον διαφοροποιεί από τους συνήθεις υβριδικούς σταθμούς, είναι ότι εκτός από τις δύο ταμιευτήρες που εξυπηρετούν τις ανάγκες αντλησιοταμίευσης για την απορρόφηση της αιολικής παραγωγής, υφίσταται και ένας τρίτος, στα ανάντη της άνω δεξαμενής αντλησιοταμίευσης, η περίσσεια υδάτων του οποίου θα εισρέει στη τελευταία μέσω ενός επιπλέον υδροστροβίλου. Η διαμόρφωση δηλαδή του υβριδικού σταθμού της Ικαρίας, θα επιτρέπει τη αξιοποίηση δύο μορφών ΑΠΕ, της αιολικής, μέσω αντλησιοταμίευσης και της υδροηλεκτρικής μέσω των διαθέσιμων υδάτων του τρίτου ταμιευτήρα. Ο σχεδιασμός του έργου θα οδηγήσει στη διείσδυση των ΑΠΕ στο νησί στα επίπεδα του 50% της κατανάλωσης, ένα αρκετά μεγάλο ποσοστό δεδομένου ότι σήμερα λόγω τεχνικών αδυναμιών η διείσδυση των ΑΠΕ δεν υπερβαίνει το 15-20%. Το σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής παραγωγής της Ικαρίας παρουσιάζεται στο σχήμα 2.43.



Σχήμα 2.43 Εσωτερική διαμόρφωση και υπόλοιπες μονάδες υβριδικού συστήματος της Ικαρίας (πηγή Παπαευθυμίου Σ., 2009).

Κεφάλαιο 2^ο- Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας

Περιλαμβάνει τον τοπικό σταθμό παραγωγής Αγίου Κήρυκου (ΤΣΠ) που καταναλώνει μαζούτ και τα υφιστάμενα ή αδειοδοτημένα αιολικά πάρκα, των οποίων η συνολική εγκατεστημένη ισχύς ανέρχεται σε 1835 kW. Επίσης λαμβάνονται υπόψη Φ/Β σταθμοί συνολικής ισχύος 1040 kW. Όσον αφορά τον υβριδικό σταθμό, ο υφιστάμενος σχεδιασμός του περιλαμβάνει το αιολικό πάρκο Στραβοκουνδούρας, εγκατεστημένης ισχύος 2,7 MW, το αντλιοστάσιο Κάτω Προεσπέρας που αποτελείται από 8 αντλίες των 250 kW (ονομαστική ηλεκτρική ισχύς κινητήρων), δύο δεξαμενές και έναν ταμιευτήρα. Οι ταμιευτήρες είναι, ο ταμιευτήρας Πεζίου, συνολικού όγκου 900.000 m³ περίπου, η περίσσεια υδάτων του οποίου θα αξιοποιείται, και τις δύο μικρότερου μεγέθους δεξαμενές Προεσπέρας και Κάτω Προεσπέρας, με εκμεταλλεύσιμο όγκο νερών περίπου 80.000 m³, που θα εξυπηρετούν τις ανάγκες της αντλησιοταμίευσης για την απορρόφηση της αιολικής παραγωγής. Επίσης περιλαμβάνει τον υδροηλεκτρικό σταθμό Προεσπέρας με έναν υδροστρόβιλο, τύπου Pelton, ισχύος 1,05 MW που θα αξιοποιεί μόνο την περίσσεια νερών του ταμιευτήρα Πεζίου (αφού πρώτα ικανοποιηθούν οι υποχρεώσεις για ύδρευση, οικολογική παροχή και άρδευση) και τον υδροηλεκτρικό σταθμό Κάτω Προεσπέρας, με δύο υδροστρόβιλους, τύπου Pelton, ισχύος 2x1,55 MW, που θα αξιοποιεί τόσο την περίσσεια νερών του ταμιευτήρα Πεζίου, όσο και τα νερά που προέρχονται από αντλησιοταμίευση. Η λειτουργία των δύο υδροηλεκτρικών διέπεται και από υποχρεώσεις που τίθενται στην περιβαλλοντική αδειοδότηση του έργου και έχουν σκοπό την εξασφάλιση της αρδευτικής επάρκειας του ταμιευτήρα. Συγκεκριμένα, δεν επιτρέπεται η λειτουργία του υδροηλεκτρικού Προεσπέρας την θερινή περίοδο (Μαΐου-Οκτωβρίου), ενώ το υπόλοιπο διάστημα τίθενται απαιτήσεις ελάχιστης στάθμης νερού στον ταμιευτήρα Πεζίου.

Σημαντικά είναι τα βήματα που έχουν γίνει σε ερευνητικό επίπεδο για την προσομοίωση λειτουργίας σχετικών εγκαταστάσεων, παρέχοντας λύσεις άμεσα εφαρμόσιμες. Ιδιαίτερη συνεισφορά στην κατεύθυνση αυτή έχει και ο τομέας Ρευστών των Μηχανολόγων Μηχανικών του ΕΜΠ, το ερευνητικό έργο του οποίου αποτέλεσε άλλωστε τη βάση για την εκπόνηση της παρούσας διπλωματικής εργασίας.

Συγκεκριμένα από μελέτη που πραγματοποιήθηκε για το σχεδιασμό αναστρέψιμου ΥΗΕ που θα αξιοποιεί την απορριπτόμενη αιολική παραγωγή και αφορούσε το νησί της Κρήτης (Αναγνωσόπουλος Ι.,2007), φάνηκε πως η ανάπτυξη τέτοιων συστημάτων μπορεί να προκαλέσει μεγαλύτερη αξιοποίηση των Α/Γ. Στα πλαίσια της μελέτης αναπτύχθηκε υπολογιστικός αλγόριθμος, που προσομοιώνει τη λειτουργία του σταθμού για ένα έτος. Παράλληλα η μεταβολή ορισμένων παραμέτρων (ισχύς υδροστρόβιλων-αντλιών, χωρητικότητα ταμιευτήρα, κ.α.)μέσω προγράμματος βελτιστοποίησης ανέδειξε τον καθοριστικό τους ρόλο στην ενεργειακή και οικονομική απόδοση ενός τέτοιου έργου.

Επιπλέον στην εργασία «Διερεύνηση τεχνικών και οικονομικών ζητημάτων ένταξης ΥΒΣ στα μη διασυνδεδεμένα νησιά» (Παπαντώνης Δ. et al,2008), προσδιορίστηκε νέα πολιτική διαχείρισης ΥΒΣ η οποία εισάγει τη λογική της ημερήσια προσφοράς ενέργειας από πλευράς σταθμών. Η διαφοροποίηση αυτή αποδείχτηκε καθοριστική

Κεφάλαιο 2^ο- Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας

τόσο για την οικονομικότερη λειτουργία των συμβατικών μονάδων, όσο και για την καλύτερη αξιοποίηση της ενέργειας των υφιστάμενων Α/Π. Στα πλαίσια της ίδιας εργασίας προσδιορίστηκαν για τρία διαφορετικά νησιά (Κρήτη-Λέσβος-Κάρπαθος) υβριδικοί σταθμοί με αιολικό πάρκο, οι όποιοι να παρουσιάζουν βέλτιστη οικονομική απόδοση, ενώ παράλληλα μελετήθηκαν οι διαφορές σταθμών με διπλή και μονή σωλήνωση καθώς και με διαφορετικού τύπου ηλεκτρομηχανολογικό εξοπλισμό.

Επίσης από την ανάλυση βιωσιμότητας ΥΒΣ με αιολικό πάρκο στο νησί της Λέσβου (Καυγάλη Μ.,2010), αποδείχτηκε ότι η εγκατάσταση επιπλέον Α/Γ συνεπάγεται χαμηλούς βαθμούς αξιοποίησης της παραγωγής τους χωρίς αυτό να συνοδεύεται με ιδιαίτερη αύξηση της συνεισφοράς τους στο δίκτυο. Από την άλλη τα αποτελέσματα είναι πολύ πιο ενθαρρυντικά αν η τοποθέτηση Α/Γ συνδυαστεί με κατασκευή ΥΒΣ. Από τα αποτελέσματα οικονομικής βελτιστοποίησης προέκυψε ότι οικονομική βιωσιμότητα και ενεργειακή απόδοση μπορούν να συμπέσουν στην περίπτωση ενός τέτοιου έργου, καθώς η διάταξη που προέκυψε καλύπτει το 23% της ζήτησης.

Ενδιαφέροντα στοιχεία προέκυψαν και από τα αποτελέσματα εγκατάστασης αιολικού πάρκου και συστήματος αντλησιοταμίευσης στο σύστημα της Πάρο-Ναξιας (Κλειανσού Η.,2008). Στη συγκεκριμένη εργασία ερευνήθηκε η απόκριση του σταθμού για διαφορετικά σενάρια λειτουργίας καθένα από τα οποία επέδρασε με τρόπο θετικό στο ηλεκτρικό σύστημα των νησιών. Μεταξύ άλλων παρατηρήθηκε μείωση του κόστους παραγόμενης ενέργειας, μείωση της συμβατικής παραγωγής, οικονομικά οφέλη για το διαχειριστή του σταθμού και βεβαίως καλύτερη αξιοποίηση του αιολικού δυναμικού της περιοχής.

3 Το νησί της Λέσβου

3.1 Γενικά στοιχεία

Η Λέσβος ανήκει στα νησιά του Ανατολικού Αιγαίου Πελάγους. Με έκταση 1636km². και ακτογραμμή 370km είναι το τρίτο σε μέγεθος νησί της Ελλάδος. Η Λέσβος έχει πληθυσμό 90.643 κατοίκους (απογραφή 2001) και διοικητικά ανήκει στη περιφέρεια βορείου Αιγαίου και στον Νομό Λέσβου. Πρωτεύουσα του νησιού καθώς και του Νομού Λέσβου είναι η Μυτιλήνη, κτισμένη στο νοτιοανατολικό άκρο του νησιού. Σύγχρονη πόλη, διοικητικό, εμπορικό και πνευματικό κέντρο, με πληθυσμό 27.247 κατοίκων (απογραφή 2001). Η Μυτιλήνη είναι διοικητικό κέντρο - έδρα της Νομαρχιακής Αυτοδιοίκησης Λέσβου, της Περιφέρειας Βορείου Αιγαίου και του Πανεπιστημίου Αιγαίου και διαιρείται διοικητικά σε 13 Δήμους. Σημαντικές κομοπόλεις του νησιού είναι η Αγία Παρασκευή με 2.268 κατοίκους, η Αγιάσος με 2.498, η Καλλονή με 1.732, ο Πολιχνίτος με 2.763 και το Πλωμάρι με 3.377. Στο νησί υπάρχουν δυο κόλποι, της Γέρας και της Καλλονής και μια πληθώρα όρμων και ακρωτηρίων. Οι πιο σημαντικές πεδιάδες, είναι της Καλλονής, Ιππείου, Περάματος και Ερεσού. Τα κυριότερα βουνά είναι ο Λεπέτυμνος, ο Όλυμπος και το Ψηλοκούδουνο. Υπάρχουν χείμαρροι, που διαρρέουν τις πεδινές εκτάσεις, όπως ο Τσικνιάς, ο Τσιχλιώτας, ο Μυλοπόταμος ο Σεδούντας και ο Αλμυροπόταμος.

Τα ανατολικά και κεντρικά τμήματα είναι κατάφυτα από ελαιώνες, πεύκα, έλατα, πλατάνια, καστανιές, οξιές και βελανιδιές. Το κλίμα της Λέσβου είναι ήπιο, μεσογειακό, με πολλή ηλιοφάνεια όλο τον χρόνο. Η τοπική οικονομία στηρίζεται στην αγροτική παραγωγή και συγκεκριμένα στην ελαιοκαλλιέργεια, καθώς και στην κτηνοτροφία και αλιεία. Ανεπτυγμένος είναι ο κλάδος της ποτοποιίας με την παρασκευή του ούζου, ενώ μεγάλη μερίδα του πληθυσμού ασχολείται επαγγελματικά με τον τουρισμό.(πηγή: Περιφέρεια βορείου Αιγαίου)



Σχήμα 3.1 Χάρτης Λέσβου

3.2 Το ενεργειακό σύστημα της Λέσβου.

3.2.1 Δίκτυο και υφιστάμενος συμβατικός σταθμός

Το δίκτυο διανομής ενέργειας στη Λέσβο, όπως και στα περισσότερα νησιά του Βορειοανατολικού Αιγαίου, είναι αυτόνομο, δηλαδή δεν είναι διασυνδεδεμένο με το εθνικό δίκτυο μεταφοράς ενέργειας. Αποτελείται από δεκατρείς γραμμές μεταφοράς ρεύματος, εκ των οποίων οι δώδεκα είναι μέσης τάσης (20kV) και μία υψηλής τάσης (66kV). Οι γραμμές μέσης τάσης αποτελούνται από πέντε γραμμές για τη διανομή ενέργειας από το σταθμό παραγωγής ενέργειας στη πόλη της Μυτιλήνης, όπου και παρουσιάζονται τα υψηλότερα φορτία, δύο γραμμές από το σταθμό σε ορισμένα χωριά του νησιού και πέντε γραμμές από τον υποσταθμό Καλλονής σε χωριά του νησιού. Η γραμμή μεταφοράς υψηλής τάσης συνδέει το σταθμό με τον υποσταθμό Καλλονής. Το δίκτυο της Λέσβου ακολουθεί βρογχοειδή διάταξη, δηλαδή οι γραμμές μεταφοράς είναι διασυνδεδεμένες μεταξύ τους, έτσι ώστε να είναι ευκολότερη η συντήρηση του δικτύου και επιπλέον σε περίπτωση βλάβης, σε ένα τμήμα του δικτύου, να υπάρχει η δυνατότητα παράκαμψης και συνέχισης της παροχής ρεύματος. Τα ελαιοτριβεία, τα τυροκομεία, οι διάφορες γεωργικές δραστηριότητες, το “τουριστικό φορτίο” κ.α, δημιουργούν πολλές φορές βύθιση τάσης και υπερφόρτωση του δικτύου. Για την αντιμετώπιση των βυθίσεων ζητείται από τους μεγάλους καταναλωτές (ελαιοτριβεία) να εγκαταστήσουν ιδιόκτητους μετασχηματιστές (πηγή: Παν. Αιγαίου, Τμήμα Περιβάλλοντος).

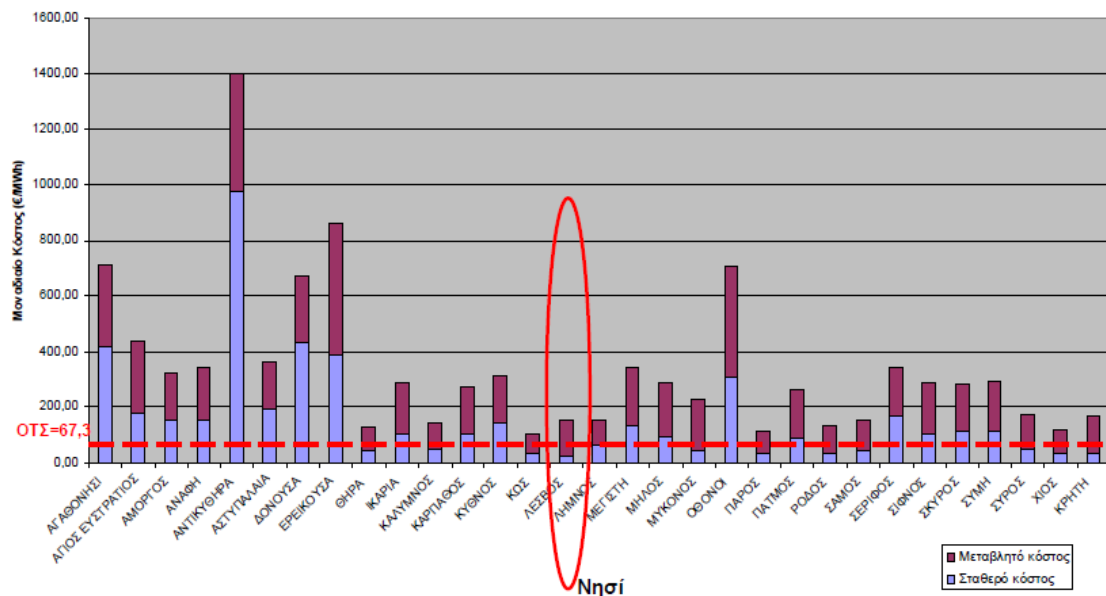
Όσον αφορά τη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, καλύπτεται κυρίως από το κεντρικό εργοστάσιο της ΔΕΗ το οποίο βρίσκεται στη βορινή έξοδο της Μυτιλήνης και στην περιοχή ‘Επάνω Σκάλα’ (σχήμα 3.4). Η ονομαστική ισχύς του εργοστασίου είναι 122.984 kW, ενώ πρακτικά η αποδιδόμενη ισχύς του είναι 70.710kW. Συγκεκριμένα, ο θερμικός σταθμός αποτελείται από οκτώ μηχανές εσωτερικής καύσης, συνολικής ονομαστικής ισχύος 68.234kW, τέσσερα ηλεκτροπαραγωγά ζεύγη συνολικής ισχύος 34.750kW και έναν αεριοστρόβιλο ισχύος 20.000kW. Τα ηλεκτροπαραγωγά ζεύγη και ο αεριοστρόβιλος συνήθως τίθενται σε λειτουργία για την κάλυψη της ζήτησης του φορτίου αιχμής (σχήμα 3.2). Η συνολική ενέργεια που παρήχθη από το συμβατικό σταθμό το 2008 ήταν περίπου 270.404GWh (PAE 2009).

Το καύσιμο που χρησιμοποιείται στις μονάδες του σταθμού είναι κυρίως μαζούτ υψηλής περιεκτικότητας σε θείο. Συγκεκριμένα μέχρι το 2005 γινόταν καύση μαζούτ με 3.5% σε θείο, ένα καύσιμο που είχε καταργηθεί σαν καύσιμο των καλοριφέρ στις πολυκατοικίες της Αθήνας από την δεκαετία του ’60, για περιβαλλοντικούς και μόνο λόγους. Τα τελευταία χρόνια η ΔΕΗ το αντικατέστησε με μαζούτ χαμηλότερης περιεκτικότητας σε θείο, βάσει δεσμεύσεων που είχε αναλάβει έναντι της Ε.Ε. Οι μονάδες του σταθμού εμφανίζουν μεγάλη κατανάλωση καυσίμου, με αποτέλεσμα το τρέχον σύστημα συμβατικής παραγωγής ενέργειας να χαρακτηρίζεται από υψηλό κόστος παραγόμενης ενέργειας, η οποία φτάνει και τα 180€/MWh (σχήμα 3.3). Επιπλέον οι διαρκής άνοδος της τιμής του πετρελαίου αλλά και οι ολοένα αυξανόμενες ενεργειακές ανάγκες των νησιού πρόκειται να οδηγήσουν σε περαιτέρω αύξηση του κόστους της ηλεκτρικής ενέργειας.

Κεφάλαιο 3^ο- Το νησί της Λέσβου

ΛΕΣΒΟΣ						
	ΜΟΝΑΔΑ	ΚΑΥΣΙΜΟ	ΕΤΟΣ ΕΝΤΑΞΗΣ		Όνομ. (kW)	Αποδ. (kW)
			ΠΡΑΓΜΑΤΙΚΟ	ΙΣΟΔΥΝΑΜΟ		
Υφιστάμενος σταθμός	GMT A420.12	ΜΑΖΟΥΤ	1983	1999	5850	5000
	GMT A420.12	ΜΑΖΟΥΤ	1984	1999	5850	5000
	GMT A420.12	ΜΑΖΟΥΤ	1984	1999	5850	5000
	FINCAN-SULZER 18ZAV40S	ΜΑΖΟΥΤ	1998	1998	10720	7500
	CEGIELSKI 9RTAF58	ΜΑΖΟΥΤ	1988	1988	11000	9500
	WARTSILA 12V46B	ΜΑΖΟΥΤ	2000	2000	10360	10360
	ABB STAL (A/Σ) GT35C	DIESEL	1994	1994	15500	12500
	CEGIELSKI 16ATV25H	ΜΑΖΟΥΤ	2002	2002	3104	3100
Νέες μονάδες (σύμφωνα με την άδεια παραγωγής)	H/Z (4*1,275) (ΑΔ. 01101 20/06/2008)		2008	2008	5100	5100
	H/Z(6*1,275) ΑΔ-01217/04.05.09)					7650
	A/Σ (ΑΔ. 01103/27.06.2008)	ΜΑΖΟΥΤ	2009	2009	20000	20000
	H/Z (ΑΔ. 01103/27.06.2008) Τροποποίηση (από 8MW σε 11MW)	ΜΑΖΟΥΤ	2009	2009	8000	11000
	H/Z (ΑΔ. 01103/27.06.2008) Τροποποίηση (από 8MW σε 11MW)-γνώμη ΡΑΕ	ΜΑΖΟΥΤ	2009	2009	8000	11000
Συνολική εγκατεστημένη ισχύς						70710

Σχήμα3.2 Εγκατεστημένες συμβατικές μονάδες παραγωγής ισχύος στη Λέσβο (ΡΑΕ 2009)



Σχήμα 3.3 Μοναδιαίο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας(€/MWh) ανά νησί (πηγή: ΡΑΕ 2009)

Η τροφοδοσία του νησιού με καύσιμα γίνεται μέσω δεξαμενόπλοιων. Δεξαμενές αποθήκευσης καυσίμων πέρα από αυτές που κατέχει το εργοστάσιο της ΔΕΗ για την τροφοδοσία των μηχανών της δεν υπάρχουν, με αποτέλεσμα η τροφοδοσία των πρατηρίων να γίνεται μέσω βυτιοφόρων οχημάτων. Κάθε εβδομάδα ή 15 ημέρες, ένα δεξαμενόπλοιο καταπλέει στο λιμάνι της Μυτιλήνης, τα βυτιοφόρα οχήματα των

Κεφάλαιο 3^ο - Το νησί της Λέσβου

διαφόρων εταιριών εισέρχονται στο λιμάνι και εφοδιάζονται με καύσιμα τα οποία τα διανέμουν στα πρατήρια. Επιπλέον, διάσπαρτες στο νησί και ειδικότερα στο δήμο Μυτιλήνης υπάρχουν και οι αποθηκευτικές εγκαταστάσεις καυσίμων.



Σχήμα 3.4 Συμβατική μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στη Μυτιλήνη.

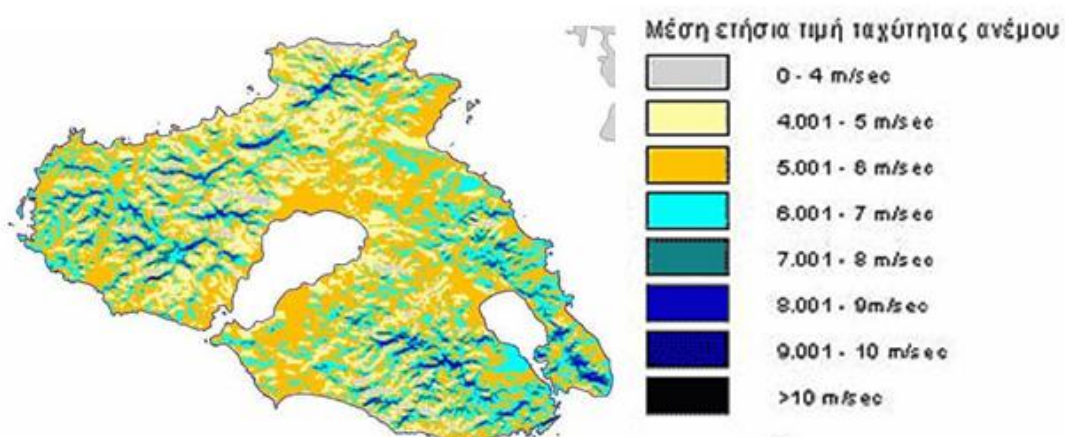
Δεξιά: Συνεργείο απορρύπανσης για το καθαρισμό κηλίδας που προκλήθηκε από τη διαρροή μαζούτ, στο λιμάνι της Λέσβου (12/ 2010).

3.2.2 Δυναμικό και υφιστάμενες ΑΠΕ

Η Λέσβος είναι πλούσια σε φυσικούς πόρους (αιολικό, ηλιακό, γεωθερμικό, υδραυλικό δυναμικό και βιομάζα) το οποίο ωστόσο έχει ελάχιστα αξιοποιηθεί προς το παρόν.

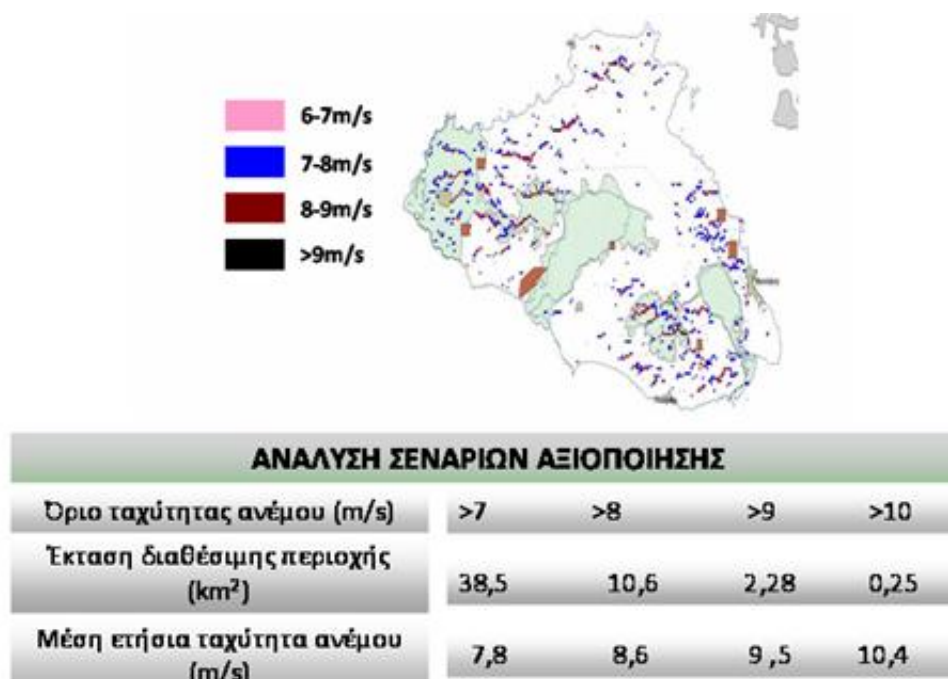
Αιολικό δυναμικό και αξιοποίηση:

Όπως φαίνεται στους χάρτες το αιολικό δυναμικό της Λέσβου είναι εξαιρετικά πλούσιο και με βάση στοιχεία του ΚΑΠΕ είναι τεχνολογικά αξιοποιήσιμο σε μία μεγάλη έκταση μεγέθους 51,63km², με μέσες ετήσιες ταχύτητες ανέμου από 7,8m/sec έως 10,4m/sec, αναλόγως την περιοχή (σχήμα 3.5, 3.6).



Σχήμα 3.5 Χάρτης αιολικού δυναμικού της Λέσβου (ΚΑΠΕ 2001)

Κεφάλαιο 3^ο- Το νησί της Λέσβου



Σχήμα3.6 Περιοχές με τεχνικά εκμεταλλεύσιμο δυναμικό στη Λέσβο

Προς το παρόν ωστόσο η αξιοποίηση της αιολικής ενέργειας είναι εξαιρετικά περιορισμένη. Συνολικά στο νησί υπάρχουν τέσσερα αιολικά πάρκα με συνολική εγκατεστημένη ισχύ 11,8MW. Συγκεκριμένα, στα πλαίσια εκμετάλλευσης του αιολικού δυναμικού, ο δήμος Μυτιλήνης ίδρυσε το 1991 την αμιγώς δημοτική επιχείρηση 'Αιολική'. Η εταιρία αυτή εγκατέστησε στη περιοχή Κουτσουμπάρα-Κράτηγος (Δήμος Μυτιλήνης) σε οικόπεδο του δήμου τρεις Α/Γ συνολικής ισχύος 825kW (δύο των 300kW και μία των 225kW) που απέδιδαν περίπου 900.000kWh ετησίως εξοικονομώντας περίπου 400τόνους μαζούτ το χρόνο. Ωστόσο λόγω έλλειψης συντήρησης, από το 2002 και οι δύο Α/Γ των 300kW βρίσκονται εκτός λειτουργίας λόγω βλάβης, με αποτέλεσμα να λειτουργεί μόνο η μία. Τα άλλα δύο αιολικά πάρκα είναι εγκατεστημένα στη περιοχή Σκαμιούδας (δήμος Ερεσού – Αντίσσης), ανήκουν σε ιδιωτική εταιρία, την Ελληνική Τεχνοδομική Α.Ε, η οποία την ενέργεια που παράγει την πουλάει στη ΔΕΗ. Αποτελούνται από 15Α/Γ (7Α/Γ και 8Α/Γ) των 600kW. Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς και των δύο πάρκων είναι 9MW. Το τέταρτο αιολικό πάρκο βρίσκεται στη περιοχή Σίγρι (δήμος Ερεσού-Αντίσσης)και ανήκει στη ΔΕΗ. Αποτελείται από 9Α/Γ των 225kW, εκ των οποίων λειτουργούν οι 8, και άρα το μέγεθος του ανέρχεται στα 1.8MW. (Πίνακας 3.1, Σχήμα 3.7)

Ιδιοκτήτης	Δήμος	Θέση	Αριθμός Α/Γ	Ονομαστική Ισχύς (MW)	Κατάσταση λειτουργίας
Αιολική-Δημοτική Επιχείρηση	Μυτιλήνης	Κράτηγος	2 1	0,6 0,225	Εκτός λειτουργίας. Σε λειτουργία
ΔΕΗ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ	Ερεσού- Αντίσσης	Σίγρι	9	2,03	Μία εκτός λειτουργίας
Ελληνική	Ερεσού-	Σκαμιούδα	7	4.2	Σε λειτουργία

Κεφάλαιο 3^ο - Το νησί της Λέσβου

Τεχνοδομική Α.Ε	Αντίσης				
Ελληνική Τεχνοδομική Α.Ε	Ερεσού-Αντίσης	Σκαμνιούδα	8	4.8	Σε λειτουργία

Πίνακας 3.1 Υφιστάμενα αιολικά πάρκα Λέσβου



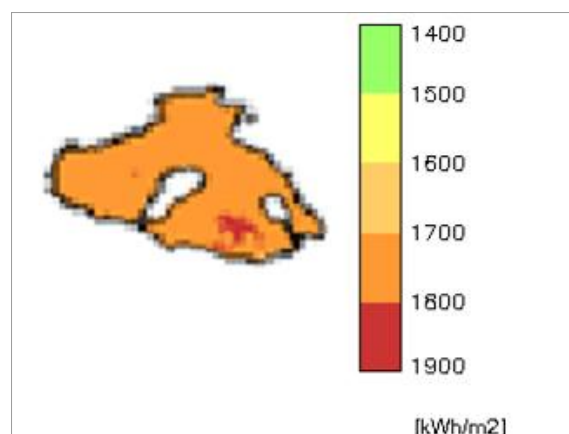
Σχήμα 3.7 Πάνω: Εν λειτουργία και κατεστραμμένη ανεμογεννήτρια στη περιοχή Κράτηγου.

Κάτω αριστερά: Αιολικό πάρκο Σίγρις.

Κάτω δεξιά: Αιολικό πάρκο Σκαμνιούδας.

Ηλιακό δυναμικό

Η Λέσβος επίσης διαθέτει ένα εξαιρετικά πλούσιο ηλιακό δυναμικό, ένα από τα καλύτερα της Ελλάδας. Όπως φαίνεται στο σχήμα 3.8 η ένταση της ηλιακής ακτινοβολίας σε κάποιες περιοχές ξεπερνάει τα 1600kWh/m^2 . Ωστόσο η ηλιακή ενέργεια στο νησί παραμένει αναξιοποίητη. Η εκμετάλλευση περιορίζεται κυρίως σε επίπεδο κατοικίας για τη θέρμανση νερού (θερμοσιφωνικές εγκαταστάσεις) και υπάρχει και ένα Φ/Β πάρκο μικρού μεγέθους στη θέση Κουτσουμπάρα Κράτηγου. Το πάρκο έχει συνολική εγκατεστημένη ισχύ $8,16\text{kW}$, το κατασκεύασε η εταιρία 'Αιολική' και αποτελείται από 102Φ/Β πλαίσια ισχύος 80W το καθένα.



Σχήμα 3.8 Χάρτης ηλιακού δυναμικού της Λέσβου (πηγή: Γ. Κάραλης, 2009)

Κεφάλαιο 3^ο- Το νησί της Λέσβου

Γεωθερμικό Δυναμικό

Ότι αφορά το γεωθερμικό δυναμικό, από τις μέχρι τώρα εκτεταμένες γεωλογικές και γεωθερμικές έρευνες και τη συνθετική ερμηνεία των αποτελεσμάτων εντοπίστηκαν τρεις κύριες περιοχές ενδιαφέροντος: Πέτρας-Αργένου, Καλλονής-Στύψης και Πολύχνιτου. Οι περιοχές αυτές διαθέτουν πεδία μέσης και χαμηλής ενθαλπίας και οι πιθανές θερμοκρασίες των ρευστών στον ταμειυτήρα αναμένονται να είναι της τάξης των 100-114 °, χωρίς να αποκλείονται και υψηλότερες.

Δυναμικό Βιομάζας

Επιπλέον το νησί διαθέτει υπολογίσιμο δυναμικό βιομάζας. Η διαθέσιμη βιομάζα του νησιού προέρχεται από τα υπολείμματα της επεξεργασίας της ελιάς, τα οποία είναι το πυρηνόξυλο και υπολείμματα των ελαιώνων κατά τη διαδικασία του κλαδέματος. Η θερμογόνος ικανότητα του πυρηνόξυλου είναι 4000kcal/kg (σχήμα 3.9). Εδώ αξίζει να αναφέρουμε ότι το σύνολο των ελαιόδεντρων του νησιού ανέρχεται στα 12 εκατομμύρια και οι ελαιώνες καλύπτουν μία έκταση 500.000 στρεμμάτων. Σήμερα στο νησί λειτουργούν δύο πυρηνελαιουργεία, το ένα στα Πάμφυλλα και το άλλο στο Ντίπι στο κόλπο της Γέρας (Δ. Κάραλης, 2009).

Καύσιμο	Υγρασία	Θερμογόνος ικανότητα [kcal/kg]
πυρηνόξυλο	10-12%	4000
μαζούτ		9600
diesel		10200

Σχήμα 3.9 Θερμογόνος ικανότητα πυρηνόξυλου σε σύγκριση με το μαζούτ και το diesel (πηγή: Δ. Κάραλης, 2009)

Υδραυλικό Δυναμικό

Τέλος το νησί διαθέτει πλούσιο υδραυλικό δυναμικό και ως εκ τούτου έχουν γίνει πολλά έργα για την αξιοποίηση του. Στο παρακάτω πίνακα συνοψίζεται το σύνολο των υφιστάμενων υδρολογικών έργων του νησιού (πίνακας 3.2).

Είδος έργου*	Τοποθεσία	Χωρητικότητα [m ³]	Χρήση νερού
Λ/Δ	Κεράμι-Καλλονή	560000	Αρδευση
Λ/Δ	Μήθυμνα	580000	Αρδευση-Υδρευση
Λ/Δ	Αγριλιά	350000	Αρδευση-Υδρευση
Λ/Δ	Βασιλικά	750000	Αρδευση-Υδρευση
Φ	Ερεσσός	2450000	Αρδευση
Φ	Σεδούντα-Ανυδρος	300000	Αρδευση-Υδρευση
Φ	Σταυρός	1500000	Αρδευση-Υδρευση
Φ	Τσικνιάς	12000000	Αρδευση-Υδρευση
Φ	Πολιχνίτος	1000000	Αρδευση-Υδρευση

Πίνακας 3.2 Υφιστάμενα υδρολογικά έργα, *Λ/Δ: Λιμνοδεξαμή, Φ: Φράγμα (πηγή: Κάραλης Δ., 2009)

Κεφάλαιο 3^ο - Το νησί της Λέσβου

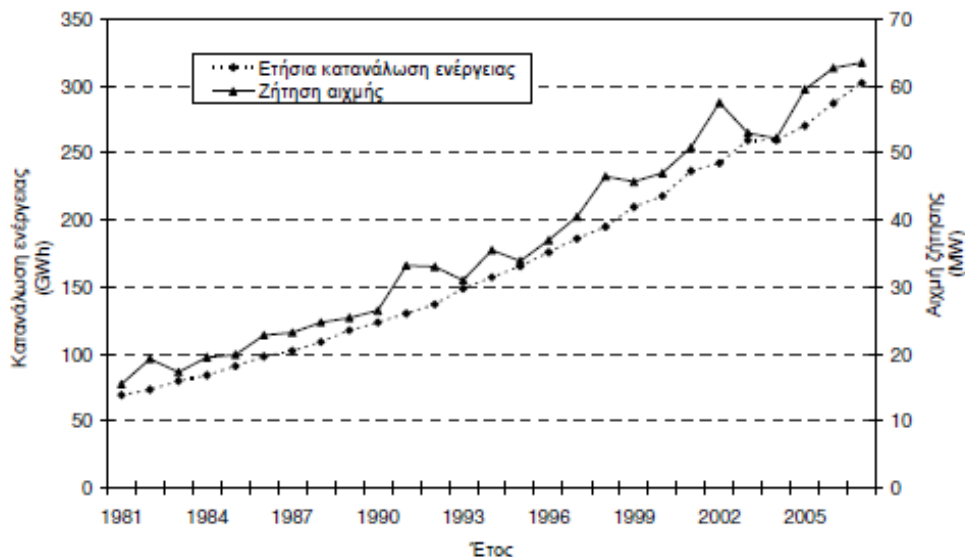
Όπως φάνηκε, παρά τους αξιόλογους πόρους του νησιού σε ΑΠΕ, η αξιοποίηση τους στο σύνολο είναι πολύ περιορισμένη, με αποτέλεσμα οι ενεργειακές ανάγκες του νησιού να καλύπτονται κυρίως από το συμβατικό σταθμό παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Στο πίνακα 3.3 συνοψίζονται τα χαρακτηριστικά της υπάρχουσας ενεργειακής κατάστασης της Λέσβου.

Εγκατεστημένη ισχύς (kW)	
Συμβατικό Εργοστάσιο	122984
Ανεμογεννήτριες	11025
Φωτοβολταϊκά Πλαίσια	8

Πίνακας 3.3 Χαρακτηριστικά υπάρχουσας ενεργειακής κατάστασης Λέσβου

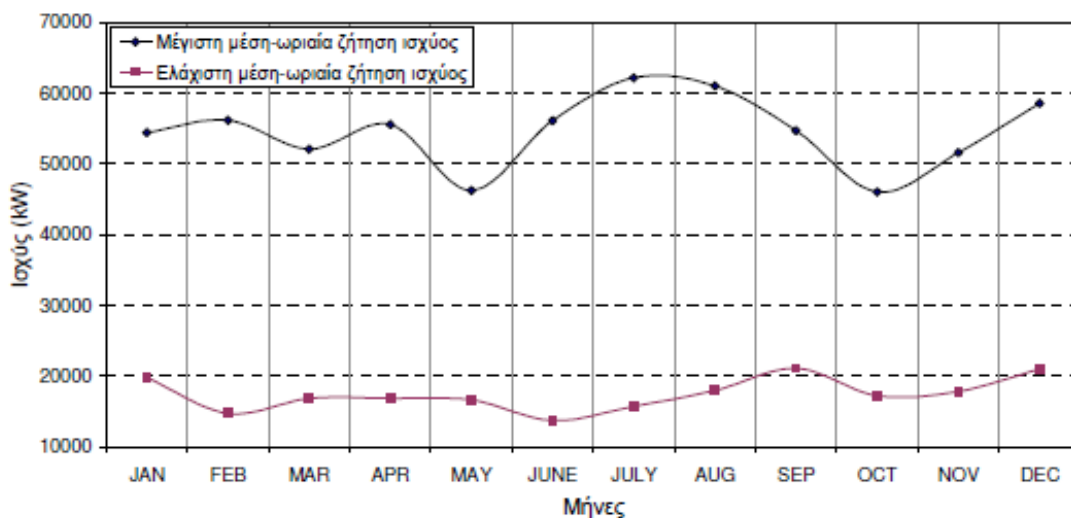
3.3 Στοιχεία Ζήτησης

Το νησί της Λέσβου κατατάσσεται στη κατηγορία μεσαίων νησιών από άποψη ενεργειακής κατανάλωσης. Τα τελευταία χρόνια η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας παρουσιάζει μία σταθερή αυξητική τάση της τάξεως του 5.5%. Το 2007 η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας έφτασε τις 302GWh, με ζήτηση φορτίου αιχμής πάνω από 60GW (σχήμα 3.10).



Σχήμα 3.10 Κατανάλωση Ενέργειας και ζήτηση αιχμής από το 1981-2007(πηγή: Καψάλη Μ,2010)

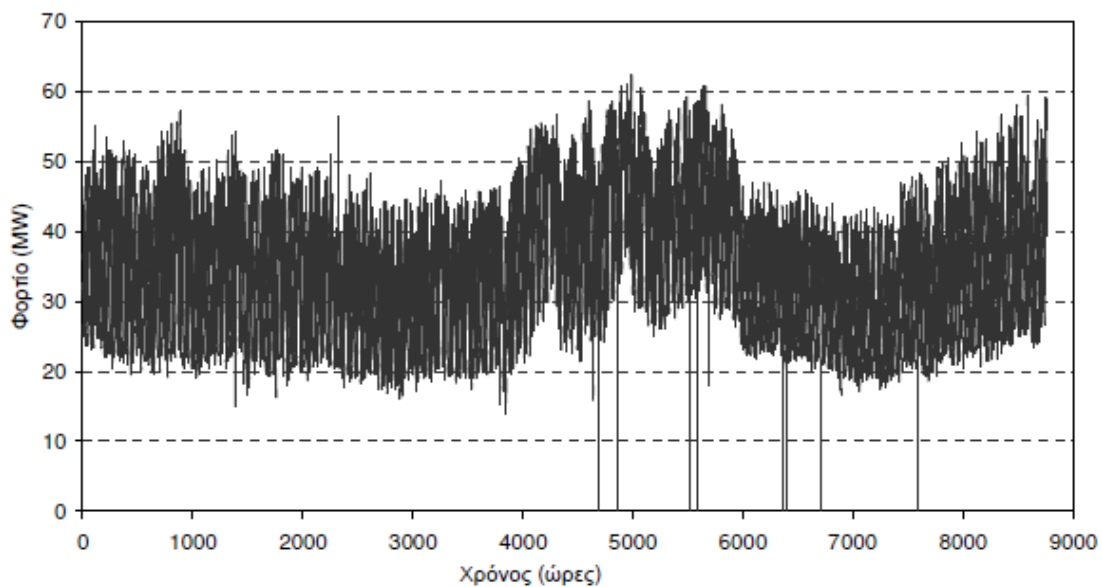
Στο σχήμα 3.11 απεικονίζεται η μέση ωριαία ζήτηση ισχύος κατά τη διάρκεια του έτους 2007. Όπως φαίνεται η ζήτηση παρουσιάζει σχετικά μικρές εποχιακές διακυμάνσεις κατά τη διάρκεια του έτους. Παρουσιάζει αύξηση τους καλοκαιρινούς μήνες, λόγω της τουριστικής δραστηριότητας αλλά και τους χειμερινούς μήνες ειδικά κατά τη διάρκεια του Δεκεμβρη, που εν μέρει αποδίδεται σε γεωργικές δραστηριότητες που σχετίζονται με τη συγκομιδή της ελιάς και τη λειτουργία των ελαιοτριβείων.



Σχήμα3.11 Μέγιστη και ελάχιστη μέση-ωριαία ζήτηση φορτίου, 2007. (Καψάλη Μ.)

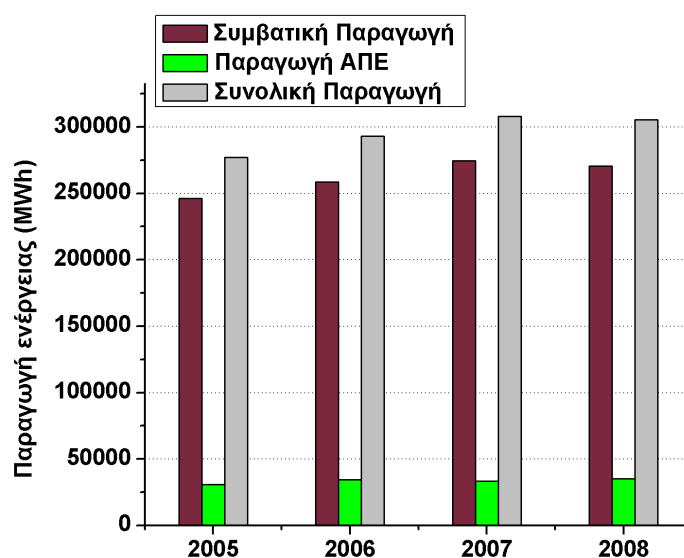
Κεφάλαιο 3^ο- Το νησί της Λέσβου

Επίσης από την καμπύλη διακύμανσης της συνολικής μέσης ωριαίας παραγωγής/ζήτησης ισχύος του 2007 (σχήμα 3.12), διακρίνει κανείς πολλά black out κατά τη διάρκεια του καλοκαιριού. Οι διακοπές αυτές οφείλονται τόσο στην προβληματική κατάσταση του δικτύου διανομής ενέργειας, όσο και στη ανεπάρκεια των υφιστάμενων συμβατικών μονάδων να ανταποκριθούν στη ζήτηση.



Σχήμα3.12 Ζήτηση/Παραγωγή ισχύος κατά τη διάρκεια του έτους 2007(Καψάλη Μ.,2010)

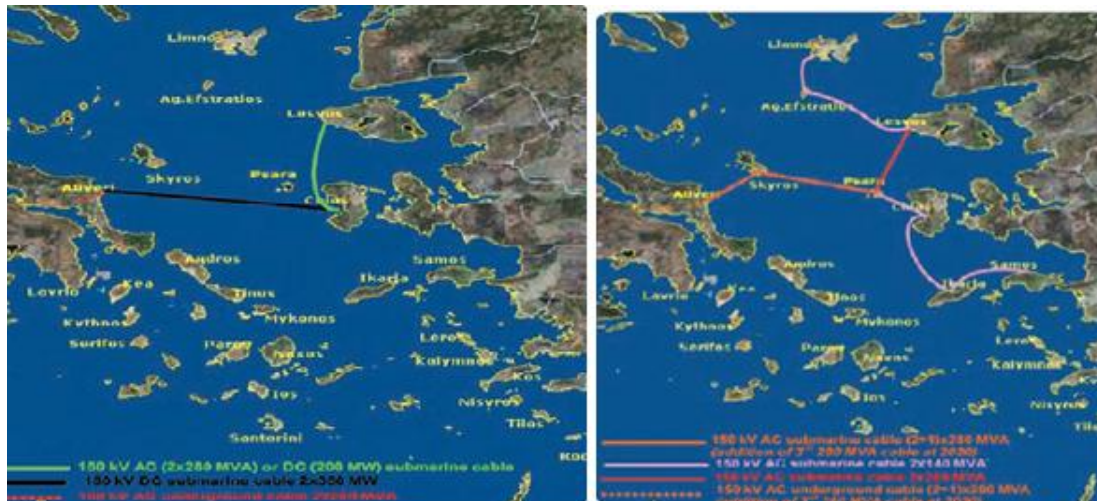
Η συνεισφορά των ΑΠΕ στην κάλυψη ζήτησης φορτίου ανέρχεται σήμερα στο 11%. Από δεδομένα της ΡΑΕ προκύπτει, ότι από το 2005 έως το 2008 το ποσοστό της παραγόμενης ενέργειας που προήλθε από ΑΠΕ κυμαινόταν μεταξύ 11.09-11.77% ενώ το υπόλοιπο προερχόταν από τον συμβατικό σταθμό (σχήμα 3.13).



Σχήμα 3.13 Σύνθεση παραγωγής ενέργειας για τα έτη 2005-2008.

3.4 Προοπτικές ανάπτυξης ΑΠΕ

Το δίκτυο του νησιού, με την υπάρχουσα υποδομή (συμβατικός σταθμός και Α/Γ), θεωρείται πρακτικά κορεσμένο ενώ ταυτόχρονα δεν υπάρχουν ούτε συστήματα αποθήκευσης στο νησί. Συνεπώς για την περαιτέρω ένταξη των ΑΠΕ απαιτείται η διασύνδεση του νησιού με το ηπειρωτικό δίκτυο της χώρας ή η ανάπτυξη συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας (π.χ αντλησιοταμίευση). Από μελέτες που έχουν γίνει, έχουν προκύψει κάποιοι πιθανοί τρόποι διασύνδεσης της Λέσβου με την Ηπειρωτική Ελλάδα (σχήμα 3.14).



Σχήμα 3.14: Τεχνικές μελέτες για διασύνδεση νησιών Βορείου Αιγαίου πηγή: Ενεργειακό γραφείο Ίου-Αιγαίου, Στρατηγική μελέτη 2011)

Όσον αφορά νέες εγκαταστάσεις αιολικών πάρκων, έχουν υποβληθεί πολλές αιτήσεις, οι οποίες συμπεριλαμβάνουν και τη ταυτόχρονη διασύνδεση των τριών νησιών του βορείου Αιγαίου (Χίος, Λέσβος, Λήμνος) με την ηπειρωτική Ελλάδα (σχήμα 3.16, πίνακας 3.5). Προς το παρόν έχουν εγκριθεί οι άδειες παραγωγής για την ανάπτυξη αιολικών πάρκων στα νησιά του βορείου Αιγαίου συνολικού μεγέθους 706MW, τα οποία θα αποτελούνται από 353Α/Γ, ισχύος 2MW και ρότορα ανοίγματος 87μέτρων. Οι 153 Α/Γ θα τοποθετηθούν στη Λέσβο, οι 75Α/Γ στη Χίο και οι 125Α/Γ στη Λήμο. Το έργο αυτό θα το αναλάβει η θυγατρική του ομίλου Ροκάς, με την επωνυμία ‘Ροκάς Αιολική Βόρειος Ελλα Π Α.Β.Ε.Ε’ και το κόστος της συνολικής επένδυσης θα αγγίζει τα 1.5 δις. €.

Συγκεκριμένα στο νησί της Λέσβου οι Α/Γ θα τοποθετηθούν στο δυτικό τμήμα του νησιού (δήμος Ερεσού-Αντίσσης και Καλλονής) εξαιτίας μιας σειράς από διαφορετικών λόγων, όπως η ύπαρξη δασικών εκτάσεων, ελαιώνων, περιοχών που έχουν στρατιωτικές εγκαταστάσεις, αρχαιολογικών χώρων, προστατευόμενων περιοχών, σε άλλες περιοχές .

Παράλληλα υπάρχει αίτηση για την ανάπτυξη υβριδικού σταθμού παραγωγής ενέργειας με αυτόνομο υδροαιολικό σύστημα. Ο σταθμός θα έχει εγγυημένη ισχύ 15MW και θα αξιοποιεί ως κάτω ταμειυτήρα τον υφιστάμενο ταμειυτήρα Ερεσού. Ο

Κεφάλαιο 3^ο - Το νησί της Λέσβου

σταθμός αδειοδοτήθηκε από τη ΡΑΕ το 2010, αλλά δεν έχει ξεκινήσει να υλοποιείται ακόμα (σχήμα 3.15). Τα τεχνικά χαρακτηριστικά του σταθμού συνοψίζονται στο πίνακα 3.4.

Κάτω ταμιευτήρας	Υφιστάμενο φράγμα Ερεσού, Χωρητικότητα: 2.550.000m ³
Άνω ταμιευτήρας	Χωρητικότητα: 700.000m ³
ΜΥΗΕ	Q=4,5 m ³ /s, H=406 m, 15MW
Αντλιοστάσιο ανύψωσης	Q=3,3 m ³ /s, H=430m, 15MW
Καταθλιπτικός αγωγός	X/Σ Φ1100, L=1.700 m
Αγωγός υδροδότησης	X/Σ Φ1300 L=1.680 m
Κτίριο σταθμού παραγωγής	Διαστάσεις: 18,00x50,00x13,00 m
Ανεμογεννήτριες	18MW

Πίνακας 3.4 Τεχνικά χαρακτηριστικά υβριδικού σταθμού



Σχήμα 3.15 Φράγμα Ερεσού-σχηματική απεικόνιση υβριδικού σταθμού

Επιπλέον έχει εκδοθεί άδεια για την κατασκευή γεωθερμικού σταθμού, μεγέθους 8MW στη περιοχή της Στύψης. Η εκμετάλλευση του γεωθερμικού πεδίου στην περιοχή της Στύψης και η κατασκευή της μονάδας είχε ανατεθεί στη ΔΕΗ Α.Ε. από το έτος 2003, η οποία στις αρχές 2011 μεταβίβασε το δικαίωμα στη ΔΕΗ Ανανεώσιμες Α.Ε. με την υποχρέωση μέχρι το 2013 να εγκαταστήσει την μονάδα.

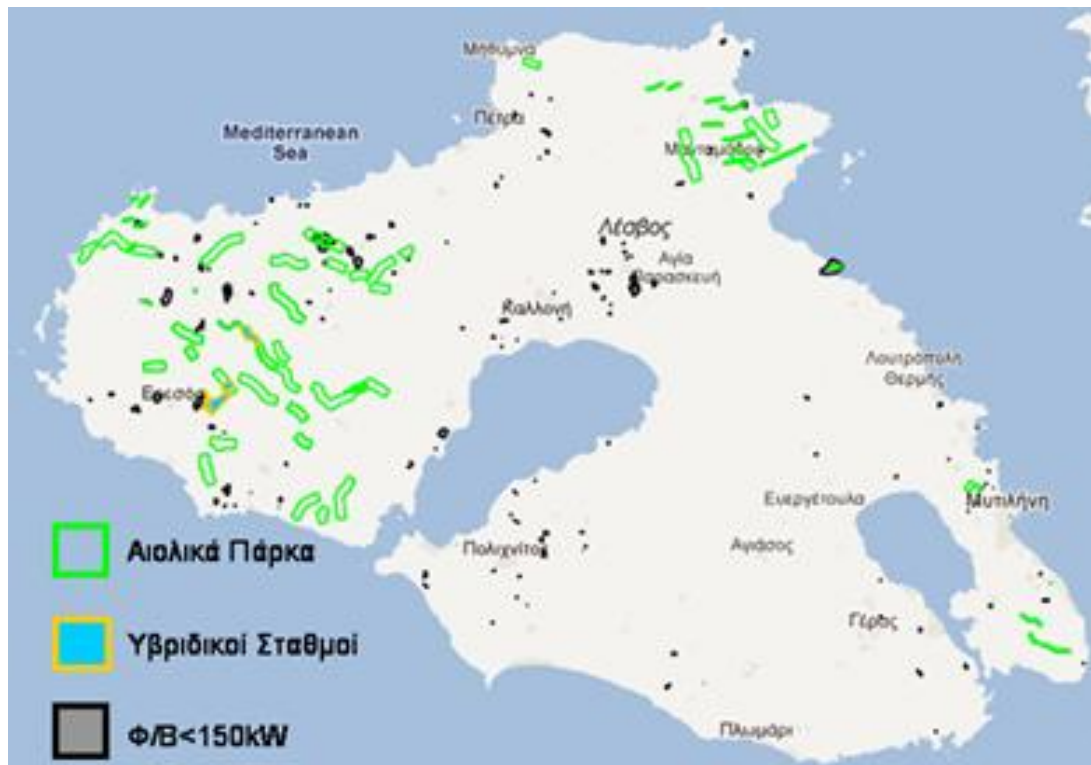
Τέλος, μεγάλο ενδιαφέρον έχει εκδηλωθεί για την εγκατάσταση φωτοβολταϊκών συστημάτων (σχήμα 3.16). Οι αιτήσεις για εγκαταστάσεις Φ/Β, αφορούν Φ/Β πάρκα μεγέθους έως 150kW. Ωστόσο πλέον δεκάδες αιτήσεις εκκρεμούν, διότι η ΔΕΗ δεν εγκρίνει νέες συνδέσεις γιατί έχει συμπληρωθεί το πλαφόν των 10.500 kW.

Κεφάλαιο 3^ο - Το νησί της Λέσβου

ΑΠΕ	ΙΔΙΟΚΤΗΤΗΣ	ΔΗΜΟΣ	ΘΕΣΗ	ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ	ΙΣΧΥΣ (MW)
Α/Γ	ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΒΟΡΕΙΟΣ ΕΛΛΑΣ II	ΕΡΕΣΟΥ - ΑΝΤΙΣΣΗΣ	ΠΛΑΚΕΣ-ΚΑΥΚΑΡΕΣ -ΜΥΣΤΡΑΣ-	Άδεια Παραγωγής.	44
Α/Γ	ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΒΟΡΕΙΟΣ ΕΛΛΑΣ II	ΕΡΕΣΟΥ - ΑΝΤΙΣΣΗΣ	ΜΑΓΓΑΝΙΑ – ΠΡΟΦΗΤΗΣ ΗΛΙΑΣ	Άδεια Παραγωγής.	18
Α/Γ	ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΒΟΡΕΙΟΣ ΕΛΛΑΣ II	ΕΡΕΣΟΥ - ΑΝΤΙΣΣΗΣ	ΚΑΛΑΚΟΥΚΙ – ΠΥΡΓΙΣΚΟΣ	Άδεια Παραγωγής.	40
Α/Γ	ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΒΟΡΕΙΟΣ ΕΛΛΑΣ II	ΕΡΕΣΟΥ - ΑΝΤΙΣΣΗΣ	ΒΙΓΛΑ - ΒΡΙΛΙΔΙ	Άδεια Παραγωγής.	16
Α/Γ	ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΒΟΡΕΙΟΣ ΕΛΛΑΣ II	ΕΡΕΣΟΥ-ΑΝΤΙΣΣΗΣ &ΚΑΛΛΟΝΗΣ	ΠΟΛΙΦΟΣ-ΜΥΤ ΒΟΥΝΟ-ΚΟΛΤΣΕΣ	Άδεια Παραγωγής.	50
Α/Γ	ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΒΟΡΕΙΟΣ ΕΛΛΑΣ II	ΕΡΕΣΟΥ-ΑΝΤΙΣΣΗΣ &ΚΑΛΛΟΝΗΣ	ΠΛΑΚ-ΦΑΛΑΚΡΟΣ-ΤΖΟΥΝΟΣ-ΧΑΛΙΚΑΣ	Άδεια Παραγωγής..	34
Α/Γ	ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΒΟΡΕΙΟΣ ΕΛΛΑΣ II	ΕΡΕΣΟΥ-ΑΝΤΙΣΣΗΣ	ΣΚΟΠΟΣ	Άδεια Παραγωγής.	10
Α/Γ	ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΒΟΡΕΙΟΣ ΕΛΛΑΣ II	ΕΡΕΣΟΥ-ΑΝΤΙΣΣΗΣ	ΠΑΝΑΓΙΑ-ΡΑΧΟΝΕΛΙ ΦΑΥΓΑ	Άδεια Παραγωγής.	34
Α/Γ	ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΒΟΡΕΙΟΣ ΕΛΛΑΣ II	ΕΡΕΣΟΥ-ΑΝΤΙΣΣΗΣ	ΟΡΔΥΜΝΟΣ - ΣΚΑΦΗ - ΑΓΥΡΕΥΤΟΣ	Άδεια Παραγωγής.	26
Α/Γ	ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΒΟΡΕΙΟΣ ΕΛΛΑΣ II	ΕΡΕΣΟΥ-ΑΝΤΙΣΣΗΣ	ΑΕΤΟΣ-ΓΥΜΝΟ ΒΟΥΝΟ-ΛΕΥΚΟΡΡΑΧΤ	Άδεια Παραγωγής.	34
Α/Γ	ΔΕΗ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ	ΚΑΛΛΟΝΗΣ	ΚΑΣΤΡΙ ΣΚΑΛΟΧΩΡΙΟΥ	Άδεια Εγκατάστασης	2,7
Α/Γ	ΑΙΟΛΙΚΗ	ΜΥΤΙΑΗΝΗΣ	ΚΟΥΤΣΟΥΜΠΑΡΑ ΚΡΑΤΗΓΟΥ	Άδεια Παραγωγής..	2,5
Α/Γ	ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΒΟΡΕΙΟΣ ΕΛΛΑΣ II	ΕΡΕΣΟΥ-ΑΝΤΙΣΣΗΣ & ΚΑΛΛΟΝΗΣ	ΒΙΓΛΑ-ΒΡΙΛΙΔΙ	σε αξιολόγηση	18
Α/Γ	ΡΑΠΤΗΣ ΚΑΙ ΣΙΑ ΟΕ	ΕΡΕΣΟΥ-ΑΝΤΙΣΣΗΣ	ΤΣΙΛΙΜΟΥΤΡΑ	σε εκκρεμότητα	1,8
Α/Γ	ΑΙΟΛΙΚΗ ΟΛΥΜΠΙΟΥ ΕΥΒΟΙΑΣ	ΕΡΕΣΟΥ-ΑΝΤΙΣΣΗΣ	ΒΙΓΛΑ ΠΛΑΚΕΣ	σε εκκρεμότητα	15
Α/Γ	ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΒΟΡΕΙΟΣ ΕΛΛΑΣ II	ΕΡΕΣΟΥ-ΑΝΤΙΣΣΗΣ	ΑΓΥΡΕΥΤΟΣ-ΣΚΑΦΗ-ΟΡΔΥΜΝΟΣ	σε αξιολόγηση	36
Γ/Θ	ΔΕΗ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ	ΠΕΤΡΑ	ΣΤΥΨΗ		8
Υ/Σ	ΑΙΟΛΙΚΗ ΟΛΥΜΠΙΟΥ ΕΥΒΟΙΑΣ	ΕΡΕΣΟΥ-ΑΝΤΙΣΣΗΣ	ΠΛΑΚΕΣ-ΓΥΜΝΟ ΒΟΥΝΟ	Άδεια Παραγωγής	15
ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΟΝΟΜΑΣΤΙΚΗ ΙΣΧΥΣ					405

Πίνακας 3.5 Αδειοδοτημένα και υπό αξιολόγηση έργα για εγκατάσταση Α/Γ (δεν συμπεριλαμβάνονται τα Φ/Β<150kWp) (στοιχεία από το αρχείο της ΡΑΕ)

Κεφάλαιο 3^ο - Το νησί της Λέσβου



Σχήμα 3.16 Γεωγραφική απεικόνιση αιτήσεων για εγκαταστάσεις ΑΠΕ (γεωπληροφοριακός χάρτης ΡΑΕ)

4 Περιγραφή υπολογιστικού μοντέλου προσομοίωσης ΥΒΣ

4.1 Εισαγωγή

Η διακυμάνσεις στο προφίλ της ζήτησης σε συνδυασμό με τη μεταβλητότητα των ΑΠΕ, δεν εξασφαλίζει ότι η ζήτηση και η προσφορά ενέργειας θα βρίσκονται σε ισορροπία. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα είτε να μην μπορούν να καλυφθούν οι ενεργειακές ανάγκες όταν η ζήτηση είναι μεγαλύτερη από τη προσφορά, είτε το δίκτυο τροφοδοσίας να μην μπορεί να ανταποκριθεί όταν η προσφορά είναι μεγαλύτερη από τη ζήτηση, με αποτέλεσμα ο διαχειριστής του δικτύου να αναγκάζεται να απορρίψει την παραγόμενη ενέργεια. Οι παραπάνω αδυναμίες αποτελούν το βασικό λόγο για την μειωμένη εγκατάσταση ΑΠΕ φαινόμενο που συναντάται και στη Λέσβο. Το γεγονός αυτό υποδεικνύει την ανάγκη σχεδιασμού συστήματος αποθήκευσης της παραγόμενης ενέργειας όταν αυτή δεν μπορεί να απορροφηθεί από το δίκτυο.

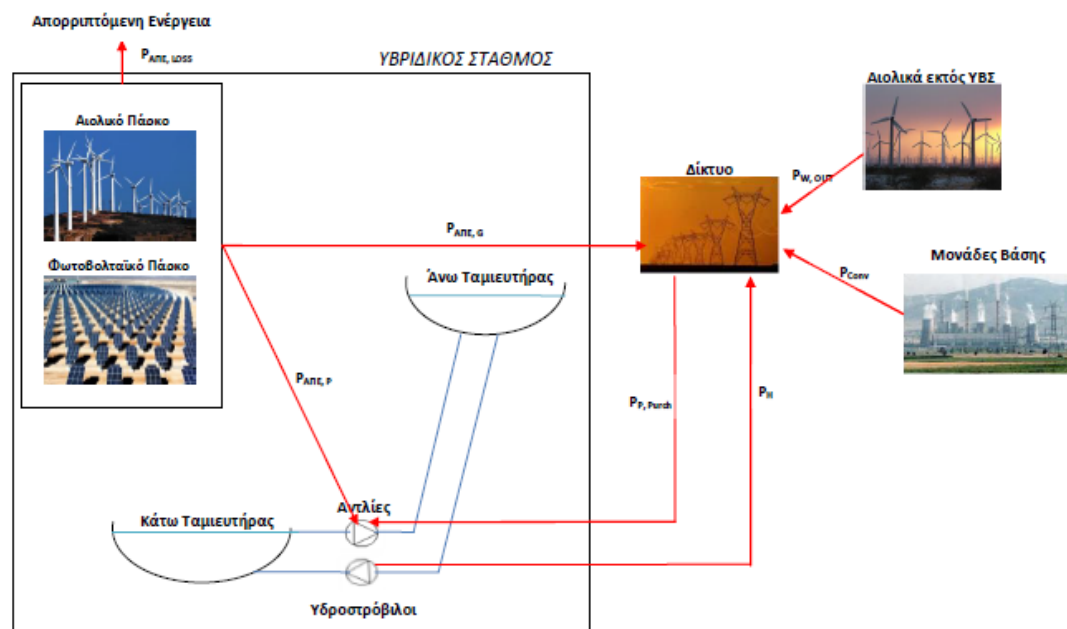
Η μέχρι τώρα ερευνητική εμπειρία συγκεντρώνεται κυρίως γύρω από το συνδυασμό συστήματος αντλησιοταμίευσης με αιολικά πάρκα, με τα αποτελέσματα να κρίνονται ικανοποιητικά τόσο σε ενεργειακό όσο και σε οικονομικό επίπεδο. Οι εφαρμογές αυτές αποτέλεσαν και τη βάση σχεδιασμού του συστήματος που περιγράφεται στην παρούσα εργασία. Συγκεκριμένα η εγκατάσταση που περιγράφεται περιλαμβάνει πέρα από το σύστημα αντλησιοταμίευσης και το Α/Π και φωτοβολταϊκό σταθμό. Σκοπός της εργασίας είναι η διερεύνηση των αποτελεσμάτων από την υλοποίηση ενός τέτοιου έργου τόσο από οικονομική όσο και ενεργειακή σκοπιά. Για την προσομοίωση λειτουργίας του ΥΒΣ χρησιμοποιήθηκε και αναπτύχθηκε περαιτέρω ο υπολογιστικός κώδικας HYPPOS σε περιβάλλον Fortran ,του εργαστηρίου Υδροδυναμικών Μηχανών.

4.2 Το προτεινόμενο σύστημα

Το προτεινόμενο σύστημα αποτελείται από δύο ταμιευτήρες (άνω και κάτω) σε κατάλληλη υψομετρική διαφορά, οι οποίοι συνδέονται μεταξύ τους μέσω δύο διακριτών αγωγών. Επιπλέον περιλαμβάνει έντεκα πανομοιότυπες αντλίες οι οποίες χρησιμοποιούνται για τη μεταφορά υδάτων από τον κάτω στον άνω ταμιευτήρα, όποτε προκύπτει ανάγκη αποταμίευσης ενέργειας. Επίσης περιλαμβάνει τρεις υδροστρόβιλους δράσης (Pelton), οι οποίοι τίθενται σε λειτουργία κατά τις ώρες που έχει δικαίωμα ο διαχειριστής του σταθμού να προσφέρει ενέργεια στο δίκτυο. Τέλος η εγκατάσταση «συνεργάζεται» με ένα αιολικό και ένα φωτοβολταϊκό πάρκο τα οποία προωθούν την παραγωγή τους είτε στις αντλίες για αποταμίευση ενέργειας είτε απ' ευθείας στο δίκτυο. Συγκεκριμένα η αξιοποίηση της ενέργειας τους καθορίζεται βάσει σεναρίου το οποίο δίνει προτεραιότητα στην παροχή ενέργειας στο δίκτυο. Συνεπώς η παραγωγή των ΑΠΕ χρησιμοποιείται για άντληση σε δύο μόνο περιπτώσεις.

- i) Όταν ο ΥΒΣ πρέπει να διασφαλίσει την εγγυημένη ενέργεια της επόμενης μέρας, τότε πρέπει η στάθμη του ταμιευτήρα να είναι πάνω από το κατάλληλο όριο.
- ii) Όταν το δίκτυο δε μπορεί απορροφήσει μεγαλύτερες ποσότητες ενεργείας, τότε προκειμένου να μην απορριφθεί η παραγωγή των ΑΠΕ αποθηκεύεται με τη μορφή δυναμικής ενέργειας.

Η λειτουργία του σταθμού απεικονίζεται συνοπτικά στο σχήμα 4.1

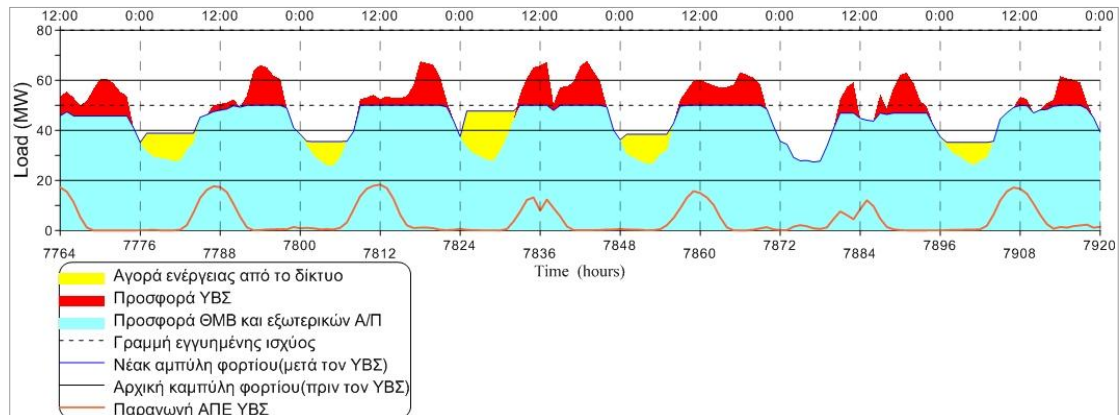


Σχήμα 4.1 Απεικόνιση του προτεινόμενου συστήματος(Μωραΐτης Γ.,2011)

Όσον αφορά τη λειτουργία του σταθμού αυτή καθορίζεται σε μεγάλο βαθμό από τα χαρακτηριστικά των υδροστρόβιλων. Συγκεκριμένα ο διαχειριστής του σταθμού εγγυάται την κάλυψη της ζήτησης που ξεπερνάει το όριο που προκύπτει από τη

Κεφάλαιο 4^ο-Υπολογιστικό μοντέλο προσομοίωσης ΥΒΣ

διαφορά της αιχμής ζήτησης με την εγκατεστημένη ισχύ των υδροτροβίλων. Η εξασφάλιση της εγγυημένης ενέργειας γίνεται με τη διατήρηση της στάθμης του ταμιευτήρα σε επίπεδα τέτοια ώστε να η συνολική ποσότητα νερού να αρκεί για την παραγωγή της εν λόγω ενέργειας από τους υδροτροβίλους. Η μεταφορά των υδάτων στον άνω ταμιευτήρα γίνεται από την προηγούμενο βράδυ με την αξιοποίηση της αιολικής και φωτοβολταϊκής παραγωγής. Σε περίπτωση που αυτή δεν είναι αρκετή, γίνεται δήλωση φορτίου (βλ. σχήμα 4.2) από το διαχειριστή του σταθμού και η διαδικασία άντλησης ολοκληρώνεται κατά τις ώρες χαμηλής ζήτησης με τη βοήθεια της ενέργειας που παράγουν οι θερμικές μονάδες βάσης του νησιού.



Σχήμα 4.2 Διάστημα κατά το οποίο απαιτείται άντληση από το δίκτυο

4.3 Πολιτική διαχείρισης Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού (ΜΑΝ) με ΥΒΣ

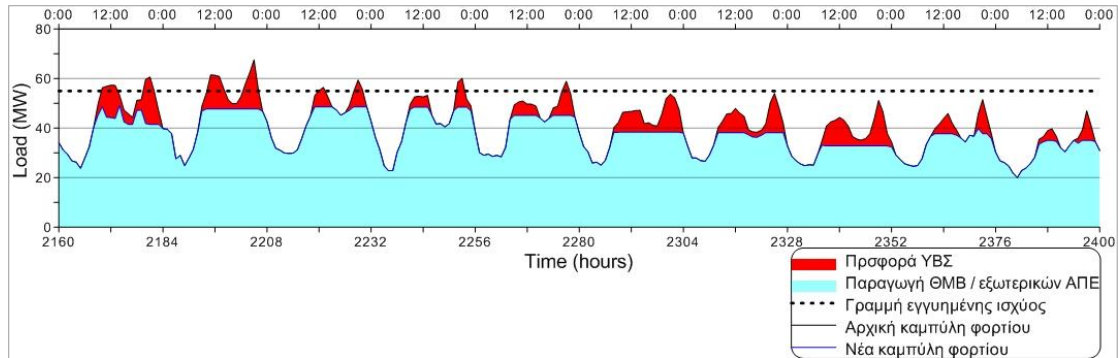
Για την πιο αποδοτική ενσωμάτωση ΥΒΣ σε αυτόνομα νησιωτικά συστήματα κρίθηκε αναγκαία η ανάπτυξη νέας στρατηγικής διαχείρισης των ΥΒΣ, καλύτερα προσαρμοσμένης στα χαρακτηριστικά του αυτόνομου συστήματος.

Βασική επιδίωξη της νέας πολιτικής διαχείρισης είναι η απόδοση της αποθηκευμένης στον ταμιευτήρα ενέργειας από τους στροβίλους να προσαρμόζεται στην καμπύλη φορτίου του νησιού, αποκόπτοντας/εξομαλύνοντας τις αιχμές, ώστε να διευκολύνεται και να καθίσταται οικονομικότερη η λειτουργία των συμβατικών μονάδων παραγωγής. Συνεπώς, η ένταξη των στροβίλων δεν μπορεί να πραγματοποιείται στη βάση ωριαίων προσφορών ισχύος που διαμορφώνονται αποκλειστικά από τον υβριδικό παραγωγό, αλλά με βάση την ημερήσια προσφορά ενέργειας του τελευταίου, η οποία θα μεταφράζεται σε πρόγραμμα παραγωγής από τον Διαχειριστή του νησιού. Αντίστοιχα, η άντληση από το δίκτυο για εξασφάλιση της εγγυημένης ενέργειας θα πρέπει επίσης να προσαρμόζεται στην κοιλιάδα της καμπύλης φορτίου. Άρα και πάλι δεν μπορεί να προκύπτει από αυθαίρετες δηλώσεις φορτίου του παραγωγού, αλλά πρέπει να κατανέμεται (ή έστω να περιορίζεται ως προς το μέγεθός της) από τον Διαχειριστή.

Η ημερήσια παροχή εγγυημένης ενέργειας από τον ΥΒΣ θα πρέπει να προσαρμόζεται στις πραγματικές (ημερήσιες) ανάγκες του συστήματος, αντί να είναι ένα δεδομένο ποσό ενέργειας, σταθερό για όλες τις ημέρες του έτους. Π.χ. στις ημέρες χαμηλού φορτίου ενδέχεται να μην απαιτείται η παροχή εγγυημένης ενέργειας από τον ΥΒΣ. Με τον τρόπο αυτό μπορεί να ελαχιστοποιηθεί η άντληση από το δίκτυο κατά τις νυχτερινές ώρες, η οποία συνιστά απλώς μετάθεση ενέργειας μεταξύ διαφορετικών διαστημάτων της καμπύλης φορτίου, με σημαντικές όμως απώλειες και άρα αύξηση της κατανάλωσης καυσίμου, όταν δεν υφίσταται επαρκής παραγωγή ΑΠΕ. Αντίθετα, σε ότι αφορά την αποθηκευμένη στον ταμιευτήρα ενέργεια ΑΠΕ (η οποία μπορεί να υπερβαίνει την εγγυημένη), ο Διαχειριστής θα διασφαλίζει την κατά προτεραιότητα διάθεσή της από τους στροβίλους του ΥΒΣ, αλλά και πάλι κατά τρόπο που θα προσαρμόζεται στην καμπύλη φορτίου, όπως προαναφέρθηκε.

Με τη βοήθεια του σχήματος 4.3 φαίνεται πως μόνο σε τέσσερις περιπτώσεις (2160-2280) η ζήτηση ξεπερνάει τη γραμμή εγγυημένης ισχύος, οπότε και είναι υποχρεωμένος ο υβριδικός παραγωγός να αποδώσει ενέργεια στο δίκτυο. Τις υπόλοιπες μέρες (2280-2400) η απόδοση ενέργειας γίνεται μόνο σε περιπτώσεις που δεν προσκρούει στους τεχνικούς περιορισμούς του δικτύου, γεγονός που εξηγεί άλλωστε και την μηδενική προσφορά ενέργειας κατά τη διάρκεια της νύχτας, που η ζήτηση είναι πολύ χαμηλή και άρα δεν υπάρχουν περεταίρω περιθώρια υποφόρτισης των συμβατικών μονάδων.

Κεφάλαιο 4^ο-Υπολογιστικό μοντέλο προσομοίωσης ΥΒΣ



Σχήμα 4.3 Καμπύλη φορτίου διαστήματος 10 ημερών

Στη συνέχεια παρουσιάζονται αναλυτικότερα η διαδικασία, η μεθοδολογία και οι περιορισμοί με τους οποίους λαμβάνονται οι σχετικές αποφάσεις από τον Διαχειριστή του ΜΔΝ και τον Διαχειριστή του ΥΒΣ, σύμφωνα με την πολιτική διαχείρισης.

ΒΑΣΙΚΕΣ ΑΡΧΕΣ ΝΕΑΣ ΠΟΛΙΤΙΚΗΣ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗΣ

Ο Διαχειριστής του ΜΔΝ θα κάνει στο τέλος της προηγούμενης ημέρας τον 24ωρο προγραμματισμό ένταξης και λειτουργίας των μονάδων παραγωγής του αυτόνομου νησιωτικού συστήματος. Η υλοποίηση του 24ωρου προγραμματισμού θα συνίσταται από τα παρακάτω βήματα:

- Ο διαχειριστής του ΜΔΝ απαιτεί από τον διαχειριστή του ΥΒΣ ένα συγκεκριμένο ποσό **εγγυημένης ενέργειας** για το επόμενο 24ωρο, εφόσον κρίνει ότι το χρειάζεται, ώστε σε συνδυασμό με τις συμβατικές μονάδες παραγωγής να μπορεί να καλυφθεί αξιόπιστα το προβλεπόμενο φορτίο ζήτησης.
- Ο υβριδικός παραγωγός λαμβάνοντας υπόψη την ποσότητα των νερών στη δεξαμενή του στο τέλος της ημέρας καθώς και την προβλεπόμενη αιολική παραγωγή του για το επόμενο 24ωρο, κάνει **προσφορά ενέργειας** τουλάχιστον ίση με την εγγυημένη ενέργεια. Εφόσον προβλέπει ότι τα ήδη υπάρχοντα νερά στην άνω δεξαμενή του καθώς και η προβλεπόμενη αιολική παραγωγή του δεν επαρκούν για την εξασφάλιση της εγγυημένης ενέργειας του επόμενου 24ωρου, τότε ο Διαχειριστής του ΥΒΣ θα κάνει **δήλωση φορτίου** για απορρόφηση ενέργειας από το δίκτυο ώστε να αντλήσει την απαιτούμενη ποσότητα νερών. Για να μην έχουμε ανεξέλεγκτη απορρόφηση ενέργειας από το δίκτυο δε θα επιτρέπεται στον Διαχειριστή του ΥΒΣ να κάνει προσφορά ενέργειας (E_{offer}) μεγαλύτερη από την εγγυημένη ενέργεια (E_G) εφόσον κάνει και δήλωση φορτίου (E_D) και επιπλέον η δήλωση φορτίου δε θα μπορεί να είναι μεγαλύτερη από την εγγυημένη ενέργεια δια το συντελεστή απόδοσης του κύκλου άντλησης-παραγωγής (E_{fTP}, E_{fPP}) του ΥΒΣ.

$$0 \leq E_D \leq E_G / (E_{fTP} * E_{fPP})$$

$$E_D = 0 \rightarrow E_{offer} = \max(E_G, E_{avail})$$

$$E_D \neq 0 \rightarrow E_{offer} = E_G$$

Κεφάλαιο 4^ο-Υπολογιστικό μοντέλο προσομοίωσης ΥΒΣ

- Ο Διαχειριστής του ΜΔΝ μεταφράζει την προσφορά ενέργειας και τη δήλωση φορτίου του ΥΒΣ σε αντίστοιχα **προγράμματα παραγωγής και άντλησης**. Συγκεκριμένα η προσφερόμενη ενέργεια του ΥΒΣ προσαρμόζεται στην ημερήσια καμπύλη φορτίου έτσι ώστε να αποκόπτονται/εξομαλύνονται οι αιχμές και να διευκολύνεται και να καθίσταται οικονομικότερη η λειτουργία των συμβατικών μονάδων παραγωγής. Αντίστοιχα η άντληση από το δίκτυο για εξασφάλιση της εγγυημένης ενέργειας προσαρμόζεται στην κοιλάδα της καμπύλης φορτίου κατά τις νυχτερινές ώρες. Κατά τον καθορισμό των προγραμμάτων παραγωγής και άντλησης του ΥΒΣ, ο Διαχειριστής του ΜΔΝ λαμβάνει υπόψη του τις ονομαστικές ισχύεις και τα τεχνικά ελάχιστα των στροβίλων και των αντλιών του ΥΒΣ καθώς και τα τεχνικά χαρακτηριστικά τους (μεταβλητών ή σταθερών στροφών αντλίες). Επίσης στις περιόδους χαμηλού φορτίου λαμβάνει υπόψη και τα τεχνικά ελάχιστα των συμβατικών μονάδων βάσης. Ο Διαχειριστής του ΜΔΝ ανακοινώνει έγκαιρα στο Διαχειριστή του ΥΒΣ ποιες ώρες και σε τι ισχύ υποχρεούται να παράγει ή να αντλήσει, ο οποίος στη συνέχεια του γνωστοποιεί τον αριθμό των υδροστροβίλων που προτίθεται να εντάξει για κάθε ώρα του επόμενου 24ώρου.
- Ο ΥΒΣ γνωρίζοντας ποιες ώρες και σε τι ισχύ θα παράγει, κάνει **προγραμματισμό ένταξης των στροβίλων** του. Η ονομαστική ισχύς των υδροστροβίλων που προγραμματίζονται για ένταξη, επιλέγεται ελεύθερα από το Διαχειριστή του ΥΒΣ έτσι ώστε να βελτιστοποιείται η απόδοσή του αρκεί βέβαια το άθροισμα των ονομαστικών ισχύων των στροβίλων ($P_{HN,tot}$) να είναι μεγαλύτερο ή ίσο της προγραμματισμένης ισχύος παραγωγής ($P_{E,i}$). Η τελική ωριαία παραγωγή (P_{apom}) βέβαια μπορεί να είναι μικρότερη από την προγραμματισμένη μέχρι το θεωρητικό τεχνικό ελάχιστο ($P_{H,CH}$) των στροβίλων εφόσον έχουμε αυξημένη παραγωγή από τα αιολικά πάρκα εκτός ΥΒΣ.

$$P_{HN,tot} \geq P_{E,i}$$
$$P_{H,CH} \leq P_{apom} \leq P_{E,i}$$

Η ισχύς που προσφέρει ο Διαχειριστής του ΥΒΣ στο Σύστημα μπορεί, εκτός από την παραγόμενη από υδροστροβίλους, μερικώς να προέρχεται και από τις αιολικές μονάδες παραγωγής και τα φωτοβολταϊκά, κατά την επιλογή του. Στην περίπτωση όμως αυτή οπωσδήποτε θα πρέπει να διατηρείται εφεδρεία ισχύος στροβίλων που να υπερκαλύπτει την αιολική και τη φωτοβολταϊκή παραγωγή, ώστε να διασφαλίζεται πάντα η προγραμματισμένη ισχύς παραγωγής (που είναι η μέγιστη δυνατή ωριαία παραγωγή ισχύος του ΥΒΣ). Αυτό εξασφαλίζεται από τη στιγμή που εντάσσονται υδροστροβίλοι ονομαστικής ισχύος ίσης ή μεγαλύτερης της προγραμματισμένης, όπως προαναφέρθηκε. Επιπλέον επειδή η αύξηση της συμμετέχουσας παραγωγής των ΑΠΕ συνεπάγεται υποφόρτιση των στροβίλων, τίθεται ένα άνω όριο στη συγκεκριμένη παραγωγή που καθορίζεται από τη διαφορά της πραγματικής ισχύος παραγωγής του ΥΒΣ και του γινομένου της ονομαστικής ισχύος των υδροστροβίλων και του πραγματικού τεχνικού τους ελαχίστου. Συνεπώς οι πιθανές τιμές της συμμετέχουσας παραγωγής των ΑΠΕ θα περιορίζονται μέχρι το παραπάνω όριο και

Κεφάλαιο 4^ο-Υπολογιστικό μοντέλο προσομοίωσης ΥΒΣ

θα εξαρτώνται από τη δυνάμενη αιολική και φωτοβολταϊκή παραγωγή και την απόφαση του Διαχειριστή του ΥΒΣ για το ποσοστό συμμετοχής. Η απόφαση αυτή προκύπτει ως αποτέλεσμα της βελτιστοποίησης της λειτουργίας του σταθμού του, συνεκτιμώντας παραμέτρους όπως η ενεργειακή στάθμη της άνω δεξαμενής, η προβλεπόμενη αιολική παραγωγή κλπ., ενώ εξαρτάται και από την ύπαρξη ή όχι δυνατότητας ταυτόχρονης παραγωγής και άντλησης του ΥΒΣ(στην περίπτωση του σταθμού που εξετάζεται θεωρείται ότι υπάρχει αυτή η δυνατότητα) καθώς και από τις τιμολογήσεις της αιολικής - φωτοβολταϊκής παραγωγής. Για παράδειγμα αν η τιμή της παραγωγής από τους στρόβιλους είναι μικρότερη από αυτήν της αιολικής και της φωτοβολταϊκής παραγωγής δια τον συντελεστή απόδοσης του κύκλου άντλησης-παραγωγής, συμφέρει η ένταξη της παραγωγής των ΑΠΕ απ' ευθείας στο δίκτυο. Αν ο ΥΒΣ έχει τη δυνατότητα ταυτόχρονης παραγωγής και άντλησης (διπλός αγωγός) τότε θα μπορεί να αντλήσει την παραγωγή των ΑΠΕ του κάθε στιγμή εκτός και αν η άνω δεξαμενή είναι γεμάτη. Αντίθετα αν ο ΥΒΣ είναι μονού αγωγού τότε θα μπορεί να αντλήσει μόνο αν οι στρόβιλοί του δεν παράγουν. Στην περίπτωση που έχουμε γεμάτη δεξαμενή και ΥΒΣ διπλού αγωγού τότε τίθεται θέμα για το αν συμφέρει να απορριφθεί η δυνάμενη παραγωγή ΑΠΕ ή να δίνεται απ' ευθείας στο δίκτυο συμμετέχοντας στη συνολική προσφορά ισχύος του ΥΒΣ. Κριτήριο για την επιλογή της συμμετοχής ή όχι των ΑΠΕ στην παροχή ισχύος στο Σύστημα θα είναι η προβλεπόμενη παραγωγή τους για τις επόμενες ώρες. Όταν προβλέπεται ότι θα έχουμε σημαντικό αιολικό και ηλιακό δυναμικό τις επόμενες ώρες τότε θα συμφέρει να έχουμε παροχή ισχύος στο δίκτυο αποκλειστικά από τους στρόβιλους και η παραγωγή των ΑΠΕ που δεν μπορεί να απορροφηθεί για άντληση να απορρίπτεται, καθώς η δεξαμενή που θα αδειάζει λόγω παραγωγής των στρόβιλων θα μπορεί να γεμίζει λόγω επαρκούς παραγωγής από τις ΑΠΕ τις επόμενες ώρες και άρα ο ΥΒΣ θα μπορεί να κάνει μεγάλη προσφορά ενέργειας και για το επόμενο 24ωρο. Αντίθετα όταν προβλέπεται χαμηλό αιολικό και ηλιακό δυναμικό για τις επόμενες ώρες τότε η απόφαση δεν είναι ξεκάθαρη και εξαρτάται από τις τιμολογήσεις των ενεργειών και το μέγεθος της προβλεπόμενης παραγωγής ΑΠΕ. Ανάλογο θέμα έχουμε και στην περίπτωση του ΥΒΣ με μονό αγωγό τις ώρες που οι στρόβιλοί του παράγουν, οπότε η παραγωγή των ΑΠΕ αναγκαστικά είτε θα απορριφθεί είτε θα δοθεί απ' ευθείας στο δίκτυο ως συμμετοχή στη συνολική προσφορά ενέργειας. Και σε αυτή την περίπτωση η επιλογή δεν είναι ξεκάθαρη και εξαρτάται από τις τιμολογήσεις των ενεργειών και από την προβλεπόμενη παραγωγή ΑΠΕ κάθε ημέρας. Πάντως όποια κι αν είναι η απόφαση, δεν θα έχουμε σημαντική επίδραση στα ετήσια έσοδα του ΥΒΣ, κυρίως στην περίπτωση της ταυτόχρονης δυνατότητας παραγωγής και άντλησης (διπλός αγωγός). Η ισχύς των ενταγμένων στρόβιλων και αντλιών θα πρέπει κατά τη λειτουργία του ΥΒΣ να ακολουθεί τις διακυμάνσεις της αιολικής και της φωτοβολταϊκής παραγωγής έτσι ώστε σε κάθε περίπτωση στην έξοδο του ΥΒΣ να ικανοποιείται η εξίσωση, η οποία εκφράζει το ισοζύγιο ισχύος:

$$P_{E,i} + P_{ape,i}^{grid} - P_{D,i} = P_{NET,i}$$

Όπου $P_{E,i}$: η ισχύς λειτουργίας των υδροστρόβιλων του ΥΒΣ την ώρα i

Κεφάλαιο 4^ο-Υπολογιστικό μοντέλο προσομοίωσης ΥΒΣ

$P_{ape,i}^{grid}$: η παραγωγή των ΑΠΕ του ΥΒΣ που αποδίδεται στο δίκτυο την ώρα i

$P_{D,i}$: η ισχύς των αντλιών την ώρα I , σε περίπτωση που έχει γίνει δήλωση φορτίου,

$P_{NET,i}$: η ισχύς του ΥΒΣ συνολικά την ώρα i , η οποία είναι θετική όταν παράγει και αρνητική όταν απορροφά ενέργεια από το δίκτυο

Παράλληλα, θα τίθενται ορισμένα όρια (set-points) στις ΑΠΕ του ΥΒΣ για να ικανοποιείται το ισοζύγιο ισχύος, στις περιπτώσεις που είτε δεν υποφορτίζονται περαιτέρω οι υδροστρόβιλοι είτε υφίσταται αδυναμία μεταβολής της ισχύος των αντλιών. Ο τρόπος λειτουργίας και τα χαρακτηριστικά λειτουργίας των αντλιών, όπως κυρίως είναι η δυνατότητα μεταβολής της παροχής και συνεπώς και της απορροφούμενης ισχύος, είναι βασικής σημασίας για την όλη λειτουργία του ΥΒΣ. Οι αντλίες μεταβλητών στροφών και συνεπώς και μεταβλητής παροχής έχουν τη δυνατότητα να παρακολουθούν τις μεταβολές της εκμεταλλεόμενης για άντληση παραγωγής των ΑΠΕ σε πραγματικό χρόνο. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα την επιπλέον απορρόφηση της παραγωγής τους μέχρι την ονομαστική ισχύ των ενταγμένων αντλιών σε περίπτωση υποεκτίμησης της προβλεπόμενης παραγωγής των αιολικών και των φωτοβολταϊκών (βραχυχρόνια πρόβλεψη της τάξης μερικών δεκάδων λεπτών). Στην αντίθετη περίπτωση υπερεκτίμησης της προβλεπόμενης παραγωγής ΑΠΕ, η ισχύς άντλησης μειώνεται έως τα τεχνικά ελάχιστα των ενταγμένων αντλιών, ώστε να περιορίζεται η φόρτιση του συστήματος. Από την άλλη οι αντλίες σταθερών στροφών λειτουργούν μόνο στην ονομαστική τους ισχύ, πράγμα που οδηγεί στην βηματική απορρόφηση της παραγωγής των ΑΠΕ, με αποτέλεσμα να μην επιτυγχάνεται η μέγιστη εκμετάλλευσή της. Συνεπώς η χρησιμοποίηση αντλιών σταθερών στροφών δεν παρέχει τη δυνατότητα αντιστάθμισης των διακυμάνσεων της αιολικής και φωτοβολταϊκής παραγωγής. Επιπλέον, όταν πρόκειται για αντλίες μεγάλου μεγέθους δεν είναι δυνατή η άμεση επανεκκίνηση τους, ενώ οι συχνές διακοπές και επανεκκινήσεις αυξάνουν τις καταπονήσεις και τις ανάγκες συντήρησης του αντλιοστασίου. Τέλος όταν η ικανότητα απορρόφησης παραγωγής των ΑΠΕ του συστήματος (set-point) υπερβαίνει την ισχύ των αιολικών εκτός ΥΒΣ, η περίσσεια μπορεί να διατίθεται στα Α/Π και τα φωτοβολταϊκά του ΥΒΣ. Στην περίπτωση αυτή αν η τιμή της παραγωγής από τους στρόβιλους είναι μεγαλύτερη από την τιμή της παραγωγής ΑΠΕ δια το συντελεστή απόδοσης του κύκλου άντλησης-παραγωγής, τότε θα συμφέρει το Διαχειριστή του ΥΒΣ να αξιοποιεί τη διαθέσιμη αιολική παραγωγή πρώτα για άντληση και την περίσσεια να τη διαθέτει στο Σύστημα.

- Αφού έχει καθοριστεί το πρόγραμμα ένταξης και λειτουργίας του ΥΒΣ, ο Διαχειριστής του ΜΔΝ πραγματοποιεί από την προηγούμενη ημέρα τον προγραμματισμό ένταξης των συμβατικών μονάδων του συστήματος για κάθε ώρα της επόμενης Ημέρας Κατανομής, ώστε να καλυφθούν η ισχύς που απαιτεί ο ΥΒΣ για άντληση και η ζήτηση του νησιού.

Ο Διαχειριστής ΜΔΝ προγραμματίζει να εντάξει τόσες συμβατικές μονάδες, ώστε η συνολική ονομαστική ισχύς τους να είναι μεγαλύτερη ή ίση της ισχύος του φορτίου,

Κεφάλαιο 4^ο-Υπολογιστικό μοντέλο προσομοίωσης ΥΒΣ

εξασφαλίζοντας ότι επιπλέον θα τηρείται το επιθυμητό ποσοστό στρεφόμενης εφεδρείας (π.χ. για εφεδρεία 10% .Σημειώνεται ότι η σειρά ένταξης και η φόρτιση των συμβατικών μονάδων παραγωγής γίνεται γενικά κατά τον καθιερωμένο τρόπο, ώστε να ελαχιστοποιείται το κόστος παραγωγής τους και να ικανοποιούνται οι περιορισμοί όσον αφορά τις δυνατότητες συχνών εκκινήσεων των μονάδων.

ΚΑΘΟΡΙΣΜΟΣ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ

Κατόπιν ο Διαχειριστής ΜΔΝ υπολογίζει τους περιορισμούς διείσδυσης για κάθε ώρα της επόμενης και τους κοινοποιεί στους αιολικούς παραγωγούς από την προηγούμενη ημέρα. Ο περιορισμός του τεχνικού ελαχίστου των συμβατικών και υδροστροβλικών μονάδων οδηγεί σε αντίστοιχο περιορισμό αιολικής διείσδυσης μέχρι μια συγκεκριμένη τιμή, προκειμένου να μην υποφορτίζονται οι μονάδες παραγωγής κάτω από τα τεχνικά τους ελάχιστα. Ο δυναμικός περιορισμός, βασιζόμενος στο συντελεστή μέγιστης διείσδυσης αιολικής ισχύος, C_D καθορίζει τη μέγιστη επιτρεπόμενη αιολική ισχύ ως ποσοστό της εν λειτουργία συνολικής συμβατικής ισχύος προσαυξημένη κατά το ποσό παρεχόμενης εφεδρείας από τους υδροστρόβιλους. Προφανώς, όσο υψηλότερα τα τεχνικά ελάχιστα και η ονομαστική ισχύς των εν λειτουργία συμβατικών γεννητριών, τόσο χαμηλότερο το προκύπτον όριο διείσδυσης των αιολικών. Το αποδεκτό όριο «στιγμιαίας» διείσδυσης της αιολικής ισχύος, εξαρτάται από τα χαρακτηριστικά των συμβατικών μονάδων και των ρυθμιστών τους, το είδος και τη γεωγραφική διασπορά των αιολικών πάρκων και τις ιδιαίτερες συνθήκες λειτουργίας κάθε συστήματος, τα διατιθέμενα μέσα παρακολούθησης και ελέγχου του συστήματος κ.ά. Ιδιαίτερα για τους υδροστρόβιλους το όριο αυτό δεν είναι άλλο από τη διαφορά της προγραμματισμένης ισχύος παραγωγής τους και της θεωρητικά ελάχιστης φόρτισής τους δεδομένου ότι τέτοιες μονάδες μπορούν να φορτιστούν πλήρως σε πολύ μικρό χρόνο (γρήγορος ρυθμός ανάληψης φορτίου σε περίπτωση απώλειας της αιολικής παραγωγής των λοιπών αιολικών πάρκων). Από τις μέχρι σήμερα αναλύσεις και κυρίως τη μέχρι σήμερα εμπειρία, γίνεται αποδεκτό ότι το μέγιστο στιγμιαίο όριο διείσδυσης μπορεί να κυμαίνεται περί 30% της ονομαστικής ισχύος των εν λειτουργία συμβατικών μονάδων, αν δεν λαμβάνονται ιδιαίτερα μέτρα.

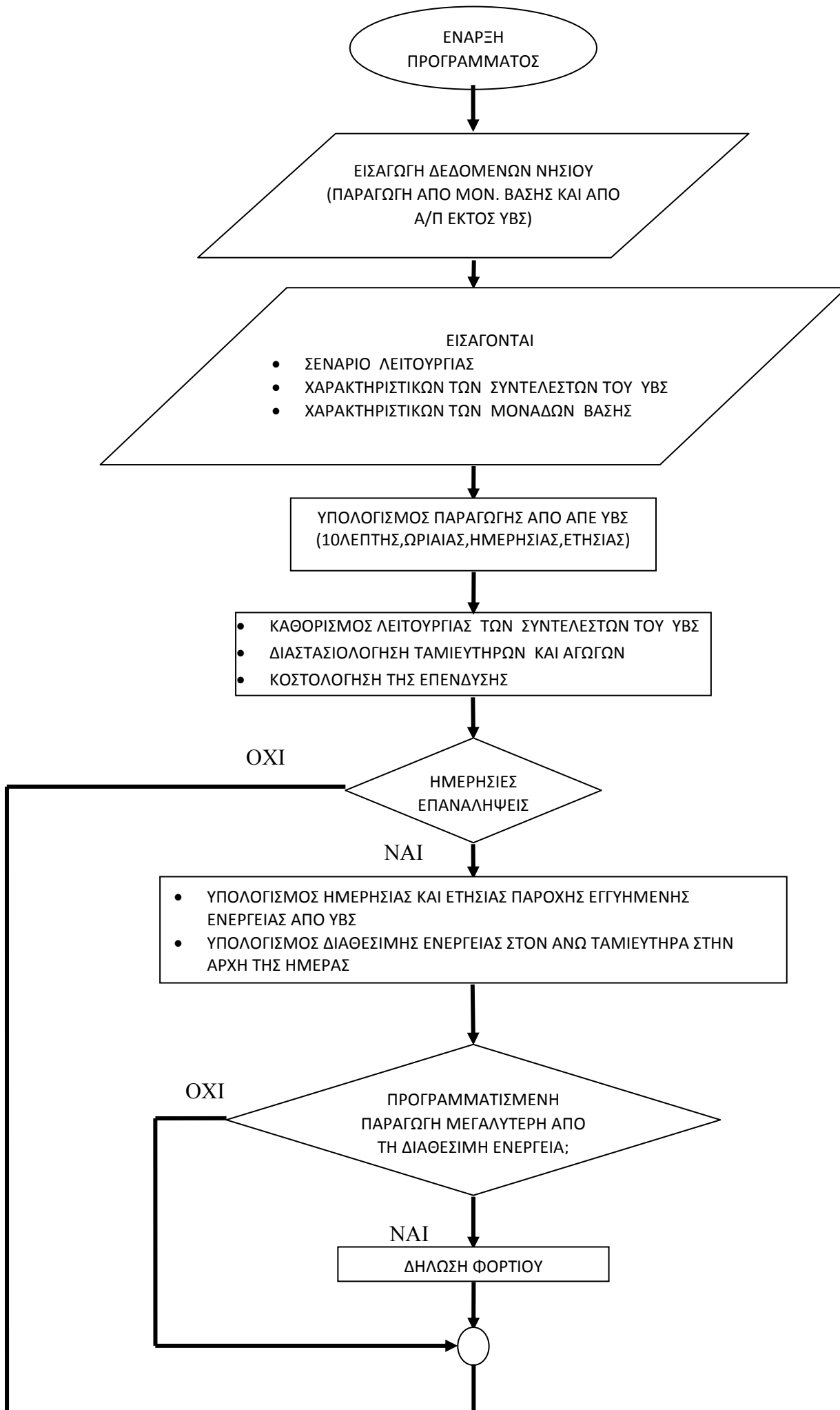
4.4 Περιγραφή Υπολογιστικού Κώδικα (Fortran)

4.4.1 Εισαγωγή – Λογικό Διάγραμμα

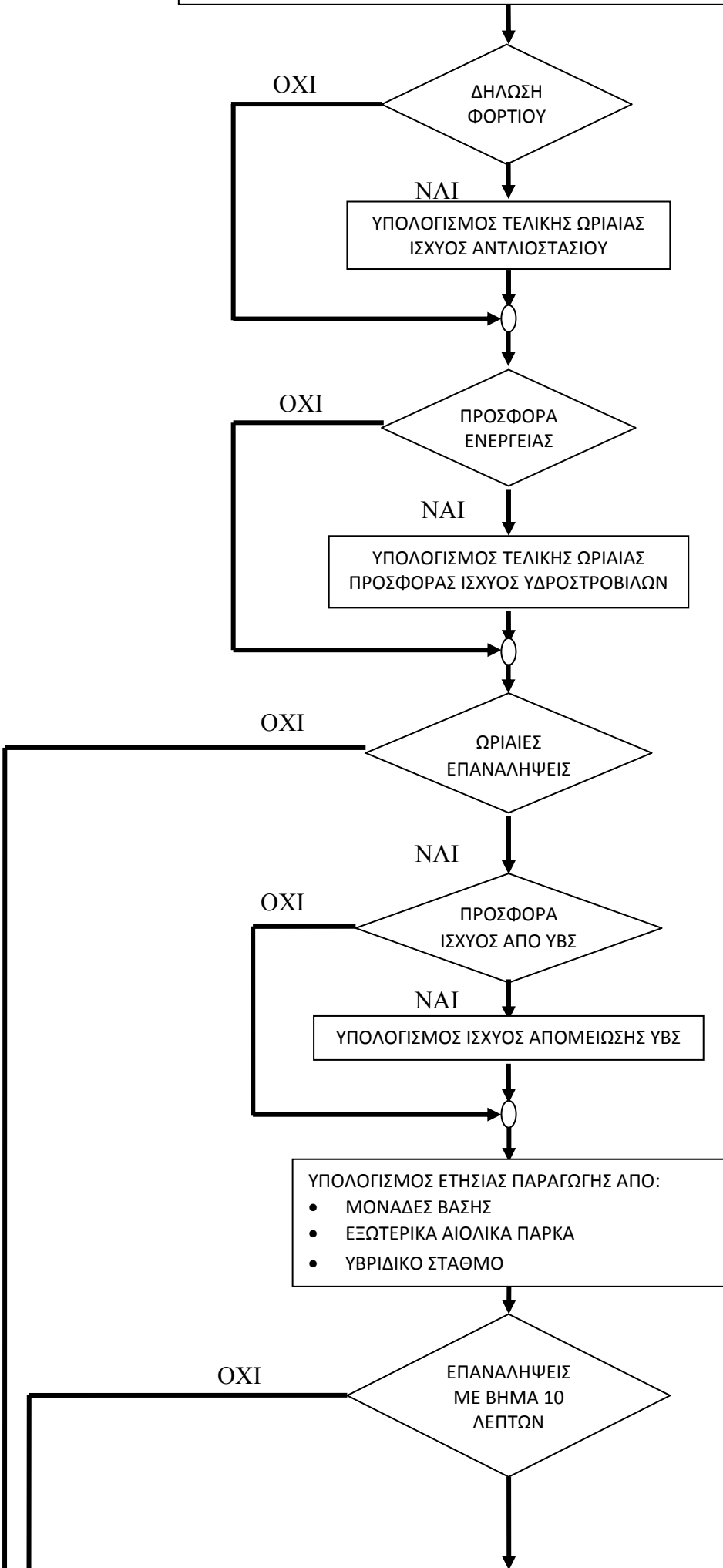
Για την πραγματοποίηση της οικονομοτεχνικής μελέτης του σταθμού, αναπτύχθηκε υπολογιστικός κώδικας ,σε περιβάλλον fortran 90,ο οποίος προσομοιώνει τη λειτουργία του σταθμού. Ως είσοδοι στον κώδικα ελήφθησαν δεδομένα (μετεωρολογικά, φορτίο νησιού, παραγωγή μονάδων βάσης, αιολική παραγωγή εκτός ΥΒΣ κ.α.) από το έτος 2009. Κατά την εκτέλεση του κώδικα υπολογίζονται μεγέθη που αφορούν τη δεκάλεπτη, ωριαία και ημερήσια κατάσταση λειτουργίας του σταθμού, ενώ δημιουργούνται και τα αντίστοιχα αρχεία που την αποτυπώνουν. Παράλληλα προσδιορίζονται οι ετήσιες τιμές ενεργειακών και οικονομικών μεγεθών καθώς και δείκτες ενδεικτικοί της οικονομικής και ενεργειακής απόδοσης του σταθμού. Στη σύνταξη του αλγορίθμου ελήφθησαν υπόψη περιορισμοί, που αφορούν τη λειτουργία των βασικών συντελεστών του σταθμού (αντλίες, υδροστρόβιλοι κ.τ.λ.), καθώς επίσης και την κατανομή της παραγόμενης ενέργειας από το σταθμό και τις συμβατικές μονάδες βάσης.

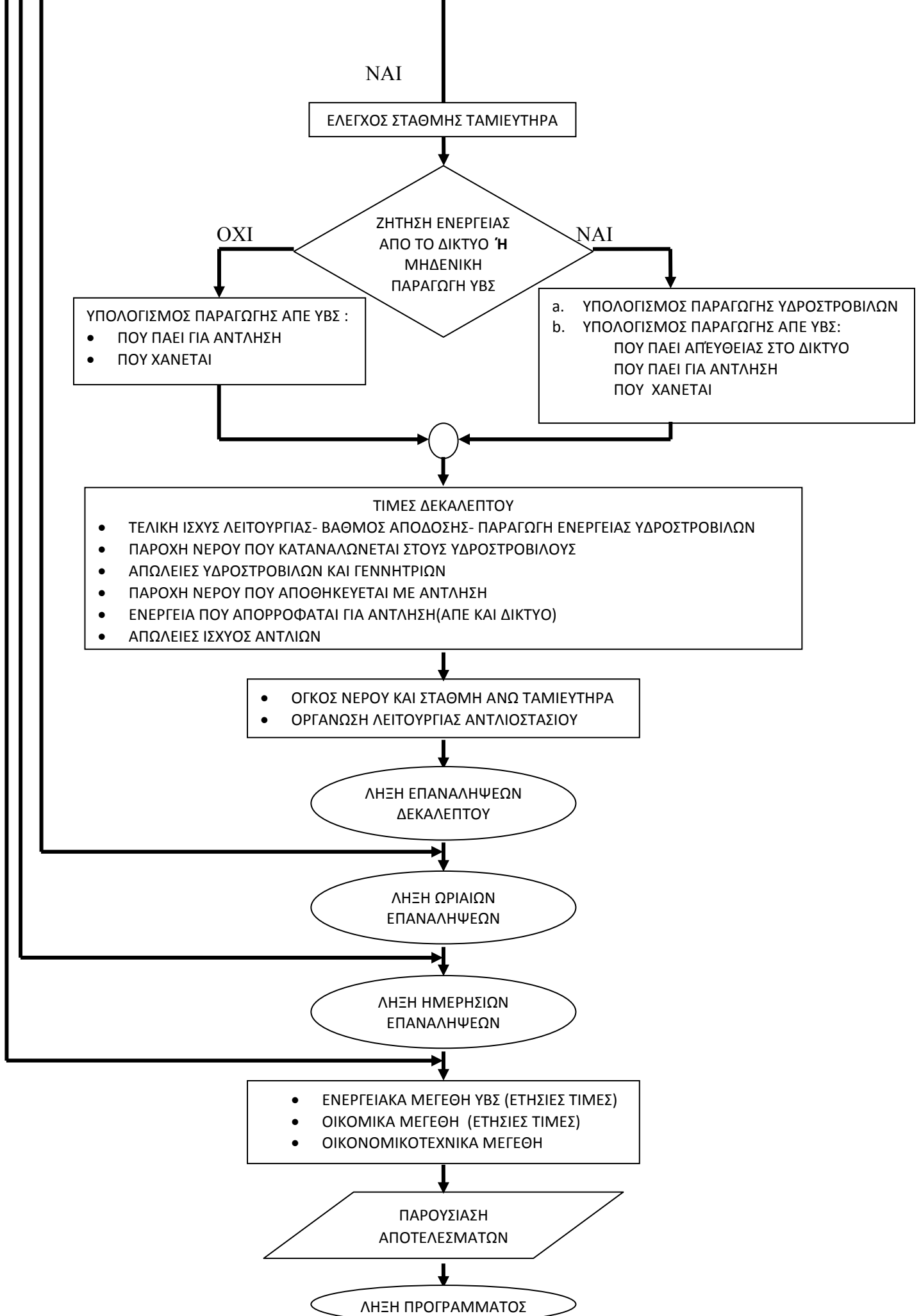
Επίσης ο κώδικας περιλαμβάνει στοιχεία που καθορίζονται από τις ιδιαιτερότητες του νησιού και πιο συγκεκριμένα, από την τοποθεσία εγκατάστασης του, όπως π.χ. η ύπαρξη κάτω δεξαμενής, το υψόμετρο της άνω δεξαμενής , το μήκος των αγωγών κ.α. Η δομή του κώδικα είναι τέτοια, που επιτρέπει στους χρήστες του, να μελετήσουν τη λειτουργία του σταθμού για διαφορετικές τιμές βασικών συντελεστών του σταθμού (αριθμός ανεμογεννητριών, εγκατεστημένη ισχύς αντλιών και φωτοβολταϊκών, μέγεθος ταμιευτήρα) αλλάζοντας απλά τις τιμές του αρχείου task.dat. Τέλος με τη βοήθεια του λογισμικού easy, ο κώδικας εκτελείται για διαφορετικές τιμές των πιο πάνω μεγεθών και καταλήγει μέσω επαναληπτικής διαδικασίας σε ένα συνδυασμό τιμών, ο οποίος βελτιστοποιεί το στόχο που έχει ορίσει ο χρήστης του προγράμματος. Ακολουθεί μια συνοπτική παρουσίαση του κώδικα και το λογικό του διάγραμμα:

- Εισάγονται δεδομένα που αφορούν το νησί, την κοστολόγηση της ενέργειας, τους συντελεστές του ΥΒΣ και το σενάριο λειτουργίας του.
- Υπολογίζεται η παραγόμενη ενέργεια από το αιολικό πάρκο και τα φωτοβολταϊκά που βρίσκονται εντός του σταθμού(σε δεκάλεπτη, ωριαία ,ημερήσια και ετήσια βάση).
- Υπολογίζονται ενεργειακά μεγέθη του σταθμού σε ημερήσια, ωριαία και δεκάλεπτη βάση και οργανώνεται η λειτουργία του.
- Υπολογίζονται αθροιστικά (ετήσια) μεγέθη που περιγράφουν την ενεργειακή απόδοση του σταθμού και τα έσοδα του καθώς και δείκτες αξιολόγησης που περιγράφουν τη βιωσιμότητα της επένδυσης.



- ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ ΗΜΕΡΗΣΙΑΣ ΠΡΟΣΦΕΡΟΜΕΝΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ
- ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΕΠΟΜΕΝΗ ΜΕΡΑ





4.4.2 Εισαγωγή δεδομένων

Τα δεδομένα εισάγονται στον κώδικα μέσω των παρακάτω αρχείων :

- i. GRIDAT1
- ii. ISLAND
- iii. MECHDAT
- iv. SOLDAT
- v. WINDAT
- vi. XRONOLOG
- vii. task

Ακολουθεί αναλυτική περιγραφή των περιεχομένων κάθε αρχείου

i. GRIDAT1

Το αρχείο αυτό περιλαμβάνει την εγγυημένη ισχύ (kW) που αποδίδει ο ΥΒΣ στο δίκτυο καθώς και την τιμή με την οποία αποζημιώνεται ο διαχειριστής του σταθμού για αυτή. Επιπλέον περιέχει την ώρα έναρξης και την ώρα λήξης των ωρών χαμηλής ζήτησης (01:00,09:00). Στο ίδιο αρχείο εμπεριέχονται η τιμή (€/MWh) με την οποία αποζημιώνεται ο ιδιοκτήτης του ΥΒΣ για την ενέργεια που διοχετεύει στο δίκτυο είτε μέσω των υδροστρόβιλων , είτε απ' ευθείας από το Α/Π και τα φωτοβολταϊκά, αλλά και την τιμή με την οποία αγοράζει ενέργεια από αυτό. Οι τιμές αυτές φαίνονται στον παρακάτω πίνακα.

Διαθεσιμότητα ισχύος	Ενέργεια από Υδροστρόβ.	Ενέργεια από Α/Γ	Ενέργεια από φωτοβολταϊκούς σταθμούς			Απορροφόμενη από το Δίκτυο Ενέργεια
			Αύγουστος 2011 (€/MWh)	Φεβρουάριος 2012 (€/MWh)	Αύγουστος 2012 (€/MWh)	
Χιλ.€/MW/έτος	€/MWh	€/MWh				€/MWh
165,00	125,00	99,45	394,89	375,54	353,55	100,00

Πινάκας 4.1 Τιμολόγηση ενέργειας

Τέλος μέσω του αρχείου αυτού εισάγονται στον κώδικα ο αριθμός των μονάδων βάσης του νησιού , η ονομαστική τους ισχύς (kW) , το τεχνικό τους ελάχιστο (kW) και η σειρά φόρτισής τους.

ii. MECHDAT

Στο αρχείο αυτό περιέχονται δεδομένα για τις αντλίες, τους υδροστρόβιλους και τις γεννήτριες που είναι απαραίτητα για τον υπολογισμό του βαθμού απόδοσης των παραπάνω συντελεστών του σταθμού. Ακολουθεί αναλυτική παρουσίαση των μεγεθών, με τη σειρά που εμφανίζονται μέσα στο αρχείο και εισάγονται στον κώδικα.

Κεφάλαιο 4^ο-Υπολογιστικό μοντέλο προσομοίωσης ΥΒΣ

ΑΝΤΛΙΕΣ

- Αριθμός σημείων του διαγράμματος αδιάστατης παροχής-βαθμού απόδοσης αντλίας και αδιάστατης παροχής-ολικού ύψους αντλίας.
- Αδιάστατες τιμές φόρτισης (παροχής) αντλιών.
- Ολικό ύψος αντλιών συναρτήσει αδιάστατης παροχής.
- Βαθμός απόδοσης αντλιών συναρτήσει της αδιάστατης παροχής.
- Αριθμός διακριτών δεδομένων για βαθμό απόδοσης αντλιών.
- Διακριτές τιμές ισχύος αντλιών στο αρχείο.
- Μέγιστοι βαθμοί απόδοσης αντλιών διαφορετικής ισχύος.

ΥΔΡΟΣΤΡΟΒΙΛΟΙ

(τα δεδομένα αυτά δίνονται αρχικά για στρόβιλο Pelton και έπειτα για στρόβιλο Francis).

- Αριθμός σημείων στο διάγραμμα αδιάστατης παροχής-βαθμού απόδοσης υδροστροβίλων.
- Τεχνικό ελάχιστο υδροστροβίλων.
- Αδιάστατες τιμές φόρτισης (παροχής) υδροστροβίλων.
- Βαθμός απόδοσης υδροστροβίλων συναρτήσει της αδιάστατης παροχής.
- Αριθμός διακριτών δεδομένων για βαθμό απόδοσης υδροστροβίλων.
- Διακριτές τιμές ισχύος υδροστροβίλων.
- Μέγιστοι βαθμοί απόδοσης υδροστροβίλων διαφορετικής ισχύος.

ΓΕΝΝΗΤΡΙΕΣ

- Αριθμός σημείων στο διάγραμμα αδιάστατου φορτίου-βαθμού απόδοσης σύγχρονης γεννήτριας.
- Αδιάστατες τιμές φόρτισης (ισχύος) γεννητριών.
- Βαθμός απόδοσης συναρτήσει του αδιάστατου φορτίου.
- Αριθμός διακριτών δεδομένων για βαθμό απόδοσης γεννητριών.
- Διακριτές τιμές ισχύος γεννητριών.
- Μέγιστοι βαθμοί απόδοσης γεννητριών διαφορετικής ισχύος.

iii. ISLAND

Το αρχείο αυτό περιέχει το φορτίο (kWh) του νησιού για κάθε ώρα του χρόνου (συνολικά 8760 τιμές).

iv. ΧΡΟΝΟΛΟΓ

Μέσω του αρχείου αυτού εισάγονται για κάθε ώρα του έτους η συνολική παραγωγή του νησιού (MWh), η παραγωγή από αιολικά (MWh) ,η παραγωγή από συμβατικές

Κεφάλαιο 4^ο-Υπολογιστικό μοντέλο προσομοίωσης ΥΒΣ

μονάδες(MWh) και η αιολική διείσδυση. Τα δεδομένα αυτά αφορούν την κατάσταση στο νησί πριν την εγκατάσταση του ΥΒΣ.

v. SOLDAT

Σε αυτό το αρχείο περιέχεται χρονοσειρά φωτοβολταϊκής παραγωγής που αναφέρεται στην ισχύ λειτουργίας των φωτοβολταϊκών του σταθμού προς την εγκατεστημένη τους ισχύ για κάθε δεκάλεπτο του έτους. Συνολικά το αρχείο περιέχει 52560 τιμές.

vi. WINDAT

Το WINDAT αναφέρεται στη αιολική παραγωγή. Συγκεκριμένα τα δεδομένα αφορούν την ισχύ λειτουργίας των ανεμογεννητριών προς την εγκατεστημένη τους ισχύ για κάθε δεκάλεπτο του χρόνου.

vii. TASK

Τέλος μέσω αυτού του αρχείου εισάγονται όπως προαναφέρθηκε και πιο πάνω δεδομένα που αφορούν βασικούς συντελεστές σταθμού. Τα δεδομένα αυτά είναι:

- Αριθμός ανεμογεννητριών
- Εγκατεστημένη ισχύς αντλιών (kW)
- Εγκατεστημένη ισχύς φωτοβολταϊκών (kW)
- Όγκος άνω ταμιευτήρα (m³)

Αφού πραγματοποιηθεί η εισαγωγή των δεδομένων, ακολουθεί το υπολογιστικό κομμάτι του κώδικα, στο οποίο μέσω της επίλυσης αλληλουχίας αριθμητικών παραστάσεων υπολογίζονται τα αναγκαία οικονομικά τεχνικά και ενεργειακά μεγέθη. Στην περιγραφή του μοντέλου ακολουθείται η σειρά του λογικού διαγράμματος και γίνεται μια πιο αναλυτική παρουσίαση των διεργασιών που αναφέρονται σε αυτό.

4.4.3 Υπολογισμός παραγωγής από ΑΠΕ ΥΒΣ

Με δεδομένη την παραγωγή των συμβατικών μονάδων και των Α/Π εκτός σταθμού, υπολογίζονται σε πρώτη φάση ποιο ποσό της ζήτησης του νησιού καλύπτεται από τα αιολικά πάρκα και ποιο από τις συμβατικές μονάδες. Οι υπολογισμοί γίνονται σε ωριαία βάση, ενώ παρατίθεται και το αθροιστικό αποτέλεσμα για όλο το έτος. Στη συνέχεια υπολογίζονται η αιολική και η φωτοβολταϊκή παραγωγή του σταθμού, αρχικά οι δεκάλεπτες τιμές τους και ακολούθως οι ωριαίες, οι ημερήσιες και οι ετήσιες. Οι τύποι υπολογισμού τους είναι οι εξής:

- $P_{pv,x} = P_{sol} * N_{PV}$
- $P_{wp,x} = P_{W/G} * N_{W/GEN} * N_W * n_W$

όπου $P_{pv,x}$: Δεκάλεπτη παραγωγή φωτοβολταϊκών ΥΒΣ

P_{sol} : Δεκάλεπτη φωτοβολταϊκή παραγωγή ανά εγκατεστημένο kW φωτοβολταϊκών

N_{PV} : Εγκατεστημένη ισχύ φωτοβολταϊκών

Κεφάλαιο 4^ο-Υπολογιστικό μοντέλο προσομοίωσης ΥΒΣ

και $P_{wp,x}$: Δεκάλεπτη παραγωγή αιολικών ΥΒΣ
 $P_{W/G}$: Δεκάλεπτη αιολική παραγωγή ανά εγκατεστημένο kW αιολικών
 $N_{W/GEN}$: Πλήθος ανεμογεννητριών ΥΒΣ
 N_W : Ονομαστική ισχύς της κάθε ανεμογεννήτριας
 n_w : Βαθμός απόδοσης αιολικών ΥΒΣ

4.4.4 Καθορισμός λειτουργίας των συντελεστών του ΥΒΣ

Έπειτα προσδιορίζονται ο αριθμός των αντλιών και το είδος τους. Με μέθοδο της γραμμικής παρεμβολής υπολογίζονται οι μέγιστοι βαθμοί απόδοσης αντλιών και γεννητριών και τέλος η κανονική παροχή τους. Η διαδικασία αυτή επαναλαμβάνεται μέσω βρόγχου για όλες τις αντλίες. Ο προσδιορισμός των χαρακτηριστικών λειτουργίας του αντλιοστασίου ολοκληρώνεται με τον υπολογισμό του τεχνικού ελαχίστου λειτουργίας των αντλιών, της περιοχής ισχύος που δε μπορεί να απορροφηθεί από το αντλιοστάσιο και την εγκατεστημένη του ισχύ. Ακολουθούν οι τύποι υπολογισμού των πιο πάνω μεγεθών:

- $Q_P = \frac{N_P * 10^3 * n_P * n_M}{9,81 * 1000 * H}$
- $PP_{min} = N_P * CT_{vsp}$
- $P_{GAP1} = N_P \quad E\Omega\Sigma \quad P_{GAP2} = 2 * PP_{min}$
- $PP_{inst} = \sum_1^N N_P * n_M$

όπου Q_P : Κανονική παροχή αντλίας i
 N_P : Ονομαστική ισχύς αντλίας
 n_P : Βαθμός απόδοσης αντλίας
 H : Ονομαστικό ύψος αντλιών
 PP_{min} : Ελάχιστη ισχύς αντλιοστασίου
 CT_{vsp} : Συντελεστής τεχνικού ελαχίστου αντλίας μεταβλητών στροφών
 P_{GAP1} - P_{GAP2} : Περιοχή ισχύος που δε μπορεί να απορροφηθεί από το αντλιοστάσιο (λόγω τεχνικού ελαχίστου αντλιών)
 PP_{inst} : Εγκατεστημένη ισχύς αντλιών
 n_M : βαθμός απόδοσης κινητήρα

Αφού καθοριστεί ο αριθμός των υδροστροβίλων, το ονομαστικό τους ύψος και το είδος τους (francis ή pelton), ακολουθείται η ίδια μεθοδολογία για τον υπολογισμό του μέγιστου βαθμού απόδοσής και της παροχής τους η οποία προκύπτει από την παρακάτω σχέση

- $Q_H = \frac{N_H * 10^3}{9,81 * 1000 * n_H * n_G * H}$

Επίσης με τη βοήθεια των ακόλουθων τύπων υπολογίζονται η συνολικά εγκατεστημένη ισχύς και το τεχνικό ελάχιστο λειτουργία των υδροστροβίλων.

Κεφάλαιο 4^ο-Υπολογιστικό μοντέλο προσομοίωσης ΥΒΣ

- $P_{H,TOT} = \sum_1^N N_H$
- $P_{H,CH} = N_H * C_H$

Όπου Q_H : Κανονική παροχή στροβίλου

N_H : Ονομαστική ισχύς υδροστροβίλου

n_H : Βαθμός απόδοσης στροβίλου

n_G : Βαθμός απόδοσης γεννήτριας

H : Ονομαστικό ύψος υδροστροβίλου

$P_{H,TOT}$: Εγκατεστημένη ισχύς υδροστροβίλων

$P_{H,CH}$: Τεχνικό ελάχιστο λειτουργίας υδροστροβίλων

C_H : Συντελεστής τεχνικού ελαχίστου υδροστροβίλων

Τέλος ορίζεται, το όριο παροχής εγγυημένης ισχύος πάνω από το οποίο η ζήτηση καλύπτεται από τον υβριδικό σταθμό, ως η διαφορά μεταξύ ετήσιας αιχμής ζήτησης και συνολικής ονομαστικής ισχύος υδροστροβίλων, όπως φαίνεται και από την παρακάτω σχέση.

- $P_{limit} = P_{top} - P_{H,TOT}$

Όπου P_{limit} : Όριο παροχής εγγυημένης ισχύος πάνω από το οποίο η ζήτηση καλύπτεται από τον υβριδικό σταθμό

P_{top} : Μέγιστο ωριαίο φορτίο του νησιού όλου του έτους

4.4.5 Διαστασιολόγηση ταμιευτήρων και αγωγών

Στο κομμάτι αυτό του κώδικα καθορίζονται τα χαρακτηριστικά των ταμιευτήρων και των αγωγών. Σε πρώτη φάση προσδιορίζονται η ελάχιστη και η μέση διαφορά στάθμης των άνω και κάτω ταμιευτήρων καθώς και ο ελάχιστος και μέγιστος όγκος του άνω ταμιευτήρα. Επιπλέον θεωρείται ότι στην αρχή του έτους η πάνω δεξαμενή είναι γεμάτη κατά το ήμισυ. Όσον αφορά τους αγωγούς καταρχήν επιλέγεται το πλήθος τους και στη συνέχεια προσδιορίζονται η διάμετρος, το μήκος, το πάχος, το βάρος και οι συντελεστές απωλειών τους.

Αφού έχουν καθοριστεί όλα τα χαρακτηριστικά των συντελεστών του σταθμού μπορεί πλέον να υπολογιστεί το κόστος της επένδυσης. Η διεργασία αυτή πραγματοποιείται στον κώδικα με την κλήση της υπορουτίνας COSTS, η οποία θα αναλυθεί αργότερα.

Στο σημείο αυτό ξεκινάνε οι ημερήσιες επαναλήψεις.

ΗΜΕΡΗΣΙΕΣ ΕΠΑΝΑΛΗΨΕΙΣ

4.4.6 Παραγωγή - προσφορά εγγυημένης ενέργειας από ΥΒΣ

Αρχικά προσδιορίζονται σύμφωνα με την πιο κάτω σχέση οι ωριαίες κορυφές ζήτησης φορτίου πάνω από τη γραμμή εγγυημένης ισχύος, που πρέπει να καλυφθούν από τον ΥΒΣ.

Κεφάλαιο 4^ο-Υπολογιστικό μοντέλο προσομοίωσης ΥΒΣ

- $P_{HLP} = P_{load} - P_{limit}$

όπου P_{HLP} : Ωριαίες κορυφές ζήτησης φορτίου πάνω από τη γραμμή εγγυημένης ισχύος, που πρέπει να καλυφθούν από τον ΥΒΣ.

P_{load} : Φορτίο νησιού

Αν υπάρχουν, υπολογίζονται η ημερήσια εγγυημένη ενέργεια που πρέπει να παράγει ο σταθμός για να καλυφθούν οι κορυφές αυτές και η διαθέσιμη ενέργεια στον άνω ταμιευτήρα στην αρχή της ημέρας.

Η ημερήσια εγγυημένη ενέργεια πρέπει να είναι τουλάχιστον ίση με το τεχνικό ελάχιστο λειτουργίας των υδροστροβίλων, προκειμένου να μπορεί να υπάρξει παράγωγή ενέργειας από το σταθμό, για να καλυφθεί η απαιτούμενη ζήτηση. Παρακάτω φαίνονται ο έλεγχος που εξασφαλίζει τη συνθήκη αυτή καθώς και ο τύπος υπολογισμού της διαθέσιμης ενέργειας:

- $E_G = \max (P_{HLP}, P_{H,CH})$
- $E_{avail} = \frac{(VOL_R - VOL_{MIN}) * g * DZ_{min} * 10^3}{3,6 * 10^6}$

όπου E_G : Ημερήσια εγγυημένη ενέργεια

$P_{H,CH}$: τεχνικό ελάχιστο υδροστροβίλων

E_{avail} : Διαθέσιμη ενέργεια στον άνω ταμιευτήρα στην αρχή της ημέρας

VOL_R : Τρέχων όγκος νερού στον άνω ταμιευτήρα

VOL_{min} : Ελάχιστος επιτρεπόμενος όγκος νερού ταμιευτήρα

DZ_{min} : Ελάχιστη διαφορά στάθμης άνω και κάτω ταμιευτήρα

Στη συνέχεια προσδιορίζεται η ημερήσια ενέργεια που έχει προγραμματιστεί να προσφέρει ο σταθμός στο δίκτυο. Αν είναι μεγαλύτερη από τη διαθέσιμη ενέργεια στον άνω ταμιευτήρα ($E_{sched} > E_{avail}$), τότε πρέπει να αντληθεί ενέργεια από το δίκτυο προκειμένου να καλυφθούν οι κορυφές ζήτησης, συνεπώς είναι υποχρεωμένος ο διαχειριστής του σταθμού να κάνει δήλωση φορτίου. Τα δυο μεγέθη υπολογίζονται από τους παρακάτω τύπους:

- $E_{sched} = \left(\frac{E_G}{E_{f_{TP}}} \right) * d$
- $E_D = \left(\frac{E_{sched} - E_{avail}}{d * E_{f_{PP}}} \right)$

όπου E_{sched} : Ημερήσια ενέργεια που έχει προγραμματιστεί να προσφέρει ο ΥΒΣ

$E_{f_{TP}}$: Εκτιμώμενος ολικός βαθμός απόδοσης της παραγωγής των υδροστροβίλων

E_D : Δήλωση φορτίου ΥΒΣ

$E_{f_{PP}}$: Εκτιμώμενος ολικός βαθμός απόδοσης της των αντλιών

Ακολούθως γίνεται εκτίμηση της παραγωγής του ΥΒΣ (υδροστροβιλική παραγωγή) όπου λαμβάνονται υπόψη η διαθέσιμη ενέργεια από το νερό που περιέχεται στον άνω ταμιευτήρα

Κεφάλαιο 4^ο-Υπολογιστικό μοντέλο προσομοίωσης ΥΒΣ

και η εκτιμώμενη συνολική παραγωγή των ΑΠΕ του ΥΒΣ το πρώτο δωδεκάωρο της μέρας, διάστημα κατά το οποίο η ζήτηση είναι χαμηλή και συνήθως δεν απαιτείται προσφορά ενέργειας από πλευράς σταθμού. Μάλιστα για λόγους ασφαλείας, η παραγωγή των ΑΠΕ του πρώτου δωδεκάωρου πολλαπλασιάζεται με κατάλληλο συντελεστή, ώστε να αποφευχθούν περιστατικά αστοχίας στην πρόβλεψη της παραγωγής.

- $Ape_{first} = (Ef_{PP} * d * \sum_1^{12} P_{APE,i})$
- $E_{estim} = (Ef_{TP} * \frac{E_{avail} + Ape_{first}}{a})$

όπου E_{estim} : Συνολική ενέργεια που προβλέπεται να μπορεί να παραχθεί την επόμενη ημέρα (μαζί με πρόβλεψη παραγωγής ΑΠΕ)

Ape_{first} : Εκτιμώμενη παραγωγή ΑΠΕ στις πρώτες 12 ώρες της ημέρας

a : συντελεστής ασφαλείας για παραγωγή (1,08)

d : συντελεστής ασφαλείας για άντληση (1,1)

$P_{APE,i}$: ωριαία παραγωγή ΑΠΕ κάθε ώρας του πρώτου 12ωρου

Για να μην υπάρξει ανεξέλεγκτη απορρόφηση ενέργειας από το δίκτυο στην περίπτωση που γίνει δήλωση φορτίου ($E_D > 0$), τίθεται περιορισμός που συγκρατεί την τελική προσφορά ενέργειας του σταθμού σε τιμή κατώτερη εγγυημένης. παράλληλα η δήλωση φορτίου δε μπορεί να είναι μεγαλύτερη από την εγγυημένη ενέργεια δια το συντελεστή απόδοσης του κύκλου άντλησης-παραγωγής του ΥΒΣ.

- $E_{offer} = E_G$

Από την άλλη όταν ο διαχειριστής του ΥΒΣ δεν προσφεύγει στο δίκτυο ($E_D = 0$), η προσφορά ενέργειας από τον ΥΒΣ λαμβάνει μία από τις παρακάτω τιμές, με την προϋπόθεση βεβαίως να μην ξεπερνάει την παραγωγή που θα είχε αν ο άνω ταμιευτήρας ήταν γεμάτος, όριο που αποτελεί άλλωστε τη μέγιστη δυνατή παραγωγή του σταθμού:

- $E_{offer} = \max(E_G, E_{estim})$
- $Av E_{offer} > E_{offer(max)} \rightarrow E_{offer} = E_{offer(max)}$

4.4.7 Δήλωση φορτίου

Αφού πρώτα ελεγχθεί ότι έχει γίνει δήλωση φορτίου ($E_D > 0$), προσδιορίζεται η ενέργεια που πρέπει να αγοράσει ο ιδιοκτήτης του σταθμού από το διαχειριστή του δικτύου, κατά την διάρκεια των ωρών χαμηλής ζήτησης. Η ενέργεια αυτή χρησιμοποιείται για την άντληση υδάτων από τον κάτω στον άνω ταμιευτήρα, προκειμένου ο σταθμός να μπορέσει να ανταπεξέλθει την επόμενη μέρα στις υποχρεώσεις του απέναντι στο δίκτυο.

Η άντληση από το δίκτυο για εξασφάλιση της εγγυημένης ενέργειας προσαρμόζεται στην κοιλάδα της καμπύλης φορτίου κατά τις νυχτερινές ώρες. Κατά τον καθορισμό του προγράμματος άντλησης του ΥΒΣ, ο διαχειριστής του δικτύου λαμβάνει υπόψη του τις

Κεφάλαιο 4^ο-Υπολογιστικό μοντέλο προσομοίωσης ΥΒΣ

ονομαστικές ισχύεις και τα τεχνικά ελάχιστα των αντλιών του ΥΒΣ καθώς και τα τεχνικά χαρακτηριστικά τους.

Βασική προϋπόθεση είναι το άθροισμα των τιμών της ωριαίας ισχύος άντλησης κατά τη διάρκεια των ωρών χαμηλής ζήτησης να μην είναι κατώτερο της δήλωσης φορτίου που έχει γίνει, ώστε να εξασφαλιστεί το αναγκαίο ποσό ενέργειας. Από εκεί και πέρα στην περίπτωση που το αντλιοστάσιο καλείται να λειτουργήσει στο τεχνικό του ελάχιστο και το σύνολο της ενέργειας που πρέπει να προσφέρει το δίκτυο (φορτίο νησιού και ενέργεια προς ΥΒΣ) ξεπερνάει τη γραμμή εγγυημένης ισχύος, το αντλιοστάσιο τίθεται εκτός λειτουργίας (μηδενίζεται η ωριαία ισχύς άντλησης). Αφού ολοκληρωθεί αυτή η διαδικασία θα έχει προσδιοριστεί η ωριαία ισχύς άντλησης για κάθε μια από τις ώρες χαμηλής ζήτησης. Ακολουθούν οι περιορισμοί που καθορίζουν την τιμή της:

- $\sum_1^9 HPP > E_D$
- $\text{Av } HPP \leq PP_{min} \rightarrow HPP = PP_{min}$
- $PP_{min} \leq HPP \leq PP_{max}$
- $\text{Av } HPP = PP_{min} \text{ και } (P_{load} + HPP) > P_{limit} \rightarrow HPP = 0$
- $\text{Av } P_{GAP1} \leq HPP < P_{GAP2} \rightarrow HPP = P_{GAP1}$

$$P_{D,i} = HPP$$

όπου HPP :Ωριαία ισχύς άντλησης κατά τη διάρκεια των ωρών χαμηλής ζήτησης(βοηθητικό μέγεθος)

$P_{D,i}$: Προγραμματισμένη ωριαία ισχύς άντλησης κατά τη διάρκεια των ωρών χαμηλής ζήτησης

PP_{max} :Μέγιστη ισχύς αντλιοστασίου

4.4.8 Παραγωγή ενέργειας από υδροστροβίλους

Στο τμήμα αυτό αφού πρώτα ελεγχθεί ότι υπάρχει προσφορά ισχύος από τον ΥΒΣ προσδιορίζεται η τιμή της για κάθε ώρα της μέρας, ώστε να καλυφθεί το σύνολο της ενέργειας που έχει δηλώσει ο διαχειριστής του ΥΒΣ ότι θα παρέχει στο δίκτυο. Συγκεκριμένα η προσφερόμενη ενέργεια του ΥΒΣ προσαρμόζεται στην ημερήσια καμπύλη φορτίου έτσι ώστε να αποκόπτονται/εξομαλύνονται οι αιχμές και να διευκολύνεται και να καθίσταται οικονομικότερη η λειτουργία των συμβατικών μονάδων παραγωγής. Κατά τον καθορισμό του προγράμματος παραγωγής του ΥΒΣ, λαμβάνονται υπόψη οι ονομαστικές ισχύεις και τα τεχνικά ελάχιστα των στροβίλων του ΥΒΣ, ενώ υπάρχει περιορισμός ώστε να μην υπάρχει προσφορά ισχύος σε περίπτωση που έχει γίνει δήλωση φορτίου, προκειμένου να συγκεντρωθεί η κατάλληλη ποσότητα υδάτων στον άνω ταμιευτήρα που θα διασφαλίζει την προσυμφωνημένη παροχή εγγυημένης ενέργειας . Τέλος στην περίπτωση που η συνεισφορά των υδροστροβίλων «ρίχνει» το φορτίο που καλούνται να καλύψουν οι συμβατικές μονάδες κάτω από το χαμηλότερο όριο ζήτησης, μηδενίζεται η προσφορά ενέργειας από τους

Κεφάλαιο 4^ο-Υπολογιστικό μοντέλο προσομοίωσης ΥΒΣ

στροβίλους για τη δεδομένη ώρα. Οι παραπάνω συνθήκες συνοψίζονται από τις εξής σχέσεις.

- $\text{An } P_{D,i} > 0 \rightarrow \text{HTP} = 0$
- $\text{HTP} \geq P_{T_{ctmin}}$
- $\text{HTP} \leq P_{T_{ref}}$
- $\text{An } (P_{load} - \text{HTP}) < P_{low} \rightarrow \text{HTP} = 0$

$$P_{E,i} = \text{HTP}$$

HTP : Ωριαία προσφορά ισχύος υβριδικού

P_{E,i} : Προγραμματισμένη ωριαία προσφορά ισχύος υβριδικού

P_{low} : Ημερήσια ελάχιστη τιμή (εκτιμώμενης) ζήτησης (κυρίως κατά τις ώρες χαμηλής ζήτησης)

ΩΡΙΑΙΕΣ ΕΠΑΝΑΛΗΨΕΙΣ

4.4.9 Απομείωση

Στο σημείο αυτό και αφού έχει ολοκληρωθεί ο ημερήσιος αρχικός σχεδιασμός λειτουργίας του ΥΒΣ, που κατέληξε σε μία συγκεκριμένη προσφορά ενέργειας, η οποία εξυπηρετείται από ένα πρόγραμμα παραγωγής και άντλησης του σταθμού, μπορεί πλέον να υπολογιστεί η ισχύς απομείωσης του ΥΒΣ. Πρόκειται για την τελική ισχύ λειτουργίας του, η οποία προκύπτει μετά την υποφόρτιση των υδροστροβίλων μέχρι ένα προκαθορισμένο όριο, ώστε να δίνεται προτεραιότητα στην ένταξη στο δίκτυο της ενέργειας που παράγεται από τα αιολικά πάρκα εκτός ΥΒΣ.

Αφού πρώτα επιβεβαιωθεί ότι υπάρχει προσφορά ενέργειας ($P_{E,i} > 0$) από το διαχειριστή του σταθμού προσδιορίζονται με τη βοήθεια της υπορουτίνας TURBINE το πλήθος και η συνολική ονομαστική ισχύς των εν λειτουργία υδροστροβίλων. Στην περίπτωση που οι μονάδες βάσης λειτουργούν στο τεχνικό τους ελάχιστο ή που η διαφορά της ισχύος λειτουργίας τους με το τεχνικό τους ελάχιστο είναι μικρότερη από το τεχνικό ελάχιστο των υδροστροβίλων, η ισχύς απομείωσης μηδενίζεται, αφού λόγω τεχνικών περιορισμών οι υδροστροβίλοι δε μπορούν να λειτουργήσουν.

- $\text{An } P_{C,i} \leq P_{ct.C,i} \text{ ή } P_{C,i} - P_{ct.C,i} < P_{H,CH} \rightarrow P_{apom} = 0 \text{ και } C_{apom} = 0$

όπου *P_{C,i}*: Ισχύς λειτουργίας μονάδων βάσης

P_{ct.C,i}: Τεχνικό ελάχιστο μονάδων βάσης

P_{apom}: Ισχύς λειτουργίας ΥΒΣ μετά την απομείωση

C_{apom}: Συντελεστής απομείωσης

Κεφάλαιο 4^ο-Υπολογιστικό μοντέλο προσομοίωσης ΥΒΣ

Σε αντίθετη περίπτωση υπολογίζονται σύμφωνα με τους παρακάτω τύπους ενώ προσδιορίζονται εκ νέου και οι ωριαίες κορυφές ζήτησης φορτίου πάνω από τη γραμμή εγγυημένης ισχύος, που πρέπει να καλυφθούν από τον ΥΒΣ.

- $C_{apom} = \frac{0,3 \cdot P_{C,i} + P_{HN,TOT} - P_{wout}}{1,3 \cdot P_{HN,TOT}}$, $C_{apom} \leq 1$
- $P_{apom} = C_{apom} \cdot P_{HN,TOT}$, $P_{apom} \leq P_{E,i}$
- $P_{HLP} = P_{C,i} - P_{apom,i}$

Όπου $P_{HN,TOT}$: ονομαστική ισχύς των εν λειτουργία υδροστροβίλων

P_{wout} : Παραγωγή ενέργειας από αιολικά εκτός ΥΒΣ για κάθε ώρα του χρόνου

Αν οι κορυφές ζήτησης είναι μικρότερες από 14.500 Kwh, η ισχύς απομείωσης μειώνεται κατά τη διαφορά των κορυφών ζήτησης και του ορίου των 14.500.

- $P_{apom} = C_{apom} \cdot P_{HN,TOT} - (14.500 - P_{HLP})$

Ακολουθεί νέα σύγκριση από την οποία αν προκύψει ότι το φορτίο του νησιού που δεν καλύπτεται από την ισχύ απομείωσης ξεπερνάει το όριο παροχής εγγυημένης ισχύος μειώνεται εκ νέου η ισχύς απομείωσης κατά τη διαφορά αυτή.

- Αν $(P_{load} - P_{apom}) > P_{limit} \Rightarrow P_{apom} = P_{apom} - P_{limit}$

Τέλος αφού έχουν πραγματοποιηθεί όλοι οι έλεγχοι που προαναφέρθηκαν εξασφαλίζεται ότι η ισχύς απομείωσης δε θα λάβει τιμή μικρότερη από το τεχνικό ελάχιστο των υδροστροβίλων

- Αν $P_{apom} < P_{H,CH} \Rightarrow P_{apom} = P_{H,CH}$

ΔΕΚΑΛΕΠΤΕΣ ΕΠΑΝΑΛΗΨΕΙΣ

4.4.10 Εσωτερική λειτουργία ΥΒΣ

Στο κομμάτι αυτό του κώδικα ρυθμίζεται και αναλύεται η εσωτερική λειτουργία του σταθμού σε δεκάλεπτη βάση.

ΔΙΑΔΙΚΑΣΙΑ ΑΝΤΛΗΣΗΣ Ή ΜΗΔΕΝΙΚΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

Αν ο σταθμός τη δεδομένη χρονική στιγμή είτε έχει μηδενική παραγωγή είτε πρέπει να αντλήσει νερό στον άνω ταμιευτήρα (αν $P_{D,i} > 0$ ή $P_{E,i} \cong 0$) όλη η τρέχουσα παραγωγή των ΑΠΕ του σταθμού χρησιμοποιείται για άντληση. Ειδικότερα πραγματοποιείται μια πρώτη προσέγγιση της τρέχουσας ισχύος του αντλιοστασίου, κατά την οποία λαμβάνονται υπόψη η ισχύς άντλησης σε περίπτωση που έχει γίνει δήλωση φορτίου καθώς και η ισχύς λειτουργίας του Α/Π και των φωτοβολταϊκών του σταθμού.

- $P_{P,x} = P_{D,i} + P_{apetot,x} \cdot f_{prx}$

Κεφάλαιο 4^ο-Υπολογιστικό μοντέλο προσομοίωσης ΥΒΣ

όπου $P_{apetot,x}$: Τρέχουσα ισχύς ΑΠΕ του ΥΒΣ
 $fprx$: δείκτης στάθμης του ταμιευτήρα λαμβάνει την τιμή **0** όταν είναι γεμάτος, ενώ σε κάθε άλλη περίπτωση είναι ίσος με **1**

Στη συνέχεια καλείται η υπορουτίνα PUMPING με την οποία ρυθμίζεται η λειτουργία του αντλιοστασίου και προσδιορίζονται με ακρίβεια η τρέχουσα ισχύς ($P_{P,xfin}$) του και το πλήθος των εν λειτουργία αντλιών. Τέλος υπολογίζεται ποιο ποσό της τρέχουσας ισχύος του αντλιοστασίου που καλύπτεται από τα φωτοβολταϊκά και το Α/Π του σταθμού.

- $P_{aperpump,x} = P_{P,xfin} - P_{D,i}$

ΔΙΑΔΙΚΑΣΙΑ ΠΡΟΣΦΟΡΑΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Σε αντίθετη περίπτωση αν δηλαδή υπάρχει προσφορά ισχύος από το σταθμό ($P_{E,i} > 10^{-5}$), η παραγωγή των ΑΠΕ προωθείται κατά προτεραιότητα στο δίκτυο. Πιο συγκεκριμένα με υπολογισμένη από πριν την ισχύ του ΥΒΣ μετά την απομείωση, προσδιορίζονται με τη βοήθεια της υπορουτίνας TURBINE το πλήθος και η συνολική ονομαστική ισχύς των εν λειτουργία υδροστροβίλων. Στη συνέχεια, πραγματοποιούνται έλεγχοι που διασφαλίζουν την ομαλότητα λειτουργίας του ΥΒΣ, όπως π.χ. ο παρακάτω οπότε και τερματίζει το πρόγραμμα σε περίπτωση που ο ταμιευτήρας έχει νερό αλλά δεν υπάρχει εν λειτουργία υδροστροβίλος.

Αν $fprz > 0$ και $NT_{oper} = 0 \rightarrow$ ΛΗΞΗ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΟΣ

Ακολούθως γίνεται επιλογή του σεναρίου λειτουργίας του σταθμού, που αφορά τον τρόπο αξιοποίησης της διαθέσιμης ενέργειας από τις ΑΠΕ του σταθμού. Όπως αναφέρθηκε και πιο πάνω στην παρούσα εργασία εξετάζεται σενάριο, στο οποίο η παραγόμενη ενέργεια προωθείται κατά προτεραιότητα απ' ευθείας στο δίκτυο και αν υπάρχει περίσσια χρησιμοποιείται για άντληση. Το σενάριο λειτουργίας διαρθρώνεται ως εξής.

Αρχικά προσδιορίζεται η **τρέχουσα ισχύς των υδροστροβίλων** ως η διαφορά της ισχύος του ΥΒΣ (μετά την απομείωση) και της συνολικής ισχύος λειτουργίας των ΑΠΕ του ΥΒΣ τη δεδομένη στιγμή.

- $P_{HFIN,x} = P_{apom} - P_{apetot,x}$

όπου $P_{H,x}$: Τρέχουσα ισχύς υδροστροβίλων μετά την απομείωση

Αν προκύψει μικρότερη του τεχνικού ελαχίστου των υδροστροβίλων η τιμή της αναπροσαρμόζεται ώστε να εξισωθεί με αυτήν.

- $P_{HFIN,x} \leq P_{H,CH} \rightarrow P_{HFIN,x} = P_{H,CH}$

Κεφάλαιο 4^ο-Υπολογιστικό μοντέλο προσομοίωσης ΥΒΣ

Επίσης η ισχύς των υδροστροβίλων μηδενίζεται σε περίπτωση που ο άνω ταμιευτήρας είναι άδειος.

- $P_{HFIN,x} = P_{HFIN,x} * f_{prz}$
- $P_{arom} = P_{arom} * f_{prz}$

Όπου $f_{prz}=0$ όταν ο ταμιευτήρας είναι άδειος και $f_{prz}=1$ όταν περιέχει νερό

Στο σημείο αυτό υπολογίζεται η **συνολική παραγωγή του αιολικού πάρκου και των φωτοβολταϊκών του σταθμού, που προωθείται απ' ευθείας στο δίκτυο**. Η τιμή της ισούται με την ισχύ του ΥΒΣ, μειωμένη κατά την ισχύ των υδροστροβίλων.

- $P_{ape,x}^{grid} = P_{arom} - P_{HFIN,x}$

όπου $P_{ape,x}^{grid}$: Παραγωγή ΑΠΕ που αποδίδεται απ' ευθείας στο δίκτυο

Δεδομένου ότι η πώληση ενέργειας από φωτοβολταϊκά στο δίκτυο αποζημιώνεται καλύτερα, προωθείται πρώτα η παραγωγή των φωτοβολταϊκών και έπειτα αυτή του Α/Π. Η διαδικασία αυτή κωδικοποιείται από τις παρακάτω σχέσεις:

- Αν $P_{ape,x}^{grid} \leq P_{pv,x} \rightarrow P_{pv,x}^{grid} = P_{ape,x}^{grid}$
- Αν $P_{ape,x}^{grid} \geq P_{pv,x} \rightarrow P_{pv,x}^{grid} = P_{pv,x}$ και $P_{wp,x}^{grid} = P_{ape,x}^{grid} - P_{pv,x}^{grid}$

όπου $P_{pv,x}^{grid}$: Φωτοβολταϊκή παραγωγή που αποδίδεται απ' ευθείας στο δίκτυο

$P_{wp,x}^{grid}$: Αιολική παραγωγή ΥΒΣ που αποδίδεται απ' ευθείας στο δίκτυο

$P_{pv,x}$: Φωτοβολταϊκή παραγωγή

Συνοπτικά αυτό σημαίνει πως όταν η φωτοβολταϊκή ισχύς είναι μεγαλύτερη από την ισχύ των ΑΠΕ που αποστέλλεται απ' ευθείας στο δίκτυο, το σύνολο αυτής της ισχύος καλύπτεται από τα φωτοβολταϊκά. Αντίθετα όταν η ισχύς τους δεν είναι αρκετή καλούνται να συνεισφέρουν και οι ανεμογεννήτριες. Αν υπάρχει περίσσια από την παραγωγή των ΑΠΕ μετά την πρώτη διανομή, αυτή αξιοποιείται όπως προαναφέραμε για άντληση. Για να συμβεί ωστόσο αυτό, θα πρέπει να τηρούνται κάποιες προϋποθέσεις όπως είναι η δυνατότητα ταυτόχρονης παραγωγής και άντλησης (ύπαρξη δυο αγωγών), να υπάρχουν εν λειτουργία αντλίες και ο ταμιευτήρας να μην έχει ξεχειλίσει. Αν και πάλι υπάρχει περίσσια παραγωγής αυτή αναγκαστικά απορρίπτεται και συνυπολογίζεται στις απώλειες.

Η ανάλυση της εσωτερικής λειτουργίας του ΥΒΣ ολοκληρώνεται με τον υπολογισμό των ενεργειακών αποτελεσμάτων. Δεδομένου ότι τα υπολογισμένα μεγέθη αναφέρονταν σε ισχύς δεκαλέπτου, πολλαπλασιάζονται με το συντελεστή $dt=10/60$ και μετατρέπονται σε ενεργειακά μεγέθη δεκαλέπτου και ακολούθως ώρας και ημέρας.

Οπότε προκύπτει τελικά:

Κεφάλαιο 4^ο-Υπολογιστικό μοντέλο προσομοίωσης ΥΒΣ

- ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΑΠΟ ΥΒΣ

$$E_{ΥΒΣ,10min} = P_{apom} * dt \rightarrow E_{ΥΒΣ,1h} = \sum_1^6 E_{ΥΒΣ,10min} \rightarrow E_{ΥΒΣ,1d} = \sum_1^{24} E_{ΥΒΣ,1h}$$

- ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΑΠΟ ΑΠΕ ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ

$$E_{ape,10min}^{grid} = P_{ape}^{grid} * dt \rightarrow E_{ape,1h}^{grid} = \sum_1^6 E_{ape,10min}^{grid} \rightarrow E_{ape,1d}^{grid} = \sum_1^{24} E_{ape,1h}^{grid}$$

- ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΑΠΟ ΑΠΕ ΓΙΑ ΑΝΤΛΗΣΗ

$$E_{ape,10min}^{pump} = P_{ape}^{pump} * dt \rightarrow E_{ape,1h}^{pump} = \sum_1^6 E_{ape,10min}^{pump} \rightarrow E_{ape,1d}^{pump} = \sum_1^{24} E_{ape,1h}^{pump}$$

- ΑΠΟΡΡΙΠΤΟΜΕΝΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΑΠΕ

$$E_{ape,10min}^{drop} = (P_{ape}^{tot} - P_{ape}^{pump} - P_{ape}^{grid}) * dt \rightarrow E_{ape,1h}^{drop} = \sum_1^6 E_{ape,10min}^{drop} \rightarrow$$

$$E_{ape,1d}^{drop} = \sum_1^{24} E_{ape,1h}^{drop}$$

Με την ίδια μέθοδο υπολογίζονται και τα ενεργειακά μεγέθη που αφορούν το αιολικό πάρκο και το φωτοβολταϊκό σταθμό του ΥΒΣ.

ΑΝΑΛΥΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗΣ ΣΥΜΠΕΡΙΦΟΡΑΣ ΥΔΡΟΣΤΡΟΒΙΛΩΝ

Στο σημείο αυτό η ρυθμίζεται η λειτουργία των υδροστροβίλων για κάθε δεκάλεπτο.

Αρχικά πραγματοποιείται έλεγχος για την ύπαρξη εν λειτουργία υδροστροβίλων ($NT_{oper} > 0$). Αν αυτή η συνθήκη επιβεβαιωθεί ακολουθεί υπολογισμός κατάλληλου συντελεστή για την αποδοτική κατανομή ισχύος μεταξύ των υδροστροβίλων και προσδιορίζεται η ισχύς λειτουργίας του καθενός από αυτούς συναρτήσει της ονομαστικής του ισχύος, του συντελεστή τεχνικού του ελαχίστου και του προαναφερθέντα συντελεστή.

- $C_A = \frac{P_{HFIN,x} - P_{H,CH}}{P_{HN,TOT} - P_{H,CH}}$
- $P_{H,x} = \{C_A * (1 - CH_i) + CH_i\} * N_H$

όπου C_A : Συντελεστής για την αποδοτική κατανομή ισχύος μεταξύ των υδροστροβίλων

Κεφάλαιο 4^ο-Υπολογιστικό μοντέλο προσομοίωσης ΥΒΣ

$P_{H,x}$: Τελική ισχύς λειτουργίας υδροστροβίλου

Επιπλέον υπολογίζεται το **ποσοστό φόρτισης του κάθε υδροστροβίλου**, το οποίο ισούται με το λόγο της ισχύος λειτουργίας του προς την ονομαστική του ισχύ.

- $F_{load} = \frac{P_{H,x}}{N_H}$

Το μέγεθος αυτό αξιοποιείται, ώστε με τη μέθοδο της γραμμικής παρεμβολής να προσδιοριστεί ο τελικός βαθμός απόδοσης της γεννήτριας ($n_{G,x}$) του υδροστροβίλου και να υπολογιστούν **οι απώλειες ισχύος** της .

- $P_{G_{loss,x}} = P_{H,x} * \frac{(1-n_{G,x})}{n_{G,x}}$

όπου $P_{G_{loss,x}}$: Απώλειες ισχύος γεννήτριας υδροστροβίλου

$n_{G,x}$: Τελικός βαθμός απόδοσης γεννήτριας υδροστροβίλου

Η ίδια μέθοδος χρησιμοποιείται για να υπολογιστεί ο τελικός βαθμός απόδοσης ($n_{H,x}$) του κάθε υδροστροβίλου, ενώ στο σημείο αυτό προσδιορίζεται και η **ωριαία κατανάλωση νερού** που αντιστοιχεί σε αυτόν.

- $Q_{H,x} = \frac{P_{H,x} * 10^3}{n_{H,x} * n_{G,x} * g * 10^3 * (DZ_{mean} + Z_{add} - D_{H,FT})}$

όπου $Q_{H,x}$: Ωριαία κατανάλωση νερού υδροστροβίλου

$n_{H,x}$: Τελικός βαθμός απόδοσης υδροστροβίλου i

DZ_{mean} : Μέση διαφορά στάθμης άνω και κάτω ταμιευτήρα

Z_{add} : Μεταβολή της στάθμης του ταμιευτήρα (ως προς τη μέση) για συγκεκριμένο όγκο νερού που προστίθεται ή αφαιρείται

Τέλος με χρήση των προηγούμενων μεγεθών υπολογίζονται οι **απώλειες ισχύος** του κάθε υδροστροβίλου σύμφωνα με την παρακάτω σχέση.

- $P_{H_{loss,x}} = P_{H,x} * \frac{(1-n_{H,x} * n_{G,x})}{n_{H,x} * n_{G,x}} + D_{H,FT} * 10^3 * g * Q_{H,x} * 10^{-3}$

Όπου $P_{H_{loss,x}}$: Απώλειες ισχύος του υδροστροβίλου i

$D_{H,FT}$: Διόρθωση συντελεστή απωλειών σωλήνωσης ανάλογα με την διακινούμενη παροχή

Η διαδικασία ανάλυσης της ενεργειακής συμπεριφοράς των υδροστροβίλων ολοκληρώνεται με τον υπολογισμό των συνολικών ενεργειακών τους αποτελεσμάτων σε δεκάλεπτη βάση. Δεδομένου ότι τα προηγούμενα αποτελέσματα αφορούσαν είτε ισχύ είτε ωριαίες τιμές πολλαπλασιάζονται με το $dt = 10/60$, ενώ στη συνέχεια προσδιορίζονται τόσο τα ωριαία όσο και τα ημερήσια αποτελέσματα.

Κεφάλαιο 4^ο-Υπολογιστικό μοντέλο προσομοίωσης ΥΒΣ

Οπότε προκύπτουν τελικά:

- ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΝΕΡΟΥ ΑΠΟ ΤΟΥΣ ΥΔΡΟΣΤΡΟΒΙΛΟΥΣ

$$Q_{cons,10min} = \sum_i^n Q_{H,x} * dt \Rightarrow Q_{cons,1h} = \sum_1^6 Q_{cons,10min} \Rightarrow Q_{cons,1d} = \sum_1^{24} Q_{cons,1h}$$

- ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΥΔΡΑΥΛΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΑΠΟ ΤΟΥΣ ΥΔΡΟΣΤΡΟΒΙΛΟΥΣ

$$EQ_{cons,10min} = Q_{cons} * (DZ_{mean} + Z_{add}) * g \Rightarrow EQ_{cons,1h} = \sum_1^6 EQ_{cons,10min} \Rightarrow$$

$$EQ_{cons,1d} = \sum_1^{24} EQ_{cons,1h}$$

- ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΑΠΟ ΤΟΥΣ ΥΔΡΟΣΤΡΟΒΙΛΟΥΣ

$$E_{t,prod,10min} = \sum_i^n P_{H,x} * dt \Rightarrow E_{t,prod,1h} = \sum_1^6 E_{t,prod,10min} \Rightarrow$$

$$E_{t,prod,1d} = \sum_1^{24} E_{t,prod,1h}$$

όπου $\sum_i^n P_{H,x} = P_{HFIN,x}$

- ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΠΟΥ ΧΑΝΕΤΑΙ ΛΟΓΩ ΑΠΩΛΕΙΩΝ ΣΤΟΥΣ ΥΔΡΟΣΤΡΟΒΙΛΟΥΣ

$$E_{t,loss,10min} = \sum_i^n P_{Hloss,x} * dt \Rightarrow E_{t,loss,1h} = \sum_1^6 E_{t,loss,10min} \Rightarrow$$

$$E_{t,loss,1d} = \sum_1^{24} E_{t,loss,1h}$$

- ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΠΟΥ ΧΑΝΕΤΑΙ ΛΟΓΩ ΑΠΩΛΕΙΩΝ ΣΤΗ ΓΕΝΝΗΤΡΙΑ

$$E_{g,loss,10min} = \sum_i^n P_{Gloss,i} * dt \Rightarrow E_{t,loss,1h} = \sum_1^6 E_{g,loss,10min} \Rightarrow$$

$$E_{g,loss,1d} = \sum_1^{24} E_{g,loss,1h}$$

ΑΝΑΛΥΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗΣ ΣΥΜΠΕΡΙΦΟΡΑΣ ΑΝΤΛΙΩΝ

Για την ανάλυση της ενεργειακής συμπεριφοράς των αντλιών ακολουθείται μεθοδολογία όμοια με αυτή που υιοθετήθηκε για τους υδροστροβίλους. Αφού πρώτα επιβεβαιωθεί ότι υπάρχουν εν λειτουργία αντλίες, πραγματοποιείται επαναληπτική διαδικασία, ώστε να προσδιοριστεί η λειτουργία της κάθε αντλίας ξεχωριστά. Επομένως για κάθε αντλία εφόσον προκύψει ότι λειτουργεί λαμβάνουν αρχικές τιμές, ανάλογα με τον τύπο της (απλή ή αναστρέψιμη, μεταβλητών ή σταθερών στροφών). -όπως προέκυψαν από την τελευταία φορά που καλέστηκε η υπορουτίνα PUMPING - ο βαθμός απόδοσης, η ισχύς λειτουργίας και η παροχή της. Στη συνέχεια μέσω επαναληπτικού βρόγχου επαναπροσδιορίζεται η παροχή της σύμφωνα με την παρακάτω σχέση :

$$Q_{P,x} = \frac{P_{PL,x} * 10^3}{n_M * n_P * g * 10^3 * (DZ_{mean} + Z_{add} - D_{H,FP})}$$

όπου $Q_{P,x}$: Ωριαία παροχή αντλίας

n_M : Βαθμός απόδοσης κινητήρα αντλίας

n_P : Βαθμός απόδοσης κινητήρα αντλίας

$P_{PL,x}$: Ισχύς λειτουργίας της αντλίας για κάθε ώρα της ημέρας

Μετά την ολοκλήρωση της διαδικασίας αυτής για όλες τις αντλίες υπολογίζεται η συνολική παροχή του αντλιοστασίου σε καθώς και η συνολικές απώλειες ισχύος.

- $Q_{Ptot,x} = \sum_i^n Q_{P,x}$
- $P_{Ploss,x} = \sum_i^n [P_{PL,x} * (1 - n_M * n_P) + D_{H,FP} * g * Q_{P,x}]$

όπου $Q_{Ptot,x}$: Συνολική παροχή αντλιοστασίου

$P_{Ploss,x}$: Απώλειες ισχύος αντλιοστασίου

Επιπλέον, υπολογίζονται τα όρια επανεκκίνησης των αντλιών. Συγκεκριμένα α, στο τέλος κάθε 10λέπτου μετράται το χρονικό διάστημα από τότε που διακόπηκε η λειτουργία κάθε αντλίας. Αν αυτό είναι μικρότερο της μίας ώρας, τότε η αντλία δεν μπορεί να επανέλθει σε λειτουργία, οπότε και θεωρείται ότι βρίσκεται σε αναμονή.

Δεδομένου ότι το σημείο λειτουργίας των αντλιών μετατοπίζεται, η συνολική παροχή του αντλιοστασίου πρέπει να διορθωθεί και για το λόγο αυτό πολλαπλασιάζεται με κατάλληλο συντελεστή

- $C_p = 1 - (VOL_{fr} - 0.5) * 0.07$

- $Q_{P.tel,x} = C_p * Q_{Ptot,x}$

Κεφάλαιο 4^ο-Υπολογιστικό μοντέλο προσομοίωσης ΥΒΣ

όπου C_p : Συντελεστής διόρθωσης παροχής λόγω στάθμης ταμιευτήρα

$Q_{P,tel,x}$: Τελική τιμή παροχής αντλιοστασίου

VOL_{fr} : Ποσοστό πλήρωσης του άνω ταμιευτήρα

Η διαδικασία ανάλυσης της ενεργειακής συμπεριφοράς των αντλιών ολοκληρώνεται με τον υπολογισμό των συνολικών τους αποτελεσμάτων σε δεκάλεπτη, ωριαία και ημερήσια βάση. Για το λόγο αυτό όπως εξηγήθηκε προηγουμένως, αρκεί τα αποτελέσματα που υπολογίστηκαν να πολλαπλασιαστούν με το $dt=10/60$.

Οπότε προκύπτουν τελικά:

- ΠΑΡΟΧΗ ΝΕΡΟΥ ΠΟΥ ΑΠΟΘΗΚΕΥΕΤΑΙ ΜΕ ΑΝΤΛΗΣΗ ΣΤΟΝ ΑΝΩ ΤΑΜΙΕΥΤΗΡΑ

$$Q_{stor,10min} = Q_{P,tel} * dt \Rightarrow Q_{stor,1h} = \sum_1^6 Q_{stor,10min} \Rightarrow Q_{stor,1d} = \sum_1^{24} Q_{stor,1h}$$

- ΥΔΡΑΥΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΠΟΥ ΑΠΟΘΗΚΕΥΕΤΑΙ ΜΕ ΑΝΤΛΗΣΗ ΣΤΟΝ ΤΑΜΙΕΥΤΗΡΑ

$$EQ_{stor,10min} = Q_{stor} * (DZ_{mean} + Z_{add}) * g \Rightarrow$$

$$EQ_{stor,1h} = \sum_1^6 EQ_{stor,10min} \Rightarrow EQ_{stor,1d} = \sum_1^{24} EQ_{stor,1h}$$

- ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΠΟΥ ΑΠΟΡΡΟΦΑΤΑΙ ΓΙΑ ΑΝΤΛΗΣΗ

$$E_{p,cons,10min} = P_{P,xfin} * dt \Rightarrow E_{p,cons,1h} = \sum_1^6 E_{p,cons,10min} \Rightarrow$$

$$E_{p,cons,1d} = \sum_1^{24} E_{p,cons,1h}$$

- ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΠΟΥ ΧΑΝΕΤΑΙ ΛΟΓΩ ΑΠΩΛΕΙΩΝ ΣΤΙΣ ΑΝΤΛΙΕΣ

$$E_{p,loss,10min} = \sum_i^n PP_{loss,i} * dt \Rightarrow E_{p,loss,1h} = \sum_1^6 E_{p,loss,10min} \Rightarrow$$

$$E_{p,loss,1d} = \sum_1^{24} E_{p,loss,1h}$$

Κεφάλαιο 4^ο-Υπολογιστικό μοντέλο προσομοίωσης ΥΒΣ

– ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΠΟΥ ΑΓΟΡΑΖΕΤΑΙ ΑΠΟ ΤΟ ΔΙΚΤΥΟ ΓΙΑ ΑΝΤΛΗΣΗ

$$E_{purch,10min} = P_{D,i} * dt \rightarrow E_{purch,1h} = \sum_1^6 E_{purch,10min} \rightarrow$$

$$E_{purch,1d} = \sum_1^6 E_{purch,1h}$$

Με γνωστές τις καταναλώσεις και τις παροχές υδροστροβίλων και αντλιών αντίστοιχα υπολογίζεται στη συνέχεια ο τρέχων όγκος νερού στον άνω ταμιευτήρα για κάθε δευτερόλεπτο και προσδιορίζονται οι δείκτες που περιγράφουν την κατάσταση της στάθμης του ταμιευτήρα.

- $VOL_R = (Q_{P.tel,x} - \sum_i^n Q_{H,x}) * DT * 3600$

Αν η στάθμη του νερού έχει φτάσει ή έχει ξεπεράσει το μέγιστο επιτρεπτό όριο

– **ivol=1**

Αν το έχει ξεπεράσει κατά πολύ

– **ivol=2**

Τέλος αν ο ταμιευτήρας έχει αδειάσει και υπάρχει προσφορά ισχύος από το σταθμό

– **ivol= - 1**

Σε κάθε άλλη περίπτωση ισχύει ότι :

– **ivol=0**

Στο τέλος του βρόγχου με βήμα δέκα λεπτών προσδιορίζονται η χρονική διάρκεια και ο αριθμός των αντλιών που παραμένουν εκτός λειτουργίας.

4.4.11 Υπολογισμός οικονομικών και ενεργειακών συντελεστών λειτουργίας του ΥΒΣ

Μετά την ολοκλήρωση του δεκάλεπτου και του ωριαίου βρόγχου υπολογίζονται τα ετήσια μεγέθη που αφορούν τα έσοδα του σταθμού και τα ενεργειακά του αποτελέσματα ως το άθροισμα των τιμών που λαμβάνουν σε ημερήσια βάση. Παράλληλα προσδιορίζονται οι συντελεστές που αφορούν την απόδοση του σταθμού σε ενεργειακό και οικονομικό επίπεδο.

Κεφάλαιο 4^ο-Υπολογιστικό μοντέλο προσομοίωσης ΥΒΣ

Ο βασικότερος δείκτης ενεργειακής απόδοσης του σταθμού είναι ο βαθμός αξιοποίησης της παραγωγής των ΑΠΕ και προκύπτει ως ο λόγος της καθαρής παραγόμενης ενέργειας προς την παραγωγή των ΑΠΕ.

$$B. A\mathcal{E}_{APE} = \frac{100 * E_{NET}}{E_{APE,TOT}}$$

Επιπλέον υπολογίζονται οι συντελεστές εκμετάλλευσης ορισμένων εκ των συνιστωσών του σταθμού:

- Συντελεστής εκμετάλλευσης αιολικού πάρκου

$$CF_W = \frac{1000^2 * E_{W,aksiop}}{365 * 24 * N_{W,TOT}}$$

- Συντελεστής εκμετάλλευσης φωτοβολταϊκού πάρκου

$$CF_{PV} = \frac{1000^2 * E_{PV,aksiop}}{365 * 24 * N_{PV}}$$

- Συντελεστής εκμετάλλευσης υδροστροβίλων

$$CF_H = \frac{1000^2 * E_{H,tot}}{365 * 24 * N_H}$$

- Συντελεστής εκμετάλλευσης αντλιοστασίου

$$CF_{PV} = \frac{1000^2 * E_{purc,tot} + E_{pump,tot}}{365 * 24 * P_{Pmax}}$$

Στη συνέχεια προσδιορίζονται τα ετήσια έσοδα του σταθμού, τα οποία προκύπτουν από την συνολική προσφορά ενέργειας και τη διαθεσιμότητα ισχύος. Κάθε μορφή ενέργειας αποζημιώνεται με διαφορετική τιμή όπως έχει καθοριστεί από τη ΡΑΕ (η τιμολόγηση φαίνεται αναλυτικά στην αρχή της ενότητας), ενώ υπάρχει ειδικό καθεστώς για την αιολική ενέργεια, το ήμισυ της οποίας πωλείται με την τιμή που έχει καθοριστεί για τους υδροστροβίλους. Με την ίδια τιμή αποζημιώνεται και η ύπαρξη υδάτων στη λήξη του έτους στον άνω ταμιευτήρα, πάνω από την αρχική στάθμη που ορίστηκε την πρώτη μέρα του χρόνου. Τέλος από τα ετήσια έσοδα αφαιρούνται τα χρήματα που δαπανώνται για την αγορά ενέργειας από το δίκτυο, οπότε τα τελικά έσοδα προκύπτουν από την παρακάτω σχέση :

$$\bullet INC = INC_W + INC_{PV} + INC_H + (CAP_{CRED} * CAP_{CRT}) + INC_{res} - OUTC_{PURC}$$

INC_W : Ετήσια έσοδα από πώληση αιολικής ενέργειας

INC_{PV} : Ετήσια έσοδα από πώληση ενέργειας φωτοβολταϊκών

INC_H : Ετήσια έσοδα από πώληση ενέργειας υδροστροβίλων

Κεφάλαιο 4^ο-Υπολογιστικό μοντέλο προσομοίωσης ΥΒΣ

$CAP_{cred} * CAP_{crt}$: Ετήσια έσοδα από διαθεσιμότητα ισχύος (πάγιο ποσό ετησίως)

$OUTC_{PURC}$: Ετήσια έξοδα από αγορά ενέργειας από το δίκτυο

INC_{res} : Έσοδα από την περίσσια υδάτων στον άνω ταμιευτήρα στο τέλος του έτους

Το υπολογιστικό κομμάτι του κώδικα ολοκληρώνεται με τον υπολογισμό των τεχνικών και οικονομικών δεικτών βιωσιμότητας της επένδυσης. Ως βασικοί δείκτες θεωρήθηκαν **α) η καθαρή παρούσα αξία (NPV), β) ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης (IRR), γ) το κόστος παραγόμενης ενέργειας (για τον ΥΒΣ), δ) το κόστος αγοράς ενέργειας (για το δίκτυο), ε) η διάρκεια αποπληρωμής της επένδυσης.**

ΕΠΕΞΗΓΗΣΗ ΣΥΜΒΟΛΩΝ

q_{elec} : Ετήσια αύξηση τιμής ηλεκτρικής ενέργειας

q_{irr} : Ετήσιο επιτόκιο προεξόφλησης

q_{lif} : Διάρκεια ζωής της επένδυσης

q_{iflo} : Διάρκεια του δανείου

q_{infl} : Μέσο ποσοστό πληθωρισμού

q_{di} : Ποσοστό απόσβεσης δανείου

q_{tax} : Φορολογικός συντελεστής

q_{taxta} : Δημοτικά τέλη

q_{equi} : Ίδια κεφάλαια

q_{loan} : Δάνειο επί του αρχικού κόστους

q_{subs} : Επιδότηση

CO_{tot} : Συνολικό κόστος επένδυσης

CO_{leit} : Λειτουργικό κόστος σταθμού

E_{net} : Καθαρά παραγομένη ενέργεια ΥΒΣ

α) ΚΑΘΑΡΗ ΠΑΡΟΥΣΑ ΑΞΙΑ (NPV)

Η καθαρή παρούσα αξία της επένδυσης εκφράζεται από τη διαφορά της παρούσας αξίας του αθροίσματος των εσόδων μείον την παρούσα αξία του αθροίσματος των εξόδων και δαπανών. Στον κώδικα ο υπολογισμός της γίνεται με βάση την πιο κάτω σχέση :

$$a = \frac{\left(1 - \left(\frac{1 + q_{elec}}{1 + q_{irr}}\right)^{q_{lif}}\right)}{q_{irr} - q_{elec}}$$

$$b = \frac{\left(1 - \left(\frac{1 + q_{infl}}{1 + q_{irr}}\right)^{q_{lif}}\right)}{q_{irr} - q_{infl}}$$

$$c = \left(1 - \frac{q_{di}}{1 + q_{irr}}\right)^{q_{iflo}}$$

Κεφάλαιο 4^ο-Υπολογιστικό μοντέλο προσομοίωσης ΥΒΣ

$$NPV = (1 - q_{tax}) * \left[a * \frac{INC}{CO_{tot}} * (1 + q_{elec}) * (1 - q_{taxta}) - c * q_{loan} - b * (1 + q_{infl}) * \frac{CO_{leit}}{CO_{tot}} \right] - q_{euqi}$$

b) ΕΣΩΤΕΡΙΚΟΣ ΒΑΘΜΟΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ (IRR)

Ως εσωτερική απόδοση της επένδυσης ορίζεται η τιμή του επιτοκίου IRR για την οποία η καθαρή παρούσα αξία γίνεται μηδενική. Ο υπολογισμός της γίνεται με δοκιμές δηλ υπολογίζεται η καθαρή παρούσα αξία NPV για διάφορες τιμές του επιτοκίου r (προεξοφλητικό επιτόκιο), οπότε η τιμή της εσωτερικής απόδοσης είναι αυτή για την οποία το NPV τελικά μηδενίζεται. Η διαδικασία αυτή πραγματοποιείται εντός του κώδικα με τις υπορουτίνες BISECT και FUNCTION.

c) ΚΟΣΤΟΣ ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗΣ ΜΟΝΑΔΑΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (€/MWh)

Το μέγεθος αυτό προκύπτει ως ο λόγος των συνολικών ετήσιων δαπανών προς την ενέργεια που αναμένεται να παραχθεί σε ένα έτος και εκφράζει το πόσο στοιχίζει στο διαχειριστή του σταθμού η παραγωγή ενέργειας.

- $CO_{prod} = \left\{ CO_{tot} * (1 - q_{subs}) * \frac{q_{irr}}{[1 - (1 + q_{irr})^{-q_{lif}}]} + CO_{leit} \right\} / E_{net}$

d) Τιμή πώλησης ενέργεια στο δίκτυο (€/MWh)

Το μέγεθος αυτό αναφέρεται στην επιβάρυνση του δικτύου για την αγορά της ενέργειας που παράγει ο σταθμός

- $CO_{purc} = INC / (E_{net} * 1000^2)$

e) ΔΙΑΡΚΕΙΑ ΑΠΟΠΛΗΡΩΜΗΣ

Εκφράζει το πλήθος των ετών που απαιτούνται ώστε τα αναμενόμενα καθαρά έσοδα (έσοδα μείον λειτουργικά έξοδα) να αποπληρώσουν το ποσό της επένδυσης. Ο υπολογισμός της γίνεται με δοκιμές δηλ υπολογίζεται η καθαρή παρούσα αξία NPV για διάφορες τιμές του χρόνου ζωής της επένδυσης (q_{lif}), οπότε η τιμή της διάρκειας είναι αυτή για την οποία το NPV τελικά μηδενίζεται. Η διαδικασία αυτή πραγματοποιείται εντός του κώδικα με τις υπορουτίνες BISECT και FUNCTION.

Το τελευταίο τμήμα του κώδικα περιλαμβάνει την εκτύπωση των αρχείων με τα βασικότερα αποτελέσματα, που περιγράφουν την οικονομική προοπτική της επένδυσης και την ενεργειακή συμπεριφορά του σταθμού.

4.4.12 Υπορουτίνες

Στην ενότητα αυτή περιγράφονται οι διεργασίες που πραγματοποιούνται στις υπορουτίνες που καλούνται από τον κώδικα.

➤ **TURBINE**

Η υπορουτίνα αυτή επιστρέφει στο κυρίως πρόγραμμα τον αριθμό των εν λειτουργία υδροστροβίλων και το τεχνικό τους ελάχιστο. Ανάλογα με το αν η συνολική ονομαστική ισχύ των διαθέσιμων υδροστροβίλων είναι μεγαλύτερη από την προγραμματισμένη ισχύ παραγωγής του σταθμού ($PHN_{leit} \geq PEI$) υιοθετείται μία από τις παρακάτω εκδοχές

- Τίθεται σε λειτουργία ο υδροστροβίλος με το χαμηλότερο τεχνικό ελάχιστο λειτουργίας και υπολογίζεται η τιμή του.

$$P_{H,CH} = \min(PHN_1 * CH_1, PHN_2 * CH_1, PHN_3 * CH_1)$$

- Αν δε λειτουργεί κανένας και υπάρχουν διαθέσιμοι από δυο και πάνω, τίθενται σε λειτουργία εκείνοι οι δύο υδροστροβίλοι που ο συνδυασμός τους παρουσιάζει το χαμηλότερο τεχνικό ελάχιστο.

$$P_{H,CH} = \min(PHN_i * CH_i + PHN_j * CH_j) \text{ όπου } i=1,2 \text{ και } j=i+1$$

- Τέλος αν και πάλι δε λειτουργεί κανένας και υπάρχουν τρεις διαθέσιμοι, ενεργοποιούνται όλοι τους και υπολογίζεται το τεχνικό τους ελάχιστο.

$$P_{H,CH} = PHN_1 * CH_1 + PHN_2 * CH_2 + PHN_3 * CH_3$$

Η υπορουτίνα ολοκληρώνεται με την απόδοση κατάλληλης τιμής στο δείκτη των εν λειτουργία υδροστροβίλων, προκειμένου να είναι σαφές ποιοι από αυτούς έχουν ενταχθεί ενώ υπολογίζεται και η συνολική ονομαστική τους ισχύς.

$$itope(n) = 1$$

$$P_{HN,tot} = \sum_1^k P_{Hn}$$

➤ **PUMPING**

Η υπορουτίνα αυτή οργανώνει τη λειτουργία του αντλιοστασίου και επιστρέφει στο κυρίως πρόγραμμα τον αριθμό των εν λειτουργία αντλιών και την ισχύ λειτουργίας του. Η διάρθρωση της φαίνεται παρακάτω :

- Αρχικά υπολογίζεται ο μέγιστος αριθμός αντλιών, των οποίων το συνολικό τεχνικό ελάχιστο ξεπερνά την αρχικά υπολογισμένη ισχύ του αντλιοστασίου.

Κεφάλαιο 4^ο-Υπολογιστικό μοντέλο προσομοίωσης ΥΒΣ

- Στη συνέχεια προσδιορίζεται ο ελάχιστος αριθμός αντλιών ,των οποίων η συνολική ονομαστική ισχύς ξεπερνά την αρχικά υπολογισμένη ισχύ του αντλιοστασίου.
- Καθορίζεται το πλήθος των αντλιών που θα τεθούν σε λειτουργία ως η ελάχιστη τιμή μεταξύ αυτών που προέκυψαν από τα δυο προηγούμενα βήματα.
- Υπολογίζεται η συνολική ονομαστική ισχύς των αντλιών που τίθενται σε λειτουργία.
- Προσδιορίζεται η τελική τιμή της τρέχουσας ισχύος του αντλιοστασίου ,ως η ελάχιστη τιμή μεταξύ της συνολικής ονομαστικής ισχύος των αντλιών και της ισχύος που είχε υπολογιστεί αρχικά πριν την κλήση της υπορουτίνας.

Η υπορουτίνα ολοκληρώνεται με την απόδοση κατάλληλης τιμής στο δείκτη των εν λειτουργία αντλιών, για να καθοριστεί ποιες από τις αντλίες λειτουργούν.

➤ **DEDOM**

Καλείται μία φορά από το κυρίως πρόγραμμα και αξιοποιείται για την ανάγνωση των περιεχομένων του αρχείου MECHDAT.

➤ **COSTS**

Εντός της υπορουτίνας COSTS υπολογίζονται τα επιμέρους κόστη της επένδυσης καθώς και το συνολικό της κόστος. Αναλυτικά οι υπολογισμοί φαίνονται παρακάτω:

• **Κόστος Α/Π & Κόστος Φωτοβολταϊκών**

$$CO_{w/p} = 1500 * N_{W/GEN} * N_W$$

$$CO_{pv} = 3000 * N_{PV}$$

όπου $N_{W/GEN}$: Αριθμός εγκατεστημένων ανεμογεννητριών

N_W : Ονομαστική ισχύς ανεμογεννήτριας (kW)

N_{PV} Συνολική εγκατεστημένη ισχύς φωτοβολταϊκών

Το κόστος αγοράς ανεμογεννητριών και φωτοβολταϊκών για την τρέχουσα περίοδο κυμαίνεται στα 1500 €/kW και 3000€/kW .

• **Κόστος ταμιευτήρων**

Δεδομένου ότι ο κάτω ταμιευτήρας είναι ήδη διαμορφωμένος υπολογίζεται μόνο το κόστος του άνω ταμιευτήρα.

$$CO_{reserv} = 420 * (VOL_{tot})^{0.7}$$

Όπου VOL_{tot} : Χωρητικότητα άνω ταμιευτήρα

• **Κόστος υδροστροβίλων**

Ανάλογα με τον τύπο των υδροστροβίλων κοστολογούνται με βάση έναν από τους παρακάτω τύπους

Κεφάλαιο 4^ο-Υπολογιστικό μοντέλο προσομοίωσης ΥΒΣ

- Pelton

$$CO_{turb} = \sum_1^n 700 * N_H^{0.95}$$

- Francis αναστρέψιμοι

$$CO_{turb} = \sum_1^n 500 * N_H^{0.95}$$

- Francis μη αναστρέψιμοι

$$CO_{turb} = \sum_1^n 1000 * N_H^{0.95}$$

- **Κόστος αντλιών**

Ανάλογα με το αν η αντλία είναι μεταβλητών ή σταθερών στροφών υπολογίζεται το κόστος της με τον αντίστοιχο τύπο.

- Μεταβλητών στροφών

$$CO_{pu} = \sum_1^n 600 * N_P^{0.95}$$

- Σταθερών στροφών

$$CO_{pu} = \sum_1^n 400 * N_P^{0.95}$$

- **Κόστος αγωγών**

Το κόστος των αγωγών αποτελείται από τα επιμέρους κόστη του υλικού, της επιφανειακής προστασίας και των συγκολλήσεων με βάση το συνολικό μήκος, τη διάμετρο και το πάχος.

- **Κόστος υλικών**

Προσδιορίζεται με βάση το βάρος του υλικού που θα χρειαστεί, η τιμή του οποίου είναι 0,8€/kg και στο τελικό ποσό περιλαμβάνεται και το κόστος κατασκευής των αγωγών, το οποίο στοιχίζει άλλο τόσο.

$$CO_{yl} = 0.8 * B_{ag} * 2$$

- **Κόστος επιφανειακής προστασίας**

$$CO_{epif} = 30 * \pi * (din_p * l_p + din_t * l_t)$$

- **Κόστος συγκολλήσεων**

Κεφάλαιο 4^ο-Υπολογιστικό μοντέλο προσομοίωσης ΥΒΣ

$$CO_{raf} = \left(25 * din_p * \frac{100}{2.54}\right) * \frac{l_p}{6} + \left(25 * din_t * \frac{100}{2.54}\right) * \frac{l_t}{6}$$

– **Κόστος μεταφοράς και εκσκαφών**

$$CO_{inst} = (din_p^2 * l_p + din_t^2 * l_t) * 100$$

Επομένως το συνολικό κόστος του αγωγού προσαγωγής προκύπτει από την παρακάτω σχέση:

$$CO_{pipe} = CO_{yl} + CO_{epif} + CO_{raf} + CO_{inst}$$

➤ **Κόστος υποσταθμού**

$$CO_{yp} = 2 * [200000 + 20 * N_H + 10 * (PP_{inst} + N_{PV} + N_{W,tot})]$$

Όπου din_p, din_t : διάμετρος αγωγού

l_p, l_t : μήκος αγωγού

$N_{W,tot}$: Εγκατεστημένη ισχύς αιολικού πάρκου

B_{ag} : Βάρος σωλήνων

➤ **Κόστος σύνδεσης στο δίκτυο**

$$CO_{con} = 10^6 * \left\{ 1 + \left[\frac{\left(\frac{PP_{inst}}{1000}\right) - 20}{100} \right] \right\}$$

➤ **Κόστος κτιρίων και διαμορφώσεων**

$$CO_f = 1000 * (N_H * PP_{inst} * N_{PV} * N_{W,tot})^{0.6}$$

Το άθροισμα όλων των προηγούμενων συνιστά το κόστος του σταθμού

$$CO_{stat} = CO_f + CO_{con} + CO_{yp} + CO_{pipe} + CO_{pu} + CO_{turb} + CO_{res} + CO_{w/p} + CO_{pv}$$

Το τελικό ύψος της επένδυσης αυξάνει ακόμη περισσότερο λόγω του κόστους μελετών, αδειοδοτήσεων και επίβλεψης που ισοδυναμεί με το 5% του κόστους του σταθμού και επιμέρους δαπανών που προκύπτουν από ενέργειες όπως η αγορά γης ,η διάνοιξη δρόμων κ.α. που ανέρχονται στο 2% του κόστους του σταθμού.

$$CO_{mel} = 0.05 * CO_{stat}$$

$$CO_{oth} = 0.02 * CO_{stat}$$

$$\text{Οπότε : } CO_{tot} = CO_{stat} + CO_{mel} + CO_{oth}$$

Τέλος αφού προσδιορίστηκε το συνολικό κόστος της επένδυσης μπορούν να υπολογιστούν και τα λειτουργικά έξοδα του ΥΒΣ που προκύπτουν σε ετήσια βάση και ανέρχονται στο 2% της αρχικής επένδυσης($CO_{leit} = 0.02 * CO_{tot}$).

5 Ανάλυση λειτουργίας ΥΒΣ – μελέτη ευαισθησίας

5.1 Εισαγωγή

Στο κεφάλαιο αυτό πραγματοποιείται προσομοίωση της λειτουργίας του σταθμού για ένα έτος, με τη βοήθεια του κώδικα που περιγράφηκε στο προηγούμενο κεφάλαιο. Για να μελετηθεί η επίδραση του σταθμού στο δίκτυο της Λέσβου, θεωρήθηκε σταθμός αναφοράς με κατάλληλο συνδυασμό παραμέτρων. Η παρουσίαση των αποτελεσμάτων γίνεται με διαγράμματα που απεικονίζουν τη λειτουργία του σταθμού σε εβδομαδιαία και ετήσια βάση, ενώ στη συνέχεια παρατίθενται οι τιμές ενεργειακών και τεχνικοοικονομικών δεικτών, ώστε να αξιολογηθεί συνολικά η απόδοση του έργου. Αφού ολοκληρωθεί η διαδικασία αυτή πραγματοποιείται μελέτη της ευαισθησίας των παραπάνω δεικτών και των ενεργειακών αποτελεσμάτων, στη μεταβολή των βασικότερων παραμέτρων (συντελεστής τεχνικού ελαχίστου, εγκατεστημένη ισχύς φωτοβολταϊκών, εγκατεστημένη ισχύς Α/Π, μέγεθος άνω ταμιευτήρα, εγκατεστημένη ισχύς υδροστροβίλων, εγκατεστημένη ισχύς αντλιοστασίου, κόστος αγοράς φωτοβολταϊκών) της εγκατάστασης. Ακολουθεί η παρουσίαση του σταθμού αναφοράς, η οποία περιλαμβάνει την περιγραφή των χαρακτηριστικών και του τύπου των βασικότερων συντελεστών της εγκατάστασης.

5.2 Δεδομένα σταθμού αναφοράς

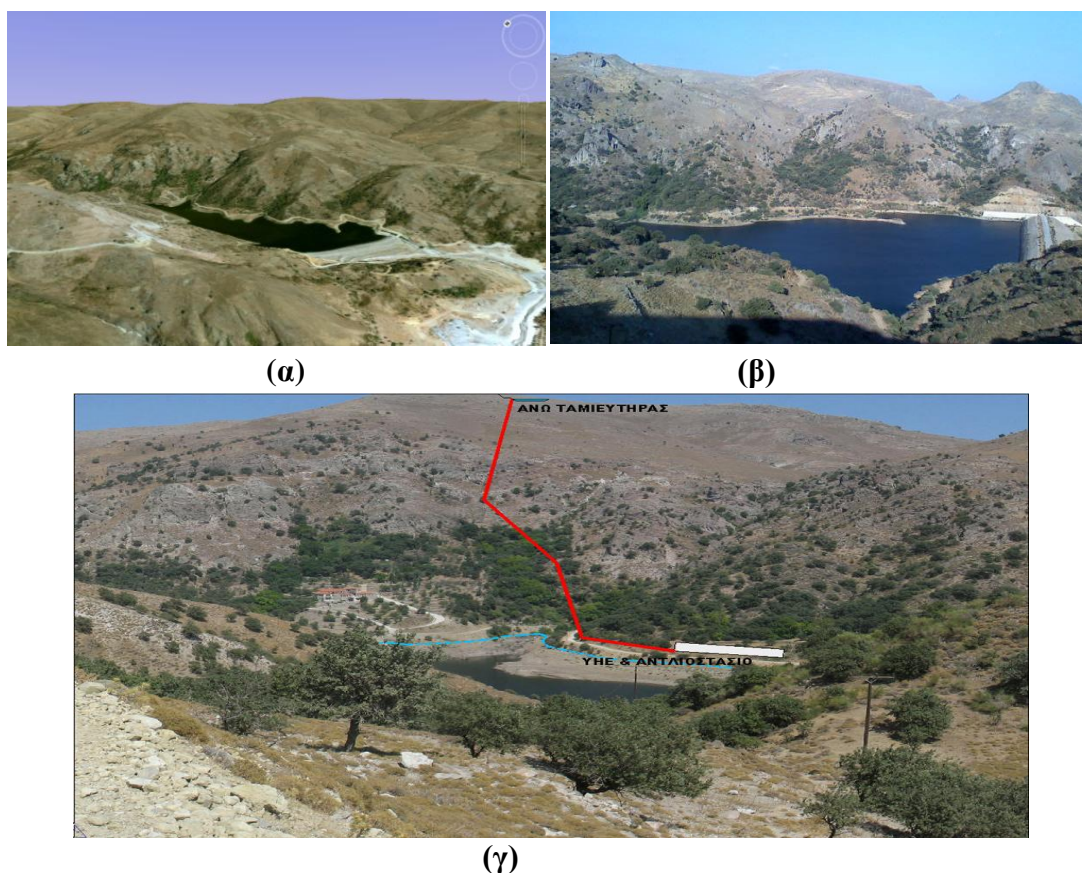
Σενάριο Λειτουργίας: Ένα από τα δεδομένα που καθορίζουν τη λειτουργία του σταθμού, παρότι δεν αφορά τις εγκαταστάσεις και τον εξοπλισμό του, είναι και το σενάριο με βάση το οποίο καθορίζεται η προτεραιότητα στην αξιοποίηση της παραγωγής των ΑΠΕ του σταθμού. Πιο συγκεκριμένα ο διαχειριστής έχει τη δυνατότητα να επιλέξει αν προτιμάει **a)** η αιολική και φωτοβολταϊκή παραγωγή να προωθείται απ' ευθείας στο δίκτυο, ή **b)** να αξιοποιείται πρωτίστως για την άντληση υδάτων από την κάτω στην άνω δεξαμενή. Κριτήριο της επιλογής αποτελεί η βέλτιστη ενεργειακή και οικονομική λειτουργία του σταθμού. Για παράδειγμα αν η τιμή της παραγωγής από τους στροβίλους είναι μικρότερη από την τιμή της αιολικής και φωτοβολταϊκής παραγωγής δια τον συντελεστή απόδοσης του κύκλου άντλησης-παραγωγής, τότε συμφέρει η διαθέσιμη παραγωγή ΑΠΕ να αποδίδεται απ' ευθείας στο δίκτυο. Στην περίπτωση της Λέσβου και με βάση τις τιμολογήσεις που έχουν καθοριστεί από την απόφαση υπ' αριθμό 1333/2010 της ΡΑΕ και από το νέο νομοσχέδιο για τις ΑΠΕ εμπίπτουμε στην περίπτωση του προηγούμενου παραδείγματος οπότε η παραγωγή των ΑΠΕ αποδίδεται κατά προτεραιότητα στο δίκτυο.

Ταμιευτήρες: Δεδομένου ότι το κόστος εγκατάστασης των ταμιευτήρων αποτελεί σημαντικό κομμάτι της επένδυσης, αναζητήθηκε περιοχή όπου η κάτω δεξαμενή να είναι ήδη διαμορφωμένη. Τα τελευταία χρόνια έχει εγκριθεί η κατασκευή αξιοσημείωτου αριθμού λιμνοδεξαμενών και φραγμάτων στο νησί ωστόσο τα έργα είτε δεν έχουν ακόμη ολοκληρωθεί ακόμα είτε έχουν προκύψει κωλύματα για την ανέγερσή τους. Για το λόγο αυτό η επιλογή γίνεται από τα ήδη υπάρχοντα, ενώ παρατίθενται και τα εγκριθέντα για μελλοντικές μελέτες.

Κεφάλαιο 5^ο- Ανάλυση λειτουργίας ΥΒΣ – μελέτη ευαισθησίας

Είδος	Τοποθεσία	Χωρητικότητα (m ³)	Κατάσταση	Χρήση νερού
Λ/Δ	Κεράμι-Καλλονή	560.000	Κατασκευασθέν	Άρδευση
Λ/Δ	Μήθυμνα	580.000	Κατασκευασθέν	Άρδευση-Υδρευση
Λ/Δ	Αγριλιά	350.000	Εγκεκριμένο	Άρδευση-Υδρευση
Λ/Δ	Βασιλικά	750.000	Εγκεκριμένο	Άρδευση-Υδρευση
Φ	Ερεσσός	2.550.000	Κατασκευασθέν	Άρδευση
Φ	Σεδούντα -Ανυδρος	300.000	Εγκεκριμένο	Άρδευση-Υδρευση
Φ	Σταυρός	3.000.000	Εγκεκριμένο	Άρδευση-Υδρευση
Φ	Τσικνιάς	12.000.000	Εγκεκριμένο	Άρδευση-Υδρευση
Φ	Πολίχνιτος	1.000.000	Εγκεκριμένο	Άρδευση-Υδρευση

Από τις τρεις υπαρκτές επιλογές περισσότερο εφικτή και συμφέρουσα κρίνεται αυτή του φράγματος της Ερεσού, καθώς το μέγεθος της δεξαμενής επιτρέπει τη χρήση μεγαλύτερου όγκου νερού ενώ και η γεωγραφία της γύρω περιοχής εξασφαλίζει ικανοποιητική υψομετρική διαφορά για την καλύτερη αξιοποίηση της υδροηλεκτρικής εγκατάστασης. Το φράγμα βρίσκεται στο δυτικό τμήμα του νησιού της Λέσβου που είναι ξηρό και πετρώδες με λίγη βλάστηση. Η επιχειρησιακή ικανότητα αποταμίευσης νερού του φράγματος είναι 2.550.000 m³ με μέγιστο όριο τα 2.760.000 m³, ενώ η λεκάνη γεμίζει με το νερό από την ανάντη λεκάνη απορροής, καλύπτοντας μια έκταση 26,7 km². Στις παρακάτω φωτογραφίες απεικονίζεται η περιοχή γύρω από το φράγμα ενώ προσδιορίζεται και το ύψωμα στο οποίο προβλέπεται να γίνει η εγκατάσταση της άνω δεξαμενής.



Σχήμα 5.1 Η προτεινόμενη τοποθεσία εγκατάστασης του ΥΒΣ στο φράγμα της Ερεσού

Κεφάλαιο 5^ο - Ανάλυση λειτουργίας ΥΒΣ – μελέτη ευαισθησίας

Με δεδομένο λοιπόν τον όγκο της κάτω δεξαμενής επιλέχθηκε με βάση αποτελέσματα προηγούμενων μελετών (Παπαντώνης Δ. et al., 2008) χωρητικότητα της άνω να είναι 300.000 m³, ενώ η διαφορά της στάθμης τους θεωρήθηκε ίση με 420±10m .

Αγωγοί: Επιλέχθηκε η χρήση δύο αγωγών ,ενός προσαγωγής των υδροστροβίλων και ενός κατάθλιψης των αντλιών, ώστε να υπάρχει η δυνατότητα ταυτόχρονης παραγωγής και άντλησης. Το μήκος τους προσδιορίστηκε στα 1700 m, ενώ τα υπόλοιπα χαρακτηριστικά τους (συντελεστές απωλειών (ζ), διάμετρος, βάρος, πάχος) μεταβάλλονται συναρτήσει της εγκατεστημένης ισχύος των υδροστροβίλων. Πιο συγκεκριμένα ο συντελεστής αντίστασης σταθμού εγκατεστημένης ισχύος 15MW ισούται με $\zeta=1,3$ για αγωγό κατάθλιψης και με $\zeta=1$ για αγωγό προσαγωγής ενώ τα υπόλοιπα μεγέθη προσδιορίζονται σύμφωνα με τους παρακάτω τύπους:

• Διάμετρος

$$\text{Αγωγός κατάθλιψης: } DIN_P = 0,17 * \sqrt{\frac{PP_{max}}{DZ_{mean}}}$$

$$\text{Αγωγός προσαγωγής: } DIN_T = 0,19 * \sqrt{\frac{PT_{ref}}{DZ_{mean}}}$$

Με βάση το αποτέλεσμα που θα προκύψει επιλέγεται η αμέσως μεγαλύτερη τυποποιημένη διάμετρος.

• Πάχος

Αγωγός κατάθλιψης

$$\text{Κατακόρυφος: } PAX_{PH} = 0,002 + \frac{(1,7*10)}{(2*0,8*3.000)} * DIN_P$$

$$\text{Οριζόντιος: } PAX_{PV} = 0,002 + \frac{1,7*DZ_{mean}}{(2*0,8*3.000)*10} * DIN_P$$

$$PAX_P = PAX_{PH} + PAX_{PV}$$

Αγωγός προσαγωγής

$$\text{Κατακόρυφος: } PAX_{TH} = 0,002 + \frac{(1,7*10)}{(2*0,8*3.000)} * DIN_T$$

$$\text{Οριζόντιος: } PAX_{TV} = 0,002 + \frac{1,7*DZ_{mean}}{(2*0,8*3.000)*10} * DIN_T$$

$$PAX_T = PAX_{TH} + PAX_{TV}$$

• Βάρος

$$\text{Αγωγός κατάθλιψης: } BAR_P = 7.700 * \pi * (PAX_{PH} * \ell_{PH} + PAX_{PV} * \ell_{PV})$$

$$\text{Αγωγός προσαγωγής: } BAR_T = 7.700 * \pi * (PAX_{TH} * \ell_{TH} + PAX_{TV} * \ell_{TV})$$

Αντλητική εγκατάσταση: Επιλέχθηκε η χρήση ξεχωριστού αντλιοστασίου, που αποτελείται από έντεκα αντλίες 1.500 kW η καθεμία σε παράλληλη σύνδεση. Για λόγους κάλυψης όλης της περιοχής αντλητικής ισχύος χωρίς κλιμάκωση, αλλά και απλούστερου ελέγχου του αντλιοστασίου και καλλίτερης παρακολούθησης της αιολικής παραγωγής, όλες οι αντλίες είναι εφοδιασμένες με κινητήρες μεταβλητών στροφών, οι οποίοι επιτρέπουν τη μείωση του φορτίου τους έως το 60%.

Κεφάλαιο 5^ο - Ανάλυση λειτουργίας ΥΒΣ – μελέτη ευαισθησίας

Υδροστροβίλοι: Δεδομένου ότι η διαθέσιμη υδραυλική πτώση είναι $H=420\text{m}\pm 10\text{m}$, προτιμάται για οικονομοτεχνικούς λόγους η χρήση υδροστροβίλων Pelton. Πιο συγκριμένα γίνεται εγκατάσταση τριών υδροστροβίλων 5.000 kW ο καθένας, με συντελεστή τεχνικού ελαχίστου $\text{ct}=0,25$.

Αιολικό πάρκο: Το αιολικό πάρκο του ΥΒΣ αποτελείται από 20 ανεμογεννήτριες, ονομαστικής ισχύος 800kW η καθεμία και έχει βαθμό απόδοσης 0,9. Έπειτα από έρευνα αγοράς που πραγματοποιήθηκε, το κόστος αγοράς τους προσδιορίστηκε στα 1500 €/kW.

Φωτοβολταϊκός σταθμός: Για να εξακριβωθεί η επίδραση των φωτοβολταϊκών στη λειτουργία του σταθμού και κατ' επέκταση στο τοπικό δίκτυο, επιλέχθηκε να γίνει εγκατάσταση πανέλων συνολικής ονομαστικής ισχύος 2.000 kW. Η στήριξη τους θεωρήθηκε κινητή, καθώς εξασφαλίζει αύξηση της απόδοσης του σταθμού περίπου κατά 27%. Η περιοχή που θα δεσμεύσει ο σταθμός ανέρχεται στα 20.000 m² (10 m²/kW), ενώ το κόστος αγοράς τους θεωρήθηκε ίσο με 3000 €/kW.

ΤΕΧΝΙΚΑ ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΣΤΑΘΜΟΥ ΑΝΑΦΟΡΑΣ			
A/A	Περιγραφή	Τιμή	Μονάδες
1	Χωρητικότητα άνω ταμιευτήρα	300.000	m ³
2	Χωρητικότητα κάτω ταμιευτήρα	2.550.000	m ³
3	Ονομαστική ισχύς ανεμογεννήτριας	800	kW
4	Αριθμός ανεμογεννητριών	20	-
5	Βαθμός απόδοσης ανεμογεννητριών	0,9	-
6	Κόστος ανεμογεννητριών	1.500	€/kW
7	Εγκατεστημένη ισχύς φωτοβολταϊκών	5.200	kW
8	Έκταση φωτοβολταϊκών ανά kW	10	m ² /kW
9	Κόστος φωτοβολταϊκών	3.000	€/kW
10	Αριθμός αντλιών	11	-
11	Ονομαστική ισχύς αντλίας	1.500	kW
12	Μέσος ολικός βαθμός απόδοσης άντλησης	0.735	-
13	Εγκατεστημένη ισχύς αντλιοστασίου	15.442	kW
14	Αριθμός υδροστροβίλων	3	-
15	Ονομαστική ισχύς υδροστροβίλου	5.000	kW
16	Μέσος ολικός βαθμός απόδοσης παραγωγής	0,83	-
17	Ονομαστικό ύψος αντλίας/υδροστροβίλων	420	m
18	Συντελεστής τεχνικού ελαχίστου υδροστροβίλων	0,25	-
19	Συντελεστής τεχνικού ελαχίστου αντλιών	0.6	-
20	Αριθμός αγωγών	2	-
21	Μήκος αγωγών	1.700	m

Πίνακας 5.1 Χαρακτηριστικά σταθμού αναφοράς

5.3 Διαγράμματα λειτουργίας – Συγκεντρωτικά Αποτελέσματα

Στην ενότητα αυτή παρατίθενται τα βασικότερα διαγράμματα λειτουργίας καθώς και τα ετήσια οικονομικά και ενεργειακά αποτελέσματα του σταθμού. Αρχικά παρουσιάζεται η ετήσια καμπύλη φορτίου πριν και μετά την εγκατάσταση του ΥΒΣ και στη συνέχεια επιμέρους διαγράμματα που απεικονίζουν τη σύνθεση της προσφερόμενης από το σταθμό ενέργειας, τους τρόπους που αξιοποιείται η παραγωγή των ΑΠΕ του σταθμού καθώς και τους βαθμούς απόδοσης των βασικότερων συνιστωσών του σταθμού. Παράλληλα

5.3.1 Ετήσια καμπύλη φορτίου

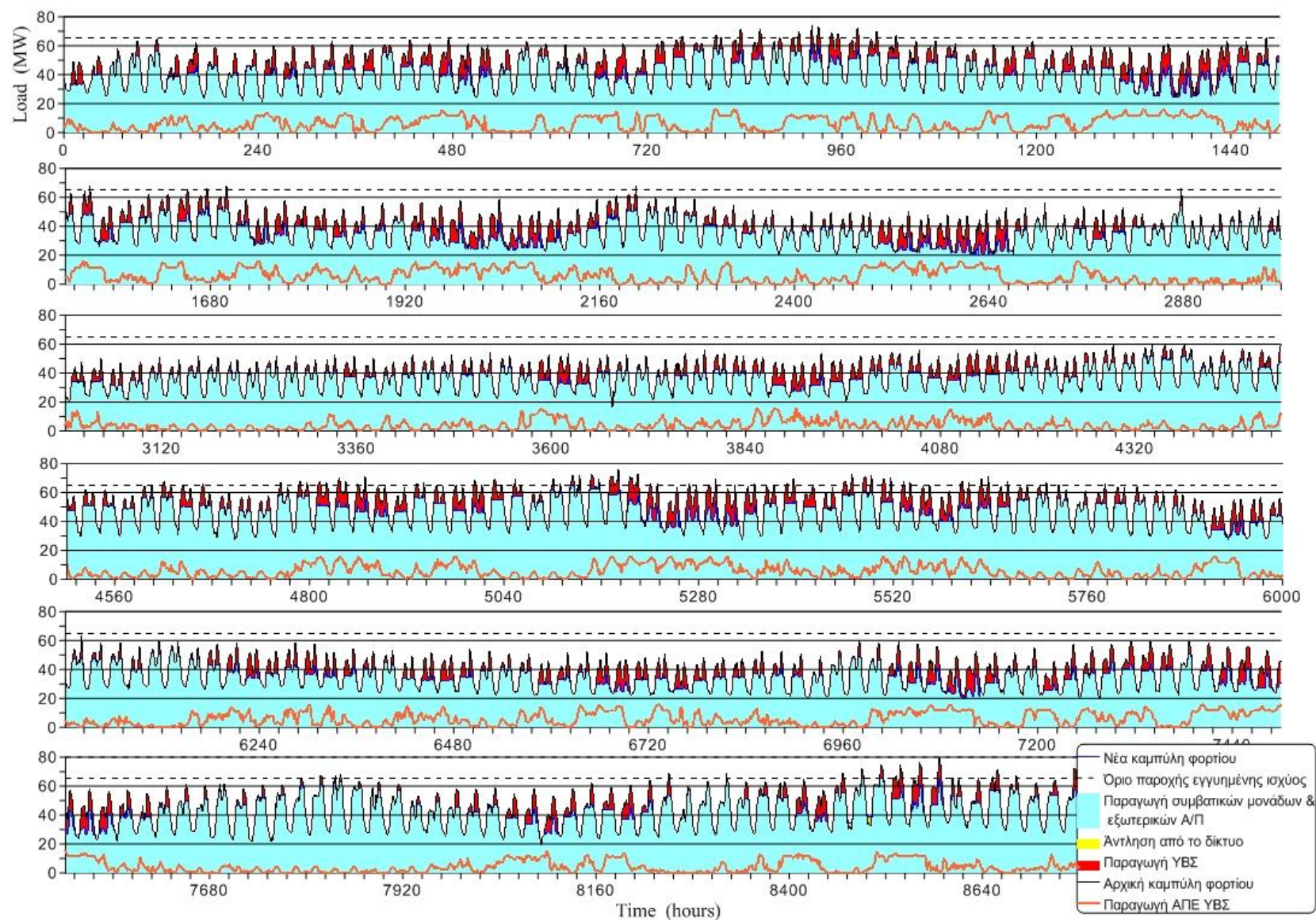
Στο σχήμα 5.2 απεικονίζεται η καμπύλη φορτίου της Λέσβου, για το έτος 2012 πριν και μετά την εγκατάσταση του ΥΒΣ που περιγράφηκε στην προηγούμενη ενότητα, ενώ αποτυπώνεται και η επίδραση του στη λειτουργία των μονάδων παραγωγής του νησιού (θερμικές συμβατικές μονάδες και Α/Π εκτός ΥΒΣ).

Όπως φαίνεται, η δυνατότητα ταυτόχρονης παραγωγής και άντλησης (λόγω διπλού αγωγού) επιτρέπει στο σταθμό να εξομαλύνει τις αιχμές του φορτίου προσφέροντας σχεδόν καθημερινά ενέργεια στο δίκτυο. Εξαιρούνται πολύ λίγες ημέρες, κατά τη διάρκεια των οποίων και λίγο πριν, παρατηρείται (8256÷8328 ώρες) μηδαμινή παραγωγή από τις ΑΠΕ του σταθμού.

Επιπλέον στο διάγραμμα σχεδιάζεται η γραμμή εγγυημένης ισχύος, η οποία για τον δεδομένο σταθμό βρίσκεται στα 65MW. Υπενθυμίζεται ότι η τιμή της προκύπτει από τη διαφορά μεταξύ του μέγιστου φορτίου (80 MW) και της εγκατεστημένης ισχύος υδροτροβίλων (15 MW). Όπως φαίνεται η ζήτηση ξεπερνάει το όριο αυτό ορισμένες φορές μέσα στο χρόνο (≈ 40 περιστατικά, 0,744 GWh/έτος) και ως εκ τούτου ο ΥΒΣ είναι υποχρεωμένος να καλύψει την περιοχή που βρίσκεται πάνω από αυτό. Σε μόλις τρεις περιπτώσεις (5172,8472,8496) αναγκάζεται ο διαχειριστής του σταθμού να κάνει δήλωση για νυχτερινή άντληση, καθώς η παραγωγή των ΑΠΕ δεν επαρκεί για τη διατήρηση της στάθμης του ταμιευτήρα στο απαραίτητο επίπεδο. Όπως αποδεικνύεται και από το διάγραμμα, στην περίπτωση αυτή ο ΥΒΣ την επόμενη μέρα δε μπορεί να κάνει προσφορά ενέργειας μεγαλύτερη από την εγγυημένη.

Τέλος παρατηρείται ότι σε περιόδους που συμπίπτει αυξημένη παραγωγή ΑΠΕ με χαμηλή ζήτηση, ο ΥΒΣ προσφέρει ενέργεια σχεδόν καθόλη τη διάρκεια του εικοσιτετραώρου (κατά τις ώρες 1368÷1416, 2616÷2640, 2616÷2640, 7104÷7128, Σχ. 5.2), μειώνοντας έτσι ακόμα περισσότερο το κατώτατο όριο της καμπύλης φορτίου. Σε κάθε περίπτωση ωστόσο, η προτεραιότητα απορρόφησης της αιολικής παραγωγής εκτός ΥΒΣ και η απαγόρευση υποφόρτισης των συμβατικών θερμικών μονάδων κάτω από το τεχνικό τους ελάχιστο, δεν επιτρέπουν την πλήρη κάλυψη της ζήτησης από τον ΥΒΣ

Κεφάλαιο 5^ο- Ανάλυση λειτουργίας ΥΒΣ – μελέτη ευαισθησίας



Σχήμα 5.2 Ετήσια καμπύλη φορτίου μετά την ένταξη του ΥΒΣ

5.3.2 Ετήσια χρονοσειρά διακύμανσης χαρακτηριστικών μεγεθών ΥΒΣ 15 MW

Τα διαγράμματα των σχημάτων 5.3 και 5.4, απεικονίζουν κατά σειρά τη διακύμανση των παρακάτω μεγεθών:

Σχήμα 5.3

- (α) Παραγόμενη ενέργεια ΑΠΕ ΥΒΣ (E_{APE}) και προσφερόμενη ενέργεια ΥΒΣ ($E_{APE+H/T \text{ to grid}}$).
- (β) Ενέργεια από ΑΠΕ που προωθείται απευθείας στο δίκτυο ($E_{APE \text{ to grid}}$), ενέργεια από ΑΠΕ που αξιοποιείται για άντληση ($E_{APE \text{ to pumps}}$), απορριπτόμενη ΑΠΕ ($E_{APE \text{ rejected}}$).
- (γ) Αιολική παραγωγή που παρέχεται απευθείας στο δίκτυο ($E_{Wind \text{ to grid}}$), φωτοβολταϊκή παραγωγή που παρέχεται απευθείας στο δίκτυο ($E_{PV \text{ to grid}}$), ενέργεια που παράγεται από υδροστροβίλους ($E_{Hydro \text{ to grid}}$).
- (δ) Αιολική παραγωγή που χρησιμοποιείται για άντληση ($E_{Pumping \text{ from W/G}}$), φωτοβολταϊκή παραγωγή που χρησιμοποιείται για άντληση ($E_{Pumping \text{ from PV}}$), ενέργεια που καταναλώνεται από το δίκτυο για άντληση ($E_{Pumping \text{ from grid}}$).
- (ε) Ποσοστό πλήρωσης του άνω ταμιευτήρα.
- (ζ) Συνολικός βαθμός απόδοσης της παραγωγής των υδροστροβίλων (*Hydro turbine efficiency*), συνολικός βαθμός απόδοσης της άντλησης (*Pumped storage efficiency*).

Σχήμα 5.4

- (α) Αιολική παραγωγή που παρέχεται απευθείας στο δίκτυο ($E_{Wind \text{ to grid}}$), Αιολική παραγωγή που χρησιμοποιείται για άντληση ($E_{Wind \text{ to pumps}}$), Αιολική παραγωγή που απορρίπτεται ($E_{Wind \text{ rejected}}$).
- (β) Φωτοβολταϊκή παραγωγή που παρέχεται απευθείας στο δίκτυο ($E_{PV \text{ to grid}}$), Φωτοβολταϊκή παραγωγή που χρησιμοποιείται για άντληση ($E_{PV \text{ to pumps}}$), Φωτοβολταϊκή παραγωγή που απορρίπτεται ($E_{PV \text{ rejected}}$).
- (γ) Βαθμός απόδοσης ανεμογεννητριών.
- (δ) Βαθμός απόδοσης φωτοβολταϊκών.

Ενεργειακή μελέτη

Η προσφερόμενη ενέργεια του ΥΒΣ κυμαίνεται σε υψηλά επίπεδα (Σχ. 5.3.α), δεδομένου ότι ο σταθμός έχει τη δυνατότητα ταυτόχρονης παραγωγής και άντλησης (λόγω διπλού αγωγού). Αυτό έχει ως αποτέλεσμα να παρακολουθεί τις διακυμάνσεις της παραγωγής των ΑΠΕ και να ανέρχεται μάλιστα στο 74,5% της ετήσιας τιμής της (προφανώς το υπόλοιπο ποσοστό αντιστοιχεί στις απώλειες που προκύπτουν κατά τον

Κεφάλαιο 5^ο - Ανάλυση λειτουργίας ΥΒΣ – μελέτη ευαισθησίας

κύκλο άντλησης και παραγωγής καθώς και στην απόρριψη της περισσευούμενης ενέργειας).

Επίσης λόγω του γεγονότος ότι η εγκατεστημένη ισχύς των Α/Γ (12,8 kW) είναι υπερδιπλάσια αυτής των φωτοβολταϊκών (5,2 kW) η συνολική παραγωγή του σταθμού είναι στα ίδια περίπου επίπεδα καθόλη τη διάρκεια του χρόνου, καλύπτοντας έτσι τους φθινοπωρινούς και χειμερινούς μήνες όπου παρατηρούνται διαστήματα χαμηλής ηλιοφάνειας, λόγω συννεφιάς και μικρότερης διάρκειας της ημέρας.

Παρότι ο σταθμός λειτουργεί βάσει σεναρίου που παρέχει την παραγωγή των ΑΠΕ κατά προτεραιότητα στο δίκτυο, όπως προκύπτει από το σχήμα 5.3.β σχεδόν καθόλη τη διάρκεια του έτους το ποσοστό της παραγωγής που προωθείται στις αντλίες είναι μεγαλύτερο. Η τάση αυτή ενισχύεται ιδιαίτερα κατά τις ημέρες εκείνες που η παραγωγή είναι χαμηλή, αφού προέχει η διατήρηση της στάθμης του ταμιευτήρα σε κατάλληλα επίπεδα για την εξασφάλιση της εγγυημένης ενέργειας του επόμενου 24ώρου. Από την άλλη η κατάσταση είναι πιο ισορροπημένη τις ημέρες εκείνες (54÷60,215÷22 κ.α. , Σχ. 5.3β) που η παραγωγή των ΑΠΕ λαμβάνει υψηλότερες τιμές, με τον ταμιευτήρα να παρουσιάζει υψηλά ποσοστά πλήρωσης (Σχ. 5.3ε). Συνεπώς με εξασφαλισμένη την εγγυημένη ενέργεια της επόμενης μέρας ο διαχειριστής του σταθμού έχει τη δυνατότητα να παρέχει μεγαλύτερα ποσά ενέργειας απευθείας στο δίκτυο. Με την κατάσταση στην αξιοποίηση της παραγωγής να διαμορφώνεται κατά αυτό τον τρόπο, καταλήγει τελικά η προσφορά ενέργειας από τις ΑΠΕ (του ΥΒΣ) να κυμαίνεται στα ίδια επίπεδα με αυτή των υδροστροβίλων σχεδόν σε καθημερινή βάση, (Σχ. 5.3.γ).

Όσον αφορά τις απορρίψεις ενέργειας (Σχ. 5.3.β), η τιμή τους παραμένει το ίδιο χαμηλή καθόλη τη διάρκεια του έτους, γεγονός που οφείλεται στη δυνατότητα ταχύτατης υποφόρτισης των υδροστροβίλων στο τεχνικό τους ελάχιστο (1250 kW) ή ακόμα και απενεργοποίησης τους. Με τον τρόπο αυτό διευκολύνεται η προώθηση της παραγωγής των ΑΠΕ απ' ευθείας στο δίκτυο, όπως υποδεικνύεται βάσει σεναρίου. Στις σπάνιες περιπτώσεις που η τιμή των απωλειών είναι λίγο μεγαλύτερη, αυτό προκύπτει ως συνδυασμός περισσότερων παραγόντων μερικοί από τους οποίους είναι οι παρακάτω

- Η χαμηλή ζήτηση από πλευράς νησιού.
- Αυξημένη παραγωγή από τα αιολικά πάρκα εκτός ΥΒΣ¹, τέτοια ώστε η προσφορά ισχύος του ΥΒΣ να πρέπει να μηδενιστεί.
- Η παραγωγή των ΑΠΕ ή η περίσσια μετά την πρώτη διανομή της να είναι είτε μικρότερη από το τεχνικό ελάχιστο των αντλιών είτε μεγαλύτερη από τη μέγιστη

¹ Σύμφωνα με τους περιορισμούς του δικτύου ,υπάρχει προτεραιότητα στην απορρόφηση της παραγωγής των Α/Π εκτός ΥΒΣ . Προκειμένου λοιπόν να απορροφηθεί αν όχι το σύνολο αυτής το μεγαλύτερο τμήμα της , ο ΥΒΣ μειώνει την ισχύ λειτουργίας του. Στην περίπτωση λοιπόν αυτή, η αξιοποίηση ενδεχόμενης παραγωγής των ΑΠΕ του ΥΒΣ, έπεται αυτής των Α/Π εκτός σταθμού.

Κεφάλαιο 5^ο - Ανάλυση λειτουργίας ΥΒΣ – μελέτη ευαισθησίας

ισχύ λειτουργίας τους, και συνεπώς να μη μπορεί να αξιοποιηθεί στην πρώτη περίπτωση το σύνολό της και στη δεύτερη ένα τμήμα της για άντληση.

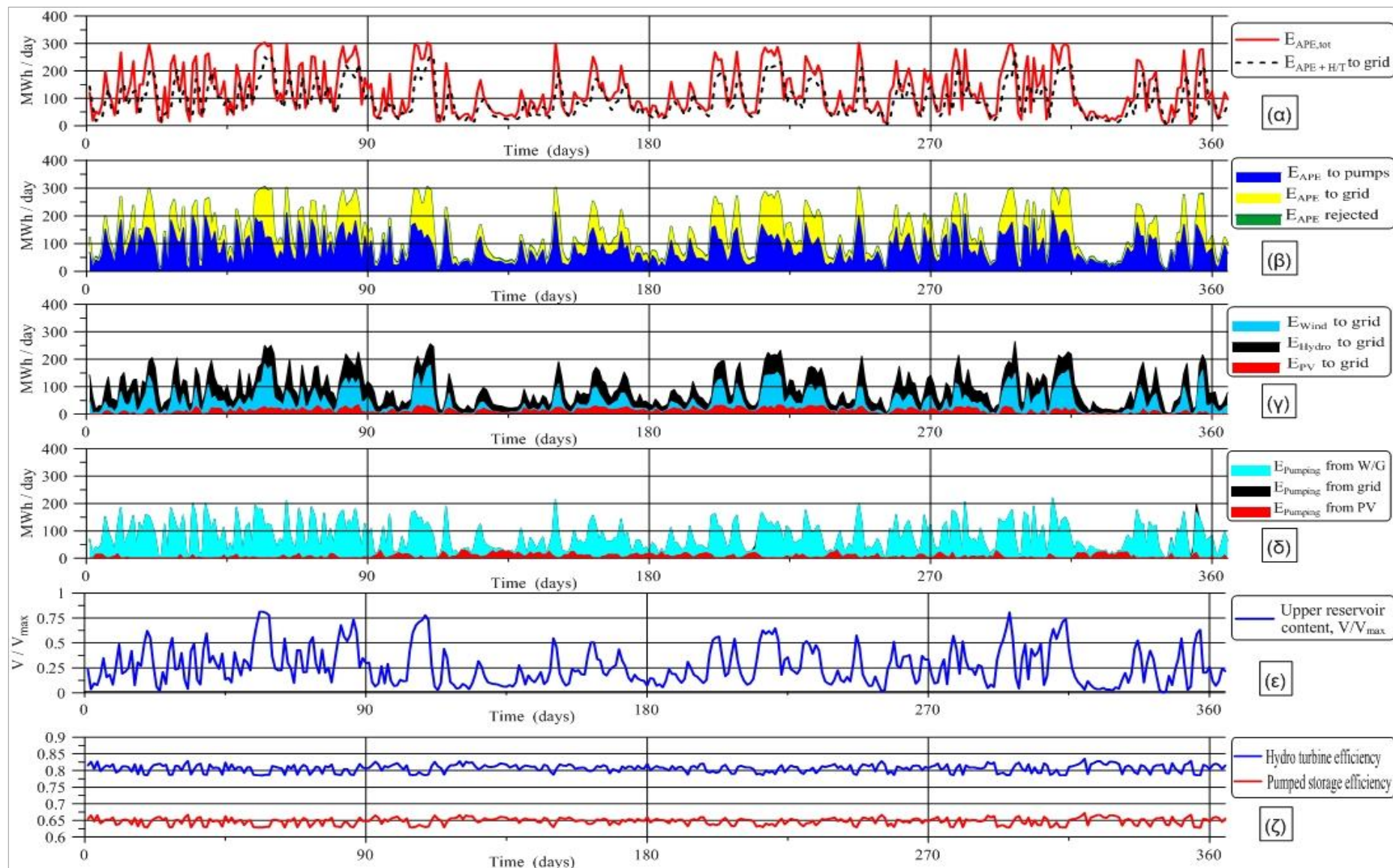
Ένα επιπλέον στοιχείο που μελετήθηκε και απεικονίζεται στο σχήμα 5.3δ είναι η σύνθεση της ενέργειας που χρησιμοποιείται για άντληση (89,31% από Α/Γ, 10,47% από Φ/Β και 0,22% από το δίκτυο). Όπως φαίνεται ελάχιστες είναι οι μέρες (μόλις τρεις) που απαιτείται αγορά ενέργειας από το δίκτυο, γεγονός που αποδεικνύει ότι οι εγκατεστημένες ΑΠΕ επαρκούν² για το δεδομένο όριο παροχής εγγυημένης ισχύος. Στις περιπτώσεις που εκδηλώνεται αυτή η ανάγκη, προκύπτει ως σύμπτωση παρατεταμένης διάρκειας υψηλής ζήτησης και χαμηλής αιολικής και φωτοβολταϊκής παραγωγής. Κατά βάση οι αντλητικές ανάγκες καλύπτονται από τις Α/Γ, οι οποίες πέραν του ότι παρουσιάζουν μεγαλύτερη παραγωγή από τα Φ/Β, επιπλέον λειτουργούν κατά τις νυχτερινές ώρες στη διάρκεια των οποίων λόγω χαμηλής ζήτησης απαγορεύεται η προσφορά ενέργειας στο δίκτυο και άρα όλη η παραγωγή αξιοποιείται για άντληση. Ένας ακόμη παράγοντας που συντελεί σε αυτό είναι το ότι η τιμή πώλησης της ενέργειας από τα Φ/Β απευθείας στο δίκτυο είναι πολύ υψηλότερη από την αντίστοιχη των Α/Γ (353,55÷394,89 €/MWh από Φ/Β, 99,45 €/MWh από Α/Γ), άρα έχει μεγαλύτερο όφελος ο διαχειριστής του ΥΒΣ να προωθεί την αιολική παραγωγή για άντληση και τη φωτοβολταϊκή για ένταξη απευθείας στο δίκτυο. Η επιλογή αυτή πιστοποιείται και από τα διαγράμματα 5.4α,β όπου φαίνεται ο τρόπος αξιοποίησης αιολικών και φωτοβολταϊκών.

Όσον αφορά το ταμειυτήρα το ποσοστό πλήρωσης του όπως προαναφέρθηκε ακολουθεί τις διακυμάνσεις της παραγωγής των ΑΠΕ, ενώ η τιμή του κυμαίνεται σε χαμηλά επίπεδα με μέγιστο το 82%. Συνεπώς θα μπορούσε να χρησιμοποιηθεί και ταμειυτήρας μικρότερης χωρητικότητας για καλύτερα οικονομικά αποτελέσματα χωρίς να επηρεαστεί καθόλου η ενεργειακή απόδοση του σταθμού.

Τέλος οι βαθμοί απόδοσης παραγωγής και αντλησιοταμίευσης κυμαίνονται ο μιν πρώτος μεταξύ 77,5% και 88% ο δε δεύτερος μεταξύ 63% και 67,5%, ενώ και οι δυο ακολουθούν τις ίδιες διακυμάνσεις (Σχ. 5.3ζ). Οι βαθμοί απόδοσης των Α/Γ και Φ/Β από την άλλη παρουσιάζουν εντονότερες διακυμάνσεις, με τις τιμές τους να μειώνονται κατά πολύ ιδιαίτερα τις περιόδους που η αιολική και φωτοβολταϊκή παραγωγή λαμβάνουν χαμηλές τιμές (Σχ. 5.4γ,δ).

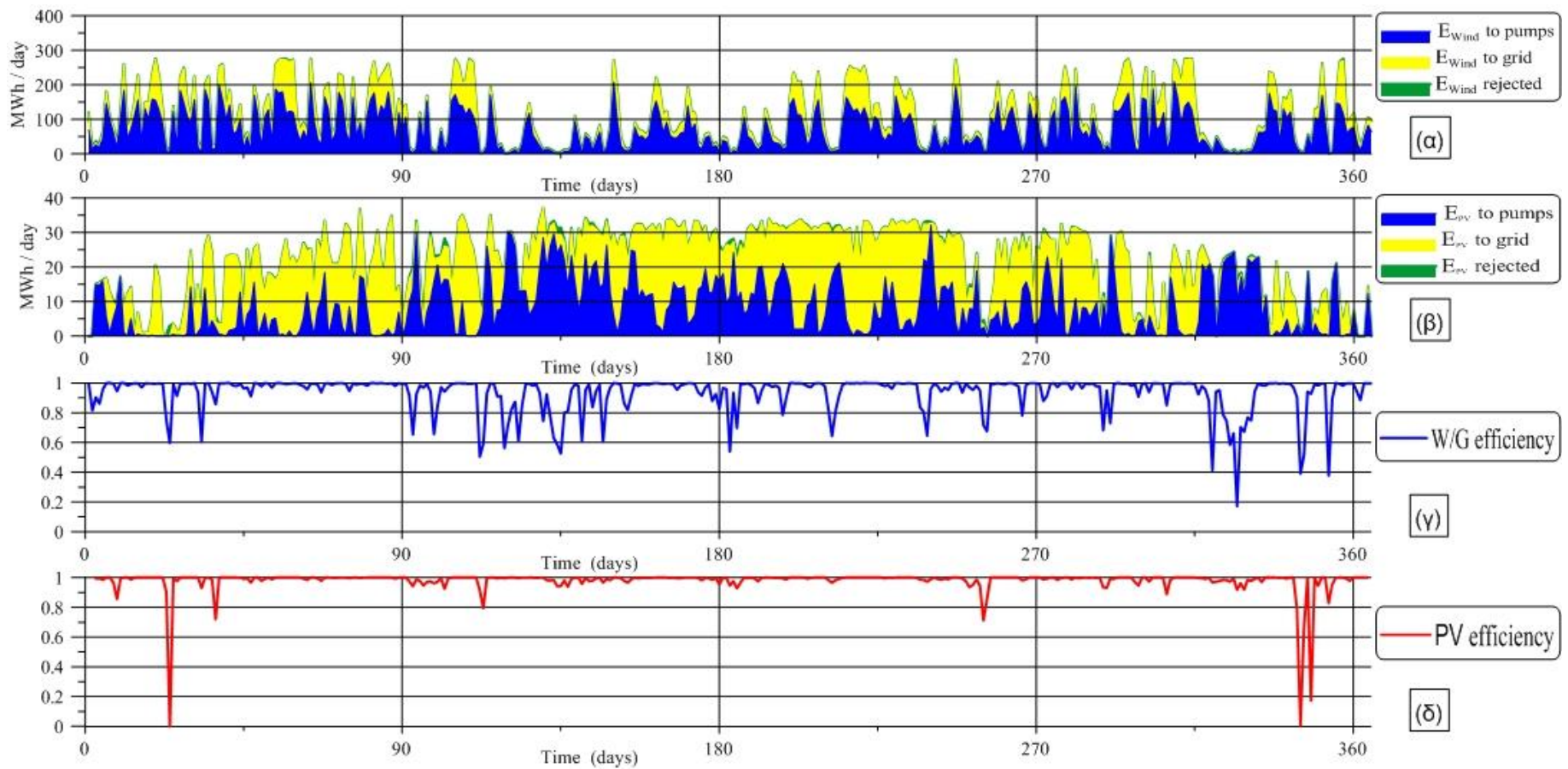
² Καθοριστικό ρόλο σε αυτό παίζουν και τα κλιματολογικά χαρακτηριστικά της περιοχής. Η εμφάνιση ανέμων καθόλη την διάρκεια του έτους και η ηλιοφάνεια ακόμα και κατά τους χειμερινούς μήνες, έχει ως αποτέλεσμα την αποφυγή νεκρών διαστημάτων παραγωγής από τις ΑΠΕ.

Κεφάλαιο 5^ο- Ανάλυση λειτουργίας ΥΒΣ – μελέτη ευαισθησίας



Σχήμα 5.3 Ετήσιο διάγραμμα λειτουργίας σταθμού αναφοράς

Κεφάλαιο 5^ο- Ανάλυση λειτουργίας ΥΒΣ – μελέτη ευαισθησίας



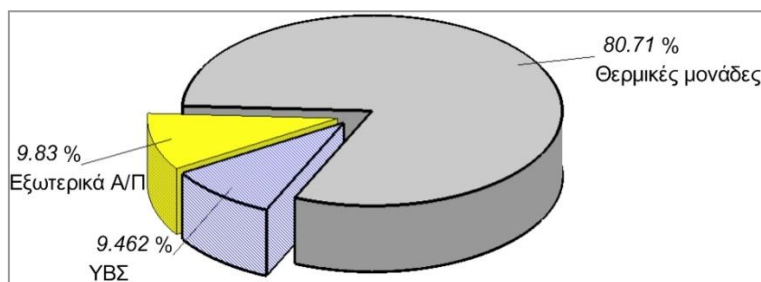
Σχήμα 5.4 Ετήσιο διάγραμμα αξιοποίησης αιολικής και φωτοβολταϊκής παραγωγής ΥΒΣ

5.3.3 Αθροιστικά ενεργειακά και οικονομικά αποτελέσματα

Η επισκόπηση της ετήσιας λειτουργίας του ΥΒΣ ολοκληρώνεται με την παράθεση συγκεντρωτικών αποτελεσμάτων που συνοψίζουν τη λειτουργία και απόδοση του ΥΒΣ σε ενεργειακό και οικονομικό επίπεδο. Οι τιμές τους παρατίθενται στους πίνακες 5.2 έως 5.5 ενώ ακολουθεί η απεικόνιση και ο σχολιασμός των βασικότερων εξ' αυτών.

ι. Αθροιστικά ενεργειακά αποτελέσματα

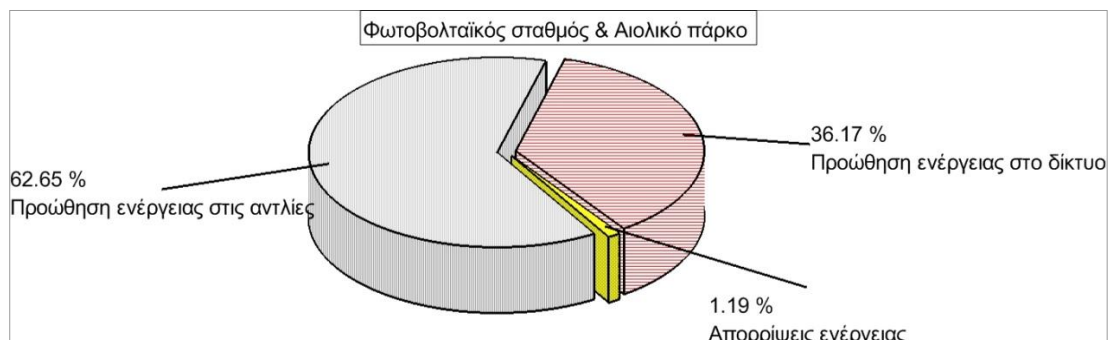
Όπως φαίνεται από το σχήμα 5.5 η εγκατάσταση του σταθμού επηρεάζει σε σημαντικό βαθμό τη λειτουργία του τοπικού δικτύου και των εγκατεστημένων μονάδων παραγωγής. Συγκεκριμένα μειώνει κατά 9,46 % την παραγωγή των θερμικών μονάδων βάσης, ενώ επιτρέπει την απορρόφηση του συνόλου της παραγωγής των εξωτερικών Α/Π η οποία μπορεί πλέον να καλύψει 9,83 % της ζήτησης του νησιού.



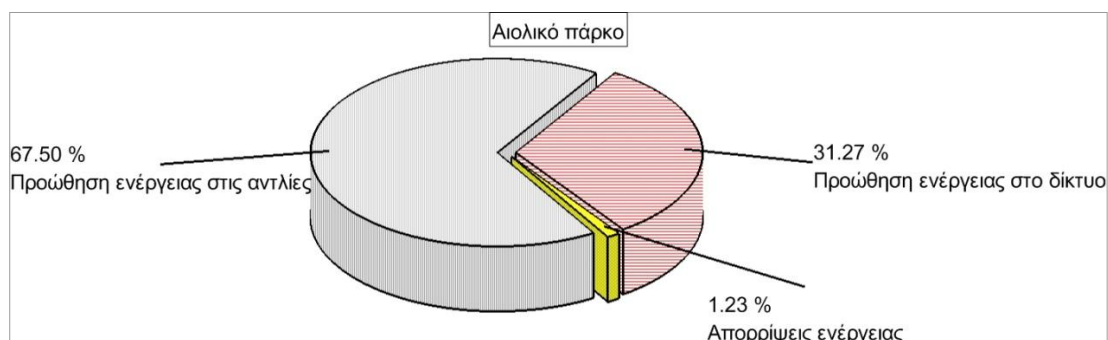
Σχήμα 5.5 Σύνθεση της προσφερόμενης ενέργειας μετά την εγκατάσταση του ΥΒΣ

Στα σχήματα 5.6 έως 5.8 απεικονίζεται ο τρόπος αξιοποίησης της συνολικής παραγωγής του αιολικού και του φωτοβολταϊκού πάρκου καθώς και του καθενός ξεχωριστά. Συγκεκριμένα το μεγαλύτερο ποσοστό της συνολικής παραγωγής τους αξιοποιείται για άντληση, με την ενέργεια που παρέχεται απ' ευθείας στο δίκτυο να κυμαίνεται και αυτή σε αρκετά υψηλά επίπεδα, ενώ οι απώλειες περιορίζονται στο 1,19 %. Η σύνθεση είναι όμοια για το αιολικό πάρκο, με το ποσοστό της παραγωγής που πάει για άντληση να είναι ακόμα μεγαλύτερο. Από την άλλη η κατάσταση είναι διαφορετική στην περίπτωση του φωτοβολταϊκού σταθμού, όπου το 60% της παραγωγής στέλνεται απ' ευθείας στο δίκτυο. Συμπερασματικά φαίνεται πως η υποχρέωση του σταθμού για εξασφάλιση της εγγυημένης ενέργειας και κυρίως οι περιορισμοί του δικτύου δεν επιτρέπουν την απορρόφηση της πλειοψηφίας της παραγωγής των ΑΠΕ από το δίκτυο, όπως θα αναμενόταν βάσει σεναρίου.

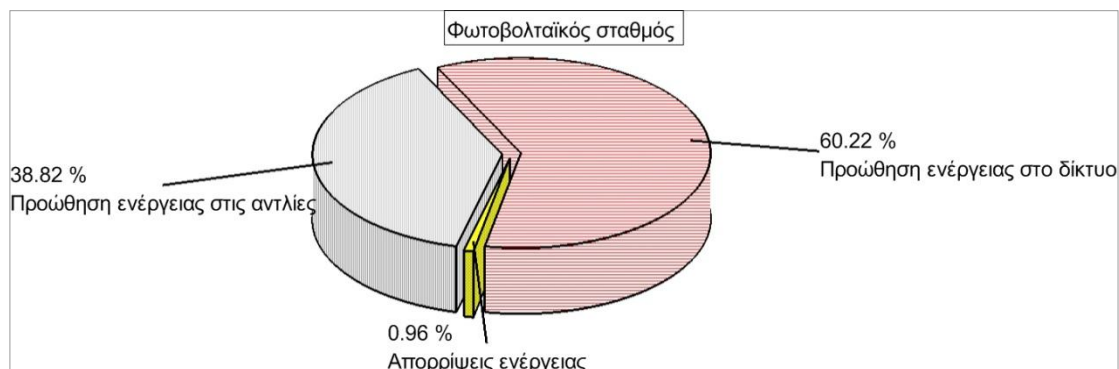
Κεφάλαιο 5^ο - Ανάλυση λειτουργίας ΥΒΣ – μελέτη ευαισθησίας



Σχήμα 5.6 Σύνθεση συνολικής παραγωγής ΑΠΕ



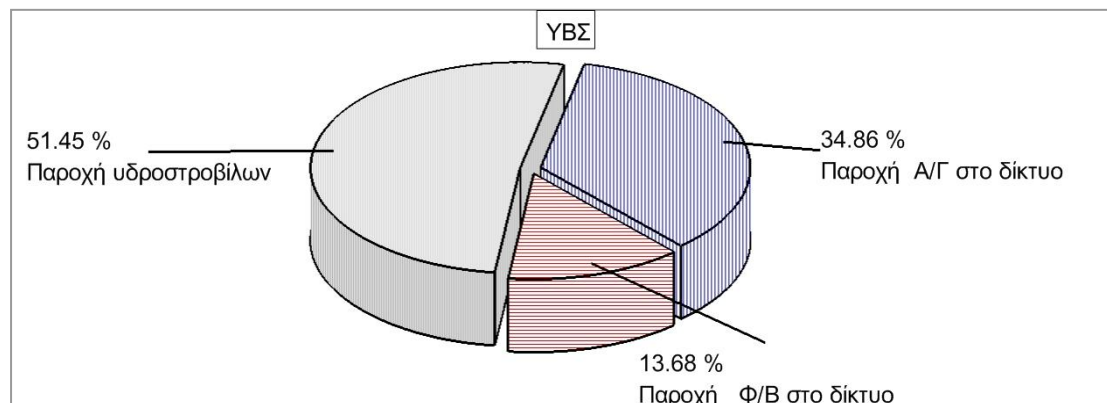
Σχήμα 5.7 Σύνθεση αιολικής παραγωγής



Σχήμα 5.8 Σύνθεση φωτοβολταϊκής παραγωγής

Από την άλλη σύμφωνα με το σχήμα 5.9 η κατάσταση όσον αφορά την προσφορά ενέργειας του ΥΒΣ φαίνεται μοιρασμένη, με την παροχή ενέργειας από τους υδροστροβίλους να είναι ελαφρώς μεγαλύτερη ($\approx 3\%$). Αξιοσημείωτο είναι το γεγονός πως η επιλογή του διαχειριστή να προωθεί στο δίκτυο (λόγω καλύτερης τιμής) πρώτα την παραγωγή των Φ/Β και έπειτα αυτή των Α/Γ, επηρεάζει σημαντικά τη σύνθεση της συνολικής παροχής ενέργειας των ΑΠΕ στο δίκτυο. Έτσι ενώ η αιολική παραγωγή είναι σχεδόν πενταπλάσια της φωτοβολταϊκής, ο λόγος της απορροφούμενης από το δίκτυο αιολικής προς την αντίστοιχη φωτοβολταϊκή είναι περίπου 2,5.

Κεφάλαιο 5^ο - Ανάλυση λειτουργίας ΥΒΣ – μελέτη ευαισθησίας



Σχήμα 5.9 Σύνθεση προσφερόμενης ενέργειας ΥΒΣ

#	Περιγραφή	Τιμή	Μονάδες
1	Ετήσια κατανάλωση ενέργειας	369,243	GWh
2	Προσφορά ενέργειας θερμικών μονάδων βάσης	298,008	GWh
3	Συνολική προσφορά ενέργειας ΥΒΣ	34,937	GWh
4	Παραγωγή αιολικών πάρκων εκτός ΥΒΣ	36,298	GWh
5	Συνολική παραγωγή ΑΠΕ ΥΒΣ	46,897	GWh
6	Αιολική παραγωγή ΥΒΣ	38,958	GWh
7	Φωτοβολταϊκή παραγωγή ΥΒΣ	7,939	GWh
8	Συνολική παραγωγή ΑΠΕ ΥΒΣ που αξιοποιείται για άντληση	29,379	GWh
9	Αιολική παραγωγή ΥΒΣ που αξιοποιείται για άντληση	26,297	GWh
10	Φωτοβολταϊκή παραγωγή ΥΒΣ που αξιοποιείται για άντληση	3,082	GWh
11	Συνολική παραγωγή ΑΠΕ ΥΒΣ που προωθείται απευθείας στο δίκτυο	16,961	GWh
12	Αιολική παραγωγή ΥΒΣ που προωθείται απευθείας στο δίκτυο	12,181	GWh
13	Φωτοβολταϊκή παραγωγή ΥΒΣ που προωθείται απευθείας στο δίκτυο	4,781	GWh
14	Συνολική απορριπτόμενη παραγωγή ΑΠΕ ΥΒΣ	0,557	GWh
15	Απορριπτόμενη αιολική παραγωγή	0,481	GWh
16	Απορριπτόμενη φωτοβολταϊκή παραγωγή	0,077	GWh
17	Αξιοποιήσιμη παραγωγή ΑΠΕ	46,34	GWh
18	Αξιοποιήσιμη αιολική παραγωγή	38,478	GWh
19	Αξιοποιήσιμη φωτοβολταϊκή παραγωγή	7,862	GWh

Κεφάλαιο 5^ο - Ανάλυση λειτουργίας ΥΒΣ – μελέτη ευαισθησίας

20	Παραγωγή Υδροστροβίλων	17,976	GWh
21	Ενέργεια που αγοράζει ο διαχειριστής του ΥΒΣ από το δίκτυο	0,067	GWh
22	Καθαρή παραγόμενη ενέργεια ΥΒΣ	34,87	GWh
24	Ετήσια εγγυημένη ενέργεια	0,744	GWh/έτος

Πίνακας 5.2 Ετήσια ενεργειακά μεγέθη

ii. Ενεργειακοί – Τεχνικοί δείκτες

Η ενεργειακή απόδοση του σταθμού αξιολογείται με τη βοήθεια του βαθμού αξιοποίησης παραγόμενης ΑΠΕ, ο οποίος ισούται με 74,35%. Η υψηλή τιμή του οφείλεται στις μικρές απορρίψεις ενέργειας και στην απορρόφηση μεγάλου ποσοστού της παραγωγής των ΑΠΕ του σταθμού απ' ευθείας από το δίκτυο. Η σημασία του κατά το δυνατόν μεγαλύτερου περιορισμού της χρήσης αντλιών και υδροστροβίλων στην καλύτερη απόδοση του ΥΒΣ υποδεικνύεται και από το ότι η παραγωγή των υδροστροβίλων ανέρχεται στο 61,19% της ενέργειας των ΑΠΕ που πάει για άντληση, με το υπόλοιπο να χάνεται σε ενδιάμεσες απώλειες.

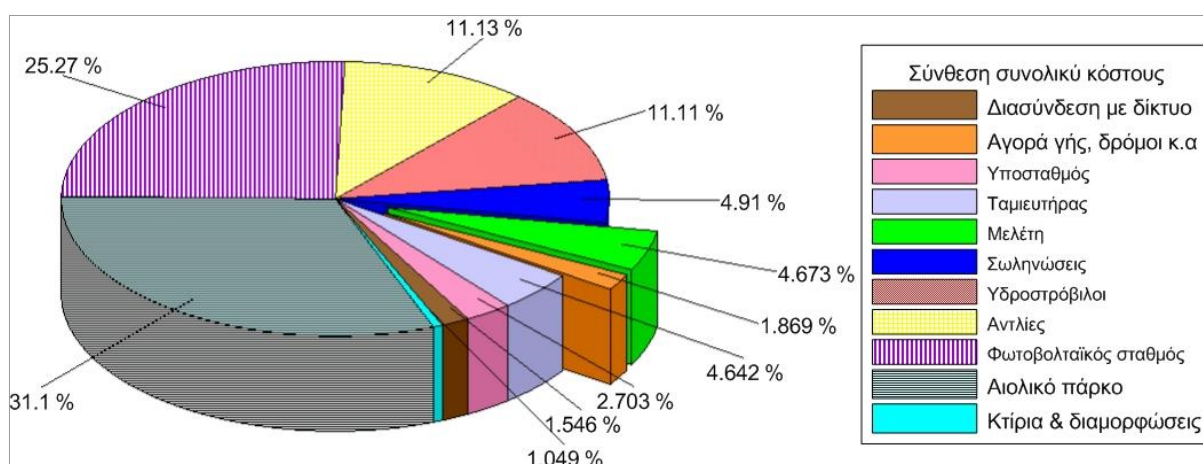
Όσον αφορά τους συντελεστές εκμετάλλευσης τη μεγαλύτερη τιμή παρουσιάζει αυτός των Α/Γ (34,32%), με αυτόν των Φ/Β να είναι σχεδόν ο μισός του (17,26%, τιμή που θεωρείται καλή), λόγω της μηδενικής παραγωγής που έχουν κατά τις βράδυνες ώρες. Τέλος το σενάριο λειτουργίας του σταθμού φαίνεται να περιορίζει σημαντικά τη χρήση αντλιών και ιδιαίτερα των υδροστροβίλων οι συντελεστές εκμετάλλευσης των οποίων είναι πάρα πολύ χαμηλοί. Για την καλύτερη αξιοποίηση των εν λόγω συνιστωσών του σταθμού, θα πρέπει είτε να μειωθεί η εγκατεστημένη τους ισχύ είτε να αυξηθεί η εγκατεστημένη ισχύς των ΑΠΕ.

A/A	Ενεργειακοί – Τεχνικοί δείκτες	Τιμή
1	Βαθμός αξιοποίησης παραγωγής ΑΠΕ	74.35%
2	Ποσοστό παραγωγής υδροστροβίλων ως προς ενέργεια που προωθείται για άντληση	61.19%
3	Συντελεστής εκμετάλλευσης Φ/Β	17.26%
4	Συντελεστής εκμετάλλευσης Α/Γ	34.32%
5	Συντελεστής εκμετάλλευσης υδροστροβίλων	13.68%
6	Συντελεστής εκμετάλλευσης αντλιών	20.37%

Πίνακας 5.3 Ενεργειακοί – Τεχνικοί δείκτες

iii. Οικονομικά αποτελέσματα

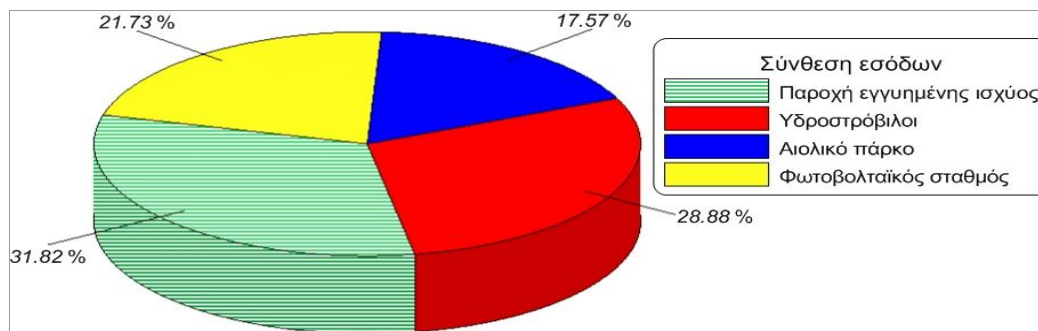
Το συνολικό κόστος της επένδυσης ανέρχεται στα 61,732 εκατ. ευρώ, από τα οποία τα 57,7 εκατ. αντιστοιχούν στην κατασκευή του σταθμού και τα υπόλοιπα 4 εκατ. στην εκπόνηση μελέτης και σε επιμέρους έξοδα όπως η αγορά γης, η διάνοιξη δρόμων κ.α.. Όπως φαίνεται από το σχήμα 5.10 η αγορά και εγκατάσταση των ΑΠΕ (34,8 εκατ. ευρώ) αποτελούν το πιο δαπανηρό τμήμα της επένδυσης, το κόστος των οποίων ανέρχεται στο 56,3 % του συνολικού κόστους. Επίσης περιορίζεται σημαντικά το κόστος κατασκευής των ταμιευτήρων, αφού η περιοχή που έχει επιλεγεί διαθέτει ήδη φυσική κάτω δεξαμενή. Τέλος υπενθυμίζεται ότι τόσο τα ίδια κεφάλαια όσο και η επιδότηση μέσω ΕΣΠΑ ανέρχονται στο 30% της επένδυσης με το υπόλοιπο 40% να καλύπτεται μέσω χορήγησης δανείου.



Σχήμα 5.10 Σύνθεση κόστους επένδυσης

Όσον αφορά τις ετήσιες συναλλαγές που πραγματοποιούνται ο ΥΒΣ παρουσιάζει κέρδη 7,737 εκατ. €, με τα έξοδα για αγορά ενέργειας από το δίκτυο να ανέρχονται σε μόλις 6.725€. Τέλος στο σχήμα 5.11 αποτυπώνεται η σύνθεση των εσόδων απ' όπου προκύπτει ότι το μεγαλύτερο ποσοστό αυτών προέρχεται από την απ' ευθείας προώθηση της παραγωγής των ΑΠΕ στο δίκτυο, ενώ ακολουθούν τα έσοδα από την αποζημίωση που λαμβάνει ο διαχειριστής του ΥΒΣ για την παροχή εγγυημένης ενέργειας. Τέλος ενδιαφέρον παρουσιάζει το γεγονός ότι ενώ η παροχή ενέργειας των υδροστρόβιλων στο δίκτυο είναι μεγαλύτερη από αυτή των Α/Γ και Φ/Β τα έσοδα από την πώληση της υπολείπονται περίπου κατά 11%.

Κεφάλαιο 5^ο- Ανάλυση λειτουργίας ΥΒΣ – μελέτη ευαισθησίας



Σχήμα 5.11 Σύνθεση εσόδων

	#	ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ	Τιμή	Μονάδες
ΕΤΗΣΙΑ ΣΥΝΑΛΙΓΕΣ	1	Ετήσια έσοδα από Φ/Β	1.690.214	€
	2	Ετήσια έσοδα από Α/Γ	1.366.965	€
	3	Ετήσια έσοδα από υδροστρόβιλους	2.246.971	€
	4	Ετήσια αποζημίωση για παροχή εγγυημένης ισχύος	2.475.000	€
	5	ΣΥΝΟΛΙΚΑ ΕΤΗΣΙΑ ΕΣΟΔΑ ³	7.779.151	€
	6	Ετήσια έξοδα για αγορά ενέργειας από το δίκτυο	6.725	€
	7	ΕΤΗΣΙΑ ΚΕΡΛΗ ΥΒΣ	7.772.529	€
ΣΥΝΘΕΣΗ ΚΟΣΤΟΥΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ		ΚΟΣΤΟΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ		
	8	Κόστος αιολικού πάρκου	19.200.000	€
	9	Κόστος φωτοβολταϊκού σταθμού	15.600.000	€
	10	Κόστος αντλιοστασίου	6.868.005	€
	11	Κόστος υδροστρόβιλων	6.858.684	€
	12	Κόστος σωληνώσεων	3.031.148	€
	13	Κόστος ταμιευτήρα	2.865.722	€
	15	Κόστος υποσταθμού	1.668.847	€
	15	Κόστος διασύνδεσης σταθμού στο δίκτυο	954.424	€
	16	Κόστος κτιρίων και εγκαταστάσεων	647.344	€
	17	ΚΟΣΤΟΣ ΚΑΤΑΣΚΕΥΗΣ ΣΤΑΘΜΟΥ	57.694.172	€
	18	Κόστος αγοράς γης , διάνοιξης δρόμων κ.α.	1.153.883	€
	19	Κόστος μελέτης	2.884.708	€
20	ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ	61.732.764	€	

Πίνακας 5.3 Ετήσια οικονομικά μεγέθη

³ Στα έσοδα προστίθεται και η αποζημίωση που λαμβάνει ο διαχειριστής του σταθμού στην περίπτωση που η περιεκτικότητα του ταμιευτήρα στο τέλος του έτους είναι μεγαλύτερη από αυτήν που είχε στην αρχή. Τα έσοδα που προκύπτουν συνήθως είναι αμελητέα ενώ στην περίπτωση αυτή ανέρχονται στα 105€.

Κεφάλαιο 5^ο - Ανάλυση λειτουργίας ΥΒΣ – μελέτη ευαισθησίας

iv. Οικονομικοί δείκτες

Όσον αφορά τελικά τη βιωσιμότητα της επένδυσης η τιμή του εσωτερικού βαθμού απόδοσης (IRR=15,04 %) είναι αρκετά καλή, με τη διάρκεια αποπληρωμής του έργου να υπολογίζεται στα 9,4 έτη. Η απ' ευθείας παροχή μεγάλων ποσοτήτων φωτοβολταϊκής παραγωγής, η οποία με τους τρέχοντες κανονισμούς κοστίζει ακριβά στο δίκτυο (0,3948€/kWh ÷ 0,35355 €/kWh), ανεβάζει αρκετά τη συνολική τιμή πώλησης της παραγόμενης ενέργειας. Μάλιστα από τη σύγκριση της με το κόστος παραγωγής της, φαίνεται πως ο διαχειριστής του σταθμού κερδίζει περίπου 0,061 €/kWh, διαφορά που όπως φάνηκε και από το IRR καθιστά την επένδυση συμφέρουσα.

A/A	ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΟΙ ΔΕΙΚΤΕΣ	Τιμή	Μονάδες
1	IRR	15,037	%
2	NPV	0,363	-
3	Κόστος παραγόμενης ενέργειας	0,162	€/ kWh
4	Τιμή πώλησης παραγόμενης ενέργειας	0,223	€/ kWh
5	Κριτήριο αποδοτικότητας	0,126	-
6	Έντοκη περίοδος αποπληρωμής	9,385	έτη

Πίνακας 5.4 Οικονομικοί δείκτες αξιολόγησης

5.3.4 Αποτελέσματα εβδομαδιαίας λειτουργίας του ΥΒΣ

Στην ενότητα αυτή αναλύεται η λειτουργία του σταθμού σε εβδομαδιαία βάση για δυο διαφορετικές περιπτώσεις **i**) εβδομάδα υψηλής παραγωγής ΑΠΕ **ii**) εβδομάδα χαμηλής παραγωγής ΑΠΕ.

i. ΕΒΔΟΜΑΔΑ ΥΨΗΛΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ (24 Φεβρουαρίου – 02 Μαρτίου)

Από το διάγραμμα 5.12.i.α διακρίνεται ότι πρόκειται για εβδομάδα μέσης ζήτησης και υψηλής παραγωγής ΑΠΕ(ΥΒΣ). Η κατάσταση αυτή σε συνδυασμό με την μέση παραγωγή των εξωτερικών Α/Π, εξηγεί την παροχή ενέργειας στο δίκτυο σχεδόν αδιαλείπτως για διάστημα τεσσάρων ημερών (1320÷1416 ώρες, Σχ. 5.12.i.α,δ).

Η αξιοποίηση της παραγωγής των ΑΠΕ (Σχ. 5.12.i.γ) χωρίζεται σε δύο φάσεις, στην αρχική (1272÷1344 ώρες) όταν ακόμα υπάρχουν περιθώρια πλήρωσης του άνω ταμιευτήρα, οπότε και το μεγαλύτερο μέρος της χρησιμοποιείται για άντληση και στη μετέπειτα (1344÷1433 ώρες) όταν πλέον ο ταμιευτήρας είναι σχεδόν γεμάτος και η παραγωγή προωθείται κατά βάση στο δίκτυο. Ο παράγοντας ωστόσο που παίζει τον καθοριστικό ρόλο στον τρόπο εκμετάλλευσης των ΑΠΕ είναι η ζήτηση ενέργειας από πλευράς νησιού. Όπως προκύπτει από τη σύγκριση των διαγραμμάτων 5.12.i.α και 5.12.i.γ, η άντληση αυξάνεται κατά τις ώρες εκείνες που η ζήτηση παρουσιάζει μείωση, ενώ στην αντίθετη περίπτωση αυξάνεται η απευθείας προώθηση ενέργειας

Κεφάλαιο 5^ο- Ανάλυση λειτουργίας ΥΒΣ – μελέτη ευαισθησίας

στο δίκτυο. Τέλος στις περιπτώσεις πολύ υψηλής παραγωγής ΑΠΕ, που δε μπορεί να απορροφηθεί εξ' ολοκλήρου από το δίκτυο, παρατηρείται περίσσια ενέργειας ανώτερη του τεχνικού ελάχιστου των αντλιών και μπορεί να χρησιμοποιηθεί για άντληση.

Η ενέργεια που προσφέρει ο σταθμός στο δίκτυο όπως φαίνεται στο διάγραμμα 5.12.ι.ε προέρχεται κατά βάση απευθείας από τις ΑΠΕ, εκμεταλλευόμενος τη δυνατότητα υποφόρτισης των υδροστροβίλων, οι οποίοι κατά τις ώρες χαμηλής ζήτησης είτε τίθενται εκτός λειτουργίας είτε λειτουργούν στο τεχνικό τους ελάχιστο (1,25 Kw). Το υπόλοιπο διάστημα η ισχύς τους κυμαίνεται στο 25% της συνολικής ονομαστικής τους ισχύος, καθώς δεν αρκεί η παραγωγή των ΑΠΕ για να καλύψει το σύνολο της ζήτησης. Την τελευταία μέρα η κατάσταση αντιστρέφεται, αφού μειώνεται η φωτοβολταϊκή και αιολική παραγωγή, με αποτέλεσμα οι ισχύς των υδροστροβίλων να αυξάνει προκειμένου να καλυφθεί η ζήτηση.

Με το δεδομένο συσχετισμό παραγωγής και ζήτησης όπως θα αναμενόταν το σύνολο των αντλητικών αναγκών του ΥΒΣ καλύπτεται από τις εγκατεστημένες του ΑΠΕ (βλ. Σχ. 5.12.ι.στ), χωρίς να χρειάζεται σε καμία στιγμή αγορά ενέργειας από το δίκτυο. Μάλιστα είναι η αιολική παραγωγή που καλύπτει σχεδόν το σύνολο των αναγκών αυτών για λόγους που έχουν να κάνουν με τον τρόπο αξιοποίησης της αιολικής και φωτοβολταϊκής παραγωγής και εξηγήθηκαν στο προηγούμενο κεφάλαιο (βλ. σελ 9).

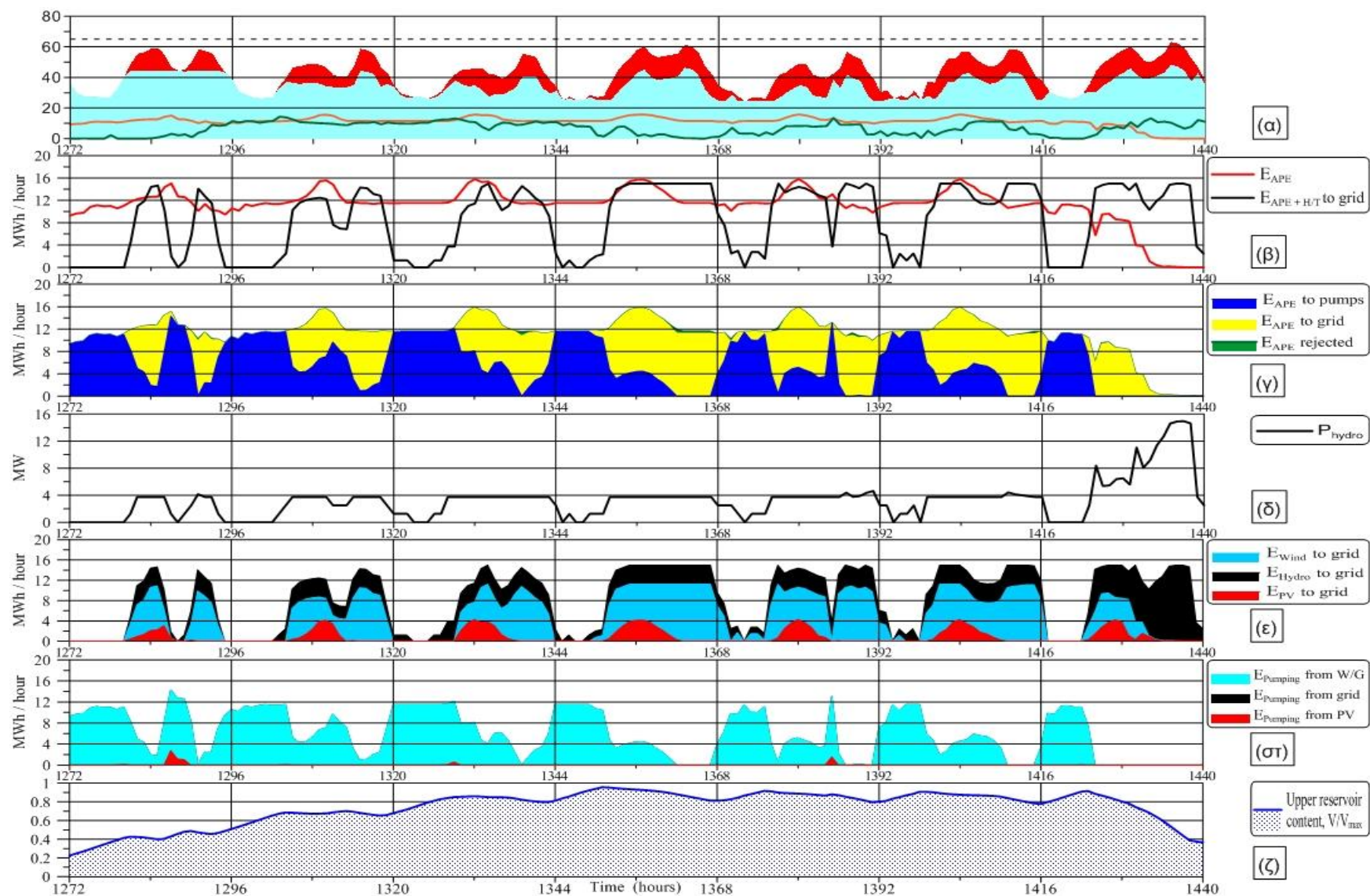
ii. ΕΒΔΟΜΑΔΑ ΧΑΜΗΛΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ (17 Δεκεμβρίου – 23 Δεκεμβρίου)

Η εβδομάδα αυτή αντίθετα με την προηγούμενη παρουσιάζει υψηλή ζήτηση και χαμηλή παραγωγή από τις ΑΠΕ του σταθμού. Ενδεικτικό της κατάστασης είναι ότι επί δυο ημέρες (8448÷8496 ώρες, Σχ. 5.12.ii.α) η ισχύς λειτουργίας των ΑΠΕ τείνει στο μηδέν με εξαίρεση κάποιες λίγες ώρες. Όσον αφορά τη ζήτηση από τη άλλη, επί τέσσερις συνεχείς ημέρες οι αιχμές της ξεπερνάνε τη γραμμή εγγυημένης ισχύος (8448÷8568 ώρες, Σχ. 5.12.ii.α). Η σύμπτωση αυτών των δύο καταστάσεων αναγκάζει το διαχειριστή του σταθμού να προβεί δύο συνεχόμενα βράδια σε δήλωση φορτίου για αγορά ενέργειας από το δίκτυο κατά τις ώρες χαμηλής ζήτησης (8472÷8478, 8496÷8502 ώρες, Σχ. 5.12.ii.α, στ), ώστε να μπορεί να ανταπεξέλθει στις υποχρεώσεις του την επόμενη μέρα. Μάλιστα όπως αναφέρθηκε και προηγουμένως η προσφορά ενέργειας την επόμενη μέρα δε μπορεί να ξεπερνά την εγγυημένη. Ο περιορισμός αυτός αποτυπώνεται πιο ξεκάθαρα κατά τη διάρκεια της 21^{ης} Δεκεμβρίου (8496÷8520 ώρες), οπότε και φαίνεται η επίδρασή του στον τρόπο αξιοποίησης των ΑΠΕ και ευρύτερα στη λειτουργία του σταθμού. Κατά τις πρώτες ώρες εκείνου του 24ώρου αγοράζεται ενέργεια από το δίκτυο και μαζί με την παραγωγή των ΑΠΕ, χρησιμοποιούνται για άντληση υδάτων στον άνω ταμιευτήρα. Ο τρόπος αξιοποίησης των ΑΠΕ δεν αλλάζει κατά τη διάρκεια της ημέρας παρότι τόσο η παραγωγή τους όσο και η ζήτηση είναι υψηλές. Η κατάσταση διαφοροποιείται μόνο κατά τις ώρες εκείνες (8513÷8518 ώρες, Σχ. 5.12.ii.γ) που η ζήτηση ξεπερνά τη γραμμή εγγυημένης ισχύος, οπότε η περιοχή εκείνη καλύπτεται μόνο από τον ΥΒΣ και συνεπώς ένα

Κεφάλαιο 5^ο - Ανάλυση λειτουργίας ΥΒΣ – μελέτη ευαισθησίας

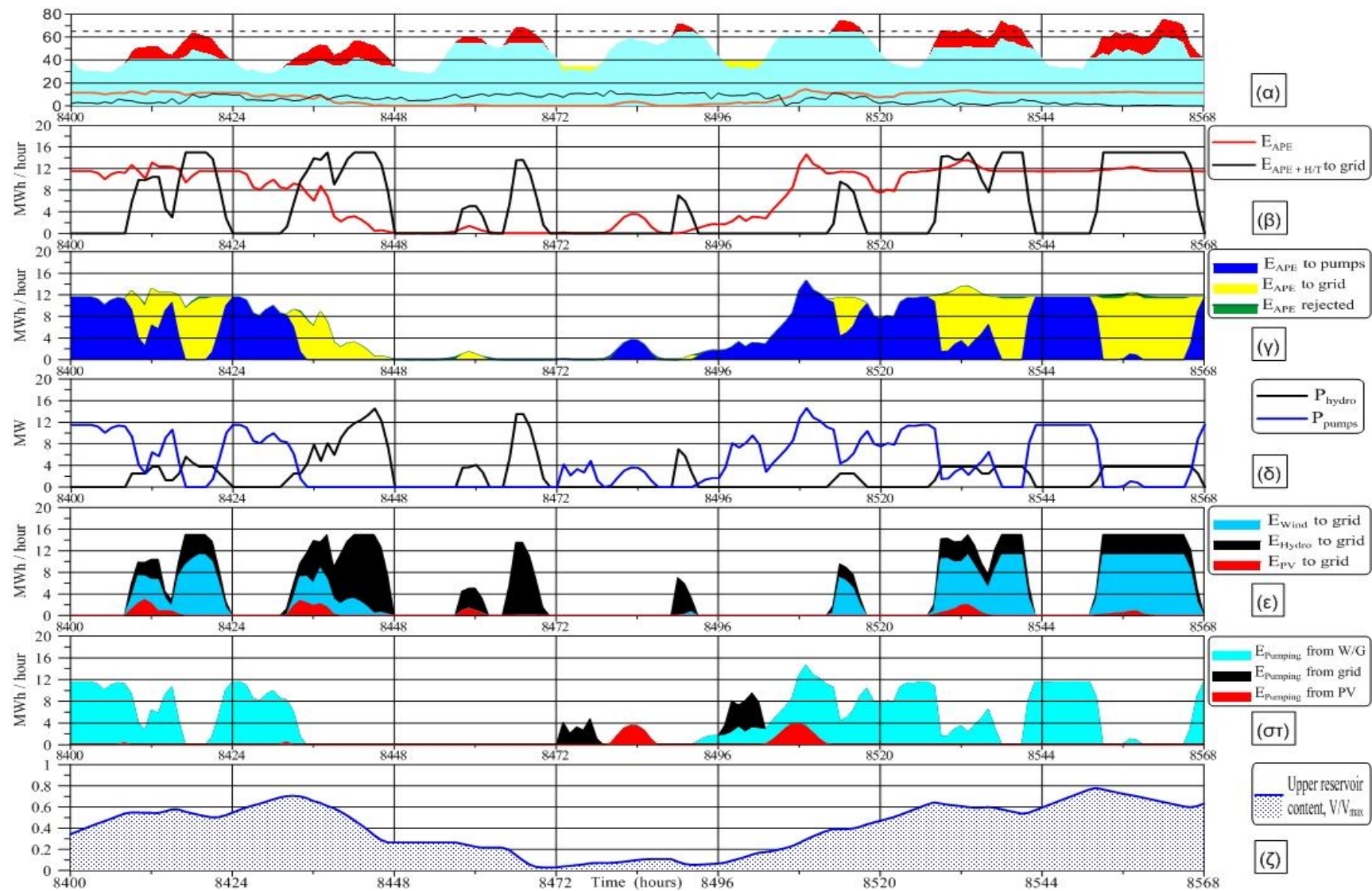
τμήμα της παραγωγή των ΑΠΕ παρέχεται απευθείας στο δίκτυο. Για το λόγο αυτό οι υδροστροβίλοι, πέραν εκείνων των ωρών τίθενται εκτός λειτουργίας, ενώ κατά τη διάρκεια τους λειτουργούν στο 25% της συνολικής ονομαστικής τους ισχύος (Σχ. 5.12.ii.δ), με αποτέλεσμα η στάθμη του ταμιευτήρα (Σχ. 5.12.ii.ζ) να μην μειώνεται, αντιθέτως να ανεβαίνει δεδομένου ότι καθόλη τη διάρκεια της ημέρας χρησιμοποιείται παραγόμενη ΑΠΕ για άντληση. Με αυτό τον τρόπο διασφαλίζεται ότι θα μπορεί ο ΥΒΣ να προσφέρει την εγγυημένη ενέργεια της επόμενης μέρας χωρίς να χρειαστεί να κάνει εκ νέου δήλωση φορτίου. Όπως φαίνεται από το διάγραμμα 5.12.ii.δ η ισχύς λειτουργίας των αντλιών προσαρμόζεται στην παραγωγή των ΑΠΕ και στον τρόπο αξιοποίησης τους, ενώ επιδρά μαζί με αυτή των υδροστροβίλων στη στάθμη του ταμιευτήρα, π.χ. μεταξύ των ωρών 8544 και 8548 όταν η ισχύς των υδροστροβίλων είναι μηδέν και αυτή των αντλιών ίση με 12 MW (βλ. Σχ. 5.12.ii.δ, 5.12.ii.ζ), το ποσοστό πλήρωσης του ταμιευτήρα αυξάνεται περίπου κατά 20%. Τέλος όσον αφορά τις υπόλοιπες ημέρες πέραν αυτών για τις οποίες έχει γίνει δήλωση φορτίου δεν υπάρχουν σοβαρές διαφοροποιήσεις σε σχέση με το υπόλοιπο έτος. Η φωτοβολταϊκή παραγωγή προωθείται κυρίως στο δίκτυο ενώ η αιολική χρησιμοποιείται κυρίως για άντληση (Σχ. 5.13.ii). Πιο συγκεκριμένα ο τρόπος αξιοποίησης της αιολικής ακολουθεί τις διακυμάνσεις της ζήτησης, με την χρησιμοποίηση της για άντληση να χαρακτηρίζει το διάστημα που η ζήτηση είναι χαμηλή δλδ. βραδινές και πρωινές ώρες ενώ η κατάσταση αντιστρέφεται το μεσημέρι και το απόγευμα, όταν το φορτίο του νησιού είναι υψηλότερο.

Κεφάλαιο 5^ο- Ανάλυση λειτουργίας ΥΒΣ – μελέτη ευαισθησίας



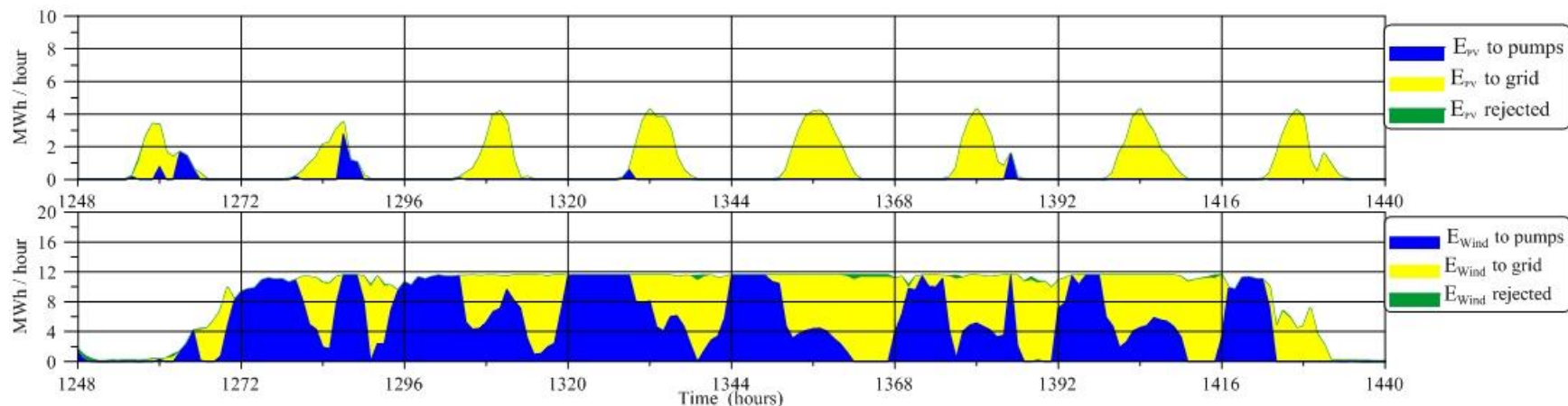
Σχήμα 5.12.i Εβδομαδιαίο διάγραμμα λειτουργίας σταθμού αναφοράς (εβδομάδα υψηλής παραγωγής)

Κεφάλαιο 5^ο- Ανάλυση λειτουργίας ΥΒΣ – μελέτη ευαισθησίας

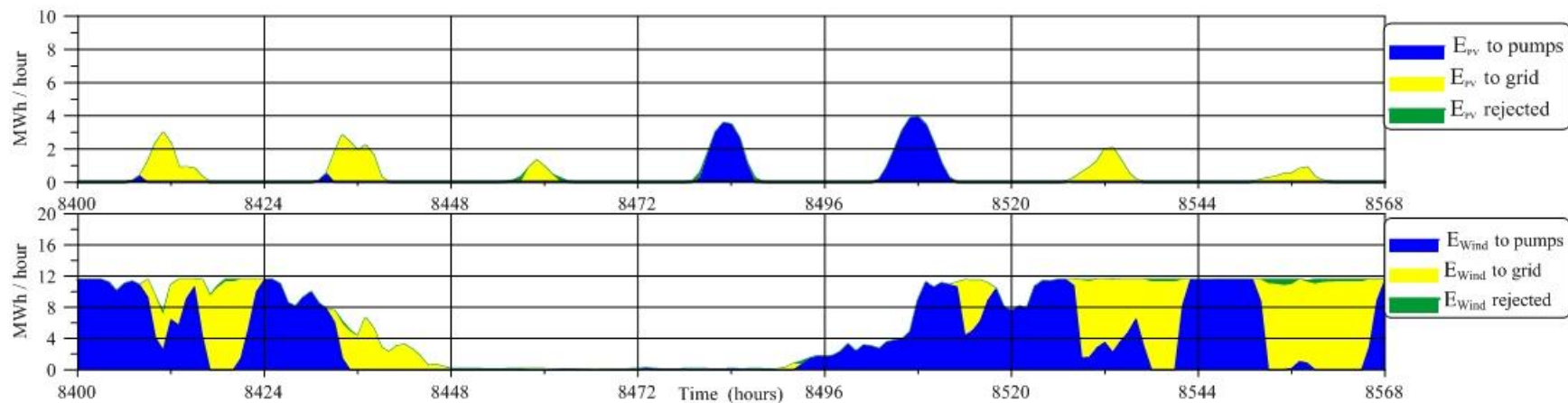


Σχήμα 5.12.ii Εβδομαδιαίο διάγραμμα λειτουργίας σταθμού αναφοράς (εβδομάδα χαμηλής παραγωγής)

Κεφάλαιο 5^ο- Ανάλυση λειτουργίας ΥΒΣ – μελέτη ευαισθησίας



Σχήμα 5.13.i Εβδομαδιαίο διάγραμμα αξιοποίησης αιολικής και φωτοβολταϊκής παραγωγής ΥΒΣ (εβδομάδα υψηλής παραγωγής)

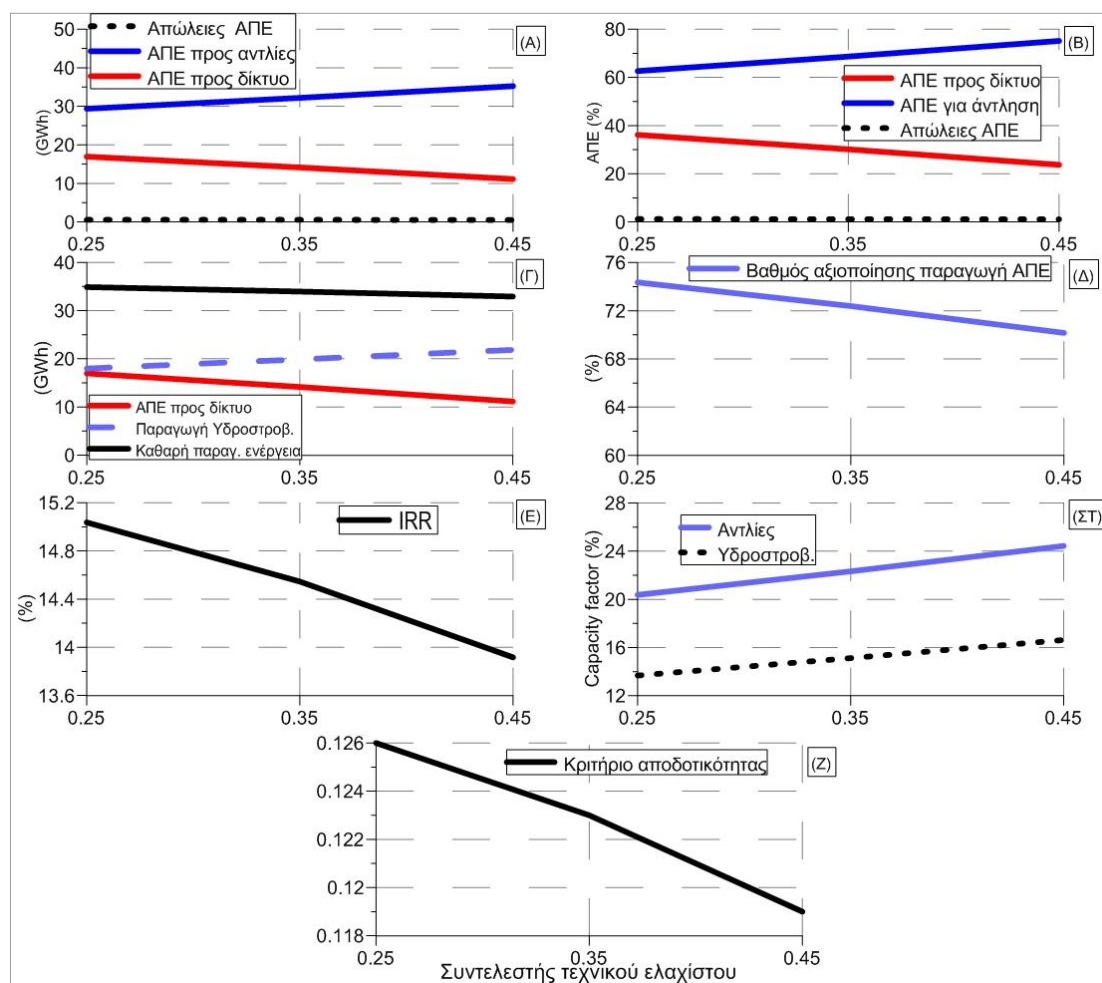


Σχήμα 5.13.ii Εβδομαδιαίο διάγραμμα αξιοποίησης αιολικής και φωτοβολταϊκής παραγωγής ΥΒΣ (εβδομάδα χαμηλής παραγωγής)

5.4 Παραμετρική ανάλυση

5.4.1 Συντελεστής τεχνικού ελαχίστου υδροστροβίλων

Η αύξηση του συντελεστή τεχνικού ελαχίστου, επιδρά όπως φαίνεται στο σχήμα 5.14.A στον τρόπο αξιοποίησης της παραγωγής των ΑΠΕ, με την ενέργεια που χρησιμεύει για άντληση να αυξάνεται σε αντίθεση με αυτή που παρέχεται απευθείας στο δίκτυο. Το γεγονός αυτό όπως είναι λογικό αυξάνει και την τιμή της υδροστροβιλικής παραγωγής η οποία για $ct=0.25$ ισούται με την παραγωγή των ΑΠΕ που παρέχεται απευθείας στο δίκτυο (Σχ. 5.14.Γ). Ως αποτέλεσμα αυτής της εξέλιξης παρατηρείται μια μικρή μείωση της καθαρής παραγόμενης ενέργειας, καθώς η παρεμβολή του συστήματος αντλησιοταμίευσης στην προσφορά ενέργειας του σταθμού, αυξάνει ελαφρώς τις απώλειες.



Σχήμα 5.14 Ετήσια μεγέθη σταθμού αναφοράς-Επίδραση συντελεστή τεχνικού ελαχίστου υδροστροβίλων

Η διαπίστωση αυτή αποτυπώνεται πιο έντονα στο βαθμό αξιοποίησης της παραγόμενης ενέργειας, ο οποίος πέφτει διαδοχικά από το 74,4% στο 72,4% και καταλήγει στο 70,2%. Συνεπώς αποδεικνύεται ότι η αύξηση του συντελεστή τεχνικού ελαχίστου επιδρά αρνητικά στην ενεργειακή απόδοση του σταθμού. Το ίδιο συμπέρασμα προκύπτει και για την οικονομική απόδοση του σταθμού, καθώς τόσο

Κεφάλαιο 5^ο-Ανάλυση λειτουργίας ΥΒΣ – Μελέτη ευαισθησίας

ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης (15,04% - 14,55% - 13,92%) όσο και το κριτήριο αποδοτικότητας (12,59% - 12,29% -11,9%) ακολουθούν φθίνουσες πορείες (Σχ. 5.14.E,Z). Τέλος όπως είναι λογικό ο βαθμός εκμετάλλευσης (capacity factor) αντλιών και υδροστροβίλων παρουσιάζει αύξηση, επακόλουθο της εντατικότερης χρήσης του συστήματος αντλησιοταμίευσης.

5.4.2 Εγκατεστημένη ισχύς φωτοβολταϊκών

Ενεργειακά μεγέθη

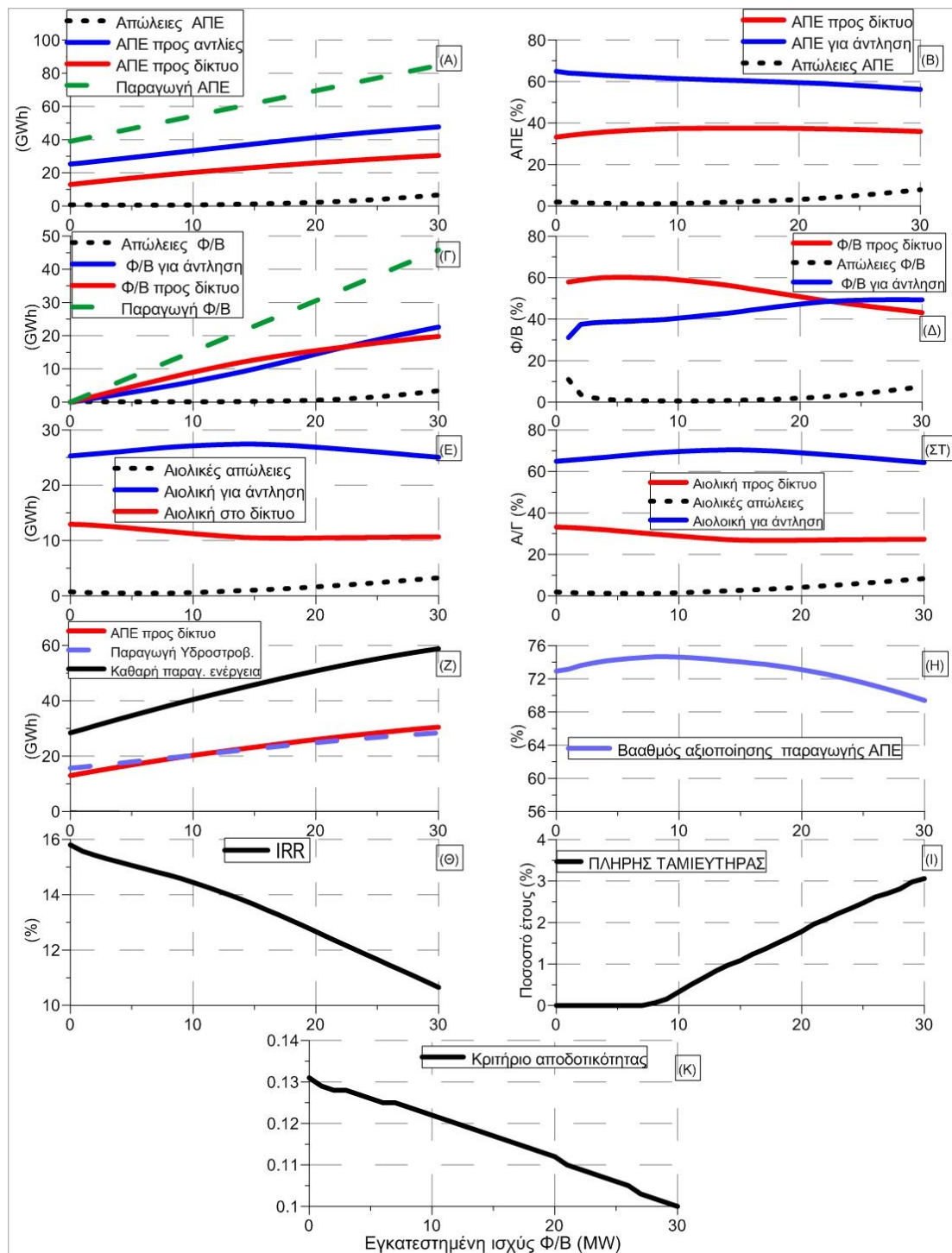
Όπως φαίνεται, η καθαρή παραγόμενη ενέργεια του σταθμού αυξάνεται διαρκώς συναρτήσει της ισχύος των Φ/Β (Σχ. 5.15.Z), ενώ η τελική τιμή της για όλες τις τιμές εγκατεστημένης ισχύος Φ/Β μέχρι τα 30MW, διαμορφώνεται από ισόποση προσφορά ενέργειας των υδροστροβίλων και των ΑΠΕ του σταθμού. Η εξέλιξη αυτή είναι συνέπεια του σεναρίου λειτουργίας του σταθμού που παρέχει την παραγωγή των ΑΠΕ και ιδιαίτερα των Φ/Β κατά προτεραιότητα στο δίκτυο, καταφεύγοντας στην άντληση μόνο για την εξασφάλιση της εγγυημένης ενέργειας (η οποία για τέτοιου μεγέθους σταθμού είναι χαμηλή) και όταν υπάρχει περίσσια ενέργειας μετά τη πρώτη διανομή.

Τόσο η παραγωγή των ΑΠΕ που χρησιμεύει για άντληση όσο και αυτή που παρέχεται απευθείας στο δίκτυο αυξάνονται διαρκώς (Σχ. 5.15.A), ενώ τα ποσοστά τους (Σχ. 5.15.B) ως προς τη συνολική παραγωγή δεν παρουσιάζουν μεγάλες διακυμάνσεις. Πιο συγκεκριμένα το ποσοστό της πρώτης εμφανίζει ελαφρώς μείωση ($\approx 3\%$), ενώ της άλλης παρουσιάζει μια μικρή αύξηση μέχρι τα 20 MW εγκατεστημένων Φ/Β , οπότε και αρχίζει να ελαττώνεται.

Όσον αφορά τις απώλειες μέχρι τα 8 MW εγκατεστημένων Φ/Β κινούνται σε πτωτικά επίπεδα κυμαινόμενες μεταξύ 2% και 1% της παραγωγής των ΑΠΕ. Από εκείνο το σημείο αρχίζουν σταδιακά να αυξάνονται φτάνοντας το 8% της παραγωγής όταν τα εγκατεστημένα Φ/Β είναι πλέον 30MW.

Η αύξηση των απωλειών οφείλεται στην αδυναμία του σταθμού να απορροφήσει το σύνολο της παραγωγής, καθώς η καταρχήν προώθηση της παραγωγής στο δίκτυο όπως προβλέπει το σενάριο λειτουργίας δεν επιτρέπεται να ξεπεράσει κάποια όρια, προκειμένου να μην εμποδιστεί η απορρόφηση της παραγωγής των εξωτερικών αιολικών και η λειτουργία των συμβατικών μονάδων. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα η περίσσια ενέργειας μετά την πρώτη διανομή της να κινείται σε υψηλά επίπεδα και να μη μπορεί να χρησιμοποιηθεί εξολοκλήρου για άντληση είτε λόγω αύξησης των περιστατικών πλήρωσης του ταμιευτήρα (Σχ. 5.15.I) είτε λόγω του ότι η ισχύς της ξεπερνά τη μέγιστη ισχύ λειτουργίας του αντλιοστασίου. Επίσης τα υψηλά ποσοστά απόρριψης της φωτοβολταϊκής παραγωγής (5.15 Δ) που παρατηρούνται για μικρές τιμές εγκατεστημένης ισχύος Φ/Β (< 2 MW), συνδέονται με την αδυναμία των αντλιών να απορροφήσουν τη φωτοβολταϊκή ενέργεια η οποία κυμαίνεται σε πολλές περιπτώσεις σε επίπεδα κατώτερα από το τεχνικό ελάχιστο των αντλιών.

Κεφάλαιο 5^ο-Ανάλυση λειτουργίας ΥΒΣ – Μελέτη ευαισθησίας



Σχήμα 5.15 Ετήσια μεγέθη σταθμού αναφοράς-Επίδραση εγκατεστημένης ισχύος φωτοβολταϊκών

Τόσο η απευθείας παροχή της παραγωγής των Φ/Β για στο δίκτυο όσο και η προώθησης της για άντληση αυξάνονται διαρκώς συναρτήσει της εγκατεστημένης τους ισχύος μέχρι τα 30MW. Όπως φαίνεται στο σχήμα 5.15.Δ ο τρόπος αξιοποίησης των Φ/Β μέχρι τα 10MW εγκατεστημένων Φ/Β δεν παρουσιάζει ιδιαίτερες διακυμάνσεις, με την προώθηση στο δίκτυο να κυμαίνεται στο 59% με 60% της

Κεφάλαιο 5^ο-Ανάλυση λειτουργίας ΥΒΣ – Μελέτη ευαισθησίας

παραγωγής τους, την χρήση για άντληση στο 39% με 40% και τις απώλειες οριακά πάνω από το 0%. Στη συνέχεια η κατάσταση αρχίζει να διαφοροποιείται με το ποσοστό της άντλησης και των απωλειών (με μικρότερους ρυθμούς) να αυξάνονται εις βάρος του ποσοστού της ενέργειας που παρέχεται απευθείας στο δίκτυο. Το γεγονός αυτό υποδεικνύει ότι σταδιακά αρχίζει να αυξάνεται το ποσοστό του χρόνου που το δίκτυο δε μπορεί να υποδεχτεί ανά πάσα στιγμή την παραγωγή του ΥΒΣ, προκειμένου να μη διαταραχθεί η λειτουργία του και να μην εμποδιστεί η απορρόφηση της παραγωγής των εξωτερικών Α/Π.

Οι μεταβολές που παρατηρούνται στην αξιοποίηση της αιολικής παραγωγής, όπως φαίνεται και από τα σχήματα 5.15.Ε,ΣΤ, είναι λιγότερο έντονες σε σχέση με αυτές των φωτοβολταϊκών. Κατά κύριο λόγο αυτό οφείλεται στο ότι υπάρχει παραγωγή και κατά τις βραδινές ώρες, η οποία χρησιμοποιείται σχεδόν αποκλειστικά για άντληση. Έτσι εξηγείται το αυξημένο ποσοστό αξιοποίησης της αιολικής παραγωγής κατά αυτό τον τρόπο, σε συνδυασμό βεβαίως με το γεγονός ότι λόγω ευνοϊκότερης τιμολόγησης η φωτοβολταϊκή παραγωγή χρησιμοποιείται κατά προτεραιότητα για απευθείας παροχή στο δίκτυο.

Ενεργειακοί – Οικονομικοί δείκτες

Ο βαθμός αξιοποίησης των ΑΠΕ λαμβάνει τη μέγιστη τιμή του ($\approx 75\%$) για εγκατεστημένη ισχύ Φ/Β ίση με 9 MW, όταν δηλαδή οι απορρίψεις ενέργειας ελαχιστοποιούνται, ενώ από εκεί και πέρα ακολουθεί φθίνουσα πορεία. Το IRR (Σχ. 5.15.Θ,Κ) και το κριτήριο αποδοτικότητας (λόγος ετήσιων εσόδων προς το συνολικό κόστος) της επένδυσης μειώνονται όσο αυξάνει η εγκατεστημένη ισχύς των Φ/Β. Το γεγονός αυτό αποδεικνύει ότι ο συνδυασμός αυτού του κόστους αγοράς Φ/Β και αυτών των συνιστωσών του σταθμού (ισχύς υδροστροβίλων-αντλιοστασίου, μέγεθος ταμιευτήρα, ισχύς αιολικού πάρκου) δεν είναι ευνοϊκός για εγκατάσταση φωτοβολταϊκών.

5.4.3 Εγκατεστημένη ισχύς αιολικού πάρκου

Ενεργειακά μεγέθη

Όπως αναμενόταν λόγω του μεγαλύτερου βαθμού απόδοσης των ανεμογεννητριών προκύπτει ότι η αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος τους, προκαλεί μεγαλύτερη παραγωγή από την αντίστοιχη αύξηση της ισχύος των φωτοβολταϊκών που μελετήθηκε στο προηγούμενο κεφάλαιο, γεγονός που κατά συνέπεια επιδρά αυξητικά και στο ποσό της ενέργειας που πάει για άντληση, προωθείται στο δίκτυο και απορρίπτεται (Σχ. 5.16.A).

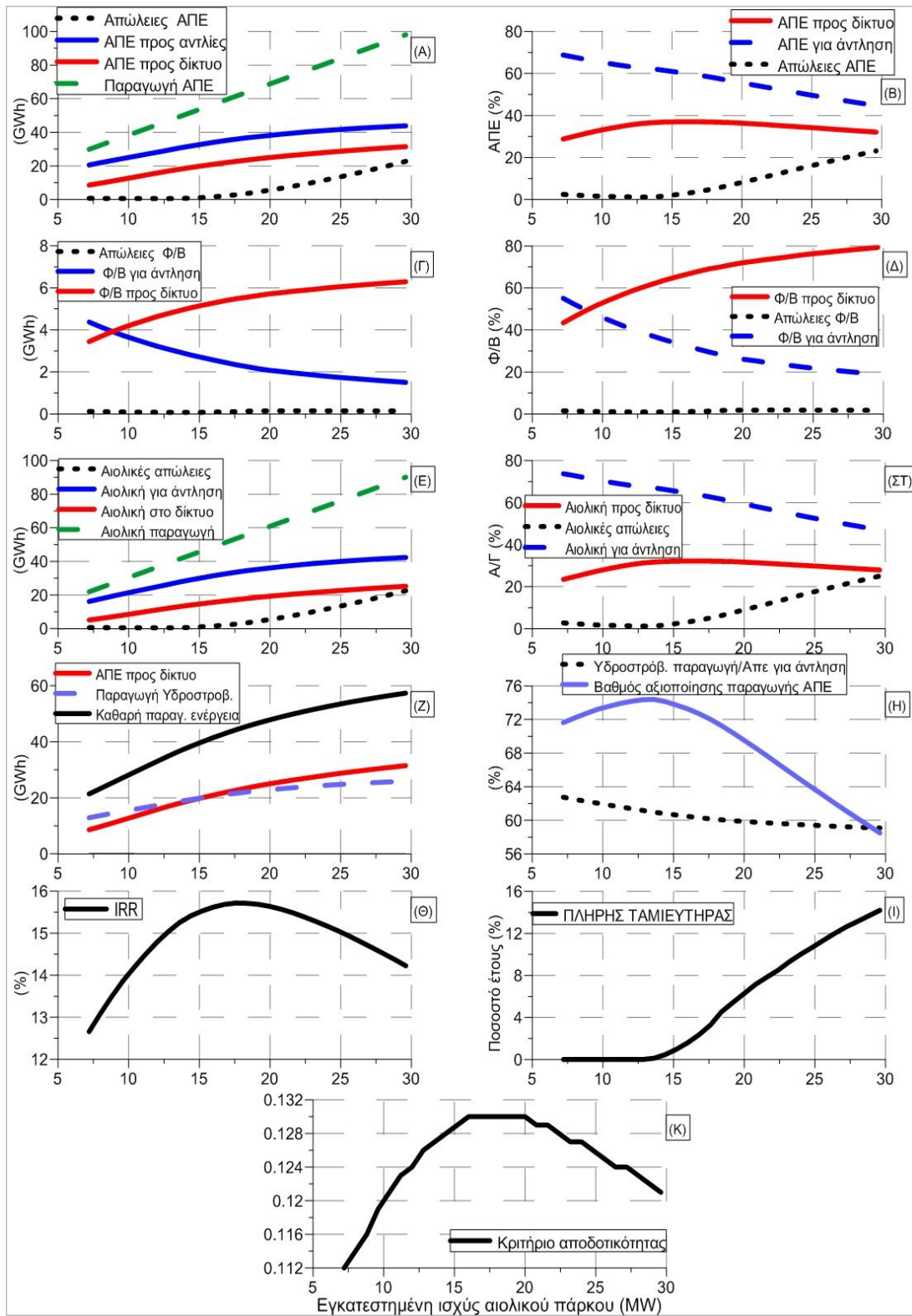
Ειδικότερα όπως φαίνεται στο σχήμα 5.16.B το ποσοστό της παραγωγής που χρησιμοποιείται για άντληση παρουσιάζει μεγάλη μείωση ($\approx 29\%$), ενώ από την άλλη το ποσοστό της ενέργειας που προωθείται στο δίκτυο δεν παρουσιάζει τόσο έντονες μεταβολές. Συγκεκριμένα αυξάνεται μέχρι τα 16 MW εγκατεστημένων Α/Γ, όπου λαμβάνει τη μέγιστη τιμή του ($\approx 37\%$) και στη συνέχεια αρχίζει να μειώνεται ελαφρώς φτάνοντας τελικώς στο 32%. Όσον αφορά τις απώλειες, αυτές κυμαίνονται σε χαμηλά επίπεδα μέχρι τα 14,4 MW εγκατεστημένων Α/Γ, οπότε και αρχίζουν να αυξάνονται με πολύ μεγάλους ρυθμούς, προφανώς επηρεασμένες από τη μεγάλη αύξηση του ποσοστού του έτους που ο άνω ταμιευτήρας είναι γεμάτος (Σχ. 5.16.I), καταλήγοντας να ξεπερνούν το 20% της συνολικής παραγωγής, όταν οι Α/Γ είναι πλέον 37.

Μελετώντας ξεχωριστά τη λειτουργία του φωτοβολταϊκού και του αιολικού πάρκου (Σχήματα 5.16.Γ,Δ και 5.16.Ε,ΣΤ) αποτυπώνεται για ακόμη μια φορά τόσο η επίδραση του σεναρίου λειτουργίας του σταθμού όσο και η προτεραιότητα με την οποία αξιοποιούνται η αιολική και φωτοβολταϊκή παραγωγή αντίστοιχα.

Συνεπώς αυξανόμενη της εγκατεστημένης ισχύος των Α/Γ και άρα της παραγωγής τους, αυξάνεται η τιμή της αιολικής παραγωγής που χρησιμεύει για άντληση και εξασφαλίζεται σε όλο και μεγαλύτερο βαθμό από το αιολικό πάρκο η εγγυημένη ισχύς της επόμενης μέρας. Επακόλουθο της κατάστασης αυτής είναι όλο και μεγαλύτερο τμήμα της φωτοβολταϊκής παραγωγής να μπορεί να προωθείται απευθείας στο δίκτυο, γεγονός που δικαιολογεί και το ότι για 37 Α/Γ (29,6 MW) σχεδόν το 80% της φωτοβολταϊκής παραγωγής αξιοποιείται κατά αυτό τον τρόπο, με το ποσοστό της παραγωγής που πάει για άντληση να πέφτει κάτω από το 19% και τις απώλειες να μην ξεπερνούν το 1,8%.

Όσον αφορά το αιολικό πάρκο, το γεγονός ότι η παραγωγή του αρχικά είναι τετραπλάσια και καταλήγει να είναι εικοσαπλάσια της φωτοβολταϊκής, καθιστά τη λειτουργία του καθοριστική για τη συνολική λειτουργία του σταθμού, όπως πιστοποιείται και από τη σύγκριση των σχημάτων 5.16.B και 5.16.ΣΤ. Οι παρατηρήσεις συνεπώς που αφορούν τον τρόπο αξιοποίησης της αιολικής παραγωγής και τις αιτίες που τον διαμορφώνουν ταυτίζονται με αυτές που περιγράφηκαν στη αρχή της ενότητας σε σχέση με τις ΑΠΕ συνολικά.

Κεφάλαιο 5^ο-Ανάλυση λειτουργίας ΥΒΣ – Μελέτη ευαισθησίας



Σχήμα 5.16 Ετήσια μεγέθη σταθμού αναφοράς-Επίδραση εγκατεστημένης ισχύος αιολικού πάρκου

Κεφάλαιο 5^ο-Ανάλυση λειτουργίας ΥΒΣ – Μελέτη ευαισθησίας

Επιπλέον από το σχήμα 5.16.Z προκύπτει ότι η καθαρή παραγόμενη ενέργεια αυξάνεται με πολύ γρήγορους ρυθμούς μέχρι περίπου τα 15,2 MW εγκατεστημένων Α/Γ, ενώ στη συνέχεια ο ρυθμός πέφτει, λόγω των αυξημένων απορρίψεων ενέργειας. Τέλος η σύνθεση της προσφερόμενης ενέργειας περιλαμβάνει ανατροπές κατά την αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος με κόμβο και σε αυτήν την περίπτωση τα 15,2MW εγκατεστημένων Α/Γ. Έτσι ενώ αρχικά η προσφορά ενέργειας γινόταν κυρίως από τους υδροστροβίλους η κατάσταση αντιστρέφεται με την απευθείας παροχή ενέργειας στο δίκτυο να αποτελεί το μείζονα κομμάτι της προσφοράς ενέργειας του σταθμού, λόγω της όλο και μεγαλύτερης αδυναμίας της άνω δεξαμενής να αποταμιεύσει την αυξημένη παραγωγή του αιολικού πάρκου.

Ενεργειακοί – Οικονομικοί δείκτες

Από το σχήμα 5.16.H φαίνεται πως η τιμή του βαθμού αξιοποίησης της παραγόμενης ΑΠΕ μεγιστοποιείται για 17 Α/Γ (13,6MW) λαμβάνοντας την τιμή 74,4%. Το γεγονός αυτό προκαλείται από τη συγκράτηση τόσο των απωλειών όσο και της ενέργειας που αγοράζεται από το δίκτυο σε επίπεδα λίγο πάνω από το μηδέν. Η απόδοση του σταθμού από το σημείο εκείνο και μετά παρουσιάζει ραγδαία επιδείνωση λόγω των μεγάλων απωλειών που προκαλούνται από την αύξηση των περιστατικών πλήρωσης του ταμιευτήρα με την τιμή του βαθμού αξιοποίησης να πέφτει κάτω από το 60% για εγκατεστημένη ισχύ Α/Γ μεγαλύτερη των 28 MW. Παράλληλα η αύξηση της ενέργειας που αξιοποιείται για άντληση μειώνει ελαφρώς και την απόδοση του κύκλου παραγωγής άντλησης, όπως αποτυπώνεται στο σχήμα 5.16 Η. με τη μείωση του λόγου της υδροστροβλικής παραγωγής προς την ενέργεια που προωθείται στις αντλίες (62,8 % - 59,1%).

Τέλος όσον αφορά τους οικονομικούς δείκτες (Σχ. 5.16.Θ,Κ), προκύπτει ότι η τιμή τους μεγιστοποιείται για τον ίδιο αριθμό Α/Γ (#22 Α/Γ-17,6 MW) με τον εσωτερικό βαθμό απόδοσης (IRR) να ισούται με 15,72% και το λόγο ετήσιων εσόδων προς το κόστος επένδυσης με 13%. Από εκεί και πέρα η αύξηση του κόστους της επένδυσης σε συνδυασμό με τη μείωση του ποσοστού της αξιοποιήσιμης ενέργειας και άρα την ελάττωση του ρυθμού αύξηση των εσόδων επιδρούν αρνητικά στα αναμενόμενα οικονομικά οφέλη της επένδυσης.

5.4.4 Μέγεθος άνω ταμιευτήρα

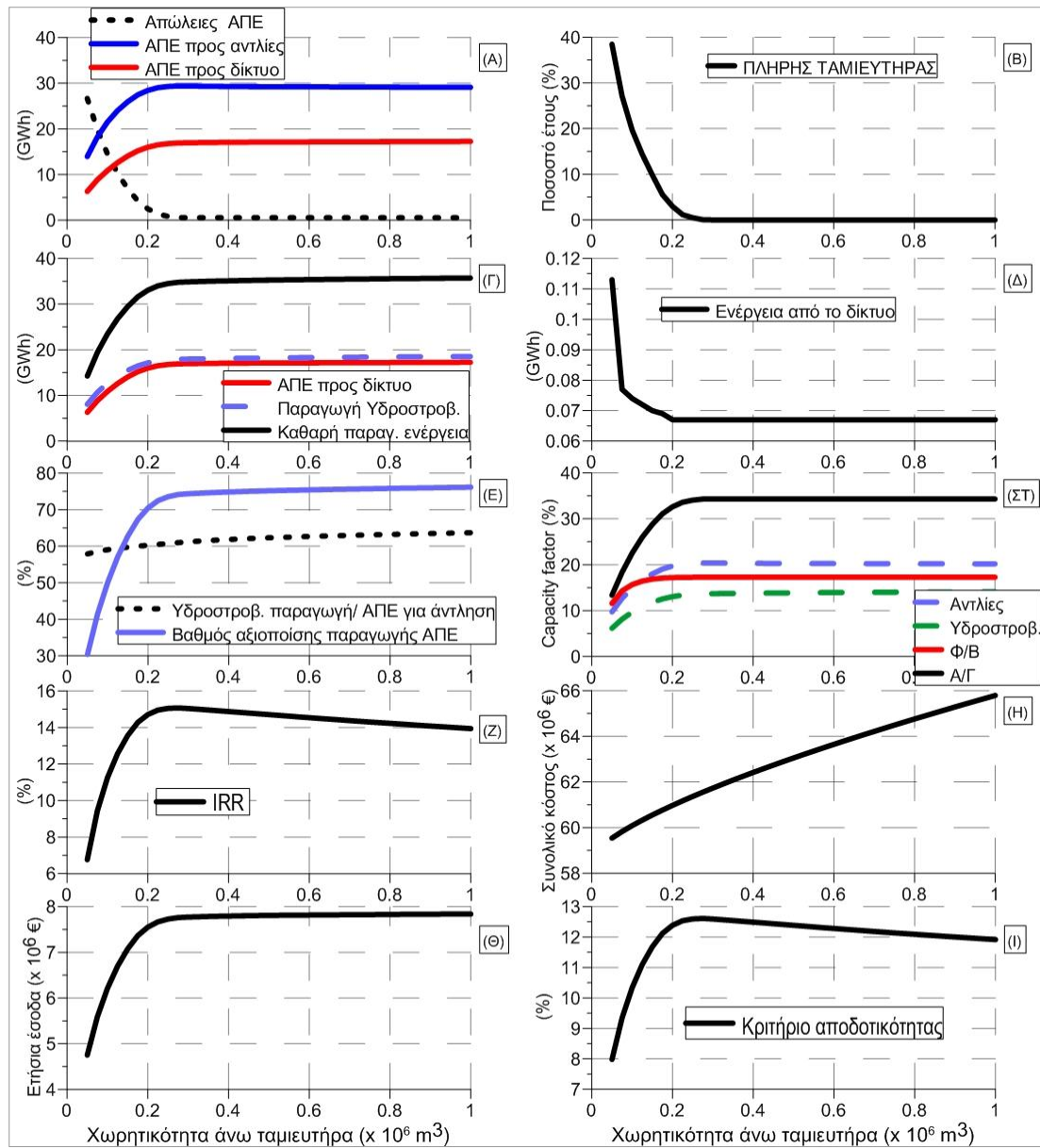
Από τα διαγράμματα 5.17.A-Δ φαίνεται πως η λειτουργία του σταθμού μεταβάλλεται έντονα μέχρι η χωρητικότητα του άνω ταμιευτήρα να γίνει 225.000 m³. Η κατάσταση σταθεροποιείται για μεγαλύτερες τιμές με το σύνολο των ενεργειακών μεγεθών – δεικτών είτε να παραμένουν αμετάβλητα είτε να παρουσιάζουν αμελητέες διαφοροποιήσεις, γεγονός που καθιστά την τιμή ως την ελάχιστη βέλτιστη δυνατή για σταθμό τέτοιων χαρακτηριστικών.

Πιο συγκεκριμένα ως εκείνο το σημείο (225.000 m³) αυξάνεται το ποσό της αξιοποιήσιμης ενέργειας (για άντληση και παροχή στο δίκτυο) εις βάρος της απορριπτόμενης (Σχ. 5.17.A), καθώς μειώνεται το ποσοστό του έτους που ο ταμιευτήρας είναι γεμάτος (Σχ. 5.17.B). Όπως είναι λογικό αυτό έχει ως αποτέλεσμα να μεγαλώνει η υδροστροβιλική παραγωγή (Σχ. 5.17.Γ) και να ελαττώνεται το ποσό ενέργειας που αγοράζεται ετησίως από το δίκτυο (Σχ. 5.17.Δ), προκαλώντας έτσι αύξηση της καθαρής παραγόμενης ενέργειας του σταθμού. Οι μεταβολές αυτές αποτυπώνονται ακόμα καλύτερα στην καμπύλη του βαθμού αξιοποίησης παραγόμενης ΑΠΕ (Σχ. 5.17.E), όπου παρατηρείται αύξηση της τιμής του μεγαλύτερη του 40% (30,4% - 72,5%). Αυξητικές μέχρι εκείνο το σημείο, είναι και οι τάσεις που παρατηρούνται στους συντελεστές εκμετάλλευσης (Capacity factors) βασικών συνιστωσών του σταθμού (Φ/Β, Α/Γ, αντλίες, υδροστρόβιλοι), αφού η άνοδος της αξιοποιήσιμης ΑΠΕ αυξάνει την ισχύ λειτουργίας αντλιών και υδροστροβίλων, η οποία κυμαίνεται πιο κοντά στην ονομαστική τους ισχύ. Από εκεί και πέρα οι τιμές τους σταθεροποιούνται υποδεικνύοντας πως η περαιτέρω αύξηση της χωρητικότητας του ταμιευτήρα παύει να επιδρά στη λειτουργία των υπόλοιπων συνιστωσών του σταθμού.

Τέλος όσον αφορά την οικονομική απόδοση της επένδυσης, τόσο ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης (Σχ. 5.17.Z) όσο και το κριτήριο αποδοτικότητας (Σχ. 5.17.I) αυξάνονται μέχρι η χωρητικότητα του ταμιευτήρα να γίνει ίση με 275.000 m³, καθώς μέχρι αυτή την τιμή τα ετήσια έσοδα (Σχ. 5.17.Θ) αυξάνονται με μεγαλύτερο ρυθμό από το συνολικό κόστος της επένδυσης (Σχ. 5.17.H). Από εκεί και πέρα οι τιμές τους αρχίζουν να μειώνονται, αφού η επιπλέον χωρητικότητα του ταμιευτήρα δε μπορεί να αξιοποιηθεί, με αποτέλεσμα τα ετήσια έσοδα να παραμένουν σταθερά σε αντίθεση με το κόστος της επένδυσης που αυξάνεται διαρκώς. Πιο συγκεκριμένα για τον εσωτερικό βαθμό απόδοσης παρατηρείται αύξηση σχεδόν 9% μέχρι η χωρητικότητα της δεξαμενής να γίνει 275.000 m³, οπότε και λαμβάνει την τιμή 15,07%, ενώ από εκεί και πέρα πέφτει στο 14% για όγκο δεξαμενής 1.000.000 m³. Το κριτήριο αποδοτικότητας αντίστοιχα ακολουθώντας τη ίδια διαδρομή ξεκινάει από 8% γίνεται 12,6% και καταλήγει στο 12%.

Συμπερασματικά φαίνεται πως η χωρητικότητα του άνω ταμιευτήρα επιδρά, για τον συγκεκριμένο σταθμό, με όμοιο τρόπο στην ενεργειακή και οικονομική απόδοση του, καθώς οι αντίστοιχοι δείκτες λαμβάνουν πολύ καλές αποδόσεις για ταμιευτήρα περίπου ίδιας χωρητικότητας.

Κεφάλαιο 5^ο-Ανάλυση λειτουργίας ΥΒΣ – Μελέτη ευαισθησίας



Σχήμα 5.17 Ετήσια μεγέθη σταθμού αναφοράς-Επίδραση χωρητικότητας άνω ταμιευτήρα

5.4.5 Εγκατεστημένη ισχύς υδροστροβίλων

Ενεργειακά μεγέθη

Η μεταβολή του μεγέθους του σταθμού επηρεάζει το όριο εγγυημένης ισχύος και κατά συνέπεια την ενέργεια που είναι υποχρεωμένος ο διαχειριστής του σταθμού να παρέχει κάθε φορά που η ζήτηση ξεπερνά το όριο αυτό. Υπενθυμίζεται ο τύπος υπολογισμού του ορίου παροχής εγγυημένης ισχύος.

$$P_{limit} = P_{top} - P_{H,TOT}$$

Όπου:

P_{top} :Μέγιστο ωριαίο φορτίο του νησιού όλου του έτους

$P_{H,TOT}$:Εγκατεστημένη ισχύς υδροστροβίλων

Η αύξηση επομένως της εγκατεστημένης ισχύος προκαλεί μείωση του ορίου αυτού και παράλληλα αύξηση του ποσοστού του έτους που η ζήτηση το υπερβαίνει (Σχ. 5.21.Ζ).Ο συνδυασμός των δύο αυτών καταστάσεων οδηγεί στην αύξηση της παρεχόμενης εγγυημένης ενέργειας, η κάλυψη της οποίας λόγω της ανεπαρκούς παραγωγής των ΑΠΕ (από τα 18MW και πάνω), εξωθεί το διαχειριστή του σταθμού στην αγορά όλο και μεγαλύτερων ποσοτήτων ενέργειας από το δίκτυο και στην αύξηση της υδροστροβλικής παραγωγής (Σχ. 5.21.Θ).

Όσον αφορά την παραγωγή των ΑΠΕ, αυτή αξιοποιείται κυρίως για άντληση και δευτερευόντως για απ' ευθείας παροχή στο δίκτυο, προφανώς για τη διασφάλιση της ολοένα και μεγαλύτερης εγγυημένης ενέργειας. Η διαφορά μεταξύ τους αρχικά μεγαλώνει μέχρι τα 27 MW, ενώ από εκεί και πέρα παρατηρείται μείωση της, αφού η ενέργεια που αγοράζεται από το δίκτυο αρχίζει να λαμβάνει πολύ υψηλές τιμές, υποκαθιστώντας έτσι την παραγωγή των ΑΠΕ που θα πήγαινε για άντληση.

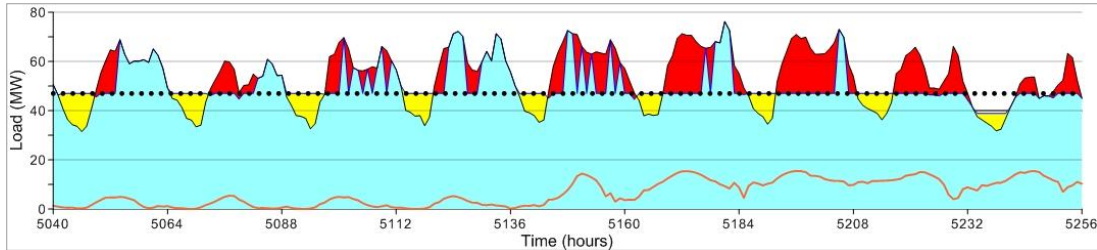
Σχετικά με τις απορρίψεις ενέργειας (κυρίως των Α/Γ, Σχ. 5.21.Δ) για μέγεθος σταθμού μέχρι 9MW, παραμένουν σε υψηλά επίπεδα, γεγονός που οφείλεται στο μεγάλο ποσοστό του έτους που ο άνω ταμιευτήρας είναι γεμάτος (Σχ. 5.21.Γ). Η εξέλιξη αυτή προκαλείται με τη σειρά της από το ότι η εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ και αντλιών είναι αναλογικά πολύ μεγαλύτερη από αυτή των υδροστροβίλων, με αποτέλεσμα το νερό που παρέχεται στον άνω ταμιευτήρα κατά τη διαδικασία της άντλησης να είναι πολύ περισσότερο από αυτό που καταναλώνεται κατά την παραγωγή ενέργειας.

Για μεγαλύτερες τιμές ισχύος των υδροστροβίλων οι απαιτήσεις για μεγαλύτερη προσφορά από πλευράς ΥΒΣ -λόγω αλλαγής του ορίου παροχής εγγυημένης ισχύος- οδηγούν σε μείωση των απορρίψεων ενέργειας, οι οποίες σταθεροποιούνται σε επίπεδα λίγο πάνω από το μηδέν μέχρι τα 27 MW.

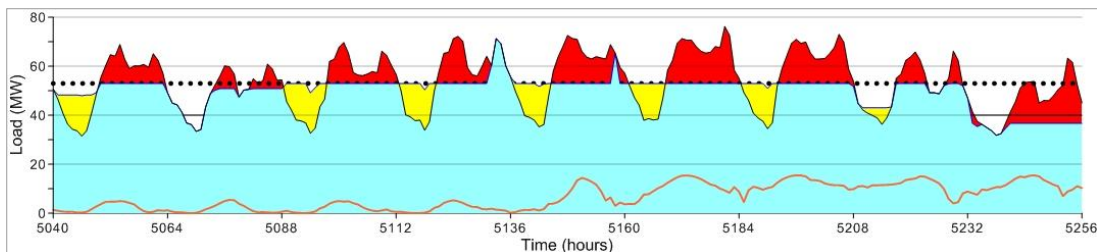
Από το σημείο εκείνο και μετά ο ΥΒΣ παρουσιάζει αδυναμία κάλυψης της εγγυημένης ισχύος καθώς παρατηρούνται περιστατικά εκκένωσης του ταμιευτήρα, τα οποία ανέρχονται στο 2% του έτους για σταθμό ισχύος 33 MW. Μάλιστα τόσο για σταθμό 33MW όσο και για σταθμό 27MW, προκύπτουν μέρες (Σχ.5.19,5.20) που η

Κεφάλαιο 5^ο-Ανάλυση λειτουργίας ΥΒΣ – Μελέτη ευαισθησίας

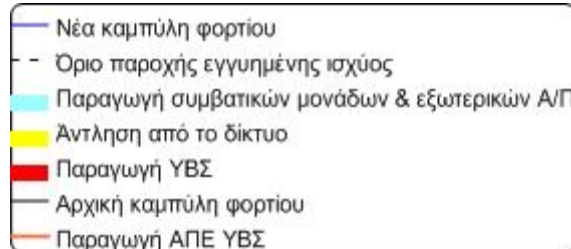
περιοχή πάνω από τη γραμμή εγγυημένης ισχύος καλύπτεται από τις συμβατικές μονάδες, παρά το γεγονός ότι αυτό αποτελεί υποχρέωση του ΥΒΣ. Η εξέλιξη αυτή αποδεικνύει πως η μέγιστη ισχύς υδροστροβίλων που μπορεί υποδεχτεί ένας σταθμός με τα παραπάνω χαρακτηριστικά ανέρχεται στα 24 MW.



Σχήμα 5.18 Καμπύλη φορτίου σταθμού 33 MW ενδεικτική της αδυναμίας του ΥΒΣ για παροχή εγγυημένης ισχύος



Σχήμα 5.19 Καμπύλη φορτίου σταθμού 33 MW ενδεικτική της αδυναμίας του ΥΒΣ για παροχή εγγυημένης ισχύος



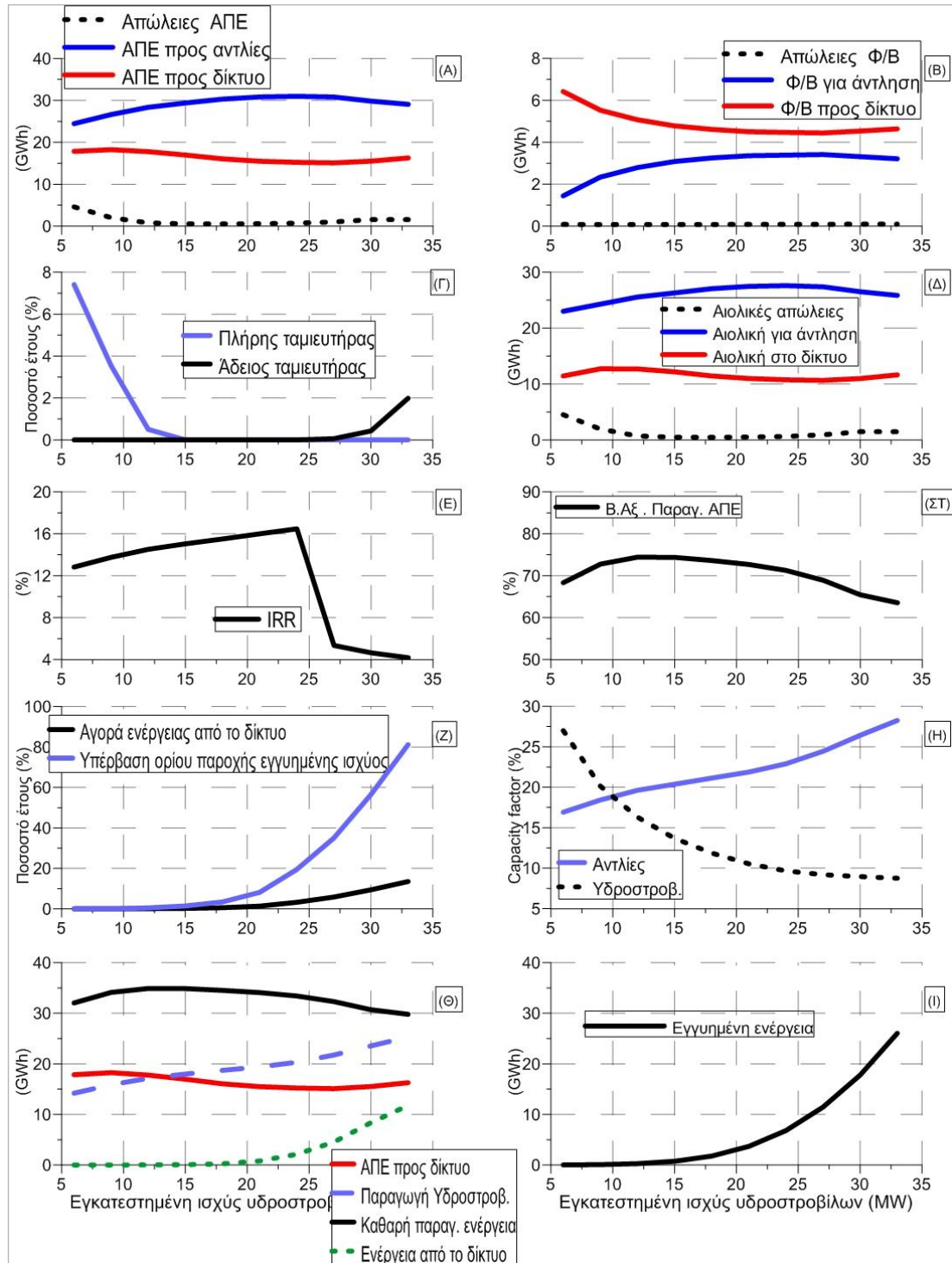
Σχήμα 5.20 Επεξήγηση διαγραμμάτων

Ενεργειακοί – Οικονομικοί δείκτες

Η ενεργειακή απόδοση του σταθμού βελτιώνεται μέχρι τα 12MW, όπου ο βαθμός αξιοποίησης της παραγόμενης ΑΠΕ (Σχ. 5.21.ΣΤ) λαμβάνει τη μέγιστη τιμή του (74,4%). Η τιμή του παραμένει ίδια και για 15 MW, ενώ από εκεί και πέρα αρχίζει και μειώνεται αφού η ενέργεια που αγοράζεται από το δίκτυο αρχίζει να λαμβάνει πολύ μεγάλες τιμές, ελαττώνοντας έτσι την καθαρή παραγόμενη ενέργεια του σταθμού (Σχ. 5.21.Θ). Μάλιστα για ισχύ υδροστροβίλων 27MW η ενέργεια που αγοράζεται από το δίκτυο ξεπερνάει τις 4,5GWh αντιστοιχώντας στο 12% της συνολικής προσφοράς του σταθμού, ενώ η κατάσταση είναι ακόμα χειρότερη για σταθμό 33MW όπου η προμήθεια ενέργειας από το δίκτυο ανέρχεται στις 11,76 GWh ποσό που αντιστοιχεί στο 26,8% της συνολικής προσφοράς του σταθμού. Όσον αφορά τη βιωσιμότητα της επένδυσης, ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης κυμαίνεται μεταξύ 12,7% και 16,5%, παρουσιάζοντας διαρκή αύξηση. Το γεγονός αυτό οφείλεται στη δυνατότητα του διαχειριστή να αγοράζει ενέργεια από το δίκτυο σε

Κεφάλαιο 5^ο-Ανάλυση λειτουργίας ΥΒΣ – Μελέτη ευαισθησίας

τιμή χαμηλότερη απ' ότι την πουλάει, αποτέλεσμα της μεγάλης αποζημίωσης που λαμβάνει για παροχή εγγυημένης ενέργειας (165.000 €/MW ισχύος υδροστροβίλων). Βεβαίως από τα 27 MW και πάνω η αδυναμία του υβριδικού παραγωγού να εγγυηθεί την κάλυψη της ζήτησης πάνω από τη γραμμή εγγυημένης ισχύος, έχει ως αποτέλεσμα να στερείται της αποζημίωσης με αποτέλεσμα η τιμή του IRR να κυμαίνεται μεταξύ 5,3% και 4,2% .



Σχήμα 5.21 Ετήσια μεγέθη σταθμού αναφοράς-Επίδραση εγκατεστημένης ισχύος υδροστροβίλων

5.4.6 Εγκατεστημένη ισχύς αντλιοστασίου

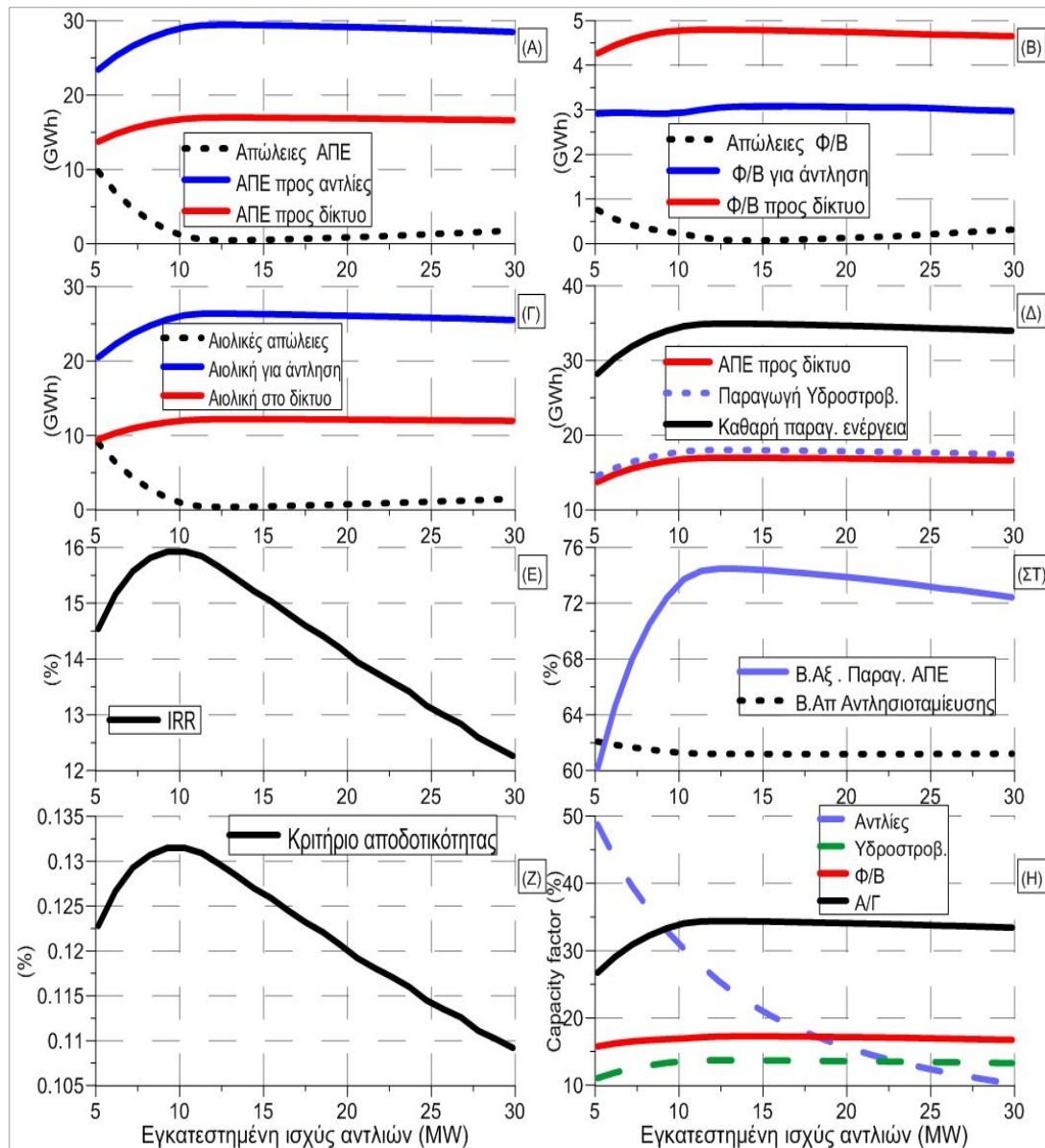
Η λειτουργία του σταθμού μεταβάλλεται όπως φαίνεται από τα σχήματα 5.19.A-Δ μέχρι η ισχύς του αντλιοστασίου να γίνει 13,4MW, ενώ από εκεί και πέρα οι τιμές των ενεργειακών του μεγεθών σχεδόν σταθεροποιούνται. Η εξέλιξη αυτή οφείλεται κατά κύριο λόγο στο σενάριο λειτουργίας του σταθμού σύμφωνα με το οποίο η παραγωγή των ΑΠΕ παρέχεται κατά προτεραιότητα στο δίκτυο. Με τον τρόπο αυτό η λειτουργία των αντλιών περιορίζεται **i**) στις περιπτώσεις που λόγω περιορισμών *-set point εξωτερικών Α/Π, υποφόρτιση μονάδων κάτω από το τεχνικό τους ελάχιστο-* το δίκτυο δε μπορεί να απορροφήσει την παραγωγή των ΑΠΕ και **ii**) στη διατήρηση της στάθμης του ταμιευτήρα πάνω από ένα ορισμένο επίπεδο για την παροχή εγγυημένης ενέργειας, γεγονός που δε συμβαίνει πάρα πολύ συχνά όπως είδαμε νωρίτερα. Βεβαίως η ενέργεια που χρησιμοποιείται για άντληση εξακολουθεί να αποτελεί το μεγαλύτερο τμήμα της παραγωγής, ωστόσο με την ενέργεια που παρέχεται απ' ευθείας στο δίκτυο να κυμαίνεται σε συγκρίσιμα υψηλά επίπεδα ($16 \text{ MW} \div 17 \text{ MW}$) αντίστοιχα με αυτά της υδροστροβιλικής παραγωγής ($17 \text{ MW} \div 18 \text{ MW}$).

Μαζί με την εγκατεστημένη ισχύ των αντλιών όπως είναι λογικό αυξάνεται και το τεχνικό ελάχιστο λειτουργίας τους. Αποτέλεσμα αυτής τη κατάστασης είναι από τα 13,4 MW και μετά να παρατηρείται αδυναμία του αντλιοστασίου στην απορρόφηση της παραγωγής των ΑΠΕ, όταν αυτή λόγω περιορισμών δεν μπορεί να προωθηθεί στο δίκτυο, προκαλώντας εν τέλει μικρή αύξηση των απορρίψεων ενέργειας. Συνεπώς μειώνεται ελαφρώς η καθαρή παραγόμενη ενέργεια του ΥΒΣ (Σχ. 5.22.Δ) και άρα ο βαθμός αξιοποίησης της παραγωγής των ΑΠΕ (Σχ. 5.22.ΣΤ).

Όσον αφορά τη λειτουργία του σταθμού για ισχύ αντλιοστασίου μικρότερη των 13,4 MW οι απορρίψεις ενέργειας (ιδιαίτερα μέχρι τα 10,3 MW) κινούνται σε αρκετά υψηλά επίπεδα. Αυτό προφανώς συμβαίνει, διότι η εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ είναι αναντίστοιχα μεγάλη σε σχέση με αυτή των αντλιών. Έτσι όταν υπάρχει υψηλή περίσσια ενέργειας μετά την πρώτη διανομή, προκύπτει αδυναμία απορρόφησης της ακόμα και αν οι αντλίες λειτουργούν στην ονομαστική τους ισχύ. Το γεγονός αυτό κρατάει σε χαμηλότερα επίπεδα την ενέργεια που πάει ετησίως για άντληση αλλά και αυτήν που παρέχεται στο δίκτυο, αφού η διάρκεια της άντλησης (λόγω χαμηλής ονομαστικής ισχύος) για την εξασφάλιση της εγγυημένης ενέργειας μεγαλώνει με αποτέλεσμα να παρατείνεται το διάστημα που απαγορεύεται ο διαχειριστής να προσφέρει ενέργεια στο δίκτυο

Τέλος η οικονομική απόδοση της επένδυσης βελτιώνεται μέχρι τα 10,3MW με το IRR να ανέρχεται στο 15,9%, ενώ από το σημείο εκείνο και μετά παρατηρείται σταδιακή μείωση των τιμών του.

Κεφάλαιο 5^ο-Ανάλυση λειτουργίας ΥΒΣ – Μελέτη ευαισθησίας

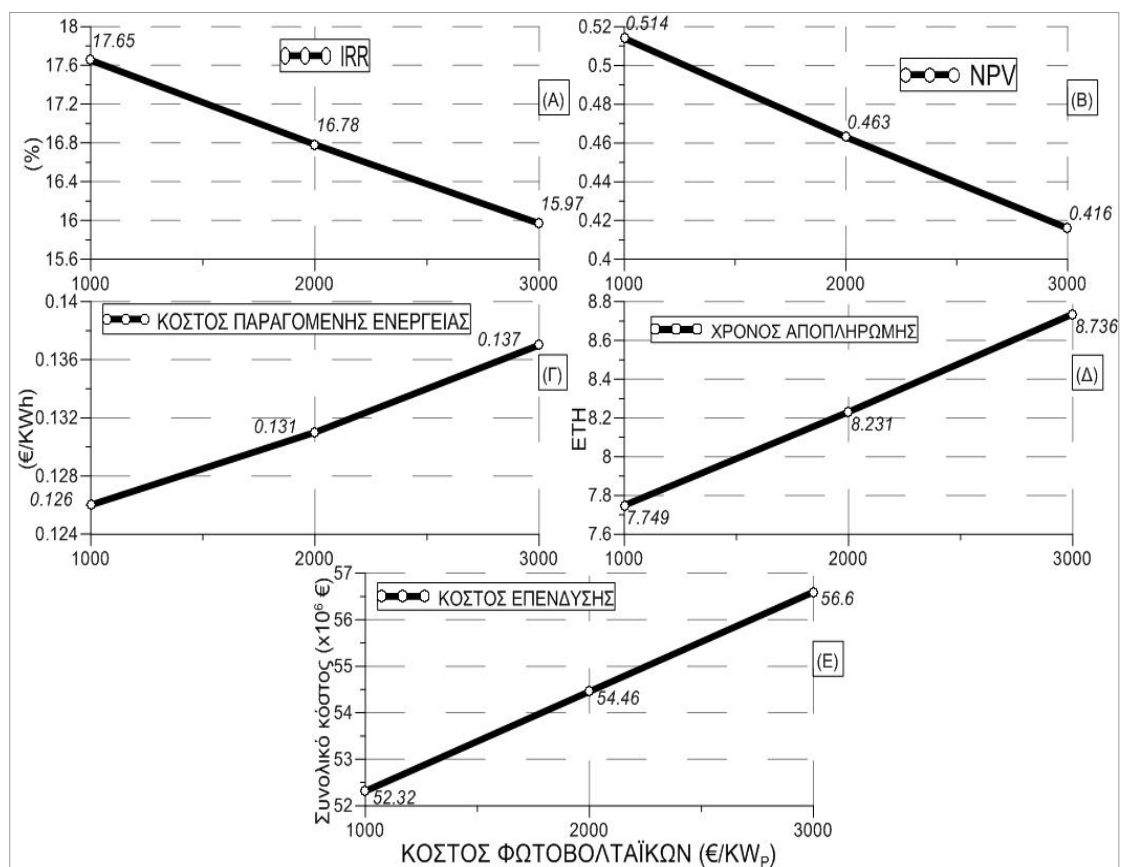


Σχήμα 5.22 Ετήσια μεγέθη σταθμού αναφοράς-Επίδραση εγκατεστημένης ισχύος αντλιοστασίου

5.4.7 Κόστος αγοράς φωτοβολταϊκών

Όπως απεδείχθη σε προηγούμενη ενότητα το τρέχων κόστος αγοράς φωτοβολταϊκών ($0,3948\text{€}/\text{kWh} \div 0,35355 \text{€}/\text{kWh}$), δεν επιτρέπει τη διευρυμένη χρήση τους σε ΥΒΣ, αφού η οικονομική απόδοση της επένδυσης μειώνεται. Ωστόσο τα αποτελέσματα της έρευνας για χρήση νέων υλικών και η παγκόσμια αύξηση της δυναμικότητας των εργοστασίων παραγωγής φωτοβολταϊκού εξοπλισμού ήδη προκαλούν μείωση της τιμής τους η οποία αναμένεται να πέσει σε ακόμα χαμηλότερα επίπεδα το επόμενο διάστημα (ιδιαίτερα αν υλοποιηθούν οι σκέψεις για ανάπτυξη εγχώριων μονάδων κατασκευής). Για το λόγο αυτό μελετήθηκε η επίδρασή της στους βασικότερους οικονομικούς δείκτες της επένδυσης. Υπενθυμίζεται πως τα αποτελέσματα αναφέρονται σε σταθμό που περιλαμβάνει φωτοβολταϊκό σταθμό ισχύος 5,2 MW και Α/Π 12,8 MW.

Όπως ήταν αναμενόμενο η μείωση της βελτιώνει αισθητά την οικονομικότητα της επένδυσης όπως φαίνεται στα σχήματα 5.23.A-E. Συγκεκριμένα η τιμή του IRR αυξάνεται κατά 5% κάθε φορά που το κόστος των Φ/Β μειώνεται 1000 €/KW_p, με τη διάρκεια αποπληρωμής του έργου να μειώνεται σχεδόν κατά ένα χρόνο μεταξύ 3000 €/KW_p και 1000 €/KW_p. Επίσης αξιοσημείωτη είναι η μείωση (πάνω από 8%) που παρατηρείται στο κόστος της παραγόμενης ενέργειας, εξέλιξη που συνδέεται με τη μείωση του κόστους της επένδυσης κατά 4,3 εκατ. €..



Σχήμα 5.23 Ετήσια μεγέθη σταθμού αναφοράς-Επίδραση κόστους φωτοβολταϊκών

5.4.8 Κόστος αγοράς – Εγκατεστημένη ισχύς φωτοβολταϊκών

Επιπλέον μελετήθηκε η επίδραση της εγκατεστημένης ισχύος φωτοβολταϊκών στους ίδιους οικονομικούς δείκτες για τρία διαφορετικά κόστη αγοράς (1000 €/kW_P - 2000 €/kW_P - 3000 €/kW_P). Όπως αποδείχτηκε νωρίτερα τα αποτελέσματα για τιμή 3000 €/kW_P χειροτερεύουν όσο αυξάνει η εγκατεστημένη ισχύς των Φ/Β, για το λόγο αυτό θα δοθεί έμφαση στα αποτελέσματα που προέκυψαν για τις δυο άλλες τιμές.

Για κόστος 2000 €/kW_P φαίνεται πως η οικονομική απόδοση⁴ της επένδυσης βελτιώνεται μέχρι τα 13,2 MW με την κατάσταση από εκεί και πέρα να επανέρχεται στα προηγούμενα επίπεδα.

Από την άλλη για κόστος 1000 €/kW_P το διάστημα βελτίωσης της απόδοσης του έργου παρατείνεται μέχρι τα 22,8 MW, με το σύνολο των δεικτών να παρουσιάζει βελτιωμένα αποτελέσματα.

Τέλος το κόστος παραγόμενης ενέργειας μειώνεται μόνο στην περίπτωση που το κόστος αγοράς Φ/Β είναι 1000 €/kW_P, ενώ λαμβάνει τη βέλτιστη τιμή του για 18MW, παρουσιάζοντας μικρή αύξηση από εκεί και πέρα.

Κόστος αγοράς Φ/Β (€/kW _P)	IRR (%)	NPV	Διάρκεια αποπληρωμής (έτη)	Εγκατεστημένη ισχύς Φ/Β (MW _P)
1000	23,67	0,881	5,46	22,8
2000	18,08	0,539	7,53	13,2
3000	16,29	0,434	8,53	0

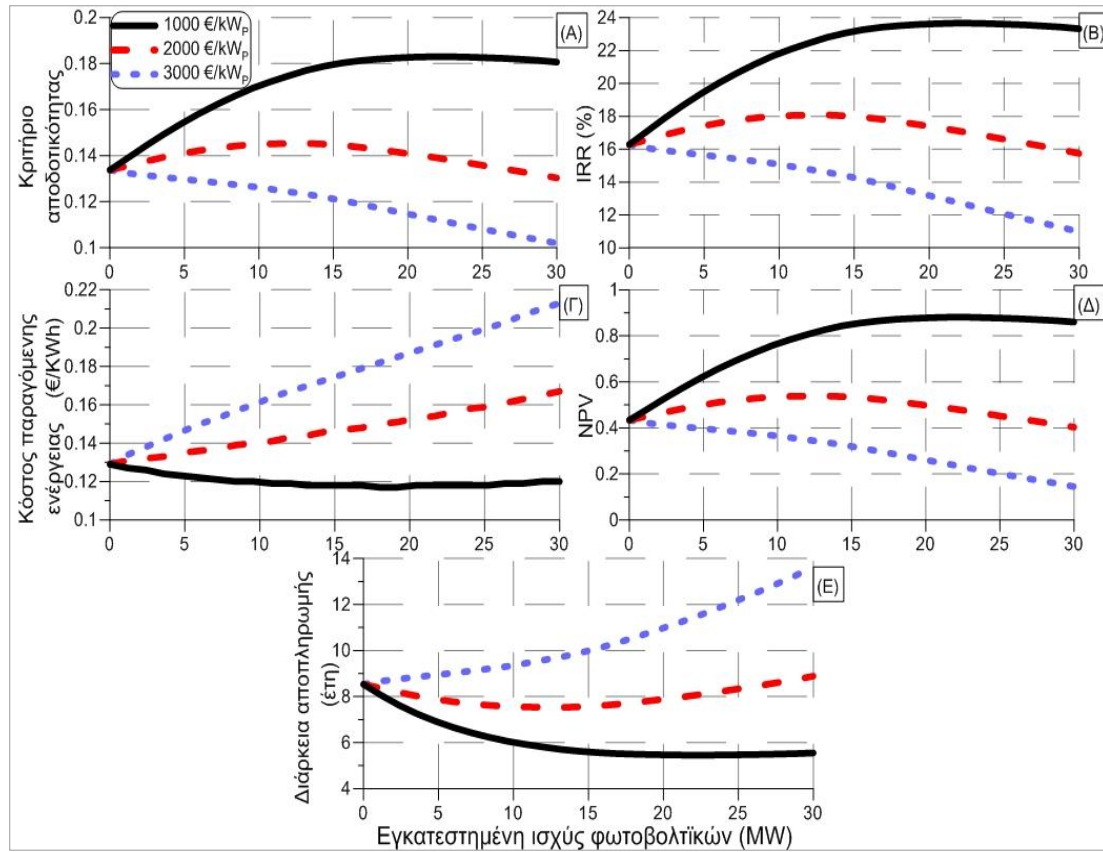
Πίνακας 5.5 Βέλτιστες τιμές οικονομικών δεικτών

Κόστος αγοράς Φ/Β (€/kW)	Κόστος παραγόμενης ενέργειας (€/kWh)	Εγκατεστημένη ισχύς Φ/Β (MW)
1000	0,117	18
2000	0,129	0
3000	0,129	0

Πίνακας 5.6 Βέλτιστες τιμές κόστους παραγόμενης ενέργειας

⁴ Διευκρινίζεται ότι ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης (IRR), η καθαρή παρούσα αξία (NPV), το κριτήριο αποδοτικότητας και η διάρκεια αποπληρωμής της επένδυσης είναι δείκτες με όμοια συμπεριφορά. Συγκεκριμένα όταν βελτιώνονται τα οικονομικά αποτελέσματα μιας επένδυσης αυξάνονται το IRR, το NPV και το κριτήριο αποδοτικότητας ενώ μειώνεται η διάρκεια αποπληρωμής του έργου. Για το λόγο αυτό τα συμπεράσματα που αφορούν τις μεταβολές των πιο πάνω δεικτών συνοψίζονται στις αναφορές που γίνονται για την *οικονομική απόδοση της επένδυσης*.

Κεφάλαιο 5^ο-Ανάλυση λειτουργίας ΥΒΣ – Μελέτη ευαισθησίας



Σχήμα 5.24 Ετήσια μεγέθη σταθμού αναφοράς-Επίδραση κόστους φωτοβολταϊκών συναρτήσει της εγκατεστημένης ισχύος φωτοβολταϊκών

6 Βέλτιστος σχεδιασμός συστήματος

6.1 Εισαγωγή

Στόχος του κεφαλαίου αυτού είναι η διαστασιολόγηση των βασικότερων τμημάτων του συστήματος (αριθμός ανεμογεννητριών, εγκατεστημένη ισχύς φωτοβολταϊκών, ονομαστική ισχύς αντλίας, χωρητικότητα ταμιευτήρα), που οδηγεί στη βέλτιστη οικονομική και ενεργειακή απόδοση του σταθμού.

Σε προηγούμενα κεφάλαια με τη μελέτη σταθμού αναφοράς, εξήχθησαν συμπεράσματα για τον τρόπο επίδρασης του ΥΒΣ στο τοπικό δίκτυο και τη λειτουργία του τόσο καθόλη τη διάρκεια του έτους όσο και εντός της ημέρας. Ενώ στη συνέχεια με τη μελέτη ευαισθησίας διερευνήθηκε η επίδραση μίας κάθε φορά εκ των παραμέτρων του σταθμού στις τιμές των βασικότερων δεικτών και μεγεθών του. Επειδή, ωστόσο, τα ενεργειακά και οικονομικά αποτελέσματα διαμορφώνονται από την αλληλεπίδραση μεταξύ των παραμέτρων του συστήματος και όχι απλώς από τη μεταβολή κάποιας εξ αυτών, δεν κατέστη δυνατός ο προσδιορισμός συστήματος βέλτιστης οικονομικής και ενεργειακής απόδοσης. Για το λόγο αυτό κρίθηκε αναγκαία η χρήση ενός λογισμικού βελτιστοποίησης, το οποίο παράγοντας συνδυασμούς των τιμών των παραμέτρων, εντοπίζει εν τέλει αυτόν για τον οποίο βελτιστοποιείται ο στόχος που έχει οριστεί από το χρήστη.

Αρχικά βελτιστοποιούνται ενεργειακοί στόχοι για σταθμό εγκατεστημένης ισχύος υδροστροβίλων 15MW και παρουσιάζονται οι διατάξεις που προέκυψαν καθώς και τα ενεργειακά και οικονομικά αποτελέσματα αυτών. Ενώ ακολούθως επιλέγεται ο δείκτης (βαθμός αξιοποίησης της παραγωγής των ΑΠΕ) εκείνος που θεωρείται ενδεικτικότερος για αξιολόγηση της ενεργειακής απόδοσης του σταθμού και επαναλαμβάνεται η ίδια διαδικασία για τέσσερα διαφορετικά μεγέθη σταθμών (15 MW- 20 MW - 25 MW - 30 MW).

Στη συνέχεια βελτιστοποιούνται οικονομικοί δείκτες, ενώ ακολουθεί αναλυτική παρουσίαση των βέλτιστων διαμορφώσεων των τεσσάρων σταθμών που προκύπτουν από τη μεγιστοποίηση του εσωτερικού βαθμού απόδοσης, μέγεθος το οποίο υποδεικνύει κατά πόσο μια επένδυση είναι βιώσιμη.

Επιπλέον πραγματοποιείται βελτιστοποίηση δυο ανταγωνιστικών στόχων (ενεργειακού –οικονομικού), τα αποτελέσματα της οποίας αποτελούν ίσως το σημαντικότερο τμήμα της διπλωματικής εργασίας, καθώς εντοπίζονται οι τιμές των παραμέτρων για τις οποίες ο σταθμός παρουσιάζει ταυτόχρονα ικανοποιητικά ενεργειακά και οικονομικά αποτελέσματα.

Τέλος, για την προσαρμογή της μελέτης στις διαφαινόμενες αλλαγές του κόστους αγοράς των Φ/Β αλλά και την διερεύνηση της προοπτικής να καταστούν οικονομικά ανταγωνιστική τεχνολογία επαναλαμβάνονται βελτιστοποιήσεις διπλού στόχου για τέσσερις διαφορετικού μεγέθους σταθμούς και κόστος Φ/Β 1000€/kW_p και 2000€/kW_p.

6.2 Πρόγραμμα βελτιστοποίησης EASY

Ο «EASY» αποτελεί ένα, γενικού σκοπού και υψηλής εμπιστοσύνης, λογισμικό που χρησιμοποιείται για την αναζήτηση βέλτιστων λύσεων σε απλών ή πολλαπλών στόχων προβλήματα. Αναπτύχθηκε και διατέθηκε ως εμπορικό λογισμικό από την ερευνητική ομάδα του εργαστηρίου Θερμικών Στροβιλομηχανών του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου (Giannakoglou, 2002).

Υποστηρίζει τόσο απλούς όσο και πολλαπλούς στόχους, προσέγγιση συναρτήσεων μέσω τεχνητών νευρικών δικτύων για χρονοβόρα προβλήματα, και ένα πλούσιο πακέτο επιλογών που μπορούν να καθορίσουν αλγορίθμους όπως οι γενετικοί και οι εξελικτικοί. Ο χρήστης θεωρείται ότι είναι γνώστης των εξελικτικών αλγορίθμων και του προγραμματισμού. Η διεπαφή του χρήστη με το πρόγραμμα έχει αναπτυχθεί σε πλατφόρμα γλώσσας προγραμματισμού Java, ενώ το βασικό σύστημα αξιολόγησης έχει προγραμματιστεί σε γλώσσα C++ για μέγιστη απόδοση.

Σχετικά με την χρήση του προγράμματος, ο χρήστης πρέπει, αρχικά, με τη δημιουργία συγκεκριμένου τύπου αρχείων (task.bat), να ορίσει τον τρόπο επικοινωνίας μεταξύ του «EASY» και του προγράμματος (υπολογιστικός κώδικας) που θα χρησιμοποιηθεί για την αξιολόγηση των λύσεων. Ακόμα, ορίζονται οι μεταβλητές του υπολογιστικού κώδικα σε ειδικό αρχείο (task.dat) καθώς και ο/οι στόχοι/οι βελτιστοποίησης(task.res). Στη συνέχεια, πρέπει να καθοριστεί το εύρος τιμών (min-max) των μεταβλητών – παραμέτρων στο οποίο ο «EASY» θα αναζητήσει τις πιθανές βέλτιστες λύσεις, καθώς και τον βαθμό ακρίβειας (bit) αναζήτησης της τιμής κάθε μεταβλητής (βλ Σχ. Α). Στην περίπτωση π.χ. των ανεμογεννητριών, όπου ορίζεται ως παράμετρος το πλήθος τους, το οποίο βεβαίως πρέπει να λάβει μόνο ακέραιες τιμές ,για εύρος τιμών μεταξύ 0 και 63, εισάγεται στο πεδίο των bits ο αριθμός 6, ώστε να παραχθούν συνολικά $2^6=64$ συνδυασμοί τιμών.

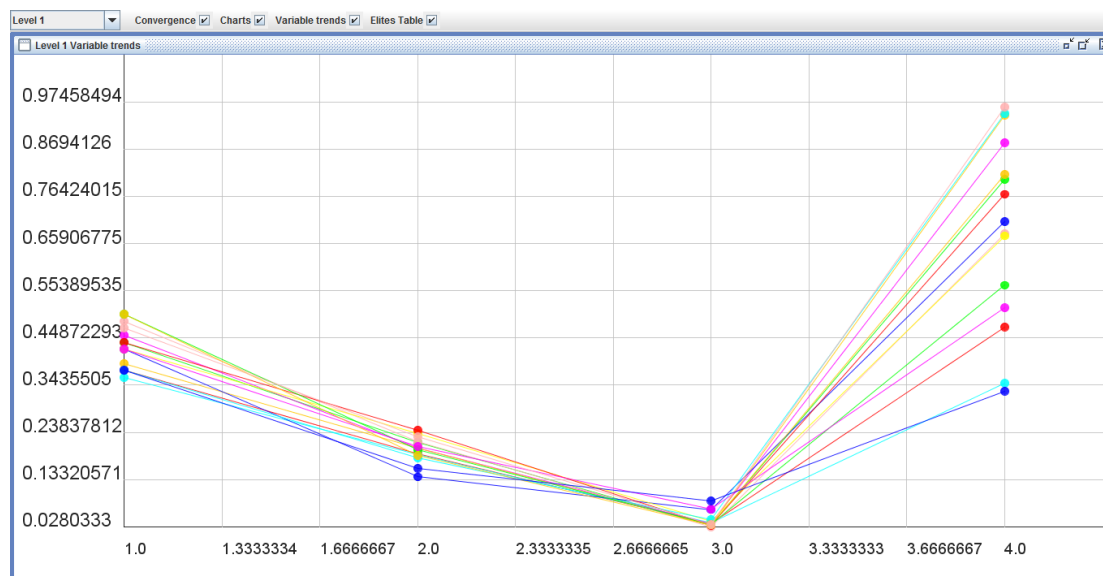
ID	Min	Max	Const	bits	Comment
1	0.0	63.0	<input type="checkbox"/>	6	ΑΡΙΘΜΟΣ ΑΝΕΜΟΓΕΝΗΤΡΙΩΝ
2	0.0	6000.0	<input type="checkbox"/>	10	ΪΣΧΥΣ ΑΝΤΙΛΙΟΣΤΑΣΙΟΥ
3	0.0	35000.0	<input type="checkbox"/>	10	ΪΣΧΥΣ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΙΚΩΝ
4	100000.0	750000.0	<input type="checkbox"/>	10	ΟΓΚΟΣ ΚΑΤΩ ΤΑΜΕΥΤΗΡΑ
5			<input type="checkbox"/>		
6			<input type="checkbox"/>		
7			<input type="checkbox"/>		
8			<input type="checkbox"/>		
9			<input type="checkbox"/>		
10			<input type="checkbox"/>		

Σχήμα Α. Πεδίο ορισμού παραμέτρων

Έπειτα, έχοντας ορίσει τις συνθήκες βελτιστοποίησης, ο «EASY» είναι σε θέση να αρχίσει να αναζητά τις βέλτιστες λύσεις βάσει της φιλοσοφίας των εξελικτικών αλγορίθμων. Κατά τη διάρκεια της αναζήτησης των λύσεων, που κυμαίνεται γύρω στις 10.000-50.000 αξιολογήσεις ανάλογα με τον επιλεγμένο βαθμό ακρίβειας και του εύρους των τιμών των μεταβλητών, ο χρήστης έχει τη δυνατότητα να παρακολουθεί την πορεία σύγκλισης προς τη βέλτιστη λύση μέσω κάποιων διαγραμμάτων και πινάκων (Σχήμα Β), τα οποία παρέχονται από τον «EASY». Έτσι,

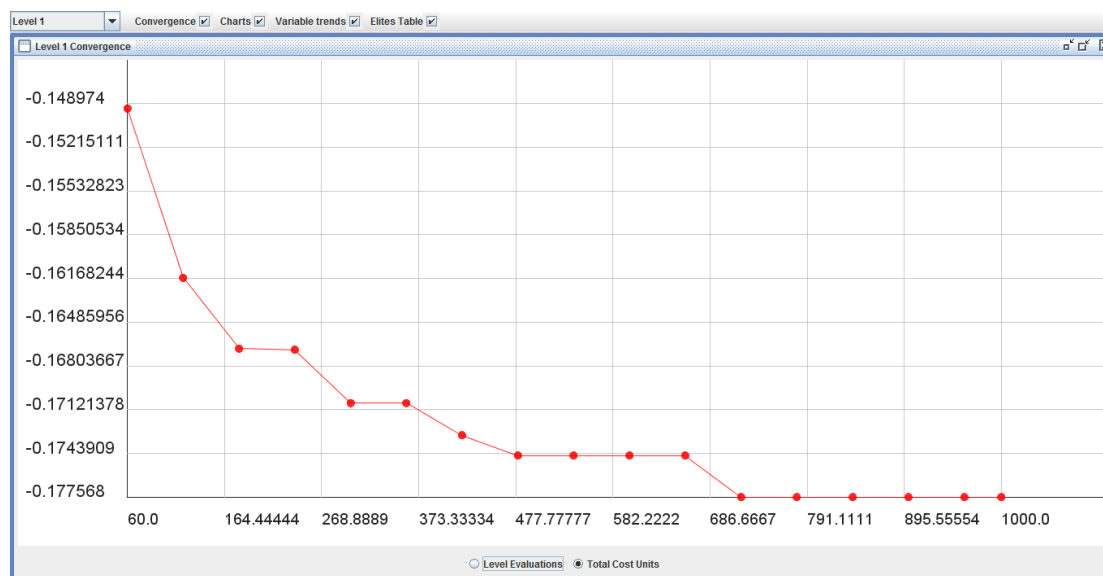
Κεφάλαιο 6^ο - Βέλτιστος σχεδιασμός συστήματος

με την παρατήρηση της σύγκλισης, είναι πιθανή η απόφαση για αλλαγή κάποιων επιλογών που δεν είναι σημαντικές για την αναζήτηση και επιβραδύνουν τη σύγκλιση. Για παράδειγμα όπως φαίνεται από το σχήμα Β η τρίτη παράμετρος που αντιστοιχεί στην ισχύ των Φ/Β λαμβάνει τιμές που βρίσκονται στο κάτω όριο του πεδίου ορισμού της, που σημαίνει ότι υπάρχουν περιθώρια μεγάλης μείωσης του άνω ορίου του για επιτάχυνση της σύγκλισης. Αλλάζοντας το εύρος τιμών μιας μεταβλητής η σύγκλιση ολοκληρώνεται πιο γρήγορα, αφού ο «EASY» δεν αναλώνεται σε δοκιμές τιμών, εκτός της περιοχής σύγκλισης.



Σχήμα Β Διαγράμματα αποτελεσμάτων κατά τη διάρκεια της αναζήτησης λύσεων

Μετά από έναν αριθμό επαναλήψεων, παρατηρείται σύγκλιση σ' έναν συγκεκριμένο συνδυασμό τιμών μεταβλητών, που δίνει τη βέλτιστη τιμή του στόχου, και η αναζήτηση σταματά (Σχήμα Γ). Για παράδειγμα μετά τις 686 επαναλήψεις το IRR παραμένει σταθερό, έχοντας λάβει τη μέγιστη δυνατή τιμή του.



Σχήμα Γ Τιμές IRR των βέλτιστων λύσεων συναρτήσει του αύξοντος αριθμού των αξιολογήσεων της βελτιστοποίησης

6.3 Παρουσίαση αποτελεσμάτων βελτιστοποίησης

Προτού παρατεθούν αναλυτικά τα αποτελέσματα της βελτιστοποίησης θεωρείται σκόπιμο να παρουσιαστούν οι μεταβλητές που ορίστηκαν ως παράμετροι σχεδιασμού του ΥΒΣ μαζί με το εύρος τιμών τους καθώς και οι μεταβλητές που επιλέχθηκαν ως στόχοι βελτιστοποίησης. Το εύρος των τιμών των παραμέτρων ελήφθη κοινό για όλες τις προσομοιώσεις, παρότι σε μερικές εξ αυτών παρατηρήθηκε συγκέντρωση στα άκρα του πεδίου ορισμού τους, χωρίς ωστόσο να υπάρχουν ιδιαίτερα περιθώρια βελτίωσης των αντίστοιχων στόχων. Συγκεκριμένα για τη χωρητικότητα του ταμιευτήρα, το άνω όριο της δε θα μπορούσε να ληφθεί μεγαλύτερο, λόγω του ότι η περιοχή που έχει επιλεγεί να γίνει η εγκατάσταση διαθέτει κάτω δεξαμενή χωρητικότητας 2,55 εκατ. m³, της οποίας το περιεχόμενο αξιοποιείται κατά βάση για αρδευτικούς σκοπούς, με αποτέλεσμα μεγαλύτερη δέσμευση των υδάτων της να προκαλούσε σοβαρά προβλήματα στην ευρύτερη περιοχή.

Παράμετροι

- Αριθμός ανεμογεννητριών (0- 63) 800 kW ονομαστικής ισχύος η καθεμιά
- Εγκατεστημένη ισχύς φωτοβολταϊκών (0 MW- 35.000 MW)
- Ονομαστική ισχύς αντλίας (0 kW-6000 kW).Ο αριθμός των αντλιών παραμένει σταθερός και ίσος με 11.
- Χωρητικότητα ταμιευτήρα (100.000 m³-750.000 m³)

Στόχοι βελτιστοποίησης

- Ενεργειακοί
 - Βαθμός αξιοποίησης της παραγωγής των ΑΠΕ του ΥΒΣ (μεγιστοποίηση)
 - Αγορά ενέργειας από το δίκτυο (ελαχιστοποίηση)
 - Συνολική απορριπτόμενη παραγωγή των ΑΠΕ του ΥΒΣ (ελαχιστοποίηση)
- Οικονομικοί
 - Εσωτερικός βαθμός απόδοσης (IRR) (μεγιστοποίηση)
 - Κόστος παραγόμενης ενέργειας (ελαχιστοποίηση)
 - Τιμή πώλησης παραγόμενης ενέργειας (ελαχιστοποίηση)

Η παρουσίαση των αποτελεσμάτων γίνεται με μορφή πινάκων και διαγραμμάτων όπου συνοψίζονται ενεργειακά - οικονομικά μεγέθη και δείκτες. Ενώ η μελέτη ολοκληρώνεται με τη σύγκριση ορισμένων εκ των σταθμών που προέκυψαν, μέσω της αποτύπωσης των βασικότερων αποτελεσμάτων λειτουργίας τους σε κοινά σχήματα.

Κεφάλαιο 6^ο - Βέλτιστος σχεδιασμός συστήματος

6.4 Βελτιστοποίηση απλών στόχων

6.4.1 Βελτιστοποίηση ενεργειακών στόχων σταθμού 15 MW

Αρχικά βελτιστοποιούνται τρεις ενεργειακοί στόχοι για σταθμό 15 MW, ώστε να διερευνηθεί η αλληλεπίδραση καθενός εξ' αυτών με τις παραμέτρους του σταθμού.

6.4.1.1 Σταθμός Α

Μεγιστοποίηση βαθμού αξιοποίησης παραγωγής ΑΠΕ

Στον παρακάτω πίνακα παρατίθενται οι τιμές των παραμέτρων όπως προέκυψαν μετά τη βελτιστοποίηση του βαθμού αξιοποίησης της παραγωγής των ΑΠΕ

ΒΕΛΤΙΣΤΟΣ ΣΥΝΔΥΑΣΜΟΣ ΠΑΡΑΜΕΤΡΩΝ ΓΙΑ ΣΤΑΘΜΟ Α			
A/A	Περιγραφή	Τιμή	Μονάδες
1	Εγκατεστημένη ισχύς αιολικού πάρκου	15,2	MW
2	Εγκατεστημένη ισχύς φωτοβολταϊκού σταθμού	14,565	MW
3	Εγκατεστημένη ισχύς αντλιοστασίου	18,542	MW
4	Χωρητικότητα ταμιευτήρα	742.473	m ³
Βαθμός αξιοποίησης παραγωγής ΑΠΕ		76,32	%

Πίνακας 6.1 Βέλτιστη λύση για μεγιστοποίηση του βαθμού αξιοποίησης παραγωγής των ΑΠΕ

Ακολουθεί στον πίνακα 6.2 η παρουσίαση των βασικότερων ενεργειακών αποτελεσμάτων και τεχνικών δεικτών της εγκατάστασης όπως διαμορφώθηκαν στο τέλος του έτους.

A/A	ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΑ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ	Τιμή	Μονάδες
1	Ετήσια κατανάλωση ενέργειας	369,243	GWh
2	Παραγωγή θερμικών μονάδων βάσης	280,656	GWh
3	Συνολική προσφορά ενέργειας ΥΒΣ	52,289	GWh
4	Παραγωγή αιολικών πάρκων εκτός ΥΒΣ	36,298	GWh
5	Συνολική παραγωγή ΑΠΕ ΥΒΣ	68,499	GWh
6	Αιολική παραγωγή ΥΒΣ	46,263	GWh
7	Φωτοβολταϊκή παραγωγή ΥΒΣ	22,236	GWh
8	Συνολική παραγωγή ΑΠΕ ΥΒΣ που αξιοποιείται για άντληση	40,942	GWh
9	Συνολική παραγωγή ΑΠΕ ΥΒΣ που προωθείται απευθείας στο δίκτυο	26,977	GWh

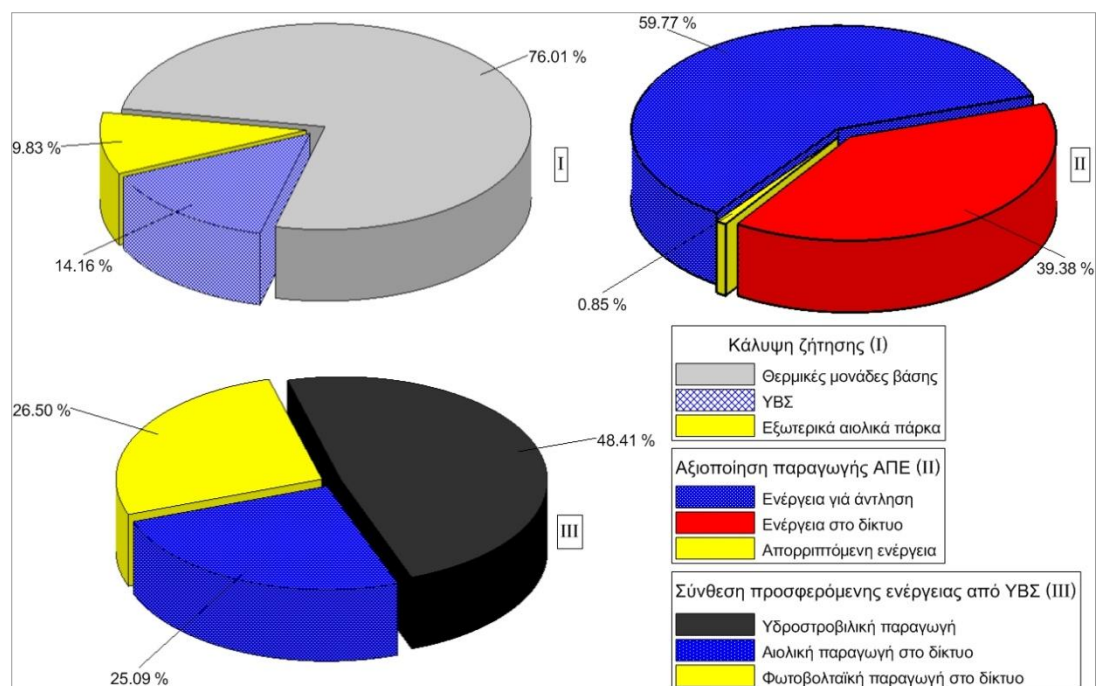
Κεφάλαιο 6^ο - Βέλτιστος σχεδιασμός συστήματος

10	Συνολική απορριπτόμενη παραγωγή ΑΠΕ ΥΒΣ	0,580	GWh
11	Αξιοποιήσιμη παραγωγή ΑΠΕ	67,919	GWh
12	Παραγωγή Υδροτροβίλων	25,312	GWh
13	Ενέργεια που αγοράζει ο διαχειριστής του ΥΒΣ από το δίκτυο	6,170	MWh
14	Καθαρή παραγόμενη ενέργεια ΥΒΣ	52,283	GWh
15	Ετήσια εγγυημένη ενέργεια	0,744	GWh/έτος
16	Αριθμός περιστατικών που ο άνω ταμιευτήρας είναι άδειος	0,00	-
17	Βαθμός αξιοποίησης παραγωγής ΑΠΕ	76,33	%
18	Ποσοστό παραγωγής υδροτροβίλων ως προς ενέργεια που προωθείται για άντληση	61,82	%
19	Ποσοστό του έτους που ο άνω ταμιευτήρας είναι πλήρης	0,00	%
20	Συντελεστής εκμετάλλευσης Φ/Β	34,38	%
21	Συντελεστής εκμετάλλευσης Φ/Β	17,36	%
22	Συντελεστής εκμετάλλευσης υδροτροβίλων	19,26	%
23	Συντελεστής εκμετάλλευσης αντλιών	23,59	%

Πίνακας 6.2 Συγκεντρωτικά ενεργειακά - τεχνικά αποτελέσματα ως προς μέγιστο βαθμό αξιοποίησης παραγωγής ΑΠΕ

Στα σχήμα 6.1 παρουσιάζονται με τη σειρά (i) το ποσοστό της ζήτησης του νησιού που καλύπτει κάθε μια από τις εγκαταστάσεις παραγωγής ενέργειας, (ii) το ποσοστό της ενέργειας που προωθείται στις αντλίες, στο δίκτυο και αυτής που απορρίπτεται και τέλος (iii) η ποσοστιαία σύνθεση της ενέργειας που προσφέρει ο ΥΒΣ.

Κεφάλαιο 6^ο - Βέλτιστος σχεδιασμός συστήματος



Σχήμα 6.1 (I) Κάλυψη ζήτησης νησιού - (II) Σύνθεση ενέργειας που προσφέρει ο ΥΒΣ - (III) Αξιοποίηση παραγωγής ΑΠΕ

Από τους πίνακες και τα διαγράμματα αποδεικνύεται πως η μεγέθυνση του βαθμού αξιοποίησης της παραγωγής των ΑΠΕ επιτυγχάνεται με την εγκατάσταση αιολικού και φωτοβολταϊκού πάρκου μεγάλης ισχύος σε συνδυασμό με τοποθέτηση ταμιευτήρα αυξημένης χωρητικότητας (η τιμή του τείνει στο άνω όριο του πεδίου ορισμού της) ικανής να μηδενίζει τα περιστατικά εκκένωσης ή υπερχειλίσης του. Η παραπάνω εξέλιξη εξηγείται από το γεγονός ότι η τιμή του δείκτη αυτού προκύπτει ως ο λόγος της καθαρής παραγόμενης ενέργειας ΥΒΣ προς τη συνολική παραγωγή των ΑΠΕ. Για το λόγο αυτό άλλωστε οι απώλειες περιορίζονται μόλις στο 0,85 % της συνολικής παραγωγής των ΑΠΕ, με την προσφορά του ΥΒΣ να καλύπτει πάνω από το 14 % της ζήτησης του νησιού και την αγορά ενέργειας από το δίκτυο να θεωρείται αμελητέα. Σε γενικές γραμμές φαίνεται πως η χρήση των φωτοβολταϊκών συνεισφέρει στη βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης του σταθμού, κατά κύριο λόγο διότι παρουσιάζουν αυξημένη παραγωγή κατά τη διάρκεια της ημέρας όπου οι απαιτήσεις του δικτύου είναι μεγαλύτερες. Με τον τρόπο αυτό περιορίζεται η χρήση αντλιών και υδροστροβίλων, που προκαλεί απώλειες ενέργειας, αφού η παραγωγή των Φ/Β παρέχεται απ' ευθείας στο δίκτυο, όπως υποδεικνύεται άλλωστε βάσει σεναρίου.

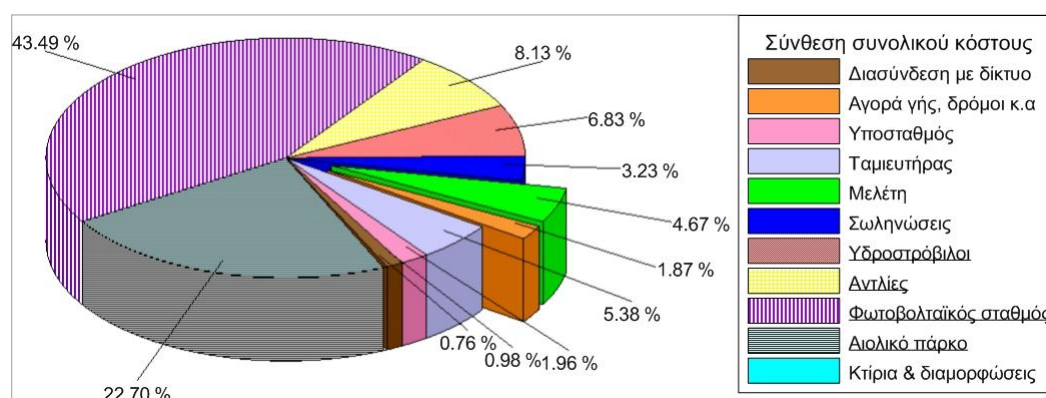
Η παρουσίαση των αποτελεσμάτων ολοκληρώνεται με την παράθεση των οικονομικών μεγεθών-δεικτών της επένδυσης στον πίνακα 6.3 και την απεικόνιση της σύνθεσης του κόστους της στο σχήμα 6.2.

A/A	ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ	Τιμή	Μονάδες
1	Ετήσια κέρδη ΥΒΣ	11.984.337	€

Κεφάλαιο 6^ο - Βέλτιστος σχεδιασμός συστήματος

2	Έξοδα για αγορά ενέργειας από το δίκτυο	617	€
3	Κόστος κατασκευής σταθμού	93.889.328	€
4	Συνολικό κόστος επένδυσης	100.461.584	€
5	IRR	13,96	%
6	NPV	0,303	-
7	Κόστος παραγόμενης ενέργειας	0,175	€/kWh
8	Τιμή πώλησης παραγόμενης ενέργειας	0,229	€/kWh
9	Έντοκη περίοδος αποπληρωμής	10,26	έτη

Πίνακας 6.3 Συγκεντρωτικά οικονομικά αποτελέσματα ως προς μέγιστο βαθμό αξιοποίησης παραγωγής ΑΠΕ



Σχήμα 6.2 Σύνθεση κόστους επένδυσης

Όπως φαίνεται η αυξημένη εγκατάσταση φωτοβολταϊκών σε συνδυασμό με το υψηλό κόστος αγορά τους, έχει σαν αποτέλεσμα η επένδυση να ξεπερνάει τα 100 εκατ. €. περιπλέκοντας τη χρηματοδότηση ενός τέτοιου έργου. Από την άλλη ο καλός εσωτερικός βαθμός απόδοσης (13,96 %) και η μικρή περίοδος αποπληρωμής (10,36 έτη) καθιστούν εν τέλει την επένδυση οικονομικά συμφέρουσα.

6.4.1.2 Σταθμός Β

Ελαχιστοποίηση αγοράς ενέργειας από το δίκτυο

Στην περίπτωση του σταθμού Β ελαχιστοποιήθηκε η αγορά ενέργειας από το δίκτυο. Επαναλαμβάνεται η παράθεση πινάκων και σχημάτων αντίστοιχων με αυτά που περιγράφηκαν για το σταθμό Α.

ΒΕΛΤΙΣΤΟΣ ΣΥΝΔΥΑΣΜΟΣ ΠΑΡΑΜΕΤΡΩΝ ΓΙΑ ΣΤΑΘΜΟ Β			
A/A	Περιγραφή	Τιμή	Μονάδες
1	Εγκατεστημένη ισχύς αιολικού πάρκου	16	MW
2	Εγκατεστημένη ισχύς φωτοβολταϊκού σταθμού	18,842	MW

Κεφάλαιο 6^ο - Βέλτιστος σχεδιασμός συστήματος

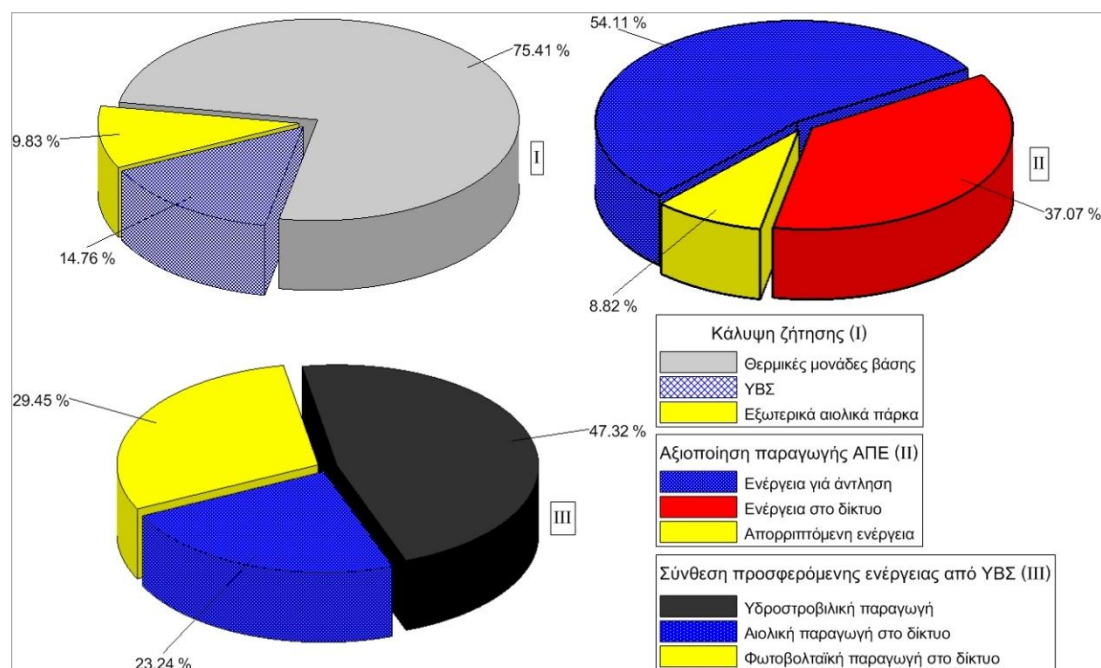
3	Εγκατεστημένη ισχύς αντλιοστασίου	10,406	MW
4	Χωρητικότητα ταμιευτήρα	595,161	m ³
Αγορά ενέργειας από το δίκτυο		0,6064	MWh

Πίνακας 6.4 Βέλτιστη λύση για ελαχιστοποίηση της αγοράς ενέργειας από το δίκτυο

A/A	ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΑ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ	Τιμή	Μονάδες
1	Ετήσια κατανάλωση ενέργειας	369,243	GWh
2	Παραγωγή θερμικών μονάδων βάσης	278,435	GWh
3	Συνολική προσφορά ενέργειας ΥΒΣ	54,510	GWh
4	Παραγωγή αιολικών πάρκων εκτός ΥΒΣ	36,298	GWh
5	Συνολική παραγωγή ΑΠΕ ΥΒΣ	77,463	GWh
6	Αιολική παραγωγή ΥΒΣ	48,698	GWh
7	Φωτοβολταϊκή παραγωγή ΥΒΣ	28,765	GWh
8	Συνολική παραγωγή ΑΠΕ ΥΒΣ που αξιοποιείται για άντληση	41,912	GWh
9	Συνολική παραγωγή ΑΠΕ ΥΒΣ που προωθείται απευθείας στο δίκτυο	28,718	GWh
10	Συνολική απορριπτόμενη παραγωγή ΑΠΕ ΥΒΣ	6,832	GWh
11	Αξιοποιήσιμη παραγωγή ΑΠΕ	70,631	GWh
12	Παραγωγή Υδροστροβίλων	25,792	GWh
13	Ενέργεια που αγοράζει ο διαχειριστής του ΥΒΣ από το δίκτυο	0,606	MWh
14	Καθαρή παραγόμενη ενέργεια ΥΒΣ	54,510	GWh
15	Ετήσια εγγυημένη ενέργεια	0,744	GWh/έτος
16	Αριθμός περιστατικών που ο άνω ταμιευτήρας είναι άδειος	0,000	-
17	Βαθμός αξιοποίησης παραγωγής ΑΠΕ	70,369	%
18	Ποσοστό παραγωγής υδροστροβίλων ως προς ενέργεια που προωθείται για άντληση	61,54	%
19	Ποσοστό του έτους που ο άνω ταμιευτήρας είναι πλήρης	0,00	%
20	Συντελεστής εκμετάλλευσης Α/Γ	31,12	%
21	Συντελεστής εκμετάλλευσης Φ/Β	16,37	%
22	Συντελεστής εκμετάλλευσης υδροστροβίλων	19,63	%
23	Συντελεστής εκμετάλλευσης αντλιών	43,03	%

Πίνακας 6.5 Συγκεντρωτικά ενεργειακά - τεχνικά αποτελέσματα για ελάχιστη αγορά ενέργειας από το δίκτυο

Κεφάλαιο 6^ο - Βέλτιστος σχεδιασμός συστήματος



Σχήμα 6.3 (I) Κάλυψη ζήτησης νησιού - (II) Σύνθεση ενέργειας που προσφέρει ο ΥΒΣ - (III) Αξιοποίηση παραγωγής ΑΠΕ

Όπως φάνηκε σε προηγούμενο κεφάλαιο, σε μικρούς σταθμούς προκύπτει ανάγκη για αγορά ενέργειας από το δίκτυο, μόνο κατά τις περιόδους εκείνες που οι Α/Γ και τα Φ/Β παρουσιάζουν χαμηλή απόδοση (λόγω καιρικών συνθηκών). Έτσι προκειμένου να παραχθεί το απαραίτητο ποσό ενέργειας που θα εμποδίσει το διαχειριστή του σταθμού να προσφύγει στο δίκτυο, απαιτείται η τοποθέτηση Α/Π και φωτοβολταϊκού σταθμού πολύ μεγάλης ισχύος, διαπίστωση που συμβαδίζει και με τα αποτελέσματα του EASY για την ελαχιστοποίηση της αγοραζόμενης ενέργειας. Η χωρητικότητα του ταμιευτήρα και η ισχύς του αντλιοστασίου από την άλλη δεν κινήθηκαν στην ίδια κατεύθυνση, καθώς οι 0,744 GWh εγγυημένης ενέργειας ετησίως εξασφαλίζονται με τη μεταφορά και αποταμίευση μικρών ποσοτήτων εργαζόμενου μέσου.

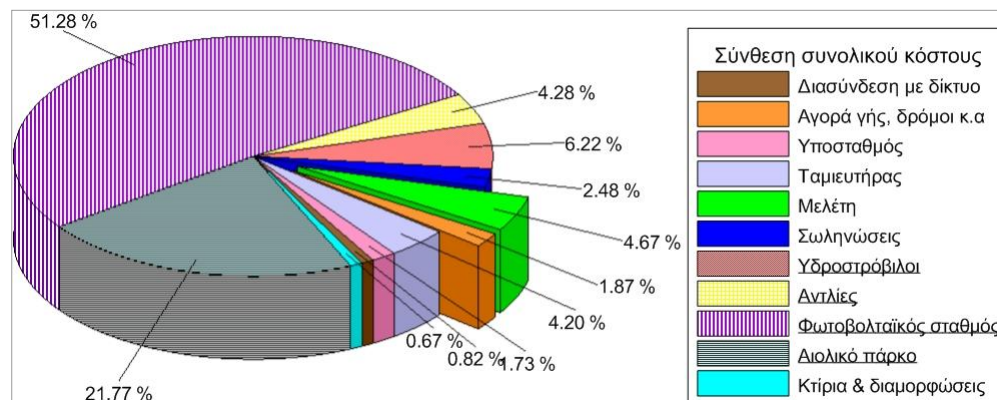
Σε γενικές γραμμές ο συγκεκριμένος σταθμός, παρότι ο βαθμός αξιοποίησης της παραγωγής είναι σχετικά υψηλός -λόγω του μεγάλου ποσού καθαρής παραγόμενης ενέργειας- δεν εξασφαλίζει ικανοποιητικά ενεργειακά αποτελέσματα, διότι η απορριπτόμενη ενέργεια ανέρχεται στο 8% της συνολικής παραγωγής των ΑΠΕ. Εξέλιξη για την οποία ευθύνεται η χαμηλή ισχύς του αντλιοστασίου, που παρουσιάζει αδυναμία απορρόφησης σημαντικών ποσοτήτων περισσευούμενης ενέργειας

A/A	ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ	Τιμή	Μονάδες
1	Ετήσια κέρδη ΥΒΣ	12.777.826	€
2	Έξοδα για αγορά ενέργειας από το δίκτυο	61	€
3	Κόστος κατασκευής σταθμού	103.012.104	€
4	Συνολικό κόστος επένδυσης	110.222.952	€
5	IRR	13,40	%

Κεφάλαιο 6^ο - Βέλτιστος σχεδιασμός συστήματος

6	NPV	0,272	-
7	Κόστος παραγόμενης ενέργειας	0,185	€/kWh
8	Τιμή πώλησης παραγόμενης ενέργειας	0,234	€/kWh
9	Έντοκη περίοδος αποπληρωμής	10,77	έτη

Πίνακας 6.6 Συγκεντρωτικά οικονομικά αποτελέσματα για ελάχιστη αγορά ενέργειας από το δίκτυο



Σχήμα 6.4 Σύνθεση κόστους επένδυσης

Και στη περίπτωση αυτή, η εγκατάσταση μεγάλης ισχύος αιολικών και ιδιαίτερα φωτοβολταϊκών πάρκων αυξάνει σημαντικά το κόστος της επένδυσης το οποίο ανέρχεται στα 110 εκατ. €. Τα έσοδα ωστόσο από την πώληση μεγάλων ποσοτήτων ενέργειας σε συνδυασμό με το αμελητέο ποσό που δαπανάται για την αγορά ενέργειας από το δίκτυο, διαμορφώνουν τα ετήσια κέρδη στα 12,7 εκατ. €. Το γεγονός αυτό επιδρά καθοριστικά στην περίοδο αποπληρωμής του έργου, η οποία ολοκληρώνεται στα 10,77 έτη, καθιστώντας την επένδυση βιώσιμη, συμπέρασμα που επιβεβαιώνεται και από την τιμή του IRR (13,4 %).

6.4.1.3 Σταθμός C

Ελαχιστοποίηση απορριπτόμενης ενέργειας

Τα αποτελέσματα που ακολουθούν προέκυψαν από την ελαχιστοποίηση της απορριπτόμενης παραγωγής ΑΠΕ. Υπενθυμίζεται πως το περιεχόμενο πινάκων και διαγραμμάτων είναι αντίστοιχο με αυτό που περιγράφηκε για το σταθμό Α.

ΒΕΛΤΙΣΤΟΣ ΣΥΝΔΥΑΣΜΟΣ ΠΑΡΑΜΕΤΡΩΝ ΓΙΑ ΣΤΑΘΜΟ C			
A/A	Περιγραφή	Τιμή	Μονάδες
1	Εγκατεστημένη ισχύς αιολικού πάρκου	8	MW
2	Εγκατεστημένη ισχύς φωτοβολταϊκού σταθμού	3,055	MW
3	Εγκατεστημένη ισχύς αντλιοστασίου	8,469	kW
4	Χωρητικότητα ταμιευτήρα	345.161	m ³
Συνολική απορριπτόμενη παραγωγή ΑΠΕ		0,296	GWh

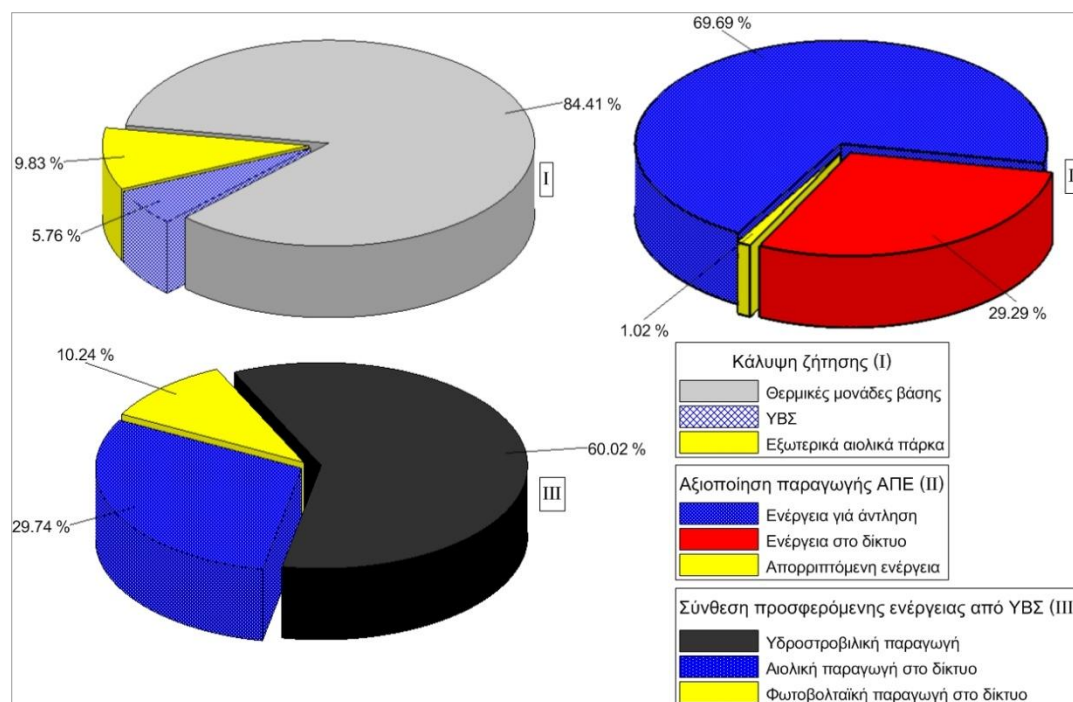
Πίνακας 6.7 Βέλτιστη λύση για ελαχιστοποίηση απορριπτόμενης ενέργειας

Κεφάλαιο 6^ο - Βέλτιστος σχεδιασμός συστήματος

A/A	ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΑ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ	Τιμή	Μονάδες
1	Ετήσια κατανάλωση ενέργειας	369,243	GWh
2	Παραγωγή θερμικών μονάδων βάσης	311,689	GWh
3	Συνολική προσφορά ενέργειας ΥΒΣ	21,256	GWh
4	Παραγωγή αιολικών πάρκων εκτός ΥΒΣ	36,298	GWh
5	Συνολική παραγωγή ΑΠΕ ΥΒΣ	29,012	GWh
6	Αιολική παραγωγή ΥΒΣ	24,349	GWh
7	Φωτοβολταϊκή παραγωγή ΥΒΣ	4,664	GWh
8	Συνολική παραγωγή ΑΠΕ ΥΒΣ που αξιοποιείται για άντληση	20,219	GWh
9	Συνολική παραγωγή ΑΠΕ ΥΒΣ που προωθείται απευθείας στο δίκτυο	8,497	GWh
10	Συνολική απορριπτόμενη παραγωγή ΑΠΕ ΥΒΣ	0,296	GWh
11	Αξιοποιήσιμη παραγωγή ΑΠΕ	28,716	GWh
12	Παραγωγή Υδροστροβίλων	12,758	GWh
13	Ενέργεια που αγοράζει ο διαχειριστής του ΥΒΣ από το δίκτυο	0,116	GWh
14	Καθαρή παραγόμενη ενέργεια ΥΒΣ	21,139	GWh
15	Ετήσια εγγυημένη ενέργεια	0,744	GWh/έτος
16	Αριθμός περιστατικών που ο άνω ταμιευτήρας είναι άδειος	0	-
17	Βαθμός αξιοποίησης παραγωγής ΑΠΕ	72,86	%
18	Ποσοστό παραγωγής υδροστροβίλων ως προς ενέργεια που προωθείται για άντληση	63,10	%
19	Ποσοστό του έτους που ο άνω ταμιευτήρας είναι πλήρης	0,00	%
20	Συντελεστής εκμετάλλευσης Α/Γ	34,40	%
21	Συντελεστής εκμετάλλευσης Φ/Β	17,23	%
22	Συντελεστής εκμετάλλευσης υδροστροβίλων	9,71	%
23	Συντελεστής εκμετάλλευσης αντλιών	25,66	%

Πίνακας 6.8 Συγκεντρωτικά ενεργειακά - τεχνικά αποτελέσματα για ελαχιστοποίηση απορριπτόμενης ενέργειας

Κεφάλαιο 6^ο - Βέλτιστος σχεδιασμός συστήματος



Σχήμα 6.5 (I) Κάλυψη ζήτησης νησιού - (II) Σύνθεση ενέργειας που προσφέρει ο ΥΒΣ - (III) Αξιοποίηση παραγωγής ΑΠΕ

Από τον πίνακα 6.7 φαίνεται ότι για την ελαχιστοποίηση των απωλειών, απαιτείται σταθμός με μικρή εγκατεστημένη ισχύ Α/Γ (8 MW) και Φ/Β (3,06 MW). Το γεγονός αυτό προφανώς επιδρά και στην τιμή των δύο άλλων παραμέτρων, με την ονομαστική ισχύ αντλίας να πλησιάζει στο κάτω όριο του πεδίου ορισμού της και με τη χωρητικότητα του ταμιευτήρα να περιορίζεται στα 345.161 m³, τιμές που συγκρατούν τις απορρίψεις ενέργειας στο αμελητέο ποσό των 0,296 GWh.

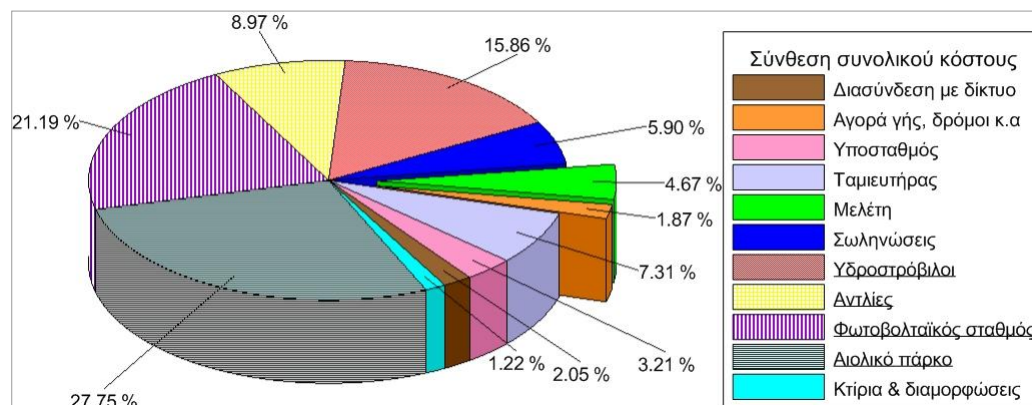
Όπως είναι λογικό η περιορισμένη εγκατάσταση ΑΠΕ κρατάει την παραγωγή του σταθμού σε χαμηλά επίπεδα, καθορίζοντας έτσι τόσο τον τρόπο όσο και το βαθμό αξιοποίησής της. Συγκεκριμένα από το σχήμα 6.4(II) φαίνεται πως για τη διασφάλιση της εγγυημένης ενέργειας –μέσω της διατήρησης της στάθμης του ταμιευτήρα πάνω από κάποιο όριο– απαιτείται το μεγαλύτερο ποσοστό της παραγωγής να αξιοποιείται για άντληση (69,7 %) με την ενέργεια που προωθείται στο δίκτυο να περιορίζεται στο 30%.

A/A	ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ	Τιμή	Μονάδες
1	Ετήσια κέρδη ΥΒΣ	5.526.786	€
2	Έξοδα για αγορά ενέργειας από το δίκτυο	11.650	€
3	Κόστος κατασκευής σταθμού	40.420.176	€
4	Συνολικό κόστος επένδυσης	43.249.588	€
5	IRR	15,34	%
6	NPV	0,380	-

Κεφάλαιο 6^ο - Βέλτιστος σχεδιασμός συστήματος

7	Κόστος παραγόμενης ενέργειας	0,187	€/kWh
8	Τιμή πώλησης παραγόμενης ενέργειας	0,261	€/kWh
9	Έντοκη περίοδος αποπληρωμής	9,16	έτη

Πίνακας 6.9 Συγκεντρωτικά οικονομικά αποτελέσματα για ελαχιστοποίηση απορριπτόμενης ενέργειας



Σχήμα 6.6 Σύνθεση κόστους επένδυσης

Σε σχέση με την οικονομικότητα της επένδυσης, ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης κινείται σε πολύ ικανοποιητικά επίπεδα ξεπερνώντας το 15%. Το γεγονός αυτό οφείλεται εν πολλοίς στο χαμηλό κόστος της επένδυσης ($\approx 43,25$ εκ. €), το οποίο με τη σειρά του κυμαίνεται σε αυτά τα επίπεδα λόγω της μειωμένης εγκατάστασης ΑΠΕ και ιδιαίτερα Φ/Β.

Από την άλλη, τα ετήσια κέρδη ξεπερνάνε τα 5,5 εκ €, παρά τη χαμηλή παροχή ενέργειας από τον ΥΒΣ. Η εξέλιξη αυτή προκαλείται κυρίως λόγω της αποζημίωσης που λαμβάνει ο διαχειριστής του σταθμού για την παροχή εγγυημένη ισχύος, που ανέρχεται στα 2,475 εκ €. Τα αρκετά υψηλά έσοδα λοιπόν σε συνδυασμό με το χαμηλό κόστος, διασφαλίζουν μια ικανοποιητική οικονομική απόδοση με την αποπληρωμή του έργου να ολοκληρώνεται σε λιγότερο από 10 χρόνια.

6.4.1.4 Συγκριτικά διαγράμματα

Σταθμός Α : Μεγιστοποίηση βαθμού αξιοποίησης παραγωγής ΑΠΕ.

Σταθμός Β : Ελαχιστοποίηση αγοράς ενέργειας από το δίκτυο.

Σταθμός C : Ελαχιστοποίηση απορριπτόμενης ενέργειας.

Σύνθεση σταθμών

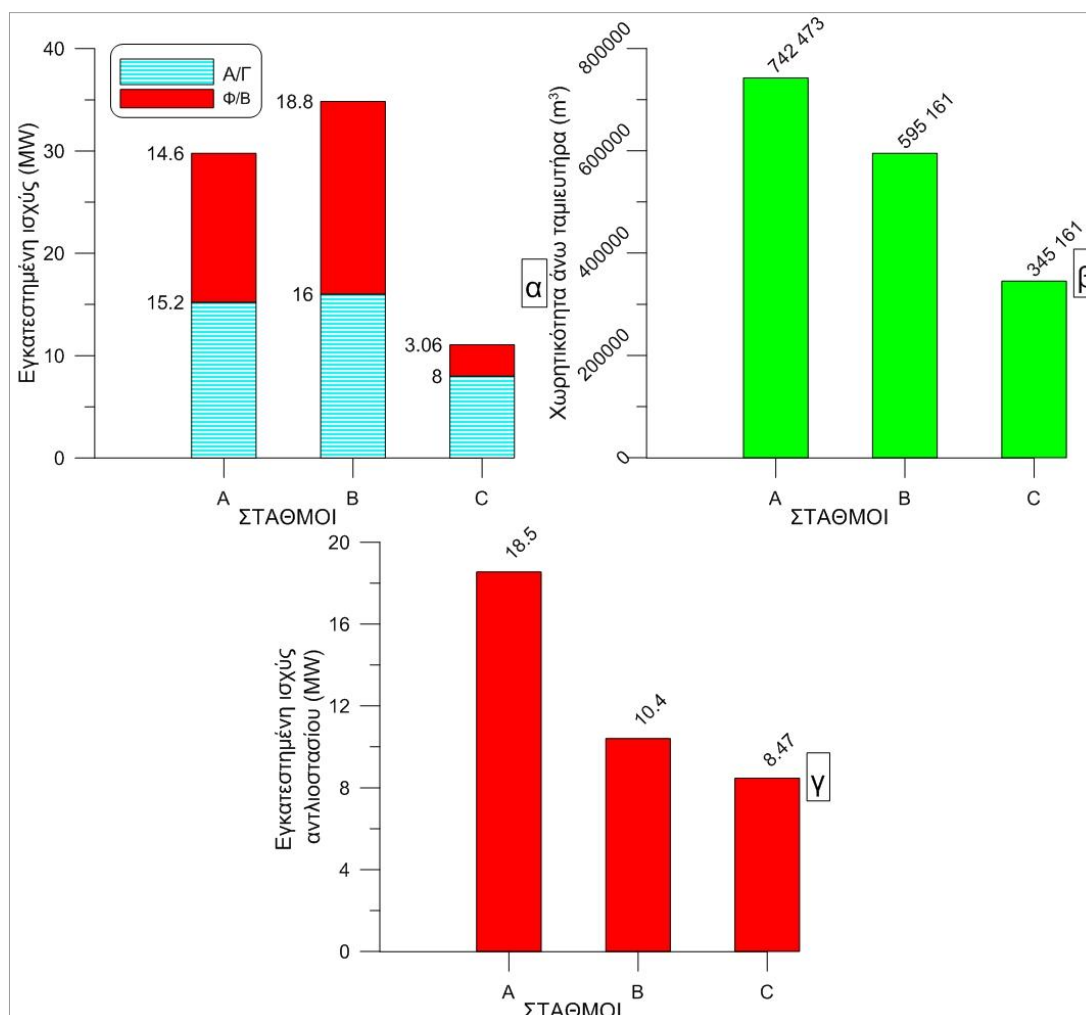
Στο σχήμα 6.7 φαίνεται πως οι σταθμοί Α,Β περιλαμβάνουν αιολικά και φωτοβολταϊκά πάρκα μεγάλης ισχύος σε αντίθεση με το σταθμό C όπου οι εγκατεστημένες ΑΠΕ είναι σαφώς λιγότερες. Επιπλέον τόσο στο σταθμό Α όσο και στο Β η συνολική ισχύς των Α/Γ κυμαίνεται στα ίδια επίπεδα με αυτή των Φ/Β, αποδεικνύοντας πως για την επίτευξη αυτών των ενεργειακών στόχων ενδείκνυται η χρήση Φ/Β. Όσον αφορά τα υπόλοιπα τμήματα του σταθμού, λαμβάνουν τις

Κεφάλαιο 6^ο - Βέλτιστος σχεδιασμός συστήματος

μεγαλύτερες τιμές τους στην περίπτωση του σταθμού Α, όπου η βελτιστοποίηση του στόχου απαιτεί τον περιορισμό των απωλειών και την αύξηση της καθαρής παραγόμενης ενέργειας.

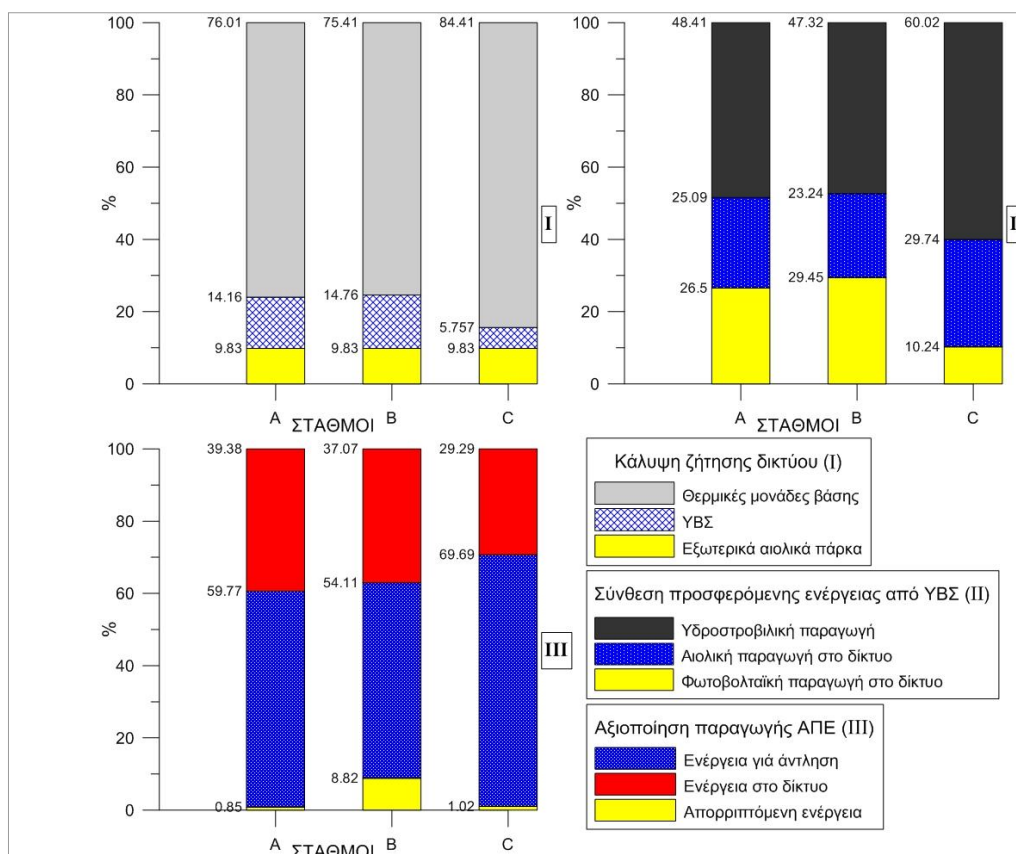
Ενεργειακή αξιολόγηση

Επιπλέον φαίνεται πως τόσο στον Α όσο και στον C ο λόγος της ισχύος του αντλιοστασίου προς αυτή των εγκατεστημένων ΑΠΕ είναι ιδιαίτερα υψηλός, ειδικά στη δεύτερη περίπτωση (0,62 και 0,76 αντίστοιχα). Η διαμόρφωση αυτή αυξάνει σημαντικά το ποσοστό της αξιοποιήσιμης ενέργειας αφού το αντλιοστάσιο είναι σε θέση να απορροφήσει σχεδόν το σύνολο της περισσευούμενης παραγωγής ακόμα και όταν αυτή λαμβάνει μεγάλες τιμές. Η διαπίστωση αυτή τεκμηριώνεται και από το σχήμα 6.8 (II) όπου οι απορρίψεις ενέργειας (ως ποσοστό της συνολικής παραγωγής) για τους Α και C είναι σχεδόν μηδενικές σε αντίθεση με τον Β όπου ανέρχονται στο 8,8 %.



Σχήμα 6.7 Σύνθεση σταθμών Α – Β – C

Κεφάλαιο 6^ο - Βέλτιστος σχεδιασμός συστήματος



Σχήμα 6.8 (I) Κάλυψη ζήτησης δικτύου – (II) Σύνθεση προσφερόμενης ενέργειας – (III) Αξιοποίηση παραγωγής ΑΠΕ

Όσον αφορά τον τρόπο αξιοποίησης της παραγωγής των ΑΠΕ, αν εξαιρεθούν οι απώλειες, δεν υπάρχουν μεγάλες διαφορές μεταξύ των δύο πρώτων σταθμών, με την ενέργεια που πάει για άντληση, να είναι μεγαλύτερη αυτής που προωθείται στο δίκτυο κατά 20 % στον Α και 17 % στο Β. Από την άλλη η κατάσταση μεταβάλλεται στο σταθμό C για τους λόγους που αναφέρθηκαν νωρίτερα. Παρόλα αυτά και στις τρεις περιπτώσεις φαίνεται πως για τέτοια μεγέθη σταθμών η επιλογή σεναρίου λειτουργίας που δίνει προτεραιότητα στην προώθηση ενέργειας απ' ευθείας στο δίκτυο, παίζει σημαντικό ρόλο, με το ποσοστό της παραγωγής που αξιοποιείται κατά αυτό τον τρόπο να είναι ιδιαίτερα υψηλό (>26 %).

Προφανώς ο τρόπος αξιοποίησης της παραγωγής επηρεάζει και τη σύνθεση της προσφερόμενης ενέργειας του ΥΒΣ (Σχ. 6.8(II)). Οι ομοιότητες μεταξύ των σταθμών Α και Β παραμένουν, με την προσφορά των ΑΠΕ στο δίκτυο να υπερβαίνει την υδροστροβιλική παραγωγή, σε αντίθεση με το σταθμό C, όπου το ποσοστό ενέργειας που παρέχουν οι υδροστρόβιλοι φτάνει το 60 %.

Η διευρυμένη εγκατάσταση Α/Γ και Φ/Β στους δύο πρώτους σταθμούς φαίνεται να αναβαθμίζει το ρόλο τους στο τοπικό δίκτυο, καθώς ξεπερνάνε το ποσοστό κάλυψης των εξωτερικών Α/Π με το δικό τους ποσοστό να πλησιάζει το 15 %. Από την άλλη, δε συμβαίνει το ίδιο με το σταθμό C ο οποίος καλύπτει μόλις το 5,75 % της ζήτησης.

Κεφάλαιο 6^ο - Βέλτιστος σχεδιασμός συστήματος

Τέλος με τη βοήθεια του σχήματος 6.9 παρέχεται μια συγκριτική εικόνα των βασικότερων ενεργειακών - τεχνικοοικονομικών δεικτών και μεγεθών. Συγκεκριμένα όσον αφορά τη συνολική ενεργειακή απόδοση του σταθμού, αυτή αποτυπώνεται μέσω του βαθμού αξιοποίησης της παραγωγής των ΑΠΕ (Σχ.6.9α), ο οποίος βεβαίως λαμβάνει τη μέγιστη τιμή του για το σταθμό Α (76,3%). Ωστόσο και στις δύο άλλες περιπτώσεις τα αποτελέσματα είναι ικανοποιητικά, ιδιαίτερα για το σταθμό C (72,9%).

Το υψηλό όριο παροχής εγγυημένης ισχύος σε συνδυασμό με την ανυπαρξία μεγάλων διαστημάτων μηδενικής παραγωγής λόγω καιρικών φαινομένων (νηνεμία, σκίαση κτλ.) έχει σαν αποτέλεσμα η ενέργεια που αγοράζεται από το δίκτυο να κυμαίνεται και στους τρεις σταθμούς σε πολύ χαμηλά επίπεδα, τόσο ως ποσοστό της συνολικά προσφερόμενης ενέργειας (Σχ.6.9δ) όσο και σε απόλυτη τιμή (Σχ.6.9δ). Ενδεικτικό είναι το γεγονός ότι στη χειρότερη περίπτωση (σταθμός C) το ποσοστό της ανέρχεται στο 0,55 % της συνολικά προσφερόμενης.

Με τη βοήθεια του διαγράμματος 6.9η εξάγονται συμπεράσματα σε σχέση με το βαθμό εκμετάλλευσης ορισμένων εκ των βασικότερων συνιστωσών του σταθμού. Όπως φαίνεται οι συντελεστές εκμετάλλευσης Α/Γ και Φ/Β κινούνται στα ίδια επίπεδα και για τους τρεις σταθμούς με τις τιμές τους να είναι ελαφρώς μικρότερες για το σταθμό Β. Επιπλέον η μικρή ισχύς του αντλιοστασίου σε συνδυασμό με τα μεγάλης ισχύος αιολικά και φωτοβολταϊκά πάρκα του σταθμού αυτού αυξάνουν τη διάρκεια χρήσης των αντλιών, με αποτέλεσμα η τιμή που λαμβάνει ο συντελεστής εκμετάλλευσής τους να φτάνει το 43%, τη στιγμή που για τις δύο άλλες εγκαταστάσεις κυμαίνεται μεταξύ 23,6% και 25,7%. Τέλος όσον αφορά τους υδροστροβίλους, ενώ στους Α και Β ο συντελεστής εκμετάλλευσης λαμβάνει σχεδόν την ίδια τιμή (19,3% και 19,6% αντίστοιχα) στην περίπτωση του C παρατηρείται μείωση σχεδόν 10%, μιας και η χαμηλή αιολική και φωτοβολταϊκή παραγωγή περιορίζει σημαντικά το χρόνο χρησιμοποίησής τους.

Οικονομική αξιολόγηση

Η οικονομική αξιολόγηση των σταθμών πραγματοποιείται μέσω της παράθεσης του συνολικού κόστους της επένδυσης (Σχ.6.9η) και του εσωτερικού βαθμού απόδοσής της (Σχ.6.9ζ). Σε γενικές γραμμές τα αποτελέσματα θεωρούνται καλά και για τους τρεις σταθμούς με το μέγιστο κόστος να παρατηρείται για το σταθμό Β (110,223 εκατ. €) και τη βέλτιστη οικονομική απόδοση για το σταθμό C (15,3 %).

Έχοντας πλέον πλήρη εικόνα των σταθμών που προέκυψαν από την βελτιστοποίηση των στόχων που ορίστηκαν αλλά και τα επίπεδα στα οποία αυτοί κινούνται, αποδεικνύεται πως ο σταθμός Α είναι αυτός που εξασφαλίζει τα σπουδαιότερα ενεργειακά αποτελέσματα. Το συμπέρασμα αυτό προκύπτει από μια σειρά ενδείξεων:

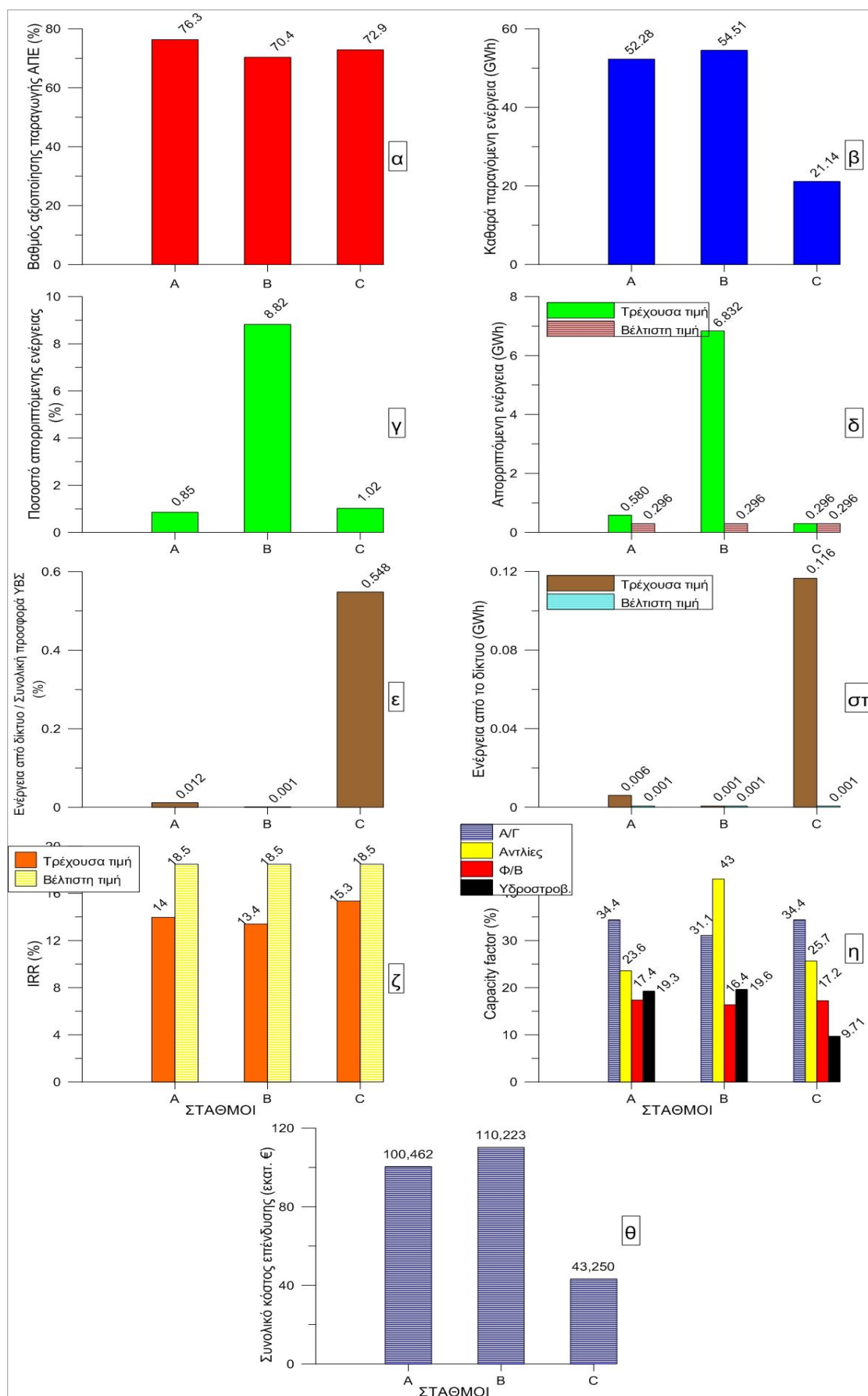
- Η μεγιστοποίηση του βαθμού αξιοποίησης της παραγωγής των ΑΠΕ αποτελεί ίσως τη βασικότερη εξ' αυτών και συνδέεται ως ένα βαθμό και με τις υπόλοιπες.

Κεφάλαιο 6^ο - Βέλτιστος σχεδιασμός συστήματος

- Πολύ σημαντικό είναι επίσης το γεγονός ότι ο συγκεκριμένος σταθμός περιορίζει σε μεγάλο βαθμό την παραγωγή των θερμικών μονάδων βάσης, ενώ παράλληλα δεν απαιτείται η αγορά μεγάλων ποσοτήτων ενέργειας από το δίκτυο.
- Τέλος περιορίζονται σε πολύ μεγάλο βαθμό οι συνολικές ενεργειακές απώλειες (απώλειες που προκύπτουν από απορρίψεις ενέργειας και από τη χρήση του συστήματος αντλησιοταμίευσης), καθώς ανέρχονται στο 23,6% της συνολικής παραγωγής τη στιγμή που το ποσοστό τους για το σταθμό Β ξεπερνάει το 29,6% και για το σταθμό C το 26,5%.

Φαίνεται λοιπόν πως η χρήση Α/Γ μπορεί να συνδυαστεί με εγκατάσταση φωτοβολταϊκού σταθμού αντίστοιχης ισχύος και να προκαλέσει ιδιαίτερα ενθαρρυντικά αποτελέσματα τόσο στην εσωτερική λειτουργία του σταθμού όσο και στο τοπικό δίκτυο.

Κεφάλαιο 6^ο - Βέλτιστος σχεδιασμός συστήματος



Σχήμα 6.9 Ενεργειακοί – Οικονομικοί τεχνικοί δείκτες και μεγέθη

6.4.2 Βελτιστοποίηση βαθμού αξιοποίησης παραγωγής ΑΠΕ

Στην προηγούμενη ενότητα αναδείχτηκε η σημασία του βαθμού αξιοποίησης της παραγωγής των ΑΠΕ για την εξαγωγή συμπερασμάτων σε σχέση με την ενεργειακή απόδοση ΥΒΣ, ενώ αποδείχτηκε πως η μεγιστοποίηση του οδηγεί σε ενεργειακά βέλτιστες λύσεις. Για το λόγο αυτό στην παρακάτω ενότητα διερευνάται η βέλτιστη τιμή του για τέσσερα διαφορετικά μεγέθη σταθμών.

ΣΤΑΘΜΟΣ Α : Εγκατεστημένη ισχύς υδροστροβίλων 15 MW

ΣΤΑΘΜΟΣ Β : Εγκατεστημένη ισχύς υδροστροβίλων 20 MW

ΣΤΑΘΜΟΣ C : Εγκατεστημένη ισχύς υδροστροβίλων 25 MW

ΣΤΑΘΜΟΣ D : Εγκατεστημένη ισχύς υδροστροβίλων 30 MW

6.4.2.1 Σύνθεση σταθμών

Στον πίνακα που ακολουθεί συγκεντρώνονται οι τιμές των παραμέτρων όπως προέκυψαν μετά τη βελτιστοποίηση των τεσσάρων σταθμών. Ενώ στο σχήμα 6.10 απεικονίζεται η σύνθεση των σταθμών αυτών.

ΒΕΛΤΙΣΤΟΣ ΣΥΝΔΥΑΣΜΟΣ ΠΑΡΑΜΕΤΡΩΝ						
#	ΣΤΑΘΜΟΣ	A	B	C	D	Μονάδες
1	Εγκατεστημένη ισχύς αιολικού πάρκου	15,2	16,8	18,4	16,8	MW
2	Εγκατεστημένη ισχύς φωτοβολταϊκού σταθμού	14,565	14,589	14,491	23,656	MW
3	Εγκατεστημένη ισχύς αντλιοστασίου	18,5	19,2	22,1	25,4	MW
4	Χωρητικότητα ταμιευτήρα	742.473	723.118	745.699	748.925	m ³
Βαθμός αξιοποίησης παραγωγής ΑΠΕ		76,32	75,62	74,69	73,54	%

Πίνακας 6.10 Βέλτιστος συνδυασμός παραμέτρων

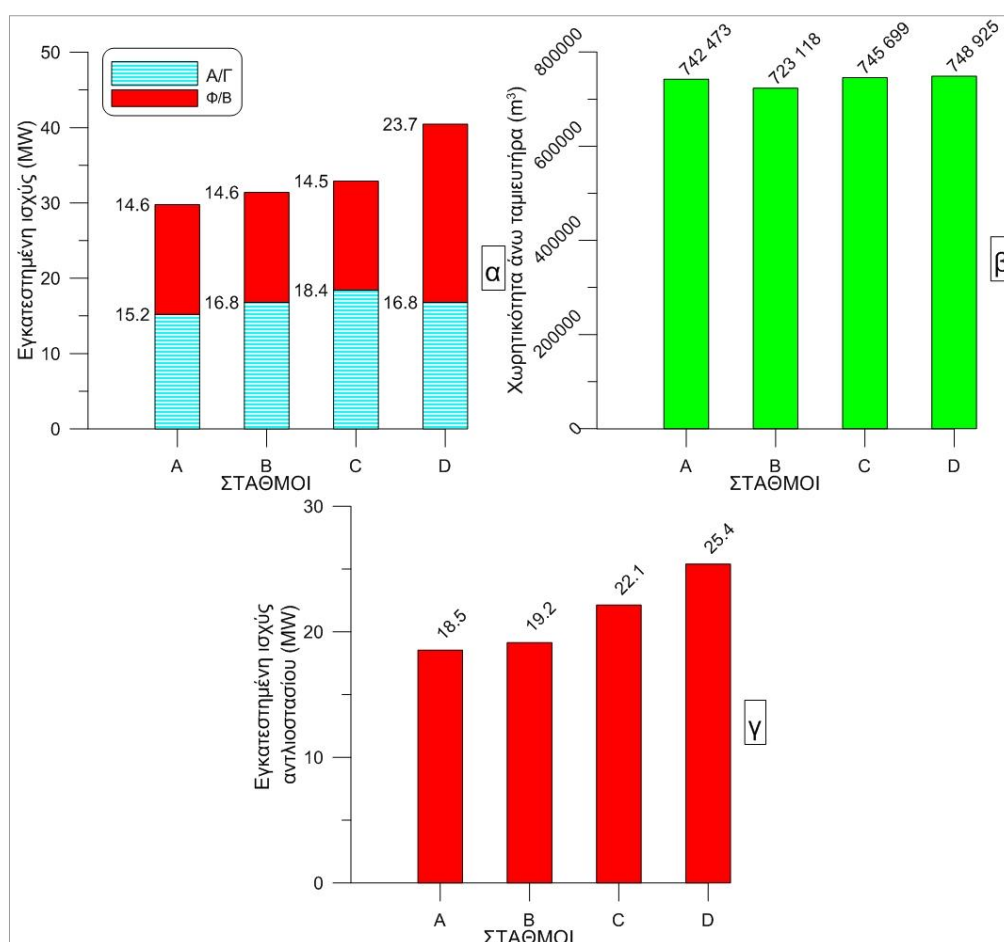
Όπως προκύπτει από τον πίνακα και το σχήμα 6.10 η βελτιστοποίηση του βαθμού αξιοποίησης οδήγησε σε σταθμούς που χαρακτηρίζονται από την εγκατάσταση μεγάλης ισχύος αιολικών και φωτοβολταϊκών πάρκων. Αξιοσημείωτο είναι επίσης το γεγονός ότι και στις τέσσερις περιπτώσεις η συνολική ισχύς των Φ/Β - παρά το μικρότερο βαθμό απόδοσης τους- κυμαίνεται στα ίδια επίπεδα με αυτή των Α/Γ, ενώ στο σταθμό D είναι μεγαλύτερη. Η εξέλιξη αυτή οφείλεται κατά βάση στην ύπαρξη, σχεδόν καθόλη τη διάρκεια του χρόνου (με εξαίρεση κάποια διαστήματα κατά τους χειμερινούς - φθινοπωρινούς μήνες) φωτοβολταϊκής παραγωγής κατά τις πρωινές και μεσημβρινές ώρες (βλ Σχ.6.12α στο τέλος της ενότητας), διάστημα κατά το οποίο έχει δικαίωμα ο διαχειριστής του σταθμού να προωθήσει την παραγωγή των ΑΠΕ απ' ευθείας στο δίκτυο, όπως άλλωστε υποδεικνύεται βάσει σεναρίου. Η επιλογή αυτή είναι ιδιαίτερα καθοριστική για την ενεργειακή απόδοση του σταθμού, αφού

Κεφάλαιο 6^ο - Βέλτιστος σχεδιασμός συστήματος

αξιοποιείται μεγαλύτερο ποσοστό της παραγωγής, μέσω του περιορισμού των απωλειών που θα προέκυπταν από τη χρήση του συστήματος αντλιοσταμίου.

Σε ότι έχει να κάνει με τις υπόλοιπες παραμέτρους, η απαίτηση για την κατά το δυνατόν καλύτερη αξιοποίηση της παραγωγής, έχει σαν αποτέλεσμα, τόσο η ισχύς του αντλιοστασίου, όσο και η χωρητικότητα του ταμιευτήρα, να λαμβάνουν υψηλές τιμές στο σύνολο των σταθμών. Η τελευταία κινείται μάλιστα στο άνω όριο του πεδίου ορισμού της, γεγονός που υποδεικνύει ότι η περαιτέρω αύξηση της θα βελτιώνει ακόμα περισσότερο το βαθμό αξιοποίησης της παραγωγής. Κάτι τέτοιο ωστόσο, δε μπορεί να υλοποιηθεί, λόγω του περιορισμού στη χρήση των υδάτων του κάτω ταμιευτήρα.

Σε γενικές γραμμές φαίνεται πως οι συνθέσεις των σταθμών είναι ανάλογες, με σημαντικότερη τη μικρή άνοδο της εγκατεστημένης ισχύος των ΑΠΕ, που προκαλείται από την υποχρέωση του διαχειριστή του σταθμού για παροχή μεγαλύτερων ποσοτήτων εγγυημένης ενέργειας, όσο αυξάνει η εγκατεστημένη ισχύς των υδροτροβίλων.



Σχήμα 6.10 Σύνθεση σταθμών Α – Β – C – D

6.4.2.2 Ενεργειακή αξιολόγηση

Ακολουθεί η παρουσίαση των ενεργειακών αποτελεσμάτων με τη βοήθεια του πίνακα και του σχήματος 6.11 όπου παρατίθενται οι βασικότεροι ενεργειακοί – τεχνικοί δείκτες και μεγέθη.

Από το σχήμα 6.11α φαίνεται πως η εγκατάσταση σταθμών μεγαλύτερης παραγωγικότητας αυξάνει σημαντικά το ποσοστό της ζήτησης που καλύπτουν, με χαρακτηριστικότερο παράδειγμα το σταθμό D του οποίου η προσφορά ενέργειας ανέρχεται στο 18% των συνολικών απαιτήσεων του νησιού. Η συνεισφορά αυτή ωστόσο δεν αντιστοιχίζεται πάντα σε ισόποση μείωση της παραγωγής των ΘΜΒ, καθώς συνοδεύεται από αγορά αξιόλογων ποσοτήτων ενέργειας από το δίκτυο. Οι ποσότητες αυτές μάλιστα ως ποσοστό της συνολικής προσφοράς των σταθμών ανέρχονται για το C στο 2% και για το D στο 4,6% (Σχ.6.11δ). Η εξέλιξη αυτή μειώνει την ενεργειακή αποτελεσματικότητα των σταθμών καθώς η διαδικασία προμήθειας και επαναπροώθησης ενέργειας στο δίκτυο, εμπεριέχει απώλειες που ξεπερνούν το 40%.

Στο σχήμα 6.11η παρουσιάζεται η συσχέτιση της εγγυημένης ενέργειας με την ισχύ των υδροστροβίλων καθώς και η επίδραση της στην αγορά ενέργειας από το δίκτυο. Συγκεκριμένα η αύξηση του μεγέθους των σταθμών προκαλεί σημαντική άνοδο στα επίπεδα της ενέργειας που πρέπει να εγγυηθεί ο διαχειριστής, γεγονός που με τη σειρά του οδηγεί στην αγορά μεγαλύτερων ποσοτήτων ενέργειας από το δίκτυο.

Για την καλύτερη κατανόηση του παραπάνω φαινομένου παρατίθεται η καμπύλη φορτίου (Σχ.6.12β) μετά την εγκατάσταση (βέλτιστου ενεργειακά) σταθμού 30 MW, απ' όπου προκύπτει ότι η πτώση του ορίου παροχής εγγυημένης ισχύος υποχρεώνει το διαχειριστή του ΥΒΣ να προσφέρει σχεδόν καθημερινά ενέργεια στο δίκτυο. Συνεπώς (από σύγκριση των 6.12.α,β) παρατηρείται αύξηση των ημερών που η υποχρέωση αυτή συμπίπτει με χαμηλή απόδοση των ΑΠΕ (π.χ. 548÷596, 8280÷8386), με αποτέλεσμα αρκετές φορές κατά τη διάρκεια του έτους ο διαχειριστής να προσφεύγει στο δίκτυο για αγορά ενέργειας. Ενδεικτικό της αδυναμίας του ΥΒΣ να ανταποκριθεί στις δεσμεύσεις του χωρίς δήλωση φορτίου είναι και τα χαμηλά ποσοστά πλήρωσης του ταμιευτήρα για αξιοσημείωτα χρονικά διαστήματα.

Συνέπεια της αύξησης των απαιτήσεων για παροχή εγγυημένης ενέργειας, είναι και οι μεταβολές που παρατηρούνται στον τρόπο αξιοποίησης της παραγωγής, με την ενέργεια που πηγαίνει για άντληση, να αυξάνεται εις βάρος αυτής που προωθείται στο δίκτυο και με το ποσοστό των απορρίψεων να παραμένει επί της ουσίας σταθερό σε επίπεδα λίγο πάνω από το μηδέν (Σχ.6.11δ). Οι μεταβολές αυτές επιδρούν βεβαίως με τη σειρά τους, στη σύνθεση της προσφερόμενης ενέργειας. Από το σχήμα 6.11γ προκύπτει ότι το ποσοστό τη παραγωγής των υδροστροβίλων μεγαλώνει ελαφρώς, ξεπερνώντας μάλιστα για τους τρεις τελευταίους σταθμούς το 50 %, ενώ η υπόλοιπη προσφορά ενέργειας μοιράζεται σχεδόν εξ' ίσου μεταξύ Α/Γ και Φ/Β, με εξαίρεση το

Κεφάλαιο 6^ο - Βέλτιστος σχεδιασμός συστήματος

σταθμό D όπου η συνεισφορά των Α/Γ πέφτει στο 18,88% σε αντίθεση με αυτή των Φ/Β που πλησιάζει το 27 %.

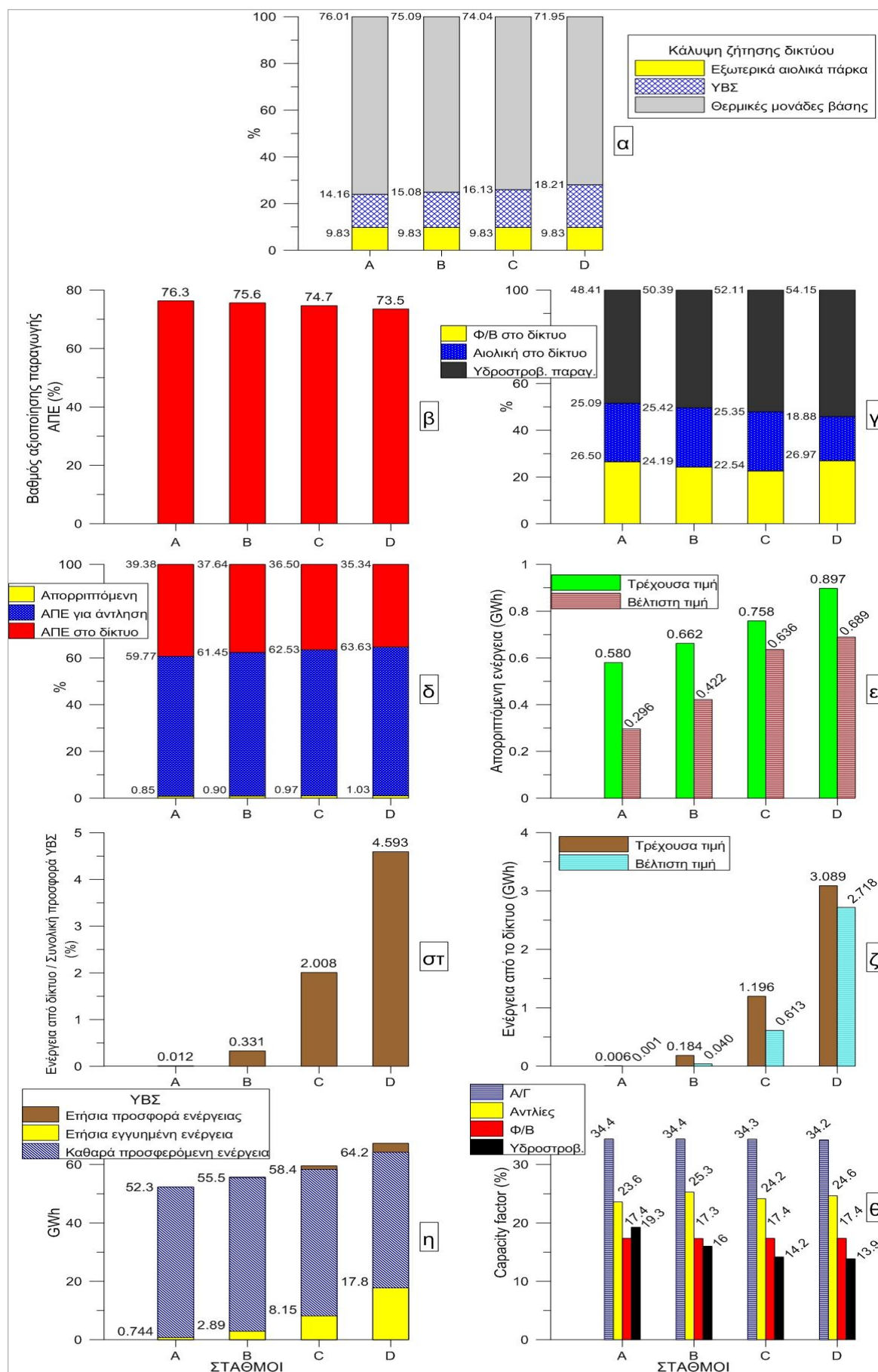
Οι συντελεστές εκμετάλλευσης δε μεταβάλλονται ιδιαίτερα όσο αυξάνει το μέγεθος των σταθμών, με τις τιμές που λαμβάνουν να κρίνονται ικανοποιητικές. Εξαιρέση αποτελεί ο συντελεστής εκμετάλλευσης των υδροστροβίλων του οποίου η τιμή μειώνεται, καθώς η αύξηση της ισχύος τους δε συνοδεύεται από αντίστοιχα μεγάλη αύξηση της παραγωγής τους. Κύριο αίτιο για την εν γένει μειωμένη τιμή των υδροστροβίλων αλλά και των αντλιών, είναι το γεγονός ότι με βάση το σενάριο λειτουργίας του σταθμού, περιορίζεται σημαντικά ο κύκλος άντλησης παραγωγής, μιας και η παραγωγή των ΑΠΕ στέλνεται κατά προτεραιότητα στο δίκτυο.

Κεφάλαιο 6^ο - Βέλτιστος σχεδιασμός συστήματος

ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΑ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ						
#	ΣΤΑΘΜΟΣ	A	B	C	D	Μονάδες
1	Ετήσια κατανάλωση ενέργειας	369,243	369,243	369,243	369,243	GWh
2	Προσφορά ενέργειας θερμικών μονάδων βάσης	280,656	277,249	273,396	265,688	GWh
3	Συνολική προσφορά ενέργειας ΥΒΣ	52,289	55,696	59,549	67,257	GWh
4	Προσφορά ενέργειας αιολικών πάρκων εκτός ΥΒΣ	36,298	36,298	36,298	36,298	GWh
5	Συνολική παραγωγή ΑΠΕ ΥΒΣ	68,499	73,406	78,126	87,248	GWh
6	Αιολική παραγωγή ΥΒΣ	46,263	51,132	56,002	51,132	GWh
7	Φωτοβολταϊκή παραγωγή ΥΒΣ	22,236	22,273	22,124	36,115	GWh
8	Συνολική παραγωγή ΑΠΕ ΥΒΣ που αξιοποιείται για άντληση	40,942	45,110	48,852	55,514	GWh
9	Συνολική παραγωγή ΑΠΕ ΥΒΣ που προωθείται απευθείας στο δίκτυο	26,977	27,633	28,516	30,836	GWh
10	Συνολική απορριπτόμενη παραγωγή ΑΠΕ ΥΒΣ	0,580	0,662	0,758	0,897	GWh
11	Αξιοποιήσιμη παραγωγή ΑΠΕ	67,919	72,744	77,368	86,350	GWh
12	Παραγωγή Υδροστροβίλων	25,312	28,062	31,033	36,421	GWh
13	Ενέργεια που αγοράζει ο διαχειριστής του ΥΒΣ από το δίκτυο	0,006	0,184	1,196	3,089	GWh
14	Καθαρή παραγόμενη ενέργεια ΥΒΣ	52,283	55,511	58,353	64,168	GWh
15	Ετήσια εγγυημένη ενέργεια	0,744	2,893	8,153	17,776	GWh/έτος
16	Αριθμός περιστατικών που ο άνω ταμιευτήρας είναι άδειος	0	0	0	0	-
17	Βαθμός αξιοποίησης παραγωγής ΑΠΕ	76,33	75,62	74,69	73,55	%
18	Ποσοστό παραγωγής υδροστροβίλων ως προς ενέργεια που προωθείται για άντληση	61,82	62,21	63,52	65,61	%
19	Ποσοστό του έτους που ο άνω ταμιευτήρας είναι πλήρης	0,00	0,00	0,02	0,16	%
20	Συντελεστής εκμετάλλευσης Φ/Β	34,38	34,38	34,34	34,22	%
21	Συντελεστής εκμετάλλευσης Φ/Β	17,36	17,33	17,35	17,37	%
22	Συντελεστής εκμετάλλευσης υδροστροβίλων	19,26	16,02	14,17	13,86	%
23	Συντελεστής εκμετάλλευσης αντλιών	23,59	25,27	24,15	24,64	%

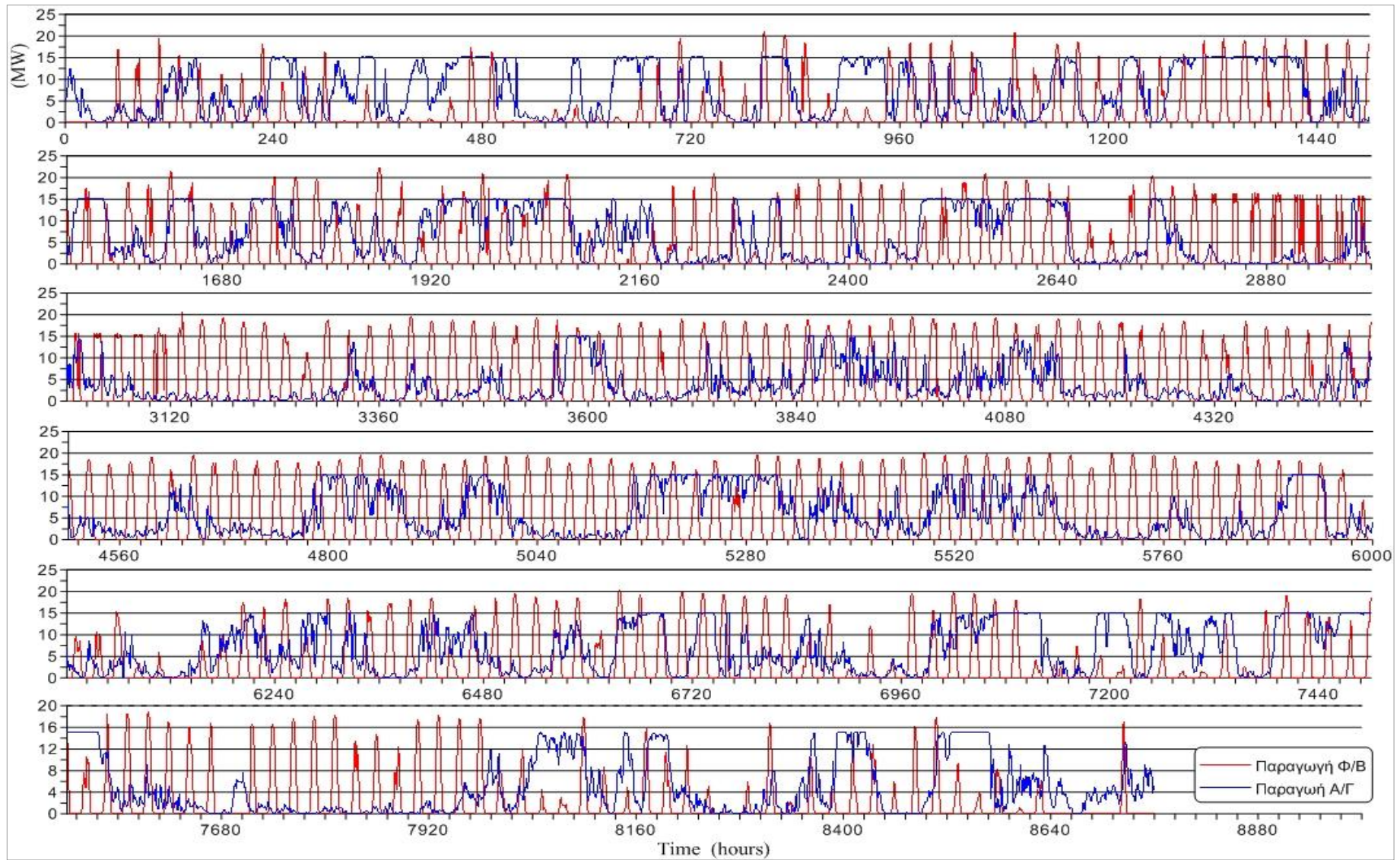
Πίνακας 6.11 Ενεργειακά αποτελέσματα

Κεφάλαιο 6^ο - Βέλτιστος σχεδιασμός συστήματος



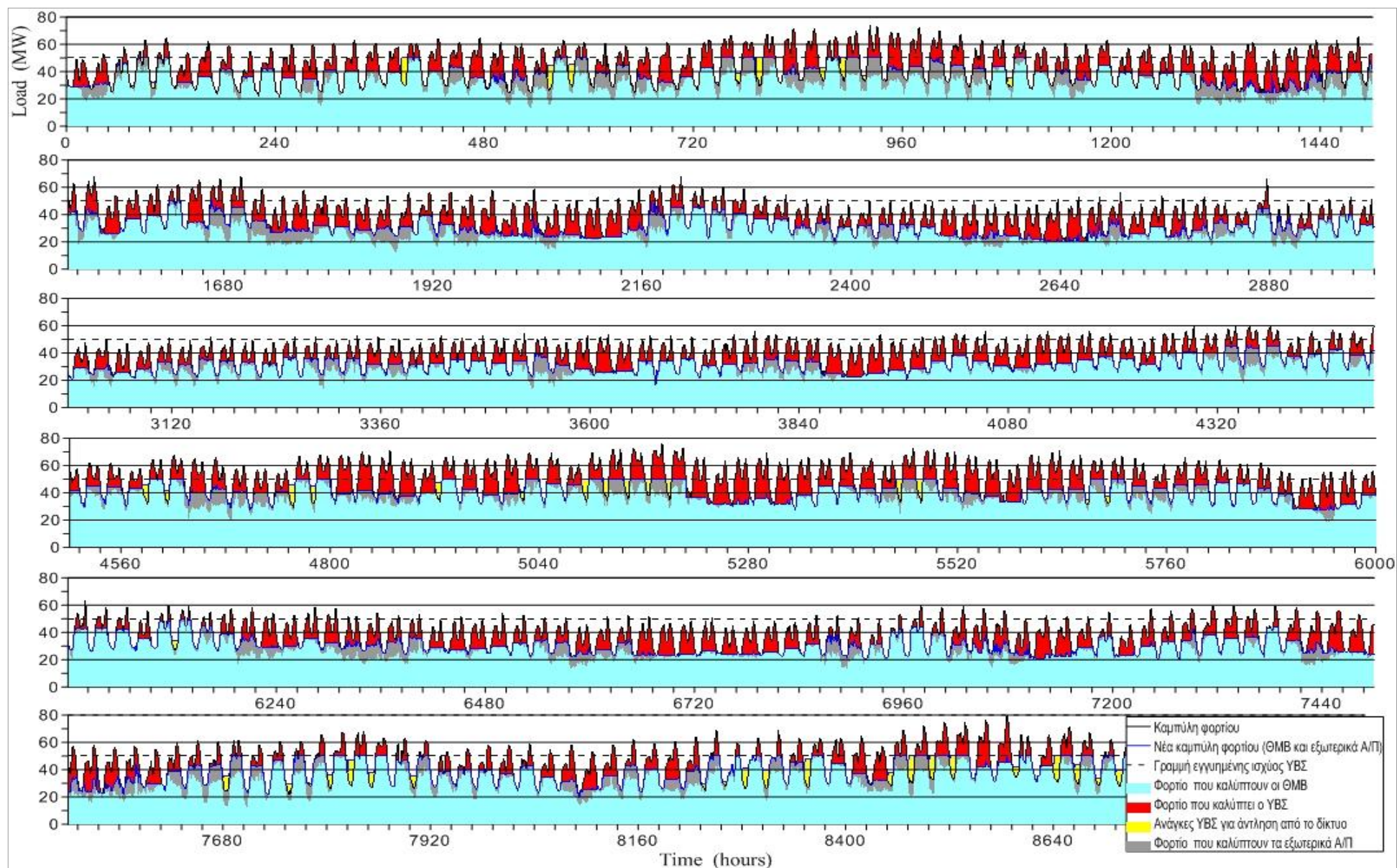
Σχήμα 6.11 Ενεργειακοί δείκτες - μεγέθη

Κεφάλαιο 6^ο - Βέλτιστος σχεδιασμός συστήματος



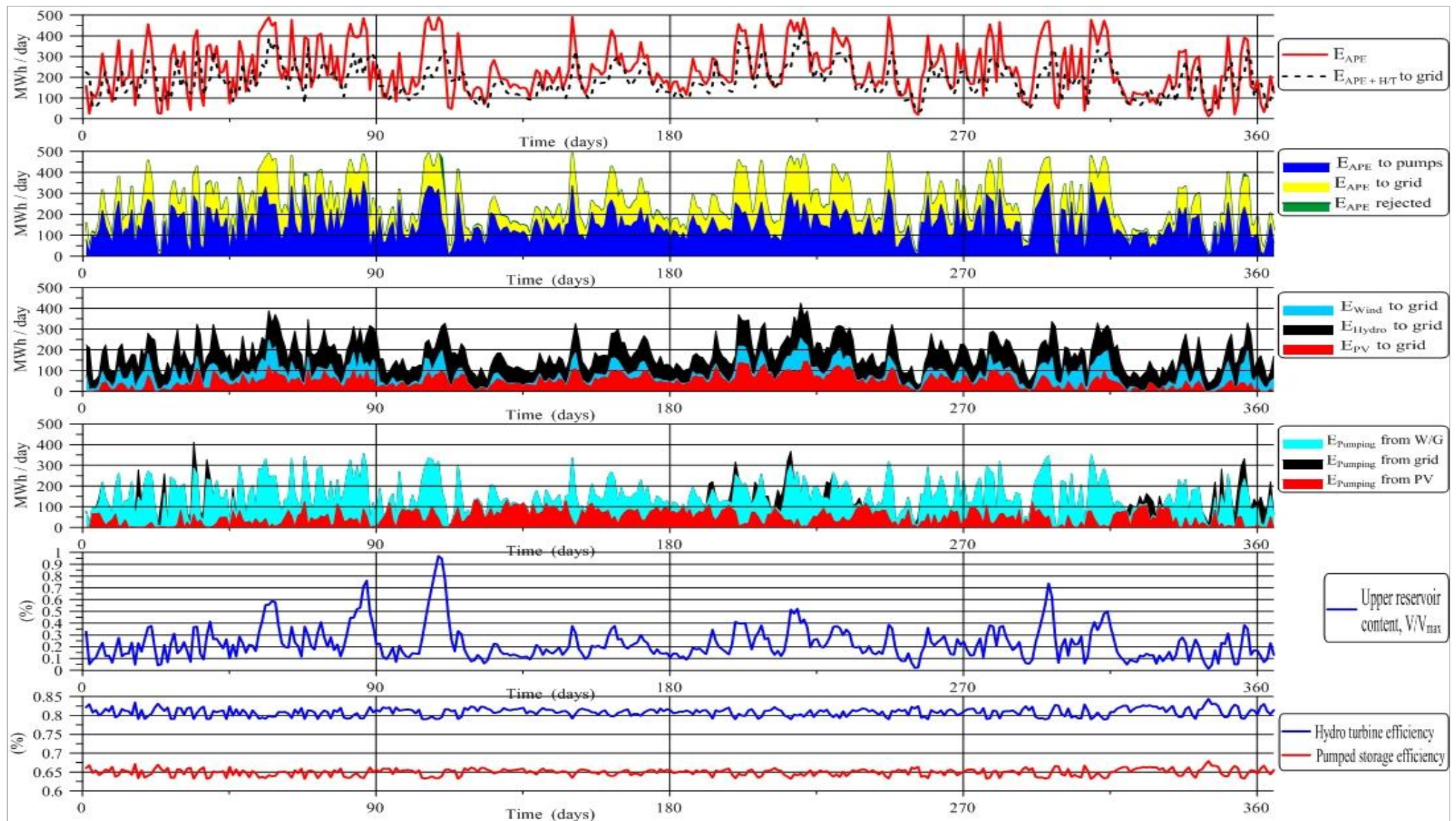
Σχήμα 6.12α Αιολική – Φωτοβολταϊκή χρονοσειρά παραγωγής σταθμού εγκατεστημένης ισχύος υδροστροβίλων 30 MW

Κεφάλαιο 6° - Βέλτιστος σχεδιασμός συστήματος



Σχήμα 6.12β Ετήσια καμπύλη φορτίου μετά την ένταξη του ΥΒΣ 30 MW

Κεφάλαιο 6^ο - Βέλτιστος σχεδιασμός συστήματος



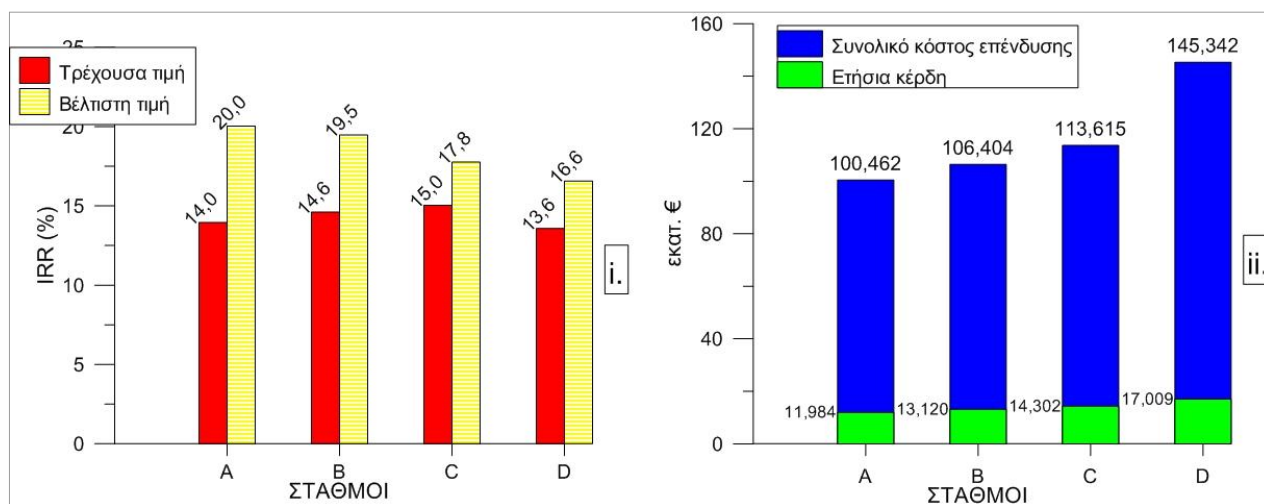
Σχήμα 6.12γ Ετήσια καμπύλη φορτίου μετά την ένταξη του ΥΒΣ 30 MW

6.4.2.3 Οικονομική αξιολόγηση

Η μελέτη ολοκληρώνεται με την παράθεση των οικονομικών αποτελεσμάτων και δεικτών των σταθμών στη μορφή πινάκων και διαγραμμάτων, ενώ στο σχήμα 6.13β παρατίθεται η σύνθεση του κόστους της επένδυσης.

.ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ						
#	ΣΤΑΘΜΟΣ	A	B	C	D	Μονάδες
1	Ετήσια κέρδη ΥΒΣ	11,984	13,120	14,302	17,009	εκατ. €
2	Έξοδα αγοράς ενέργειας από το δίκτυο	617	18.422	119.586	308.919	€
3	Κόστος κατασκευής σταθμού	93,889	99,443	106,182	135,834	εκατ. €
4	Συνολικό κόστος επένδυσης	100,462	106,404	113,615	145,342	εκατ. €
5	IRR	13,96	14,62	15,03	13,58	%
6	NPV	0,303	0,339	0,363	0,282	-
7	Κόστος παραγόμενης ενέργειας	0,175	0,175	0,178	0,207	€/kWh
8	Τιμή πώλησης παραγόμενης ενέργειας	0,229	0,236	0,245	0,265	€/kWh
9	Έντοκη περίοδος αποπληρωμής	10,26	9,71	9,39	10,59	έτη

Πίνακας 6.12 Συγκεντρωτικά οικονομικά αποτελέσματα

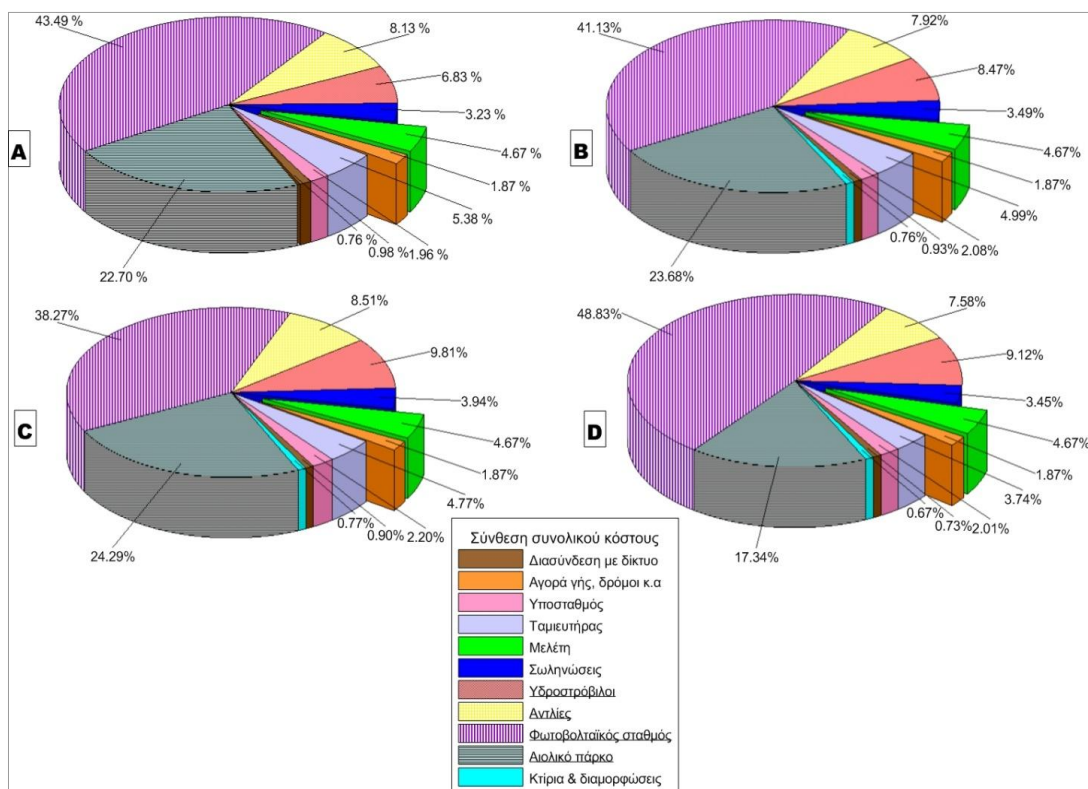


Σχήμα 6.13α Διακύμανση IRR και συνολικού κόστους επένδυσης

Όπως αναμενόταν το κόστος της επένδυσης επηρεάζεται από την αύξηση της ισχύος των υδροστροβίλων, καθώς αυξάνονται οι τιμές όλων των παραμέτρων της εγκατάστασης. Σε γενικές γραμμές η σύνθεση του κόστους δεν παρουσιάζει ιδιαίτερες διαφορές, με την αγορά των ΑΠΕ να κυμαίνεται και στις τέσσερις περιπτώσεις κοντά στο 65%. Όσον αφορά τα κέρδη του ΥΒΣ και αυτά παρουσιάζουν αυξητικές τάσεις κυρίως λόγω της αποζημίωσης από την παροχή εγγυημένης ισχύος,

Κεφάλαιο 6^ο - Βέλτιστος σχεδιασμός συστήματος

η οποία προσθέτει 850.000 € στα έσοδα, κάθε φορά που η εγκατεστημένη ισχύς των υδροτροβίλων αυξάνει κατά 5 MW. Τέλος από τις τιμές που λαμβάνει ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης φαίνεται πως η οικονομική απόδοση και στις τέσσερις περιπτώσεις είναι ικανοποιητική, με τα βέλτιστα αποτελέσματα να αναμένονται από την εγκατάσταση σταθμού με τα χαρακτηριστικά του C, όπου το IRR ισούται με 15%. Τέλος η σύγκριση του δείκτη αυτού με τις μέγιστες τιμές που μπορεί να λάβει αποδεικνύει πως υπάρχουν περιθώρια επίτευξης ακόμα καλύτερων οικονομικών αποτελεσμάτων.



Σχήμα 6.13β Σύνθεση κόστους επένδυσης

6.4.3 Ενεργειακή βελτιστοποίηση σταθμού μεγέθους 40MW

➤ Ενεργειακή βελτιστοποίηση σταθμού μεγέθους 40MW και ταμιευτήρα χωρητικότητας μέχρι 750.000 m³

Από τη βελτιστοποίηση του βασικότερου εκ των ενεργειακών στόχων προέκυψε σε μια σειρά σταθμών καθένας από τους οποίους παρουσιάζει ιδιαίτερα ικανοποιητικά ενεργειακά αποτελέσματα. Παράλληλα διαπιστώθηκε πως ακόμα και στην περίπτωση του D, όπου η εγγυημένη ενέργεια ανέρχεται στις 17,8 GWh, ο σταθμός ανταπεξέρχεται στις υποχρεώσεις του απέναντι στο δίκτυο, χωρίς την αγορά πολύ μεγάλων ποσοτήτων ενέργειας από αυτό και επιτυγχάνοντας βαθμό αξιοποίησης της παραγωγής ίσο με 73,55%. Για το λόγο κρίθηκε σκόπιμο να διερευνηθεί αν η ενεργειακή απόδοση μπορεί να διατηρηθεί σε αντίστοιχα επίπεδα και για μεγαλύτερο σταθμό. Συγκεκριμένα επελέγη σταθμός 40 MW για τον οποίο επανελήφθη βελτιστοποίηση του βαθμού αξιοποίησης της παραγωγής των ΑΠΕ.

Στον πίνακα που ακολουθεί συνοψίζονται η σύνθεση του σταθμού που προέκυψε και τα βασικότερα ενεργειακά του αποτελέσματα.

	#	ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ	Τιμή	Μονάδες
ΣΥΝΘΕΣΗ ΣΤΑΘΜΩΝ	1	Εγκατεστημένη ισχύς αιολικού πάρκου	44,00	MW
	2	Εγκατεστημένη ισχύς φωτοβολταϊκού σταθμού	70,48	MW
	3	Εγκατεστημένη ισχύς αντλιοστασίου	54,53	MW
	4	Χωρητικότητα ταμιευτήρα	740,323	m ³
ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΑ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ	5	Παραγωγή θερμικών μονάδων βάσης	217,75	GWh
	6	Συνολική προσφορά ενέργειας ΥΒΣ	115,20	GWh
	7	Συνολική παραγωγή ΑΠΕ ΥΒΣ	241,53	GWh
	8	Συνολική παραγωγή ΑΠΕ ΥΒΣ που αξιοποιείται για άντληση	96,09	GWh
	9	Συνολική παραγωγή ΑΠΕ ΥΒΣ που προωθείται απευθείας στο δίκτυο	57,45	GWh
	10	Συνολική απορριπτόμενη παραγωγή ΑΠΕ ΥΒΣ	87,99	GWh
	11	Ενέργεια που αγοράζει ο διαχειριστής του ΥΒΣ από το δίκτυο	1,27	GWh
	12	Καθαρά παραγόμενη ενέργεια ΥΒΣ	113,92	GWh
	13	Ετήσια εγγυημένη ενέργεια	54,07	GWh/έτος
	14	Ποσοστό παραγωγής ΑΠΕ για άντληση	39,79	%
	15	Ποσοστό παραγωγής ΑΠΕ στο δίκτυο	23,78	%
	16	Ποσοστό απορριπτόμενης παραγωγής ΑΠΕ	36,43	%
	17	Αριθμός περιστατικών που ο άνω ταμιευτήρας είναι άδειος	9	-
	18	Ποσοστό του έτους που ο άνω ταμιευτήρας	31,47	%

Κεφάλαιο 6^ο - Βέλτιστος σχεδιασμός συστήματος

	είναι πλήρης		
	Βαθμός αξιοποίησης παραγωγής ΑΠΕ	47.17	%

Πίνακας 6.13 Βέλτιστη σύνθεση και ενεργειακά αποτελέσματα σταθμού 40 MW

Τα αποτελέσματα της βελτιστοποίησης έδειξαν πως η επίτευξη καλής ενεργειακής απόδοσης δε συνεχίζεται για σταθμό 40 MW, ενώ η σύνθεση του σταθμού που προέκυψε απαιτεί τη δέσμευση τεράστιων εκτάσεων ($\approx 700.480 \text{ m}^2$ μόνο το φωτοβολταϊκό πάρκο), καθιστώντας την εγκατάσταση του μη ρεαλιστική.

Η τιμή του βαθμού αξιοποίησης της παραγωγής διαμορφώνεται στο 47,17% μειωμένη κατά 30% σε σχέση με την αντίστοιχη του σταθμού των 30 MW. Η επιδείνωση αυτή συνδέεται κατά κύριο λόγο με τη μεγάλη αύξηση των απορρίψεων ενέργειας (36,43% της συνολικής παραγωγής ΑΠΕ) λόγω πληρότητας του ταμιευτήρα, ο οποίος είναι γεμάτος το 31,5% του έτους. Από την εξέλιξη αυτή γίνεται σαφές πως η εγκατάσταση σταθμού τέτοιας εγγυημένης ισχύος απαιτεί καταρχήν ταμιευτήρα μεγαλύτερης χωρητικότητας, ώστε να υπάρχει η δυνατότητα αποταμίευσης των υδάτων για την εξασφάλιση της εγγυημένης ενέργειας της επόμενης ημέρας. Ένα ακόμη στοιχείο που μπορεί να προκαλέσει προβλήματα στη λειτουργία του σταθμού είναι η εμφάνιση 9 επεισοδίων εκκένωσης του ταμιευτήρα, εξέλιξη που μπορεί να προκαλέσει ενδεχόμενη αδυναμία του υβριδικού παραγωγού να καλύψει την περιοχή ζήτησης πάνω από τη γραμμή εγγυημένης ισχύος.

➤ Διερεύνηση ενεργειακά βέλτιστων σταθμών μεγέθους 40MW για μεγαλύτερα μεγέθη ταμιευτήρα

Τα αποτελέσματα της βελτιστοποίησης του βαθμού αξιοποίησης της παραγωγής για σταθμό 40 MW, απέδειξαν πως η βασική αιτία για τη συγκράτηση της τιμής του σε τόσο χαμηλά επίπεδα αποτέλεσε η χωρητικότητα του ταμιευτήρα. Για το λόγο αυτό επαναλήφθηκε η βελτιστοποίηση του εν λόγω δείκτη για τρεις διαφορετικούς όγκους ταμιευτήρα ($1.000.000 \text{ m}^3 - 1.500.000 \text{ m}^3 - 2.500.000 \text{ m}^3$).

	#	ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ	Τιμή	Τιμή	Τιμή	Μονάδες
ΣΥΝΘΕΣΗ ΣΤΑΘΜΩΝ	1	Εγκατεστημένη ισχύς αιολικού πάρκου	36	36,8	39,2	MW
	2	Εγκατεστημένη ισχύς φωτοβολταϊκού σταθμού	53,0	47,1	30,5	MW
	3	Εγκατεστημένη ισχύς αντλιοστασίου	50,7	51,8	50,9	MW
	4	Χωρητικότητα ταμιευτήρα	$1 \cdot 10^6$	$1,5 \cdot 10^6$	$2,5 \cdot 10^6$	m^3
ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΑ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ	5	Παραγωγή θερμικών μονάδων βάσης	219,382	218,248	219,237	GWh
	6	Συνολική προσφορά ενέργειας ΥΒΣ	113,563	114,698	113,709	GWh
	7	Συνολική παραγωγή ΑΠΕ ΥΒΣ	190,425	183,861	165,848	GWh
	8	Συνολική παραγωγή ΑΠΕ ΥΒΣ που αξιοποιείται για άντληση	95,945	96,930	94,574	GWh

Κεφάλαιο 6^ο - Βέλτιστος σχεδιασμός συστήματος

9	Συνολική παραγωγή ΑΠΕ ΥΒΣ που προωθείται απευθείας στο δίκτυο	54,686	54,965	24,616	GWh
10	Συνολική απορριπτόμενη παραγωγή ΑΠΕ ΥΒΣ	39,795	31,967	17,074	GWh
11	Ενέργεια που αγοράζει ο διαχειριστής του ΥΒΣ από το δίκτυο	1,659	1,337	1,381	GWh
12	Καθαρά παραγόμενη ενέργεια ΥΒΣ	111,895	113,357	112,328	GWh
13	Ετήσια εγγυημένη ενέργεια	54,073	54,073	54,073	GWh/έτος
14	Ποσοστό παραγωγής ΑΠΕ για άντληση	50,38	52,72	57,02	%
15	Ποσοστό παραγωγής ΑΠΕ στο δίκτυο	28,72	29,89	32,68	%
16	Ποσοστό απορριπτόμενης παραγωγής ΑΠΕ	20,90	17,39	10,30	%
17	Αριθμός περιστατικών που ο άνω ταμιευτήρας είναι άδειος	5	3	0,00	-
18	Ποσοστό του έτους που ο άνω ταμιευτήρας είναι πλήρης	17,20	14,43	7,96	%
Βαθμός αξιοποίησης παραγωγής ΑΠΕ		58,76	61,65	67,73	%

Πίνακας 6.14 Βέλτιστη σύνθεση και ενεργειακά αποτελέσματα σταθμού 40 MW για διαφορετικά μεγέθη ταμιευτήρα

Πράγματι η αύξηση του όγκου του ταμιευτήρα επηρεάζει θετικά την ενεργειακή συμπεριφορά του σταθμού, καθώς παρατηρείται μείωση των περιστατικών εκκένωσης του, καθώς και βελτίωση του βαθμού αξιοποίησης της παραγωγής των ΑΠΕ. Παράλληλα η αύξηση της χωρητικότητας του ταμιευτήρα παρά το ότι περιορίζει ως ένα βαθμό τα περιστατικά πληρότητας του, δεν είναι αρκετή ώστε να θεωρηθούν οι σταθμοί ενεργειακά αποδεκτοί. Χαρακτηριστικά ακόμα και στην περίπτωση που η χωρητικότητα του ταμιευτήρα ανέρχεται σε 2,5 εκατ. m³ το ποσοστό του έτους που παραμένει πλήρης ανέρχεται σε 7,96%, προκαλώντας την απόρριψη του 10,3% της παραγωγής των ΑΠΕ. Αναλυτικά οι απορρίψεις ενέργειας αντιστοιχούν σε 39,8 GWh για τον πρώτο σταθμό, σε 31,97 GWh για το δεύτερο και σε 17,07 GWh για τον τρίτο καθιστώντας ουσιαστικά ενεργειακά μη αποδεκτές και τις τρεις περιπτώσεις σταθμών. Προκύπτει λοιπόν πως ακόμα και στην περίπτωση που δεσμευτεί το σύνολο των υδάτων του κάτω ταμιευτήρα η χωρητικότητα του δε ξεπερνάει τα 2,55 εκατ. m³, γεγονός που καθιστά αδύνατη την εγκατάσταση μεγαλύτερου άνω ταμιευτήρα και άρα την ανέγερση ενεργειακά αποδοτικού ΥΒΣ μεγέθους 40MW

6.4.4 Οικονομική βελτιστοποίηση

Στην ενότητα αυτή προσδιορίζεται η απαιτούμενη σύνθεση ΥΒΣ, ώστε να μεγιστοποιείται ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης της επένδυσης. Η διερεύνηση πραγματοποιείται για τέσσερα διαφορετικά μεγέθη σταθμών

Περίπτωση Α : Εγκατεστημένη ισχύς υδροστροβίλων 15 MW

Περίπτωση Β : Εγκατεστημένη ισχύς υδροστροβίλων 20 MW

Περίπτωση C : Εγκατεστημένη ισχύς υδροστροβίλων 25 MW

Περίπτωση D : Εγκατεστημένη ισχύς υδροστροβίλων 30 MW

6.4.4.1 Σύνθεση σταθμών

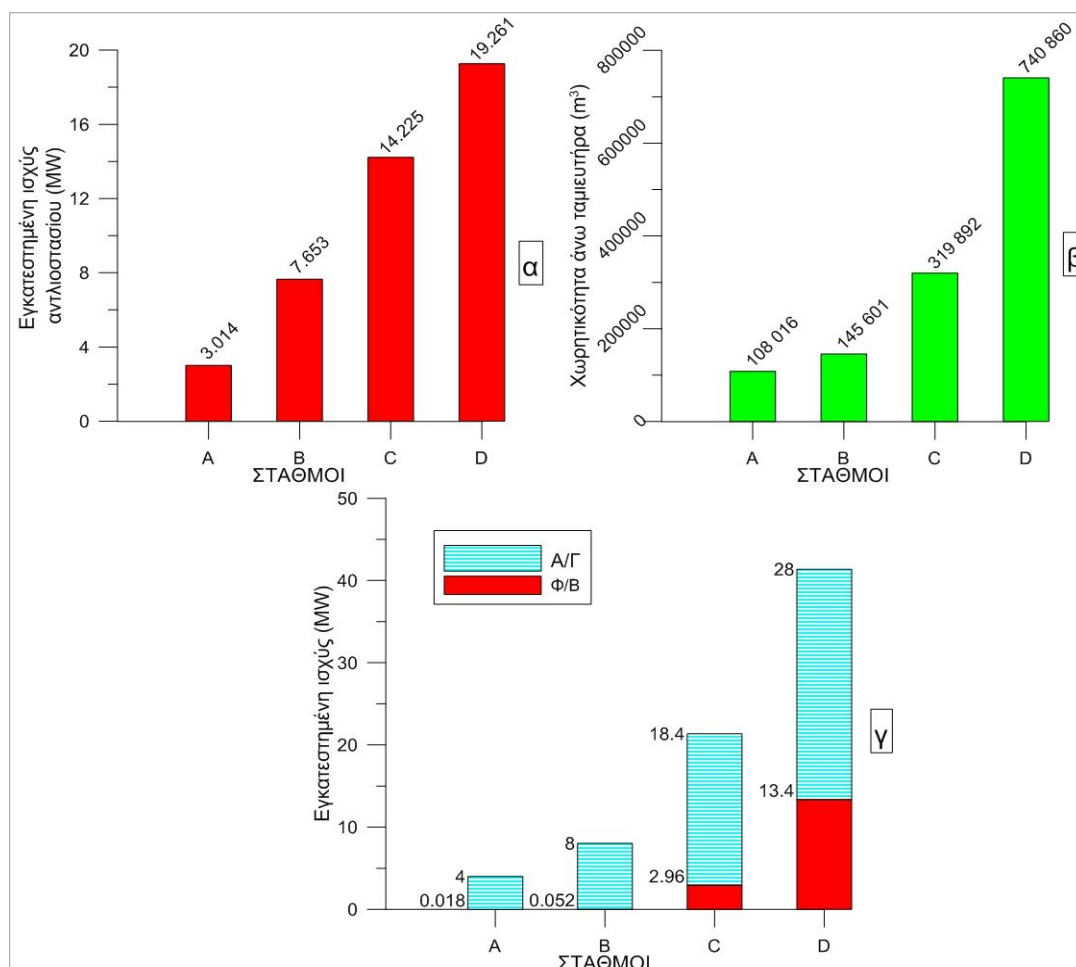
Στον πίνακα που ακολουθεί παρατίθενται οι τιμές που έλαβαν οι παράμετροι βελτιστοποίησης μετά τη χρήση του προγράμματος EASY, ενώ με βάση τις τιμές αυτές προκύπτει η σύνθεση των σταθμών όπως αποτυπώνεται στο σχήμα 6.14.

ΒΕΛΤΙΣΤΟΣ ΣΥΝΔΥΑΣΜΟΣ ΠΑΡΑΜΕΤΡΩΝ						
#	ΣΤΑΘΜΟΣ	A	B	C	D	Μονάδες
1	Εγκατεστημένη ισχύς αιολικού πάρκου	4	8	18,4	28	MW
2	Εγκατεστημένη ισχύς φωτοβολταϊκού σταθμού	18	52,05	2.957	13.368	kW
3	Εγκατεστημένη ισχύς αντλιοστασίου	3,014	7,653	14,225	19,261	MW
4	Χωρητικότητα ταμιευτήρα	108.016	145.601	319.892	740.860	m ³
Εσωτερικός βαθμός απόδοσης (IRR)		20,04	19,47	17,76	16,57	%

Πίνακας 6.15 Βέλτιστος συνδυασμός παραμέτρων

Όπως φαίνεται οι δύο πρώτοι σταθμοί παρουσιάζουν πολύ μεγάλες ομοιότητες, ενώ χαρακτηρίζονται από εγκατάσταση μικρής συνολικής ισχύος ΑΠΕ, ιδιαίτερα σε ότι αφορά τα Φ/Β, τα οποία ανέρχονται στα 18 kW για τον Α και στα 52,05 kW για τον Β. Προφανώς το γεγονός αυτό συνεπάγεται μικρή παραγωγή και άρα τη χρησιμοποίηση αντλιοστασίου μικρής συνολικής ισχύος και ταμιευτήρα περιορισμένης χωρητικότητας. Από την άλλη η κατάσταση διαφοροποιείται αισθητά στις περιπτώσεις των σταθμών C και D όπου οι μείωση του ορίου παροχής εγγυημένης ισχύος, απαιτεί μεγαλύτερη προσφορά ενέργειας από τη μεριά του ΥΒΣ. Κατά συνέπεια αυξάνεται η συνολική ισχύς των εγκατεστημένων ΑΠΕ, ενώ αντίστοιχες τάσεις διακρίνονται και στις δυο άλλες παραμέτρους. Μάλιστα η πόλωση της χωρητικότητας του ταμιευτήρα στο άνω άκρο του πεδίου ορισμού της στην περίπτωση του D, υποδεικνύει ότι η περαιτέρω αύξηση της, θα οδηγούσε σε ακόμη καλύτερα αποτελέσματα. Σε γενικές γραμμές φαίνεται πως το υψηλό κόστος αγοράς των Φ/Β, έχει σαν αποτέλεσμα οι εγκατεστημένες ΑΠΕ να αποτελούνται σχεδόν εξολοκλήρου από Α/Γ, με εξαίρεση το σταθμό D όπου η κατάσταση είναι πιο ισορροπημένη. Σε ότι αφορά τη βελτιστοποίηση του εσωτερικού βαθμού απόδοσης και στις τέσσερις περιπτώσεις η τιμή που λαμβάνει είναι ιδιαίτερα ικανοποιητική, δεδομένου ότι μια επένδυση θεωρείται βιώσιμη όταν το IRR ξεπερνά το 10 %.

Κεφάλαιο 6^ο - Βέλτιστος σχεδιασμός συστήματος



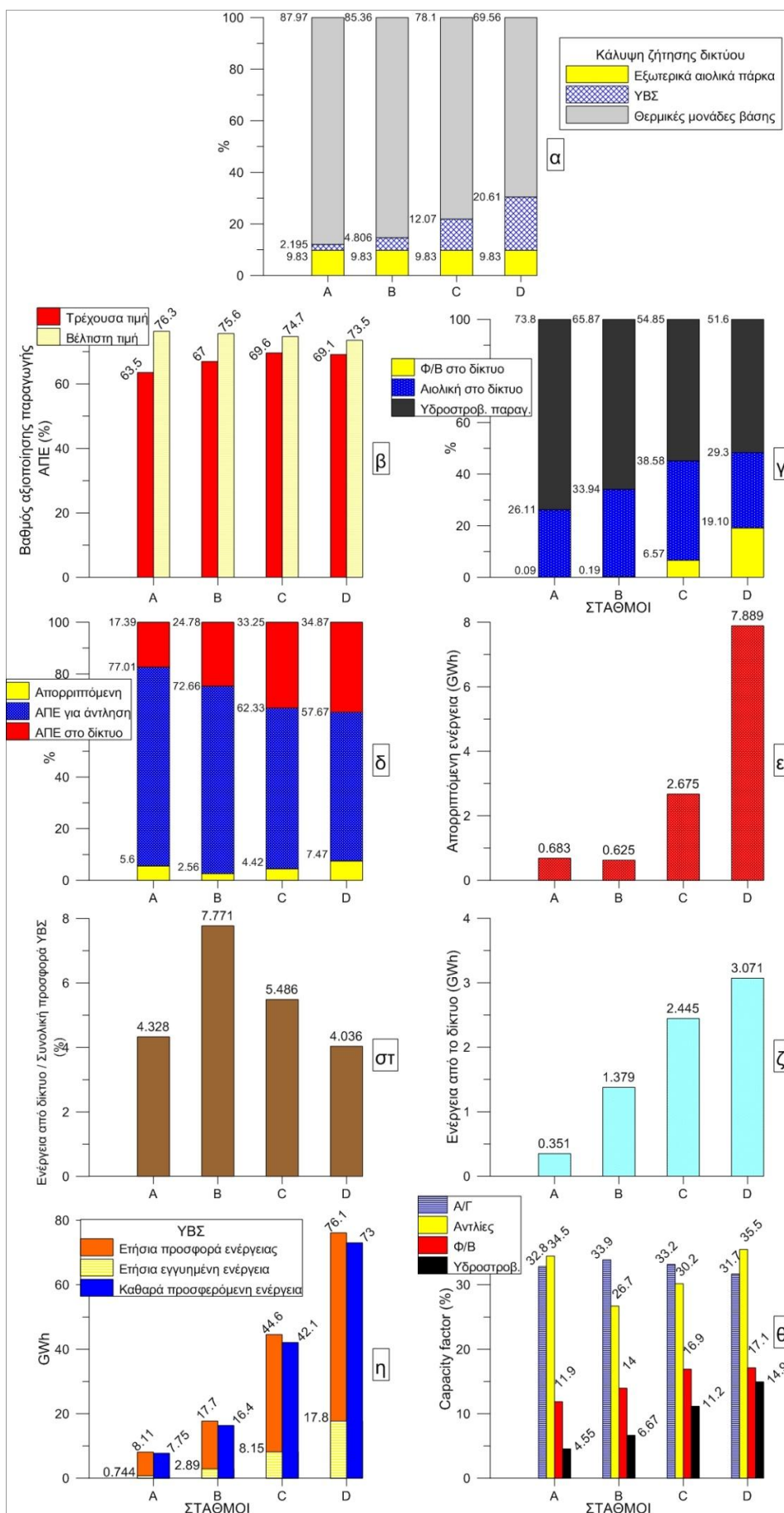
Σχήμα 6.14 Σύνθεση ΥΒΣ Α – Β – C – D

6.4.4.2 Ενεργειακή αξιολόγηση

Με τη βοήθεια του σχήματος 6.15 όπου παρουσιάζονται ορισμένα από τα βασικότερα ενεργειακά μεγέθη και δείκτες εξάγονται συμπεράσματα σχετικά με τη την εσωτερική λειτουργία των σταθμών, την ενεργειακή τους απόδοση καθώς και την αλληλεπίδραση τους με το τοπικό δίκτυο.

Αρχικά από το σχήμα 6.15α αποδεικνύεται πως η περιορισμένη εγκατάσταση ΑΠΕ στις δυο πρώτες περιπτώσεις, οδηγεί σε μικρή κάλυψη της ζήτησης (2,2% ο Α και 4,8% ο Β). Δε συμβαίνει ωστόσο το ίδιο με τους C και D όπου η αυξημένη εγκατάσταση ΑΠΕ, για την κάλυψη των μεγάλων απαιτήσεων εγγυημένης ενέργειας, αυξάνει την παραγωγή των σταθμών και συνεπώς την προσφορά τους η οποία ανέρχεται ως ποσοστό της συνολικής ζήτησης στο 12,07 % και 20,61 % αντίστοιχα . Φαίνεται λοιπόν πως για τις δύο τελευταίες περιπτώσεις η επίτευξη υψηλών οικονομικών αποδόσεων μπορεί να συμβαδίσει με ανέγερση σταθμών, οι οποίοι θα επηρεάσουν αισθητά τη λειτουργία του τοπικού δικτύου.

Κεφάλαιο 6^ο - Βέλτιστος σχεδιασμός συστήματος



Σχήμα 6.15 Ενεργειακοί - τεχνικοί δείκτες και μεγέθη

Κεφάλαιο 6^ο - Βέλτιστος σχεδιασμός συστήματος

Σε ότι αφορά το βαθμό αξιοποίησης της παραγωγής (Σχ.6.15β), τα αποτελέσματα είναι ικανοποιητικά, με τη χαμηλότερη τιμή να συναντιέται στο σταθμό που παρουσιάζει το μέγιστο IRR, που είναι παράλληλα και ο μικρότερος (Α). Για μεγαλύτερες τιμές εγκατεστημένης ισχύος υδροστροβίλων παρατηρείται βελτίωση του εν λόγω δείκτη, ενώ παράλληλα μικραίνει και η ψαλίδα με την υψηλότερη τιμή που μπορεί να λάβει. Καθοριστικό ρόλο στη διακύμανση του παίζει βεβαίως και ο τρόπος με τον οποίο αξιοποιείται η παραγωγή (Σχ.6.15 δ), όπου φαίνεται πως το ποσοστό της ενέργειας που χρησιμοποιείται για άντληση μειώνεται όσο αυξάνει το μέγεθος του σταθμού. Μάλιστα το ποσοστό αυτό από 77% που ανέρχεται για τον Α πέφτει στο 57,4% για τον D. Αντίστροφη πορεία ακολουθεί το ποσοστό της παραγωγής που παρέχεται απ' ευθείας στο δίκτυο, η οποία μάλιστα στους δύο τελευταίους σταθμούς κυμαίνεται σε επίπεδα συγκρίσιμα με αυτής των υδροστροβίλων. Οι απορρίψεις ενέργειας από την άλλη δεν παρουσιάζουν κάποια συγκεκριμένη τάση όσο αυξάνει το μέγεθος του σταθμού, με την τιμή τους να μεγιστοποιείται για το σταθμό D, κυρίως λόγω της ,μικρής σε σχέση με την παραγωγή χωρητικότητας του ταμιευτήρα.

Η αγορά ενέργειας από το δίκτυο δε φαίνεται να αποτελεί ανασταλτικό παράγοντα για την επίτευξη βέλτιστων οικονομικών αποτελεσμάτων, καθώς και στους τέσσερις σταθμούς το ποσοστό της σε σχέση με τη συνολική προσφορά ισχύος ξεπερνά το 4% ενώ στην περίπτωση του D ανέρχεται στο 7,8%. Μάλιστα για τους Α και Β προκύπτει ότι προμηθεύονται από το δίκτυο σχεδόν το 50% της εγγυημένης ενέργειας που πρέπει να προσφέρουν (βλ. Σχ.6.15 ζ,η). Η εξέλιξη αυτή σε συνδυασμό με τα αποτελέσματα της προηγούμενης ενότητας, όπου φαίνεται πως τα ποσοστά αυτά μπορούν να διατηρηθούν κοντά στο 0% ,αποδεικνύει ότι για μικρούς σταθμούς είναι προς το συμφέρον του διαχειριστή η κάλυψη αυτών των υποχρεώσεων με αγορά ενέργειας, παρά με εγκατάσταση περισσότερων ΑΠΕ.

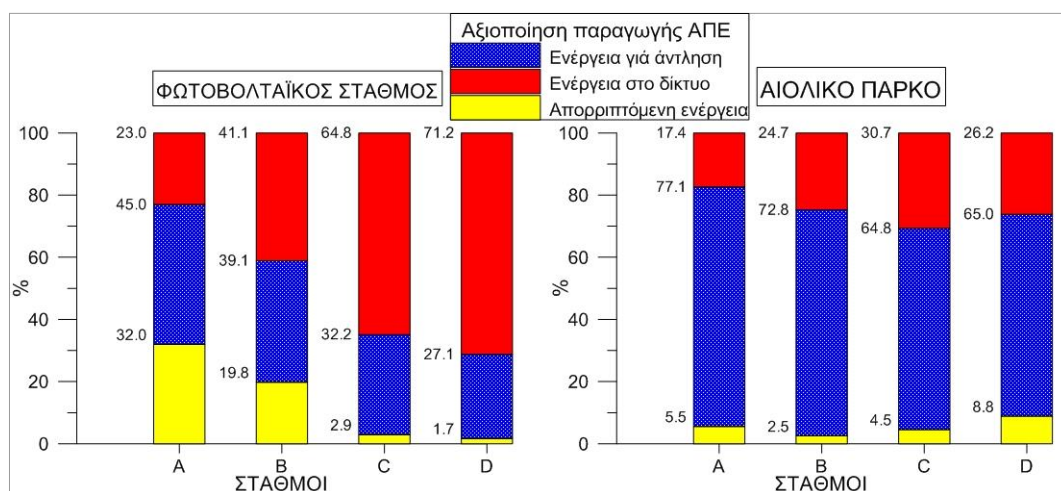
Τέλος σε ότι αφορά τους συντελεστές εκμετάλλευσης των βασικότερων συνιστωσών του σταθμού η κατάσταση διαμορφώνεται ως εξής:

- Αιολικό πάρκο: Το σταθερό ποσοστό αξιοποίησης της αιολικής παραγωγής και στις τέσσερις περιπτώσεις σταθμών διατηρεί το συντελεστή εκμετάλλευσης του σχεδόν αμετάβλητο (33,9 %-31,7%), με την μικρότερη τιμή του να εμφανίζεται στο σταθμό D όπου οι απορρίψεις μεγιστοποιούνται φτάνοντας το 8,8%.
- Αντλιοστάσιο: Η εγκατάσταση μικρής ισχύος αντλιών, οι οποίες λειτουργούν για μεγάλη διάρκεια σε υψηλή ισχύ οδηγεί σε μεγάλους συντελεστές εκμετάλλευσής τους. Εξάιρεση αποτελεί ο σταθμός B όπου η εγκατάσταση δε φαίνεται να έχει αυτά τα χαρακτηριστικά , με αποτέλεσμα παρότι το 72 % της παραγωγής πηγαίνει για άντληση, ο συντελεστής εκμετάλλευσης να περιορίζεται στο 26,7 %
- Υδροστροβίλοι: Η περιορισμένη εγκατάσταση ΑΠΕ και η επακόλουθη χαμηλή παραγωγή ιδιαίτερα στους δύο πρώτους σταθμούς οδηγεί σε κάκιστους συντελεστές εκμετάλλευσης, καθώς οι ποσότητες νερού που διακινούνται είναι πολύ μικρές. Από την άλλη τα πράγματα είναι κάπως καλύτερα στους σταθμούς C

Κεφάλαιο 6^ο - Βέλτιστος σχεδιασμός συστήματος

και D όπου γίνεται μεγαλύτερη χρήση των εγκατεστημένων υδροστροβίλων με τη βέλτιστη τιμή να εμφανίζεται στο σταθμό D.

- **Φωτοβολταϊκός σταθμός :** Στους δύο πρώτους σταθμούς οι αυξημένες απώλειες της φωτοβολταϊκής παραγωγής προκαλούν όπως είναι λογικό μικρούς συντελεστές εκμετάλλευσης, ενώ η αποδοτικότερη αξιοποίηση της στους C και D βελτιώνει αισθητά τις τιμές τους. Διευκρινίζεται πως για την εμφάνιση των μεγάλων ποσοστών απορρίψεων φωτοβολταϊκής παραγωγής στις δύο πρώτες περιπτώσεις, ευθύνεται κυρίως το ότι η παραγωγή, λόγω μικρής εγκατεστημένης ισχύος, κυμαίνεται συχνά σε επίπεδα χαμηλότερα από αυτά του τεχνικού ελαχίστου των αντλιών, με αποτέλεσμα να μη μπορεί να απορροφηθεί.



Σχήμα 6.16 Αξιοποίηση αιολικής - φωτοβολταϊκής παραγωγής

6.4.4.3 Οικονομική αξιολόγηση

Στο τελευταίο τμήμα της ανάλυσης σχολιάζονται τα οικονομικά αποτελέσματα της επένδυσης με τη βοήθεια του σχήματος 6.17, όπου αποτυπώνονται οι βασικότεροι οικονομικοί δείκτες – μεγέθη.

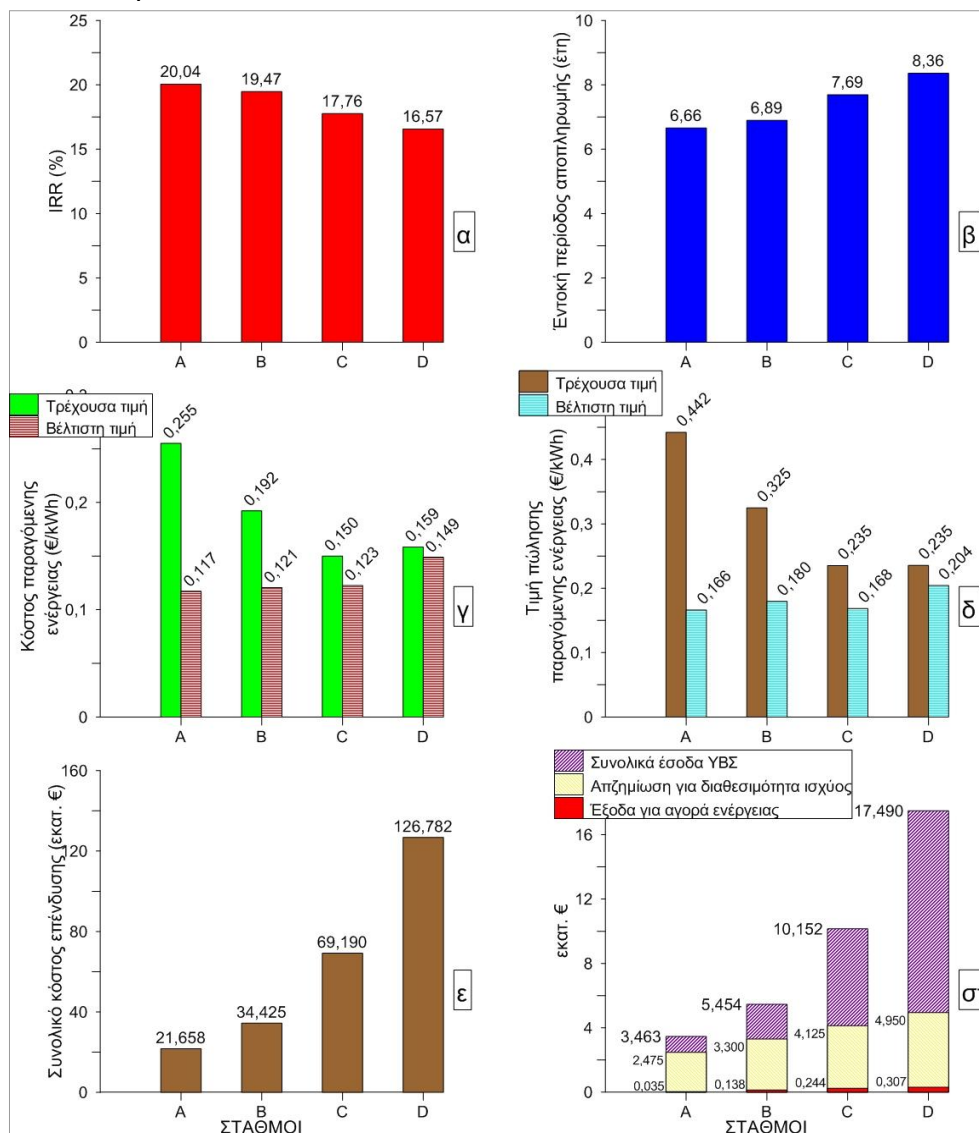
Αρχικά παρουσιάζεται ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης της επένδυσης, που συνοψίζει την οικονομική απόδοση του έργου και αποτέλεσε άλλωστε το στόχο της οικονομικής βελτιστοποίησης. Το σύνολο των σταθμών που προέκυψε, όπως αναφέρθηκε πιο πάνω παρουσίασε ιδιαίτερα ενθαρρυντικά αποτελέσματα. Η μέγιστη τιμή του IRR επετεύχθη για το μικρότερο από τους τέσσερις σταθμούς, ενώ η τιμή του παρουσίασε μικρή επιδείνωση με την αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των υδροστροβίλων.

Μεγάλη ομοιότητα τόσο ως προς την τιμή του IRR όσο και ως προς τα χαρακτηριστικά των σταθμών και συνεπώς τη λειτουργία τους παρατηρείται μεταξύ των A και B. Συγκεκριμένα στις περιπτώσεις αυτές η βελτιστοποίηση οδήγησε σε σταθμούς μικρής εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ με αμελητέα παρουσία Φ/Β, οι οποίοι αντλούν το μεγαλύτερο ποσοστό των εσόδων τους από την αποζημίωση που λαμβάνουν για την παροχή εγγυημένης ισχύος (Σχ.6.17 στ). Επιπλέον όπως φάνηκε από τα ενεργειακά τους αποτελέσματα σημαντικό τμήμα αυτής της ενέργειας αγοράζεται από το δίκτυο, τη στιγμή που από την ενεργειακή βελτιστοποίηση προέκυψε ότι οι ποσότητες αυτές μπορούν να περιοριστούν σε επίπεδα εκατοντάδες

Κεφάλαιο 6^ο - Βέλτιστος σχεδιασμός συστήματος

και δεκάδες φορές χαμηλότερα. Συνεπώς αποδεικνύεται πως η επιλογή αυτή **δεν** επιβάλλεται από νεκρά διαστήματα παραγωγής που μπορεί να προκληθούν από καιρικά φαινόμενα (ένταση ανέμου, σκίαση κ.α.) αλλά συνδέεται με την ύπαρξη μεγαλύτερου οικονομικού οφέλους στην αγορά ενέργειας από το δίκτυο απ' ότι στην εγκατάσταση επιπλέον ΑΠΕ, μιας και τα ποσά ενέργειας που πρέπει να καλυφθούν είναι πολύ μικρά.

Η εξέλιξη αυτή είναι ιδιαίτερα προβληματική, καθώς ο διαχειριστής του σταθμού με μια επιβάρυνση της τάξεως των χιλιάδων ευρώ ,εξασφαλίζει τεράστια έσοδα (2,475 εκατ. € ο Α και 3,3 εκατ. € ο Β) από την αποζημίωση για τη διαθεσιμότητα ισχύος (Σχ.6.17στ). Προκύπτει λοιπόν η ανάγκη εισαγωγής περαιτέρω περιορισμών στη λειτουργία των σταθμών, για έλεγχο της κερδοφορίας τους. Στην κατεύθυνση αυτή θα μπορούσε να συνεισφέρει ενδεχομένως η σύνδεση της αποζημίωσης για διαθεσιμότητα ισχύος με το ποσοστό της ζήτησης που οφείλει να καλύπτει ο ΥΒΣ, ώστε να ενισχύεται η εγκατάσταση σταθμών που θα υλοποιούν την πραγματική στόχευση τέτοιων έργων, που δεν είναι άλλη από την κατά το δυνατόν μεγαλύτερη αντικατάσταση των ΘΜΒ.



Σχήμα 6.17 Οικονομικοί δείκτες - μεγέθη

Κεφάλαιο 6^ο - Βέλτιστος σχεδιασμός συστήματος

Ένα ακόμη χαρακτηριστικό των οικονομικών αποτελεσμάτων των Α και Β είναι η υψηλή τιμή του κόστους παραγόμενης ενέργειας και της τιμής πώλησης της. Ιδιαίτερα για τον Α οι τιμές των εν λόγω μεγεθών είναι υπερδιπλάσιες των βέλτιστων δυνατών, γεγονός που καθιστά την εγκατάσταση ενός τέτοιου σταθμού δαπανηρή για το δίκτυο.

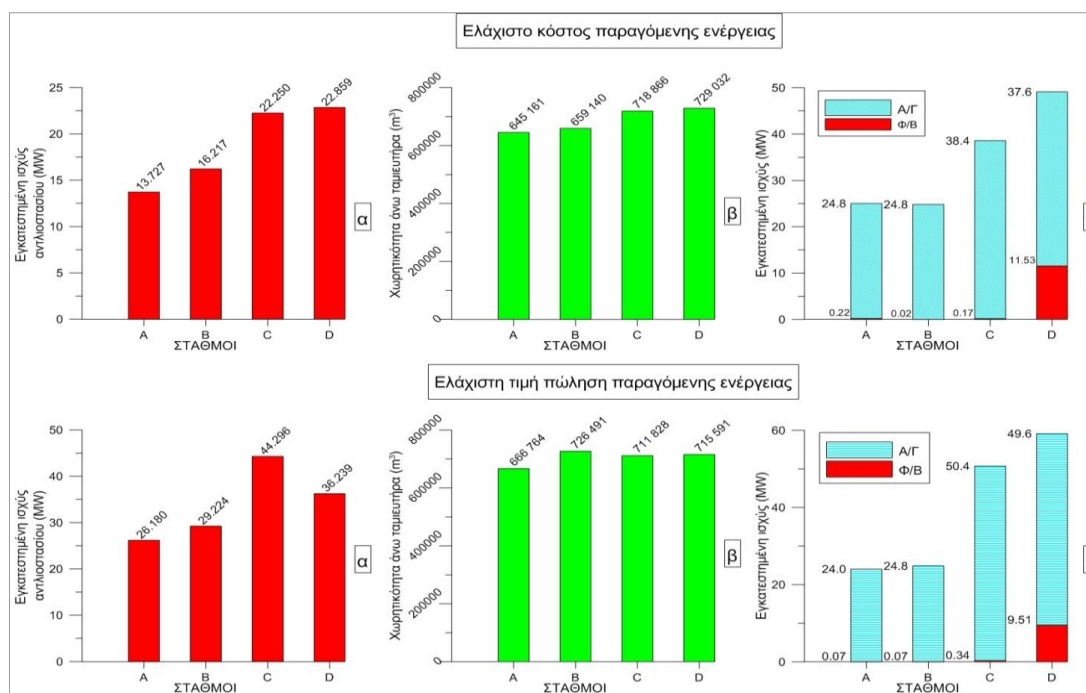
Θετική εξέλιξη από την άλλη είναι το χαμηλό επενδυτικό τους κόστος (βλ. Σχ5.17 ε , 21, 458 εκατ. € ο Α και 34,425 εκατ. € ο Β), που απλοποιεί το πρόβλημα της χρηματοδότησης ενώ παράλληλα ρίχνει κάτω από τα 7 χρόνια την περίοδο αποπληρωμής του έργου.

Σε ότι αφορά τέλος τους C και D οι εσωτερικοί βαθμοί απόδοσης δε φτάνουν στα επίπεδα των Α και Β, καθώς οι αυξημένες απαιτήσεις εγγυημένης ενέργειας οδηγούν σε μεγαλύτερη διαστασιολόγηση των συνιστωσών του σταθμού ανυψώνοντας έτσι σημαντικά το κόστος τους, ιδιαίτερα στην περίπτωση του D όπου ανέρχεται στα 126,762 εκατ. €. Παράλληλα βεβαίως σημειώνεται και μεγάλη άνοδος στα έσοδα, γεγονός που δικαιολογεί τις αρκετά υψηλές τιμές του IRR και τη συγκράτηση της περιόδου αποπληρωμής στα 7,7 και 8,8 έτη αντίστοιχα (Σχ.6.18 β).

Σημαντικό πλεονέκτημα των σταθμών αυτών, έναντι των Α και Β είναι η βελτίωση των τιμών των άλλων δεικτών, και η μικρότερη συγκριτικά απόκλιση τους από τις βέλτιστες δυνατές. Μάλιστα στους σταθμούς αυτούς (C και D) το κόστος παραγόμενης ενέργειας υπολείπεται του αντίστοιχου του τρέχοντος συστήματος παραγωγής (0,18 €/kWh), με την τιμή του να ανέρχεται στα 0,15 €/kWh στον πρώτο και στα 0,159 €/kWh στο δεύτερο. Εντυπωσιακή είναι η μείωση που παρατηρείται και στην τιμή πώλησης της παραγόμενης ενέργειας, καθώς οι δύο τελευταίοι σταθμοί αντλούν τα έσοδα τους κυρίως από την προσφορά ενέργειας στο δίκτυο. Μάλιστα λαμβάνει την ίδια τιμή (0,235€/kWh) τόσο στο C όσο και στο D, παρουσιάζοντας οστόσο περιθώρια περαιτέρω μείωσης ειδικά στην περίπτωση του D.

Για την καλύτερη κατανόηση των παραγόντων που καθορίζουν τη διακύμανση των μεγεθών αυτών παρατίθεται το σχήμα 6.19, όπου απεικονίζονται οι συνθέσεις των σταθμών που προέκυψαν από τη βελτιστοποίηση τους.

Κεφάλαιο 6^ο - Βέλτιστος σχεδιασμός συστήματος



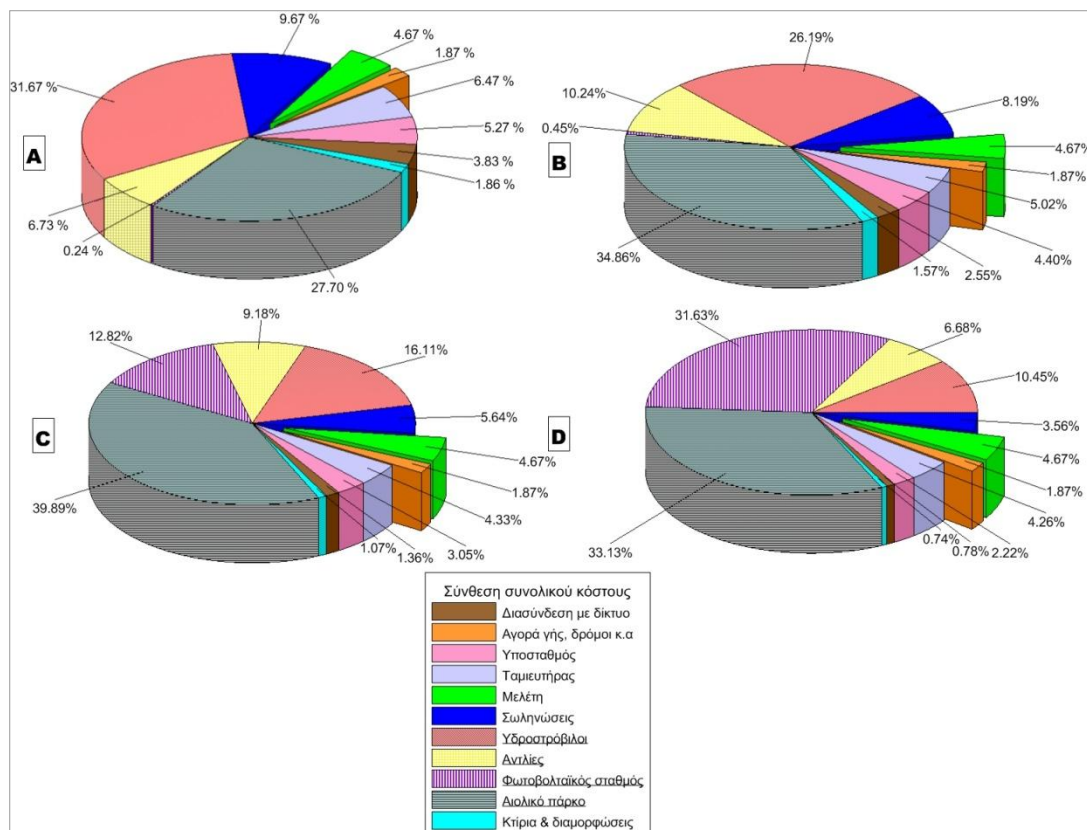
Σχήμα 6.18 Βέλτιστες συνθέσεις για ελαχιστοποίηση του κόστους παραγόμενης ενέργειας και της τιμής πώλησης της

Όπως φαίνεται τα δύο αυτά μεγέθη βελτιστοποιούνται για σταθμούς των οποίων όλες οι συνιστώσες κινούνται σε υψηλά επίπεδα κυρίως λόγω του γεγονότος ότι η τιμή τους μικραίνει στο βαθμό που αυξάνει η καθαρή παραγόμενη ενέργεια. Ένα επιπλέον χαρακτηριστικό των σταθμών αυτών είναι η αμελητέα χρήση Φ/Β στους A, B και C ενώ και για το D η ισχύς των Φ/Β υπολείπεται κατά πολύ αυτής των Α/Γ. Η επιλογή αυτή οφείλεται σε διαφορετικούς λόγους για το κάθε μέγεθος. Για το κόστος παραγόμενης ενέργειας ευθύνεται το γεγονός ότι το κόστος αγοράς των Φ/Β (3000€/kWh) είναι διπλάσιο από αυτό των Α/Γ (1500 €/kWh), ενώ για την τιμή πώλησης η αιτία βρίσκεται στον τετραπλασιασμό της αποζημίωσης που λαμβάνει ο διαχειριστής του σταθμού για απ' ευθείας προώθηση στο δίκτυο της φωτοβολταϊκής αντί της αιολικής παραγωγής.

Μετά από αυτή τη μικρή παρένθεση φαίνεται πως την κύρια ευθύνη για τη βελτίωση των μεγεθών αυτών στους σταθμούς C και D την έχει η αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των αιολικών τους πάρκων.

Η οικονομική αξιολόγηση ολοκληρώνεται με την παράθεση του σχήματος 6.19 όπου συγκρίνεται η σύνθεση του κόστους των σταθμών που προέκυψαν. Συγκεκριμένα φαίνεται πως η βελτιστοποίηση της οικονομικής απόδοσης στους μικρότερους σταθμούς απαιτεί περιορισμό των δαπανών που αφορούν τις ΑΠΕ, σε αντίθεση με τους μεγαλύτερους, όπου παρά το γεγονός ότι αυξάνεται το κόστος για εγκατάσταση υδροτροβίλων, τα έξοδα για αγορά ΑΠΕ ξεπερνούν το 53% της επένδυσης για το C και το 64 % για το D.

Κεφάλαιο 6^ο - Βέλτιστος σχεδιασμός συστήματος



Σχήμα 6.19 Σύνθεση του κόστους επένδυσης

6.5 Βελτιστοποίηση διπλού στόχου

Οι βελτιστοποιήσεις των μεγεθών που πραγματοποιηθήκαν στην προηγούμενη ενότητα οδήγησαν πράγματι σε συνθέσεις σταθμών, οι οποίοι ανάλογα με το στόχο που είχε οριστεί παρουσίαζαν είτε βέλτιστα ενεργειακά είτε βέλτιστα οικονομικά αποτελέσματα. Παράλληλα διαπιστώθηκε ότι η επιλογή ενός στόχου κάθε φορά, δε μπορούσε να υποδείξει ισορροπημένες λύσεις από οικονομική και ενεργειακή σκοπιά ταυτόχρονα. Συγκεκριμένα η μεγιστοποίηση π.χ. του βαθμού αξιοποίησης της παραγωγής οδήγησε σε σταθμούς υψηλής παραγωγικότητας με μεγάλη ισχύ ΑΠΕ – αντλιοστασίου και μεγάλη χωρητικότητα ταμιευτήρα, χαρακτηριστικά που επέδρασαν αρνητικά στην οικονομικότητα της επένδυσης. Από την άλλη οι μέγιστες τιμές του IRR επετεύχθησαν για μικρούς σταθμούς, με περιορισμένη συγκριτικά εγκατάσταση ΑΠΕ και ταμιευτήρα μικρής χωρητικότητας. Εξαιρέση αποτέλεσε ο σταθμός μεγέθους 30 MW, όπου παρατηρήθηκαν αρκετές ομοιότητες μεταξύ των λύσεων που προέκυψαν.

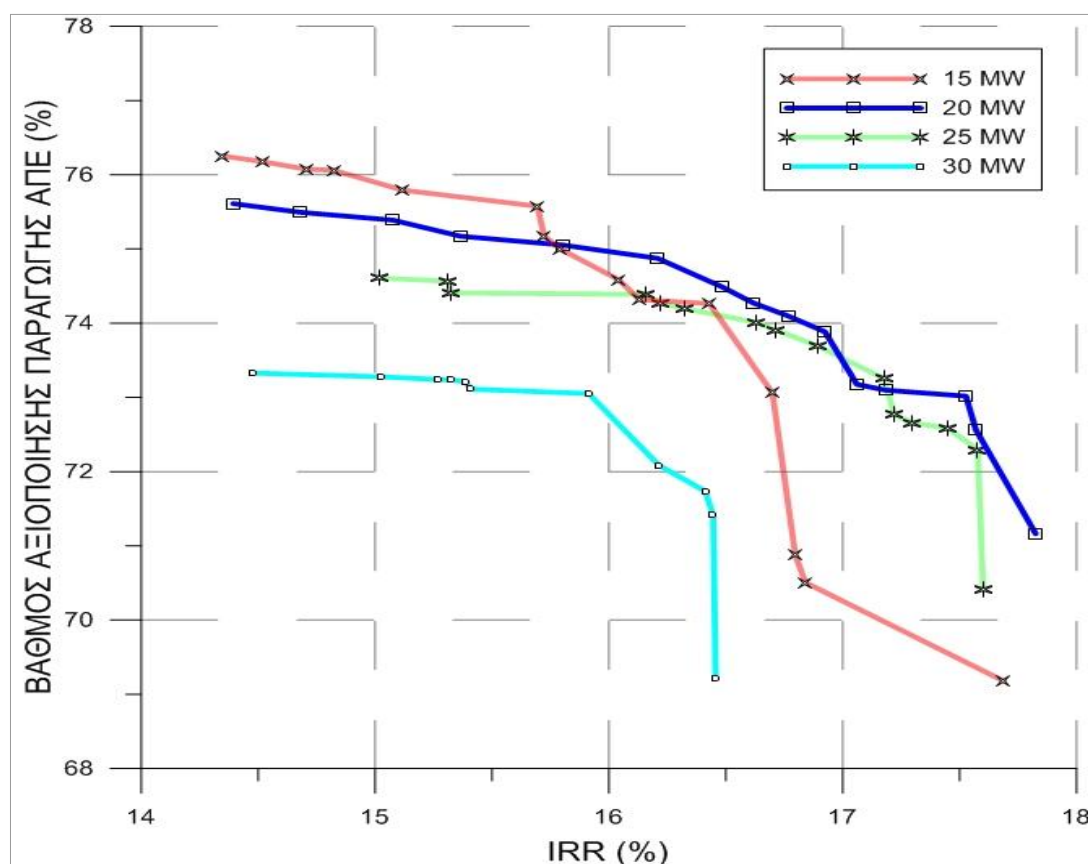
Από τα παραπάνω γίνεται σαφές ότι η μεγιστοποίηση των εν λόγω στόχων είναι αντιπαραθετική διαδικασία, διαπίστωση που αποτέλεσε την αφορμή για τη μελέτη που ακολουθεί στην παρούσα ενότητα. Για τον προσδιορισμό συμβιβαστικών λύσεων πραγματοποιήθηκε βελτιστοποίηση διπλού στόχου (βαθμός αξιοποίησης παραγωγής ΑΠΕ-IRR) με τη βοήθεια του προγράμματος EASY για τέσσερα μεγέθη σταθμών (15 MW - 20 MW - 25 MW - 30 MW). Η παραπάνω διαδικασία καταλήγει σε ένα σύνολο συνδυαστικών λύσεων, που αποτελεί το λεγόμενο μέτωπο Pareto, για τις οποίες και οι δύο στόχοι λαμβάνουν τιμές κοντά στις βέλτιστες που μπορούν να επιτευχθούν. Η διακύμανση των τιμών είναι τέτοια, ώστε να μπορεί να γίνει επιλογή της λύσης ανάλογα με το ποιος από τους δύο στόχους θεωρείται κάθε φορά πιο σημαντικός.

Η παρουσίαση των αποτελεσμάτων γίνεται αρχικά με την παράθεση σχημάτων, όπου αποτυπώνεται η διακύμανση των βασικότερων ενεργειακών και οικονομικών μεγεθών σε συνάρτηση με το IRR και για τα τέσσερα μεγέθη σταθμών. Στη συνέχεια επιλέγονται οι βέλτιστες τιμές κάθε μεταβλητής και συγκρίνονται με τις αντίστοιχες που προέκυψαν από τη βελτιστοποίηση απλού στόχου. Η ενότητα ολοκληρώνεται με το σχολιασμό των αποτελεσμάτων και την εξαγωγή συμπερασμάτων για τους σταθμούς που πρόεκυψαν.

Αρχικά στο σχήμα 6.20 φαίνεται η αλληλεπίδραση μεταξύ του IRR και του βαθμού αξιοποίησης, σύμφωνα με τις τιμές που προέκυψαν από την εφαρμογή του EASY και για τα τέσσερα μεγέθη σταθμών. Χαρακτηριστικό των αποτελεσμάτων είναι η διαφορά που παρατηρείται στο εύρος των τιμών των στόχων μεταξύ του μικρότερου και του μεγαλύτερου σταθμού. Συγκεκριμένα για σταθμό 15 MW το σύνολο τιμών του βαθμού αξιοποίησης είναι το (69,18 - 76,25) και του IRR το (14,35 - 17,69), με τα αντίστοιχα για σταθμό μεγέθους 30 MW να διαμορφώνονται στο (69,22 - 73,33) και (14,47 - 16,66). Σε γενικές γραμμές η διασπορά των τιμών των δεικτών δεν είναι

Κεφάλαιο 6^ο - Βέλτιστος σχεδιασμός συστήματος

πάρα πολύ μεγάλη, με το σύνολο των λύσεων που προέκυψαν να είναι εντός των ορίων που καθιστούν μια επένδυση βιώσιμη και ενεργειακά αποδοτική. Μια ακόμη διαπίστωση που προκύπτει από το σχήμα 6.20 και τον πίνακα 6.16 είναι η σταδιακή μείωση της μέγιστης τιμής του βαθμού αξιοποίησης όσο μεγαλώνει η εγκατεστημένη ισχύ των υδροστροβίλων. Συνεπώς η βέλτιστη τιμή του επιτυγχάνεται για σταθμό μεγέθους 15MW με βαθμό αξιοποίησης παραγωγής 76,25%. Από την άλλη, δεν διακρίνεται αντίστοιχη τάση στο IRR με τη μεγαλύτερη τιμή να ισούται με 17,83% και να προκύπτει για σταθμό 20 MW. Τέλος ένα ακόμη στοιχείο που προέκυψε από το παρακάτω διάγραμμα, είναι η επίτευξη όμοιων ή ακόμη και ταυτόσημων αποτελεσμάτων από τους τρεις πρώτους σταθμούς (15 MW - 20 MW - 25 MW), κυρίως στην περιοχή εκείνη που χαρακτηρίζεται από ισορροπία μεταξύ ενεργειακής και οικονομικής απόδοσης. Σε τέτοιες περιπτώσεις προτιμώνται οι μεγαλύτεροι σταθμοί, καθώς εξασφαλίζουν μεγαλύτερες ποσότητες εγγυημένης ενέργειας. Η απόσταση που υπάρχει μεταξύ των αποτελεσμάτων των τριών πρώτων σταθμών και του μεγαλύτερου (30 MW) οφείλεται στο γεγονός πως η απαίτηση για παροχή μεγαλύτερων ποσών εγγυημένης ενέργειας στην περίπτωση του τελευταίου, οδηγεί σε συνολική αύξηση των παραμέτρων σχεδιασμού του κατά τη βελτιστοποίηση. Επιπλέον ο περιορισμός αύξησης της χωρητικότητας του ταμιευτήρα πέρα από τα 750.000 m³, αποτελεί εμπόδιο για περαιτέρω βελτίωση τόσο του IRRόσο και του βαθμού αξιοποίησης της παραγωγής των ΑΠΕ, όπως φάνηκε άλλωστε και κατά την βελτιστοποίηση απλού στόχου.



Σχήμα 6.20 Αποτελέσματα βελτιστοποίησης διπλού στόχου IRR- βαθμός αξιοποίησης παραγωγής ΑΠΕ

Κεφάλαιο 6^ο - Βέλτιστος σχεδιασμός συστήματος

Σταθμός	Βαθμός αξιοποίησης παραγωγής ΑΠΕ (%)			IRR (%)		
	max	min	d(max,min)	max	min	d(max,min)
15 MW	76.25	69.18	7.07	17.69	14.35	3.34
20 MW	75.61	71.16	4.45	17.82	14.39	3.43
25 MW	74.61	70.42	4.19	17.60	15.02	2.58
30 MW	73.33	69.22	4.11	16.46	14.47	1.98

Πίνακας 6.16 Μέγιστοι – ελάχιστοι δείκτες IRR και βαθμού αξιοποίησης παραγωγής μετά τη βελτιστοποίηση διπλού στόχου

6.5.1 Απεικόνιση αποτελεσμάτων για κάθε σταθμό

Η παρουσίαση των αποτελεσμάτων για τα τέσσερα μεγέθη σταθμών, όπως αναφέρθηκε νωρίτερα γίνεται με τη βοήθεια σχημάτων, όπου αποτυπώνεται η διακύμανση των τιμών τους σε συνάρτηση με το IRR. Αναλυτικά τα μεγέθη που παρατίθενται στα σχήματα για την πλήρη περιγραφή των λύσεων που προέκυψαν είναι τα εξής:

Σύνθεση σταθμών

- (α) Εγκατεστημένη ισχύς ανεμογεννητριών και φωτοβολταϊκών.
- (β) Χωρητικότητα άνω ταμιευτήρα.
- (γ) Εγκατεστημένη ισχύς αντλιοστασίου.

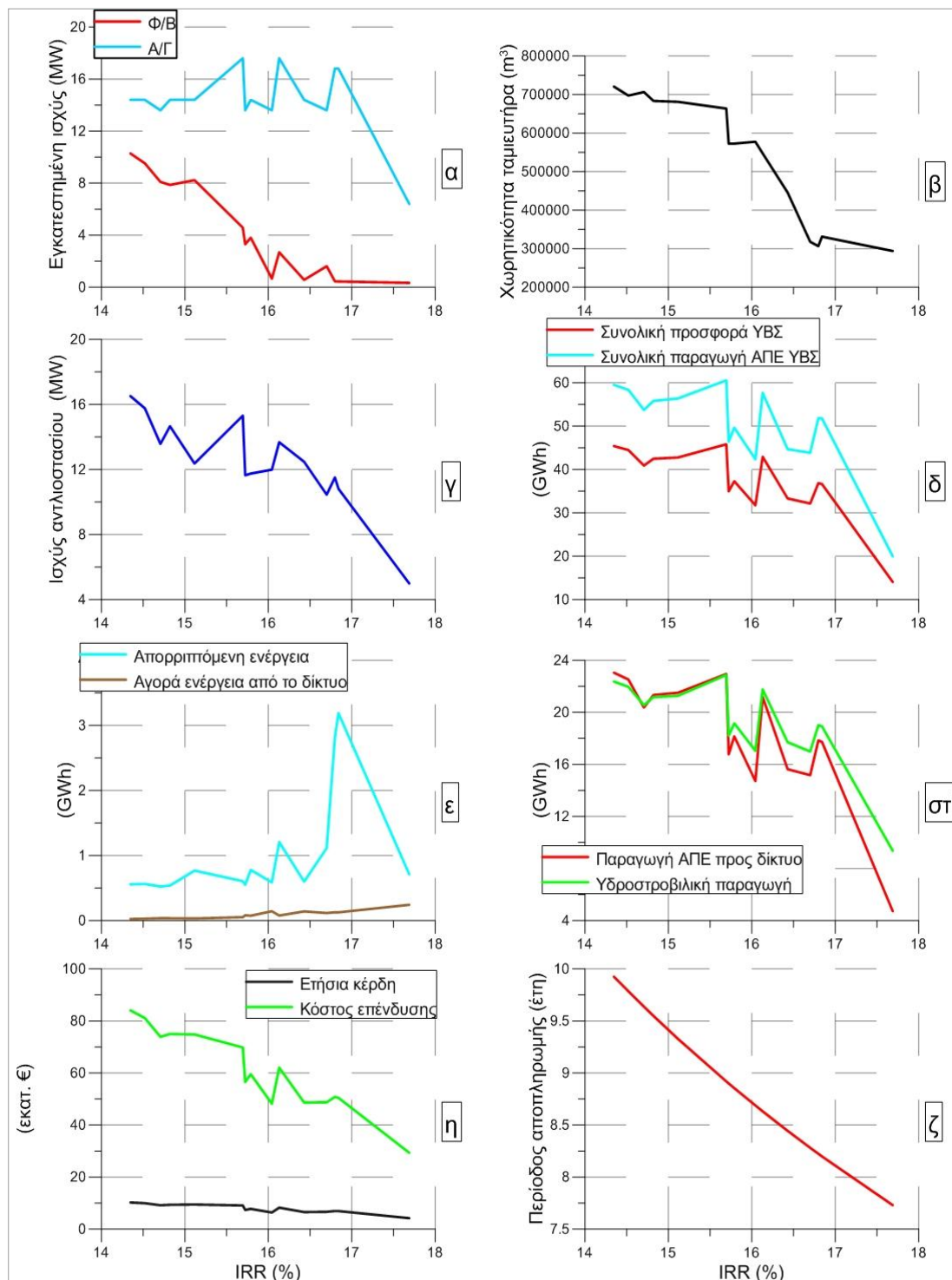
Ενεργειακά αποτελέσματα

- (δ) Συνολική προσφορά ΥΒΣ – Συνολική παραγωγή ΑΠΕ ΥΒΣ
- (ε) Απορριπτόμενη ενέργεια-Αγορά ενέργειας από το δίκτυο.
- (στ') Προσφορά παραγωγής ΑΠΕ απ' ευθείας στο δίκτυο – Υδροστροβλική παραγωγή

Οικονομικά αποτελέσματα

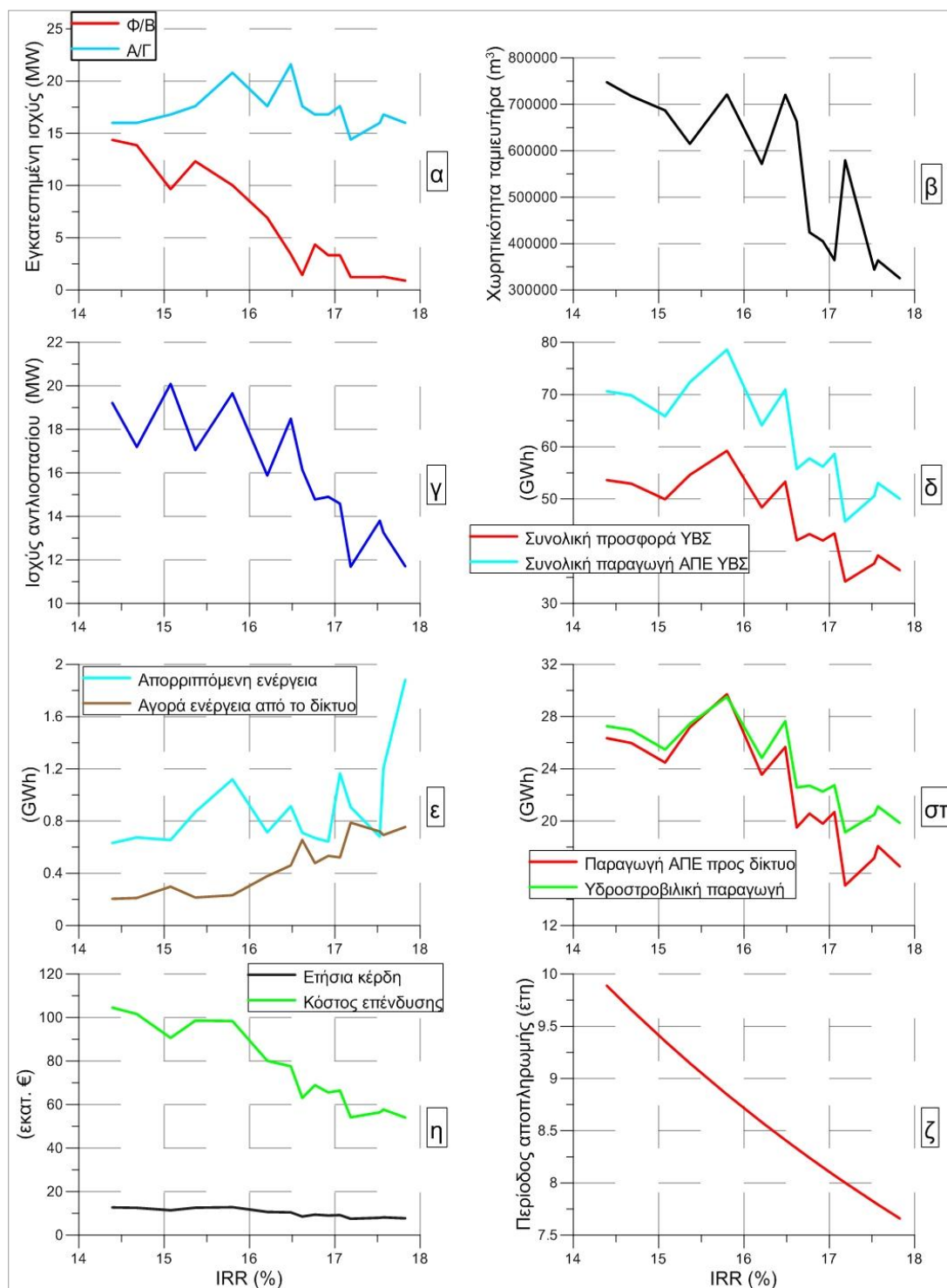
- (ζ) Ετήσια κέρδη – Συνολικό κόστος επένδυσης
- (η) Έντοκη περίοδος αποπληρωμής.

Σταθμός 15 MW



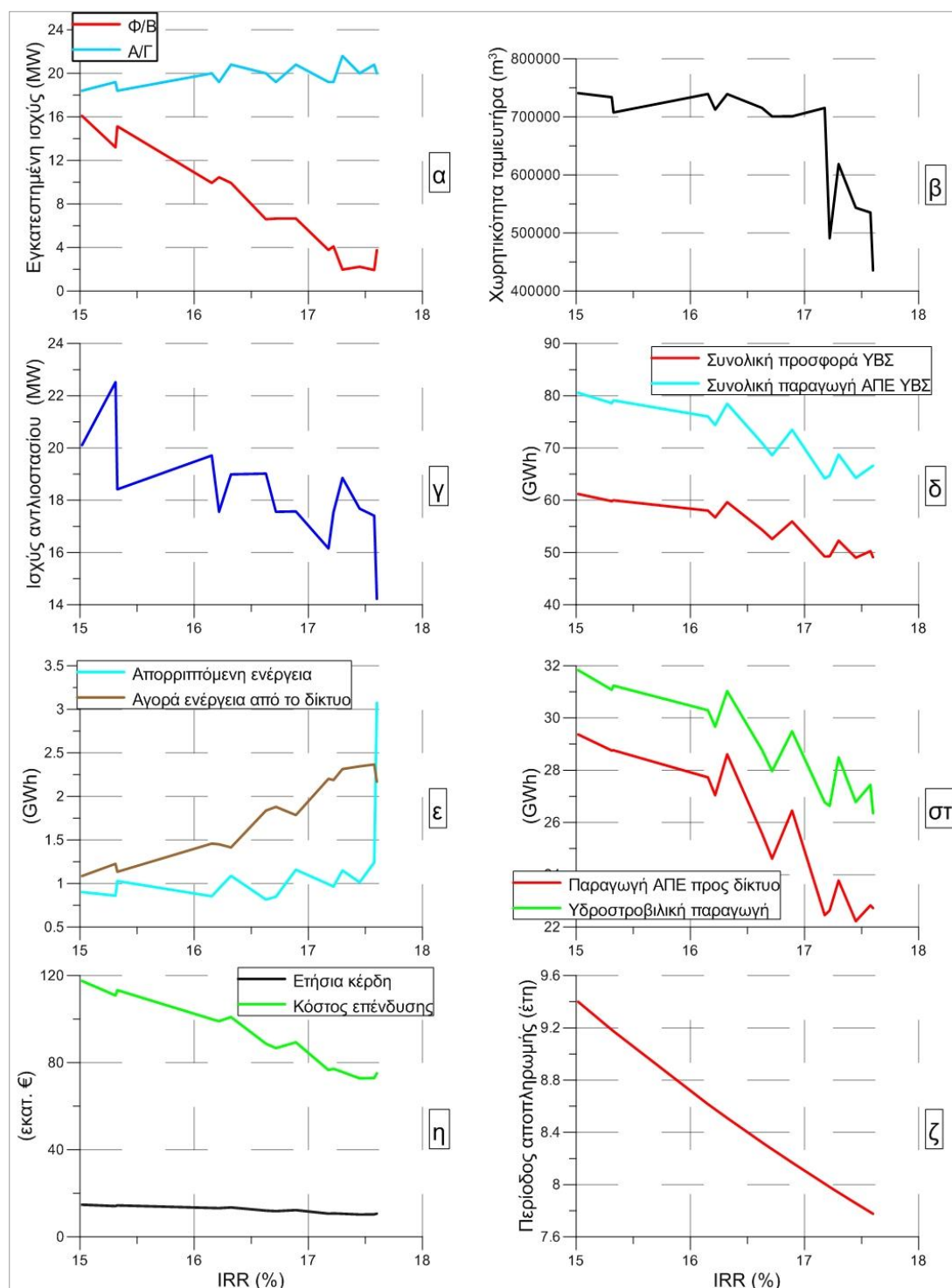
Σχήμα 6.21 Αποτελέσματα βελτιστοποίησης διπλού στόχου IRR- βαθμός αξιοποίησης παραγωγής ΑΠΕ

Σταθμός 20 MW



Σχήμα 6.22 Αποτελέσματα βελτιστοποίησης διπλού στόχου IRR- βαθμός αξιοποίησης παραγωγής ΑΠΕ

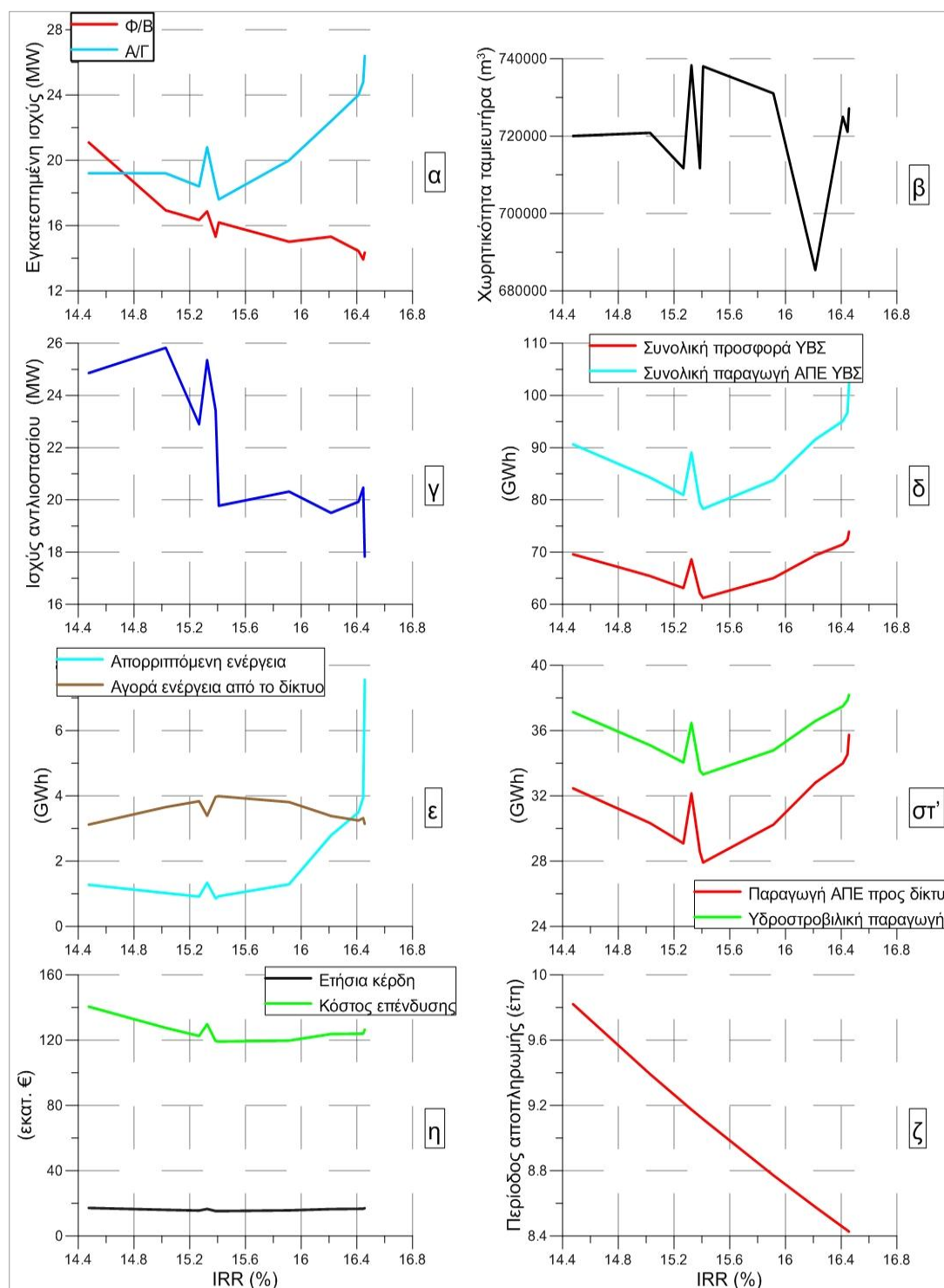
Σταθμός 25 MW



Σχήμα 6.23 Αποτελέσματα βελτιστοποίησης διπλού στόχου IRR- βαθμός αξιοποίησης παραγωγής ΑΠΕ

Κεφάλαιο 6^ο - Βέλτιστος σχεδιασμός συστήματος

Σταθμός 30 MW



Σχήμα 6.24 Αποτελέσματα βελτιστοποίησης διπλού στόχου IRR- βαθμός αξιοποίησης παραγωγής ΑΠΕ

Κεφάλαιο 6^ο - Βέλτιστος σχεδιασμός συστήματος

6.5.2 Σύνθεση σταθμών

Από το σχήμα 6.21α επιβεβαιώνεται εκ νέου ότι για βελτίωση των ενεργειακών αποτελεσμάτων σταθμού 15MW απαιτείται διευρυμένη εγκατάσταση ΑΠΕ και χρησιμοποίηση μεγάλου ταμιευτήρα, χαρακτηριστικά που επιδρούν αρνητικά στην τιμή του IRR. Επιπλέον προκύπτει ότι η εγκατάσταση φωτοβολταϊκών είναι αναγκαία για σταθμούς καλής ενεργειακή απόδοσης, ενώ αντιθέτως για σταθμούς οικονομικά αποτελεσματικούς κρίνεται συμφέρουσα η αντικατάστασή τους από Α/Γ.

Το παραπάνω συμπέρασμα διευρύνεται και για τα υπόλοιπα μεγέθη σταθμών (20MW - 25MW - 30MW), αφού και στις περιπτώσεις αυτές η αύξηση του IRR -και συνεπώς η μείωση του βαθμού αξιοποίησης της παραγωγής- συνοδεύεται από μείωση της ισχύος των Φ/Β και μερική αντικατάστασή τους από Α/Γ.

Μεγάλες διαφορές ωστόσο παρατηρούνται στη μέγιστη και ελάχιστη τιμή της ισχύος των Φ/Β, καθώς η αύξηση της εγγυημένης ενέργειας απαιτεί μεγαλύτερη παραγωγή από πλευράς σταθμού. Συνεπώς η εγκατεστημένη ισχύς των ΑΠΕ αυξάνεται και διαμορφώνονται μεταξύ των ορίων που φαίνονται στον παρακάτω πίνακα.

Μέγεθος σταθμού	ΑΠΕ (kW)			Α/Γ (kW)			Φ/Β (kW)		
	max	-	min	max	-	min	max	-	min
15 MW	24.682	-	6.733	17.600	-	6.400	10.282	-	333
20 MW	30.824	-	15.632	21.600	-	14.400	14.370	-	890
25 MW	34.494	-	22.231	21.600	-	18.400	16.094	-	1.932
30 MW	40.750	-	33.716	26.400	-	17.600	21.094	-	13.923

Πίνακας 6.17α Μέγιστες - ελάχιστες τιμές εγκατεστημένης ισχύος Α/Γ και Φ/Β

Προφανώς οι αλλαγές αυτές επηρεάζουν και τα όρια των άλλων παραμέτρων, με εξαίρεση το άνω όριο της χωρητικότητας του ταμιευτήρα τα οποία όπως έχει αναφερθεί νωρίτερα κυμαίνεται σε όλες τις περιπτώσεις κοντά στα 750.00m³.

Μέγεθος σταθμού	Ισχύς αντλιοστασίου (kW)			Χωρητικότητα ταμιευτήρα (m ³)		
	max	-	min	max	-	min
15 MW	16,5	-	5,0	720.635	-	294.127
20 MW	19,2	-	11,7	747.619	-	325.397
25 MW	20,1	-	14,2	741.001	-	435.714
30 MW	24,9	-	17,8	738.315	-	685.397

Πίνακας 6.17β Μέγιστες - ελάχιστες τιμές ισχύος αντλιοστασίου και χωρητικότητας ταμιευτήρα

6.5.3 Ενεργειακή αξιολόγηση

Σε ότι έχει να κάνει με τα ενεργειακά αποτελέσματα τα μεγέθη που συνδέονται με την παραγωγή των ΑΠΕ και άρα με την προσφορά του ΥΒΣ (υδροστροβλική παραγωγή και απευθείας παροχή στο δίκτυο), ακολουθούν τις διακυμάνσεις που παρατηρούνται στην εγκατεστημένη ισχύ των ΑΠΕ και ειδικά των Α/Γ, οι οποίες παράγουν άλλωστε το μεγαλύτερο μέρος της αξιοποιήσιμης ενέργειας του σταθμού (λόγω μεγαλύτερης ισχύος και καλύτερης απόδοσης του Α/Π έναντι των Φ/Β). Μικρές διαφοροποιήσεις διακρίνονται μόνο στα αρχικά τμήματα των διαγραμμάτων που αποτυπώνουν τα εν λόγω μεγέθη, λόγω της μεγάλης ισχύος των Φ/Β και μόνο στην περίπτωση που οι αλλαγές που παρατηρούνται στην ισχύ αυτών είναι πιο έντονες απ' ό τι αυτές στην ισχύ των Α/Γ (βλ. Σχ.6.22α,δ,στ και 6.24α,δ,στ)

Αξιοσημείωτο είναι επίσης το γεγονός, ότι για σταθμούς μικρού μεγέθους (15 MW-20 MW) και υψηλού βαθμού αξιοποίησης, η παραγωγή των ΑΠΕ που παρέχεται απ' ευθείας στο δίκτυο και αυτή των υδροστροβίλων σχεδόν ταυτίζονται, σε αντίθεση με σταθμούς υψηλού IRR όπου η διαφορά τους μεγαλώνει ελαφρώς.

Από την άλλη σε σταθμούς μεγαλύτερου μεγέθους (25 MW- 30MW) η υποχρέωση για παροχή περισσότερης εγγυημένης ενέργειας αυξάνει κατά πολύ την παραγωγή των υδροστροβίλων, με αποτέλεσμα να παρατηρείται μια σχετική απόσταση καθόλη την πορεία των διαγραμμάτων αυτών.

Η εγγυημένη ενέργεια προκαλεί επίσης μεγάλες μεταβολές στην προσφορά ενέργειας μεταξύ των τεσσάρων σταθμών. Για τον μικρότερο από αυτούς η τιμή της κυμαίνεται μεταξύ 14,1GWh/έτος και 45,8 GWh/έτος, σε αντίθεση με το μεγαλύτερο όπου τα όρια είναι πολύ πιο περιορισμένα και οι τιμές πιο υψηλές (61,2 GWh/έτος - 73,9GWh/έτος).

Η απορριπτόμενη ενέργεια κυμαίνεται στα ίδια χαμηλά επίπεδα για την πλειοψηφία των σταθμών που προέκυψαν, παρουσιάζοντας μια αμυδρή αύξηση για μεγάλους εσωτερικούς βαθμούς απόδοσης. Εξαιρέση αποτελούν οι σταθμοί μεγέθους 30MW, όπου παρατηρήθηκε μικρή άνοδος των τιμών της στο σύνολο των λύσεων.

Οι μεγαλύτερες απορρίψεις παρατηρούνται σε σταθμούς με μεγάλη ισχύ ΑΠΕ και μικρό αντλιοστάσιο, συνέπεια της αδυναμίας των αντλιών να απορροφήσουν την περίσσια της παραγωγής των ΑΠΕ (κυρίως των Α/Γ βεβαίως) μετά την πρώτη διανομή. Το γεγονός αυτό βεβαίως επηρεάζει την ενεργειακή απόδοση των σταθμών αυτών, με χαρακτηριστικότερο παράδειγμα τη «χειρίστη» ενεργειακή περίπτωση του μεγαλύτερου σταθμού, όπου η απορριπτόμενη ενέργεια φτάνει τις 7,56 GWh συγκρατώντας το βαθμό αξιοποίησης στο 69,22%.

Τέλος τα ποσά ενέργειας που αγοράζονται από το δίκτυο παραμένουν σε πολύ χαμηλά επίπεδα για τους δύο πρώτους σταθμούς, παρουσιάζοντας τις υψηλότερες τιμές τους για μεγάλους εσωτερικούς βαθμούς απόδοσης. Η κατάσταση αλλάζει ελαφρώς για τους δύο άλλους σταθμούς (25 MW, 30 MW), όπου η ενέργεια που

Κεφάλαιο 6^ο - Βέλτιστος σχεδιασμός συστήματος

αγοράζεται από το δίκτυο λαμβάνει τη μέγιστη τιμή της (4GWh/έτος) για τον τελευταίο σταθμό.

Όλες οι λύσεις που προέκυψαν συνθέτουν σταθμούς με βαθμούς αξιοποίησης μεγαλύτερους από 69%, γεγονός που τους καθιστά ενεργειακά αποδοτικούς. Όσον αφορά την παροχή ενέργειας στο δίκτυο όπως αναφέρθηκε προηγουμένως, η τιμή της αυξάνεται για σταθμούς μεγαλύτερης εγγυημένης ισχύος, ενώ στην πλειοψηφία των περιπτώσεων ξεπερνάει το 10%. Αναλυτικά τα αποτελέσματα για κάθε έναν από τους σταθμούς διαμορφώνονται ως εξής:

- **Σταθμός 15MW:** Πέραν των μισών σταθμών καλύπτουν πάνω από το 10% της ζήτησης ενώ και οι υπόλοιποι συνεισφέρουν σημαντικά ποσά ενέργειας. Εξαιρέση αποτελεί ο οικονομικά βέλτιστος σταθμός που καλύπτει μόλις το 3,8% της ζήτησης και δε θεωρείται ενεργειακά αποδεκτή λύση.
- **Σταθμός 20MW:** Η κατάσταση είναι ελαφρώς βελτιωμένη στην περίπτωση αυτή με τα ποσοστά κάλυψης της ζήτησης να κυμαίνονται μεταξύ 14,51% και 9,26%.
- **Σταθμός 25MW:** Η απότομη αύξηση στην παροχή εγγυημένης ενέργειας επηρέασε αισθητά τις συνθέσεις των σταθμών, με το σύνολο των σταθμών να παράγει πάνω από το 13,3% των συνολικών απαιτήσεων του δικτύου και στην καλύτερη περίπτωση να φτάνει το 15,7%.
- **Σταθμός 30MW:** Οι λύσεις που προέκυψαν για ισχύ υδροτροβίλων 30 MW οδήγησαν σε σταθμούς πολύ μεγάλης παραγωγής ενέργειας, η οποία κυμαίνεται μεταξύ του 16,6% και 20% της συνολικής κατανάλωσης του νησιού. Στα αρνητικά των σταθμών αυτών συγκαταλέγεται η αγορά σημαντικών ποσοτήτων ενέργειας από το δίκτυο (3,1 GWh ÷ 3,9 GWh), με αποτέλεσμα να μειώνεται ελαφρώς η συνεισφορά τους στην ελάττωση της παραγωγής των ΘΜΒ.

6.5.4 Οικονομική αξιολόγηση

Από την αποτύπωση των οικονομικών αποτελεσμάτων φαίνεται πως οι σταθμοί βέλτιστης οικονομικής απόδοσης παρουσιάζουν χαμηλότερο κόστος από εκείνους που επιτυγχάνουν μεγάλο βαθμό αξιοποίησης της παραγωγής, γεγονός που συνδέεται με την περιορισμένη εγκατάσταση Φ/Β (ιδιαίτερα στους μικρούς σταθμούς) των οποίων το κόστος αγοράς είναι πολύ υψηλό. Η τιμή του IRR επηρεάζεται βεβαίως σε σημαντικό βαθμό και από τη διακύμανση των εσόδων, γεγονός που εξηγεί και την επίτευξη της μέγιστης τιμής του (17,8%) για σταθμό μεγέθους 20 MW και συνολικού κόστους 54 εκατ. €, του οποίου η αποπληρωμή διαρκεί 7,7 έτη. Σε ότι αφορά τη μεγαλύτερη επένδυση αυτή προκύπτει για σταθμό 40 MW και ανέρχεται στα 140,546 εκατ. €, με το IRR να φτάνει το 14,5% και την περίοδο αποπληρωμής να μη ξεπερνάει τα 10 έτη.

Τέλος όπως αναφέρθηκε στην αρχή της ενότητας οι λύσεις που προέκυψαν είναι όλες οικονομικά αποδεκτές, ακόμα και αυτές όπου η εγκατάσταση Φ/Β είναι ανάλογη ή και μεγαλύτερη από αυτή των Α/Γ ανεβάζοντας κατά πολύ το κόστος της επένδυσης.

Κεφάλαιο 6^ο - Βέλτιστος σχεδιασμός συστήματος

Η εξέλιξη αυτή αποτελεί συνέπεια του συνδυασμού σεναρίου λειτουργίας του σταθμού με τις ιδιομορφίες της φωτοβολταϊκής παραγωγής όπως αναλύονται παρακάτω.

- Με βάση το σενάριο λειτουργίας υπάρχει προτεραιότητα στην προώθηση της παραγωγή των ΑΠΕ στο δίκτυο.
- Ο διαχειριστής μπορεί να κάνει χρήση του δικαιώματος αυτού, μόνο κατά τις ώρες υψηλής ζήτησης, δηλαδή καθόλη τη διάρκεια της μέρας εξαιρουμένων των νυχτερινών ωρών.
- Το διάστημα αυτό συμπίπτει με την ύπαρξη φωτοβολταϊκής παραγωγής η οποία μάλιστα μεγιστοποιείται κατά τις μεσημβρινές ώρες, όταν δηλαδή η ζήτηση λαμβάνει τις υψηλότερες τιμές της.
- Σε περίπτωση που εμφανίζεται ταυτόχρονα αιολική και φωτοβολταϊκή παραγωγή, υπάρχει πρόβλεψη από το διαχειριστή του σταθμού να εξαντλεί τα περιθώρια προσφοράς του στο δίκτυο παρέχοντας πρώτα την ενέργεια από τα Φ/Β και έπειτα αυτή των Α/Γ.

Η τελευταία παράμετρος αποδεικνύεται καθοριστική για την οικονομικότητα της επένδυσης καθώς η τιμή πώλησης των Φ/Β στο δίκτυο είναι σχεδόν τετραπλάσια αυτής των αιολικών με αποτέλεσμα να αυξάνονται σε μεγάλο βαθμό τα έσοδα του σταθμού.

6.5.5 Σύγκριση λύσεων απλού και διπλού στόχου

Στους πίνακες 6.18α,β συγκρίνονται οι μέγιστες τιμές του βαθμού αξιοποίησης και του IRR όπως διαμορφώθηκαν από τη βελτιστοποίηση απλού και διπλού στόχου, ενώ συνοδεύονται και από τις τιμές των βασικότερων συνιστωσών του σταθμού (ισχύς Α/Π και φωτοβολταϊκού σταθμού, όγκος ταμιευτήρα).

Από τον πίνακα 6.18α προκύπτει ότι οι διαφορές μεταξύ των παραμέτρων βελτιστοποίησης δεν είναι αρκετές ώστε να προκαλέσουν σημαντικές μεταβολές του βαθμού αξιοποίησης. Παρόλα αυτά αποδεικνύονται καθοριστικές για το IRR, του οποίου οι τιμές στην πρώτη και τέταρτη περίπτωση αυξάνονται, λόγω της μείωσης του όγκου του ταμιευτήρα και της ισχύος των Φ/Β.

Όσον αφορά τη σύγκριση των IRR (πιν.6.18β), διαφορές εντοπίζονται κυρίως στους δύο πρώτους σταθμούς όπου υπάρχει αισθητή μείωση των τιμών τους, αποτέλεσμα της απαίτησης για διατήρηση του βαθμού αξιοποίησης σε αξιοπρεπή επίπεδα. Όπως είναι λογικό σημαντικά διαφοροποιημένη είναι και η σύνθεση των σταθμών, με την εγκατεστημένη ισχύ των ΑΠΕ να είναι αυξημένη (ειδικά των Φ/Β) και με τους ταμιευτήρες να έχουν διπλάσια χωρητικότητα. Από την άλλη μεγαλύτερες είναι οι ομοιότητες μεταξύ των σταθμών (λύσεις απλού και διπλού στόχου) μεγαλύτερου μεγέθους, γεγονός που οδηγεί και σε μικρές διαφοροποιήσεις των δεικτών αξιολόγησης.

Κεφάλαιο 6^ο - Βέλτιστος σχεδιασμός συστήματος

Σύγκριση αποτελεσμάτων και συνθέσεων βέλτιστου βαθμού αξιοποίησης διπλού και απλού στόχου (βαθμός αξιοποίησης παραγωγής)						
15 MW	Στόχος	Βαθμός αξιοποίησης (%)	IRR (%)	A/Γ (kW)	Φ/B (kW _P)	Όγκος ταμιευτήρα (m ³)
	Διπλός	76,25	14,35	14.400	10.282	720.635
	Απλός	76,32	14,00	15.200	15.000	742.473
20 MW		Βαθμός αξιοποίησης (%)	IRR (%)	A/Γ (kW)	Φ/B (kW _P)	Όγκος ταμιευτήρα (m ³)
	Διπλός	75,6	14,39	16.000	14.370	747.619
	Απλός	75,6	14,60	16.800	14.589	723.118
25 MW		Βαθμός αξιοποίησης (%)	IRR (%)	A/Γ (kW)	Φ/B (kW _P)	Όγκος ταμιευτήρα (m ³)
	Διπλός	74,61	15,02	18.400	16.094	741.001
	Απλός	74,69	15,00	18.400	14.491	745.699
30 MW		Βαθμός αξιοποίησης (%)	IRR (%)	A/Γ (kW)	Φ/B (kW _P)	Όγκος ταμιευτήρα (m ³)
	Διπλός	73,33	14,47	19.200	21.094	720.049
	Απλός	73,54	13,60	16.800	23.656	748.925

Πίνακας 6.18α Σύγκριση οικονομικής ενεργειακής απόδοσης και σύνθεσης σταθμών βέλτιστου βαθμού αξιοποίησης, όπως προέκυψαν από βελτιστοποίηση απλού και διπλού στόχου.

Σύγκριση αποτελεσμάτων και συνθέσεων βέλτιστου IRR διπλού και απλού στόχου (IRR)						
15 MW	Στόχος	IRR (%)	Βαθμός αξιοποίησης (%)	A/Γ (kW)	Φ/B (kW _P)	Όγκος ταμιευτήρα (m ³)
	Διπλός	17,69	69,18	6.400	333	294.127
	Απλός	20,04	63,50	4.000	18	108.016
20 MW		IRR (%)	Βαθμός αξιοποίησης (%)	A/Γ (kW)	Φ/B (kW _P)	Όγκος ταμιευτήρα (m ³)
	Διπλός	17,82	71,16	16.000	890	325.397
	Απλός	19,47	67,00	8.000	52	145.601
25 MW		IRR (%)	Βαθμός αξιοποίησης (%)	A/Γ (kW)	Φ/B (kW _P)	Όγκος ταμιευτήρα (m ³)
	Διπλός	17,60	70,42	20.000	3.761	435.714
	Απλός	17,76	69,60	18.400	2.957	319.892
30 MW		IRR (%)	Βαθμός αξιοποίησης (%)	A/Γ (kW)	Φ/B (kW _P)	Όγκος ταμιευτήρα (m ³)
	Διπλός	16,46	69,22	26.400	14.350	727.167
	Απλός	16,57	69,10	28.000	13.368	740.862

Πίνακας 6.18β Σύγκριση οικονομικής ενεργειακής απόδοσης και σύνθεσης σταθμών βέλτιστου IRR, όπως προέκυψαν από βελτιστοποίηση απλού και διπλού στόχου.

6.6 Βελτιστοποίηση διπλού στόχου για μικρότερο κόστος Φ/Β

Στην προηγούμενη ενότητα αναδείχτηκε η δυνατότητα ανάπτυξης σταθμών, που να παρουσιάζουν ταυτόχρονα ικανοποιητική ενεργειακή και οικονομική απόδοση. Παράλληλα φάνηκε ο ιδιαίτερος ρόλος των Φ/Β στην διαμόρφωση των ενεργειακών και οικονομικών αποτελεσμάτων. Συγκεκριμένα διαπιστώθηκε ότι η εγκατάσταση Φ/Β βελτιώνει σημαντικά τον βαθμό αξιοποίησης της παραγωγής των ΑΠΕ, ενώ από την άλλη επιδρά αρνητικά στη τιμή του IRR. Το γεγονός αυτό οφείλεται στο υψηλό κόστος αγορά τους, το οποίο δικαιολογεί και την υψηλή τιμή πώλησης της παραγωγής τους στο δίκτυο.

Συνεπώς φαίνεται πως η διαφαινόμενη μείωση της τιμής τους μπορεί να αλλάξει σημαντικά την κατάσταση και να επιτρέψει ευρύτερη εφαρμογή αυτής της τεχνολογίας σε εγκαταστάσεις, όπως είναι αυτή που εξετάζεται στην παρούσα ενότητα. Αντικείμενο λοιπόν της παρούσας ενότητας είναι να προσδιορίσει σε τι βαθμό μπορεί η εξέλιξη αυτή να επηρεάσει τόσο τις συνθέσεις των σταθμών όσο βεβαίως και την ενεργειακή και οικονομική απόδοση αυτών. Για το λόγο αυτό, επαναλαμβάνεται βελτιστοποίηση διπλού στόχου (IRR-βαθμός αξιοποίησης παραγωγής ΑΠΕ) για διαφορετικά κόστη αγοράς φωτοβολταϊκών.

Αρχικά στο σχήμα 6.25 απεικονίζεται και για τα τέσσερα μεγέθη σταθμών η διακύμανση των βέλτιστων τιμών του βαθμού αξιοποίησης και του IRR για τρία διαφορετικά κόστη Φ/Β.

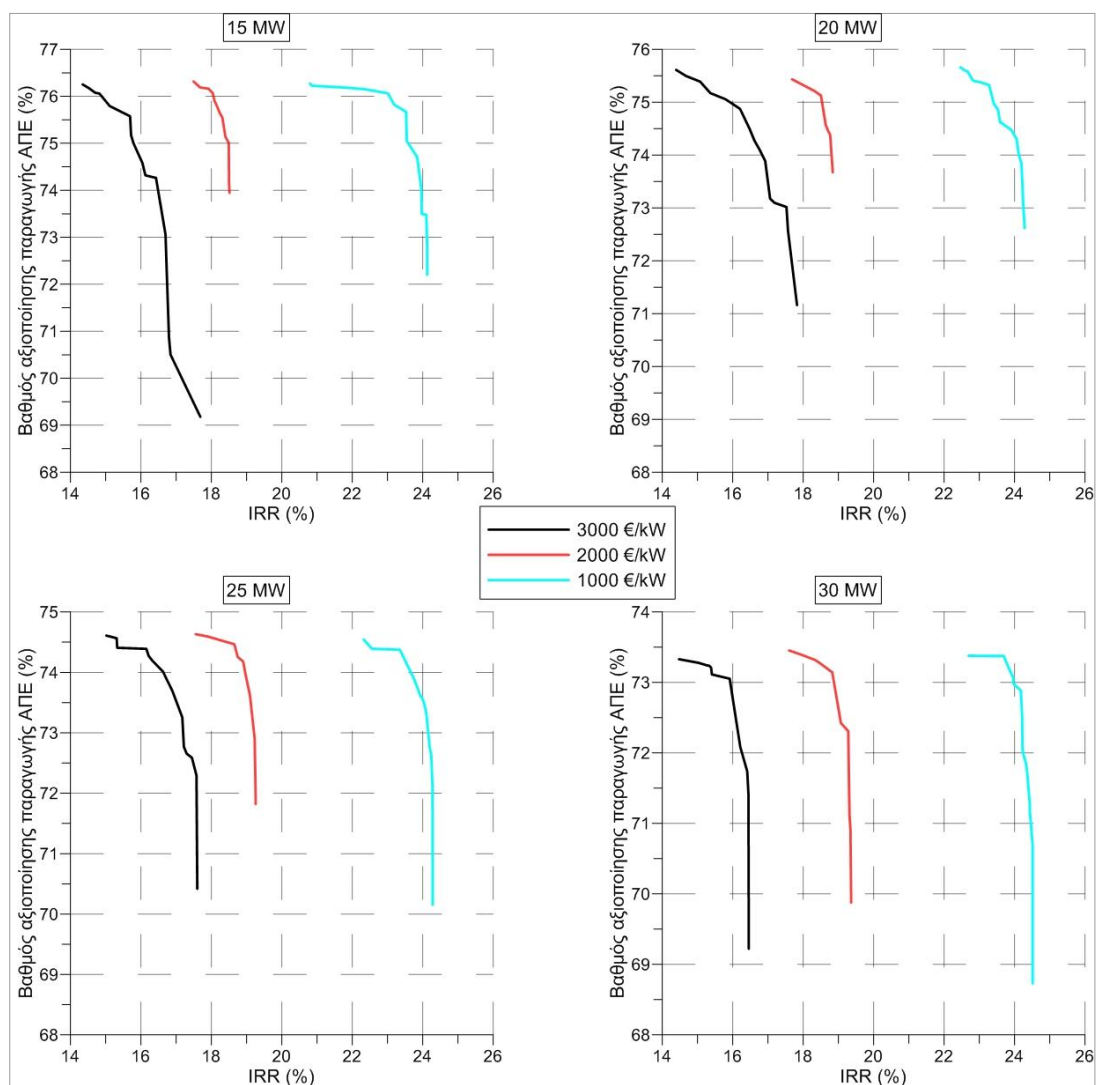
Από τα διαγράμματα (Σχ.6.25) φαίνεται πως για μικρότερα κόστη σημειώνεται όπως αναμενόταν σημαντική βελτίωση του IRR, ενώ ο βαθμός αξιοποίησης κυμαίνεται στα ίδια επίπεδα με αυτά που προέκυψαν για κόστος Φ/Β 3000€/kW. Ενδιαφέρον παρουσιάζει επίσης το γεγονός ότι παρά το ότι η τιμή των Φ/Β μεταβάλλεται με σταθερό βήμα 1000€/kW, η αύξηση του IRR δεν παρουσιάζει την ίδια σταθερότητα. Συγκεκριμένα ενώ η τιμή του αυξάνεται -ανάλογα το μέγεθος του σταθμού- μεταξύ 0,9 και 2,9 για μεταβολή του κόστους από 3000€/kW σε 2000€/kW, η αύξηση της τιμής του δείκτη ξεπερνάει σταθερά τις πέντε μονάδες για περαιτέρω μείωση του κόστους σε 1000€/kW.

Επίσης σε ότι αφορά τη μεταβολή του IRR σε συνάρτηση με το μέγεθος του σταθμού- για τιμή 2000€/kW παρατηρείται πολύ μικρή αύξηση των μέγιστων τιμών του, φτάνοντας το 19,4% για σταθμό 30MW. Οι διαφοροποιήσεις μεταξύ των βέλτιστων IRR παραμένουν μικρές και για κόστος 1000€/kW, με την καλύτερη τιμή (24,5%) να επιτυγχάνεται και στην περίπτωση αυτή για τον μεγαλύτερο από τους τέσσερις σταθμούς.

Εντυπωσιακό είναι επίσης το γεγονός ότι για σταθμούς μεγέθους 20MW-25MW-30MW και κόστος Φ/Β 1000€/KW η βελτιστοποίηση του βαθμού αξιοποίησης συνοδεύεται από δείκτες IRR μεγαλύτερους του 22,3% και περιόδους αποπληρωμής που κυμαίνονται στα 5,8 έτη.

Κεφάλαιο 6^ο - Βέλτιστος σχεδιασμός συστήματος

Φαίνεται λοιπόν πως η μείωση της τιμής των φωτοβολταϊκών σε συνδυασμό με την υψηλή τιμή πώλησης της παραγωγής τους στο δίκτυο μπορεί να οδηγήσει σε επενδύσεις με εξαιρετικές αποδόσεις.



Σχήμα 6.25 Βέλτιστος συνδυασμός βαθμού αξιοποίησης παραγωγής ΑΠΕ και IRR για κόστος Φ/Β 1000€/kW-2000€/kW-3000€/kW

Στους πίνακες που ακολουθούν παρατίθενται οι βέλτιστες τιμές του IRR και του βαθμού αξιοποίησης για τρία διαφορετικά κόστη καθώς και η σύνθεση των ΑΠΕ των σταθμών για τους οποίους επετεύχθησαν.

Κεφάλαιο 6^ο - Βέλτιστος σχεδιασμός συστήματος

Σύγκριση αποτελεσμάτων και συνθέσεων βέλτιστου βαθμού αξιοποίησης					
15 MW	Κόστος αγοράς Φ/Β (€/kW)	Βαθμός αξιοποίησης (%)	IRR (%)	A/Γ (kW)	Φ/Β (kW)
	3.000	76,25	14,35	14.400	10.282
	2.000	76,32	17,49	16.000	9.314
	1.000	76,27	20,80	14.400	9.791
20 MW	Κόστος αγοράς Φ/Β (€/kW)	Βαθμός αξιοποίησης (%)	IRR (%)	A/Γ (kW)	Φ/Β (kW)
	3.000	75,61	14,39	16.000	14.370
	2.000	75,43	17,68	16.000	18.065
	1.000	75,66	22,46	16.800	15.241
25 MW	Κόστος αγοράς Φ/Β (€/kW)	Βαθμός αξιοποίησης (%)	IRR (%)	A/Γ (kW)	Φ/Β (kW)
	3.000	74,61	15,02	18.400	16.094
	2.000	74,63	17,56	17.600	20.442
	1.000	74,54	22,32	19.200	13.664
30 MW	Κόστος αγοράς Φ/Β (€/kW)	Βαθμός αξιοποίησης (%)	IRR (%)	A/Γ (kW)	Φ/Β (kW)
	3.000	73,33	14,47	19.200	21.094
	2.000	73,45	17,60	16.000	23.881
	1.000	73,38	22,70	17.600	18.628

Πίνακας 6.19α Σύγκριση αποτελεσμάτων και συνθέσεων βέλτιστου βαθμού αξιοποίησης για διαφορετικά κόστη αγοράς Φ/Β

Από τον πίνακα 6.19α φαίνεται αυτό που αποτυπώθηκε και στα διαγράμματα δηλαδή η διατήρηση των βέλτιστων βαθμών αξιοποίησης της παραγωγής στα ίδια επίπεδα, με τη διαφορά ότι για χαμηλότερο κόστος φωτοβολταϊκών παρατηρείται ραγδαία αύξηση του IRR ο οποίος π.χ. για σταθμό 30 MW και βαθμό αξιοποίησης μεταξύ 73,33% και 73,48% λαμβάνει διαδοχικά τις τιμές 14,47% (3000€/kW) - 17,6% (2000€/kW) - 22,7% (1000€/kW).

Αξιοσημείωτο είναι επίσης το γεγονός ότι για κόστος 2000 €/kW και σταθμούς μεσαίου (15MW-20MW) και μεγάλου (30MW) μεγέθους ο συνδυασμός βέλτιστης ενεργειακής απόδοσης και υψηλού IRR οδήγησε σε συνθέσεις ΑΠΕ, οι οποίες αποτελούνται στην πλειοψηφία τους από Φ/Β, εξέλιξη που για τα υπόλοιπα κόστη παρατηρείται μόνο σε σταθμό 30 MW.

Κεφάλαιο 6^ο - Βέλτιστος σχεδιασμός συστήματος

Σύγκριση αποτελεσμάτων και συνθέσεων βέλτιστου IRR					
15 MW	Κόστος αγοράς Φ/Β (€/kW)	IRR (%)	Βαθμός αξιοποίησης (%)	A/Γ (kw)	Φ/Β (kw)
	3.000	17,69	69,18	6.400	333
	2.000	18,51	73,95	17.600	11.808
	1.000	24,13	72,20	14.400	19.918
20 MW	Κόστος αγοράς Φ/Β (€/kW)	IRR (%)	Βαθμός αξιοποίησης (%)	A/Γ (kw)	Φ/Β (kw)
	3.000	17,82	71,16	16.000	890
	2.000	18,84	73,67	18.400	11.237
	1.000	24,29	72,62	17.600	26.998
25 MW	Κόστος αγοράς Φ/Β (€/kW)	IRR (%)	Βαθμός αξιοποίησης (%)	A/Γ (kw)	Φ/Β (kw)
	3.000	17,60	70,42	20.000	3.761
	2.000	19,26	71,82	18.400	8.882
	1.000	24,28	70,15	16.800	23.670
30 MW	Κόστος αγοράς Φ/Β (€/kW)	IRR (%)	Βαθμός αξιοποίησης (%)	A/Γ (kw)	Φ/Β (kw)
	3.000	16,46	69,22	26.400	14.350
	2.000	19,36	69,88	20.000	16.759
	1.000	24,51	68,73	17.600	24.686

Πίνακας 6.19β Σύγκριση αποτελεσμάτων και συνθέσεων IRR για διαφορετικά κόστη αγοράς Φ/Β

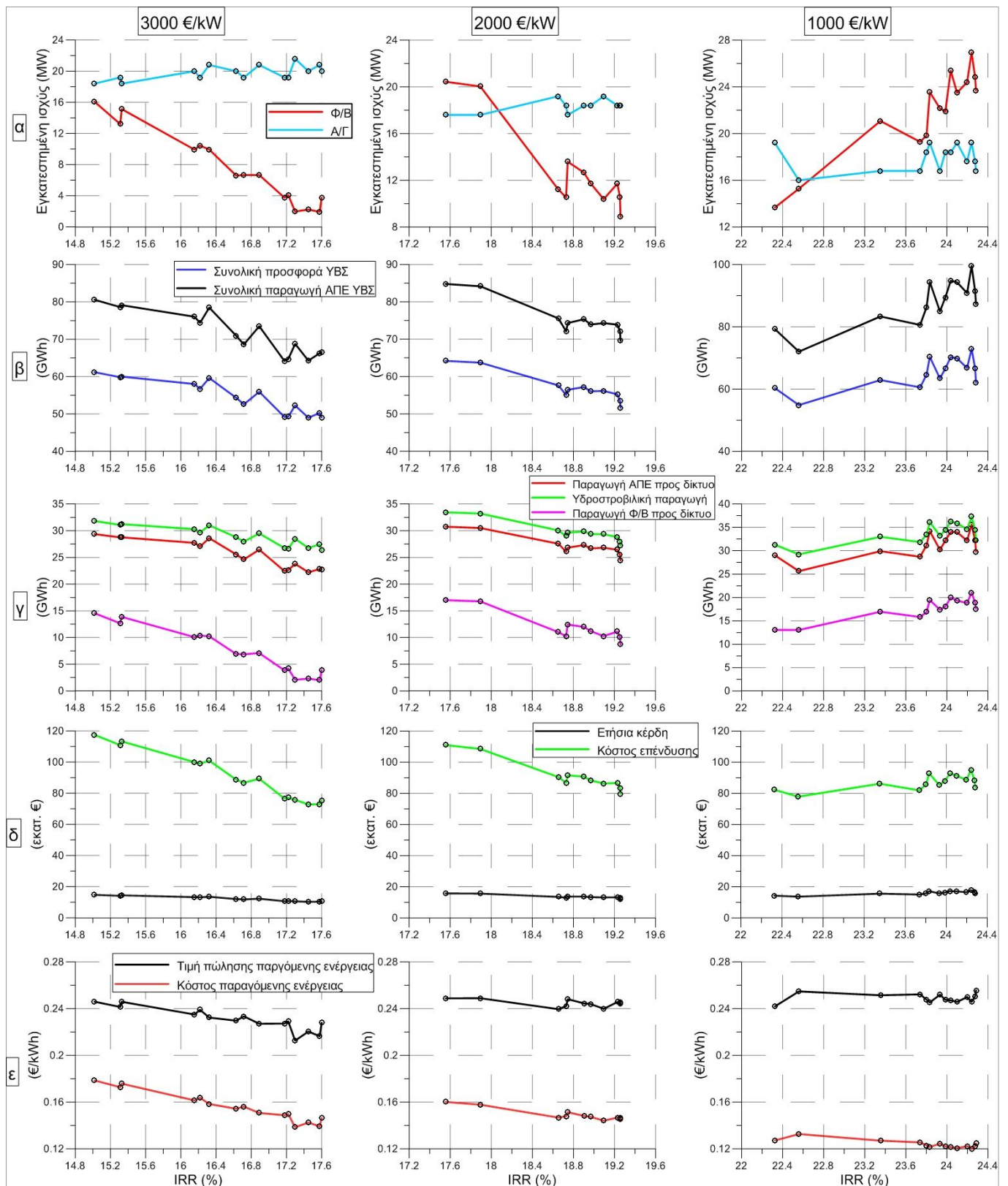
Από τον πίνακα 6.19β αποδεικνύεται πως τα Φ/Β αποτελούν οικονομικά πιο συμφέρουσα επιλογή από τις A/Γ για κόστος 1000€/kW, αφού στις υπόλοιπες περιπτώσεις η συνολική τους ισχύς είναι μικρότερη του αιολικού πάρκου. Εντυπωσιακή ωστόσο είναι η αύξηση της εγκατεστημένης τους ισχύος και για κόστος 2000€/kW ιδιαίτερα σε σταθμούς μικρού και μεσαίου μεγέθους.

Τέλος ένα ακόμη συμπέρασμα που προκύπτει από τον πίνακα 6.19β, είναι ότι η μείωση των τιμών οδηγεί σε καλύτερες συνδυαστικές λύσεις στην περίπτωση των δύο πρώτων σταθμών (15 MW - 20MW), καθώς η αύξηση του βέλτιστου IRR συνδυάζεται με αξιοσημείωτη αύξηση του βαθμού αξιοποίησης, η οποία ανάλογα με το κόστος κυμαίνεται μεταξύ 3 και 4,77 ποσοστιαίων μονάδων. Για μεγαλύτερους σταθμούς (25MW-30MW) η τάση αυτή παραμένει μόνο για κόστος Φ/Β 2000 €/kW, αφού για χαμηλότερη τιμή ο βαθμός αξιοποίησης παρουσιάζει μικρή μείωση.

Για αναλυτικότερη διερεύνηση των μεταβολών που προκαλεί η μείωση του κόστους των Φ/Β στα αποτελέσματα των βέλτιστων λύσεων παρατίθεται το σχήμα 6.26 όπου απεικονίζονται χαρακτηριστικά οικονομικά και ενεργειακά μεγέθη σταθμού

Κεφάλαιο 6^ο - Βέλτιστος σχεδιασμός συστήματος

μεγέθους 25 MW. Επιλέχθηκε σταθμός αυτού του μεγέθους διότι αφενός παρέχει μεγαλύτερες ποσότητες ενέργειας στο δίκτυο και αφετέρου δεν προέκυψαν εμπόδια από το πεδίο ορισμού των παραμέτρων κατά τη βελτιστοποίηση του.



Σχήμα 6.26 Οικονομικά και ενεργειακά μεγέθη σταθμού 25 MW για κόστος Φ/Β 1000€/kW-2000€/kW - 3000€/kW

Κεφάλαιο 6^ο - Βέλτιστος σχεδιασμός συστήματος

Από την πρώτη ομάδα διαγραμμάτων διακρίνεται διαρκής αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των φωτοβολταϊκών όσο μειώνεται το κόστος τους, ενώ παράλληλα η ισχύς των ανεμογεννητριών είτε παραμένει σταθερή είτε μειώνεται. Στην τελευταία περίπτωση μάλιστα η ισχύς των φωτοβολταϊκών ξεπερνάει-στην πλειοψηφία των λύσεων που προέκυψαν- τα 19,2 MW, ενώ η αντίστοιχη των Α/Γ κυμαίνεται μεταξύ 16MW και 19,2 MW. Αίσθηση προκαλεί επίσης το γεγονός ότι ενώ για τις δύο πρώτες τιμές του κόστους, η βελτίωση της οικονομικής απόδοσης του έργου συνοδεύεται από μείωση των Φ/Β, η κατάσταση αντιστρέφεται για τη χαμηλότερη τιμή (1000€/kW).

Όπως είναι λογικό η εντυπωσιακή αύξηση στην εγκατάσταση Φ/Β για τιμή 1000€/kW οδηγεί συνολικά την παραγωγή των ΑΠΕ σε υψηλότερα επίπεδα και συνεπώς σε μεγαλύτερη προσφορά από πλευράς ΥΒΣ. Η μέγιστη τιμή προσφερόμενης ενέργειας προκύπτει για σταθμό με 24,9 MW Φ/Β και 19,2 MW Α/Γ και ανέρχεται στις 72,9 GWh. Η τιμή αυτή συνεπάγεται κάλυψη 19,7% της ζήτησης του νησιού, ενώ ταυτόχρονα οι ανάγκες για προμήθεια ενέργειας από το δίκτυο περιορίζονται σε 0,5 GWh/έτος. Παράλληλα επιτυγχάνεται βαθμός αξιοποίησης της παραγωγής 72,64% με τον εσωτερικό βαθμό απόδοσης της επένδυσης να ανέρχεται στο 24,24 %. Από τα αποτελέσματα αποδεικνύεται ότι για τη δεδομένη τιμή με βασική πηγή ενέργειας τα Φ/Β, μπορούν να συντεθούν σταθμοί υψηλής ενεργειακής απόδοσης, σημαντικής συνεισφοράς στο δίκτυο και εξαιρετικής οικονομικής απόδοσης.

Η διατήρηση της τιμής πώλησης της παραγωγής των Φ/Β σε τόσο υψηλά επίπεδα σε συνδυασμό με τη λειτουργία του σταθμού βάσει σεναρίου που προωθεί την παραγωγή των ΑΠΕ απ' ευθείας στο δίκτυο επέδρασε καθοριστικά τόσο στην ευρύτερη εγκατάσταση Φ/Β όσο και στην επακόλουθη άνοδο του IRR. Μάλιστα για κόστος Φ/Β 1000€/kW η άνοδος αυτή συνοδεύεται με αύξηση της απ' ευθείας παροχής της παραγωγής των ΑΠΕ στο δίκτυο, με το μεγαλύτερο τμήμα της να προέρχεται από Φ/Β.

Παρατηρείται συνεπώς σημαντική μεταβολή της σχέσης κόστους επένδυσης – ετήσιων κερδών, με τις δαπάνες να μειώνεται σημαντικά και με τα κέρδη να παρουσιάζουν άνοδο. Ενδεικτικό είναι το γεγονός ότι έργο ίδιου συνολικού κόστους (88,3 εκατ. € - 88,7 εκατ. €) στην πρώτη περίπτωση (3000€/kW) αποφέρει κέρδη 12,06 εκατ. €, στη δεύτερη (2000€/kW) 13,34 εκατ. € και στην τελευταία (1000€/kW) 16,53 εκατ. €. Εντυπωσιακή είναι και η ελάττωση του κόστους των μεγαλύτερων επενδύσεων το οποίο διαδοχικά ανέρχεται σε 117,54 εκατ. €, 110,99 εκατ. € και 95,1 εκατ. €, με τα κέρδη να ακολουθούν αντίστροφη πορεία.

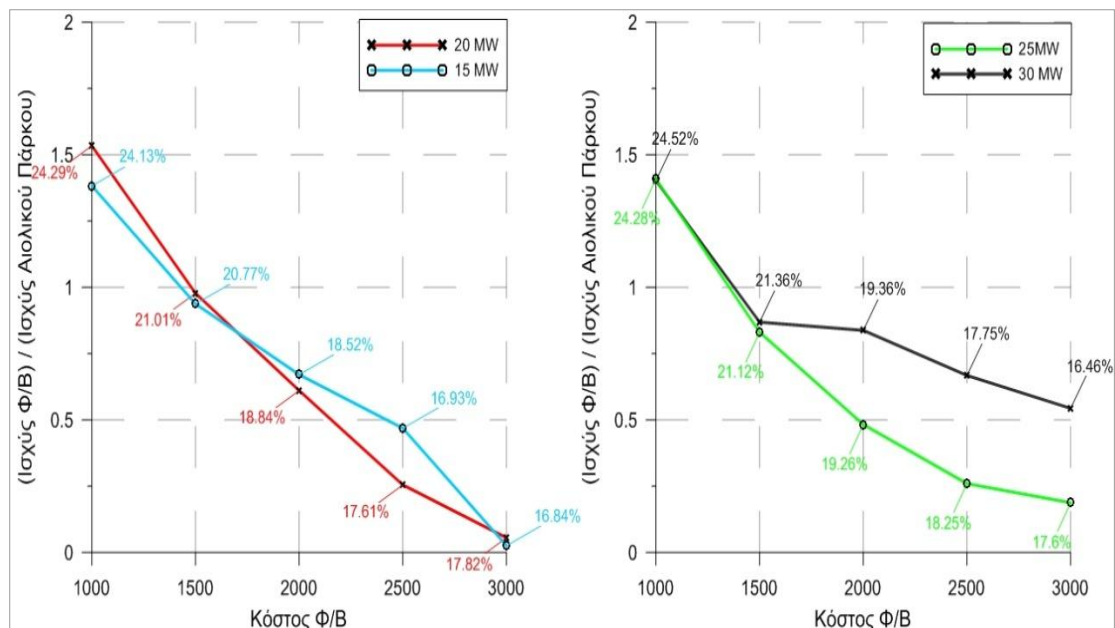
Τέλος η αυξημένη εγκατάσταση Φ/Β, επέδρασε διαφορετικά στο κόστος παραγόμενης ενέργειας και στην τιμή πώλησης της. Για τον πρώτο από τους δύο δείκτες παρουσιάζεται σημαντική μείωση, καθώς ενώ για κόστος αγοράς Φ/Β 3000€/kW ξεπερνάει τα 0,14 €/kWh, η τιμή του για κόστος συγκρατείται στην πλειοψηφία των περιπτώσεων κάτω από 0,13 €/kWh που αντιστοιχεί παράλληλα σε

Κεφάλαιο 6^ο - Βέλτιστος σχεδιασμός συστήματος

μείωση περίπου 28% σε σχέση με το κόστος παραγωγής του τρέχοντος συστήματος. Από την άλλη η υψηλή αποζημίωση για παροχή φωτοβολταϊκής παραγωγής έχει σαν αποτέλεσμα τόσο για κόστος Φ/Β 2000€/kW όσο και για 3000€/kW, η τιμή πώλησης της παραγόμενης ενέργειας του ΥΒΣ, να κυμαίνεται σταθερά πάνω από 0,24 €/kWh επιβαρύνοντας σημαντικά το διαχειριστή του δικτύου. Η παραπάνω εξέλιξη καθιστά αναγκαία τη σύνδεση της τιμής πώλησης της παραγωγής με το κόστος αγοράς των ΑΠΕ. Μια ενδεχόμενη λύση στο παραπάνω ζήτημα θα ήταν η τιμολόγηση της φωτοβολταϊκής παραγωγής του ΥΒΣ με τρόπο αντίστοιχο με αυτόν που υιοθετήθηκε για την αιολική, δηλαδή το ήμισυ της παραγωγής να πωλείται με την τιμή που έχει οριστεί για τα Φ/Β (0,39489 - 0.3535 € και για το υπόλοιπο η αποζημίωση να ανέρχεται στο χρηματικό ποσό που λαμβάνει ο διαχειριστής του σταθμού για την πώληση της παραγωγής των υδροστροβίλων.

Τέλος στο σχήμα 6.27 παρατίθεται ο λόγος της ισχύος των Φ/Β προς αυτή των Α/Γ για σταθμούς μέγιστου IRR, οι οποίοι προέκυψαν από βελτιστοποίηση διπλού στόχου για κόστος Φ/Β μεταξύ 1000€/kW και 3000€/kW και βήμα 500€/kW με την προϋπόθεση ότι η προσφορά τους στο δίκτυο ξεπερνάει τις 30 MWh/έτος. Επιπλέον οι εν λόγω σταθμοί παρουσίασαν στην πλειοψηφία τους βαθμό αξιοποίησης της παραγωγής των ΑΠΕ μεγαλύτερο του 70% με εξαίρεση τρεις περιπτώσεις όπου η τιμή του κυμάνθηκε μεταξύ 68% και 70%, όρια που θεωρούνται ωστόσο αποδεκτά.

Από τα διαγράμματα προκύπτει πως η εγκατάσταση των Φ/Β ξεπερνάει αυτή των Α/Γ σε όλες τις περιπτώσεις σταθμών, για κόστος κατώτερο των 1500 €/kW. Το γεγονός αυτό αποδεικνύει πως για να καταστούν οικονομικά πιο συμφέρουσα επιλογή από τις Α/Γ θα πρέπει να περιοριστεί το κόστος αγοράς τους σε επίπεδα κατώτερα από το αντίστοιχο των Α/Γ. Μάλιστα για τιμή 1000 €/kW και σταθμό 20 MW ο λόγος της ισχύος των Φ/Β προς αυτή των αιολικών ξεπερνάει το 1,5, ενώ και για τους υπόλοιπους σταθμούς η τιμή του λόγου αυτού κυμαίνεται μεταξύ 1,3 και 1,4.



Σχήμα 6.27 Αναλογία ισχύος Φ/Β και Α/Γ για τέσσερα μεγέθη βέλτιστων οικονομικά σταθμών και κόστος Φ/Β (1000 €/kW-1500€/kW-2000€/kW-2500€/kW-3000€/kW)

7 ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ - ΠΡΟΤΑΣΕΙΣ ΓΙΑ ΠΕΡΑΙΤΕΡΩ ΕΡΕΥΝΑ

Αντικείμενο της εργασίας αποτέλεσε η μελέτη εγκατάστασης ΥΒΣ που περιλαμβάνει αιολικό και φωτοβολταϊκό πάρκο στο μη διασυνδεδεμένο νησί της Λέσβου και συγκεκριμένα στην περιοχή περιμετρικά του φράγματος Ερεσού, όπου υφίσταται ήδη κάτω δεξαμενή χωρητικότητας 2.550.000 m³, της οποίας το περιεχόμενο αξιοποιείται προς το παρόν για άρδευση. Για το λόγο αυτό και με δεδομένες τις επιφυλάξεις της δημοτικής αρχής για αλλαγή χρήσης των υδάτων για λειτουργία ΥΒΣ, ορίστηκε άνω όριο στη χωρητικότητα του έτερου ταμιευτήρα (άνω) τα 750.000 m³.

Η προσομοίωση λειτουργίας του σταθμού πραγματοποιήθηκε με την επεξεργασία προϋπάρχοντος κώδικα ο οποίος εμπλουτίστηκε με στοιχεία που αφορούν την εγκατάσταση Φ/Β, το σενάριο λειτουργίας του ΥΒΣ, την κοστολόγηση της επένδυσης κ.α. Ο τρόπος σύνταξης του κώδικα επιτρέπει την προσαρμογή του τόσο σε άλλα νησιά όσο και σε ΥΒΣ με διαφορετικά χαρακτηριστικά, με απλή αλλαγή των αρχείων εισόδου. Επιπλέον κατά τη συγγραφή του πραγματοποιήθηκαν οι απαραίτητες τροποποιήσεις ώστε να υπάρχει η δυνατότητα συνεργασίας με λογισμικό EASY για τον προσδιορισμό βέλτιστων λύσεων. Για την προσομοίωση λειτουργίας του συστήματος, επιλέχθηκε δεκάλεπτο υπολογιστικό βήμα, ώστε να υπάρξει καλύτερη εποπτεία της ανταπόκρισης του, ενώ παράλληλα προσδιορίστηκαν ωριαία και ημερήσια ενεργειακά και οικονομικά μεγέθη. Η αξιολόγηση της λειτουργίας του ΥΒΣ επετεύχθη με τον υπολογισμό ετήσιων αθροιστικών αποτελεσμάτων καθώς και κατάλληλων δεικτών που συνοψίζουν την αποτελεσματικότητα και απόδοση του σταθμού τόσο σε ενεργειακό όσο και σε οικονομικό επίπεδο. Τέλος για τη διασφάλιση της αξιοπιστίας των αποτελεσμάτων εισήχθησαν έλεγχοι και περιορισμοί σχετικοί με το δίκτυο και τα τεχνικά χαρακτηριστικά τόσο των ΑΠΕ όσο και των συμβατικών μονάδων παραγωγής.

Παρακάτω συνοψίζονται τα βασικότερα συμπεράσματα από τη μελέτη των αποτελεσμάτων λειτουργίας του ΥΒΣ

- Η υιοθέτηση της συγκεκριμένης πολιτικής διαχείρισης (Παπαντώνης Δ. et al.,2010) όπως περιγράφηκε στο κεφάλαιο 4 κρίθηκε αποτελεσματική, καθώς κατέστη δυνατή τόσο η πλήρης απορρόφηση της αιολικής παραγωγής εκτός ΥΒΣ όσο και η ομαλοποίηση της λειτουργίας των συμβατικών μονάδων βάσης. Συγκεκριμένα η λογική των ημερήσιων προσφορών ενέργειας από πλευράς υβριδικού παραγωγού και η επακόλουθη σύνταξη 24ώρου προγράμματος παραγωγής και άντλησης σε συνδυασμό με τη δυνατότητα υποφόρτισης των υδροτροβίλων στο τεχνικό τους ελάχιστο, επέτρεψε αφενός την αποτελεσματικότερη αξιοποίηση της παραγωγής των ΑΠΕ του ΥΒΣ και αφετέρου σταθεροποίησε τη λειτουργία των συμβατικών μονάδων βάσης. Συγκεκριμένα η άντληση από το δίκτυο κατά τις ώρες χαμηλής ζήτησης και η κάλυψη των αιχμών ζήτησης από τον ΥΒΣ μείωσε σημαντικά τις διακυμάνσεις που χαρακτήριζαν την παραγωγή των συμβατικών μονάδων.

Κεφάλαιο 7^ο - Συμπεράσματα

- Επιπλέον η επιλογή σεναρίου λειτουργίας που προωθεί την παραγωγή των ΑΠΕ κατά προτεραιότητα στο δίκτυο, με την προϋπόθεση βεβαίως ότι έχει αποταμιευτεί η εγγυημένη ενέργεια της επόμενης μέρας, αύξησε σημαντικά την ενεργειακή απόδοση του συστήματος. Βασικό ρόλο σε αυτό έπαιξε αφενός η μερική απεμπλοκή από τη χρησιμοποίηση του συστήματος αντλησιοταμίευσης και των απωλειών που συνεπάγεται και αφετέρου η εμφάνιση φωτοβολταϊκής παραγωγής κατά τις ώρες υψηλής ζήτησης διάστημα κατά το οποίο συνήθως ο υβριδικός παραγωγός είναι υποχρεωμένος να αποδώσει ενέργεια στο δίκτυο, με την προϋπόθεση βεβαίως ότι οι υδροστρόβιλοι παρέχουν την αναγκαία εφεδρεία σε περίπτωση απώλειας της παραγωγής των ΑΠΕ.
- Από τη μελέτη σταθμού αναφοράς προέκυψε ότι η εμφάνιση διαστημάτων αμελητέας αιολικής και φωτοβολταϊκής παραγωγής λόγω καιρικών φαινομένων αποτελεί σπάνιο φαινόμενο. Η εξέλιξη αυτή είναι ιδιαίτερα ενθαρρυντική για εγκατάσταση ΥΒΣ, καθώς αναδεικνύεται η δυνατότητα μεγαλύτερης ανεξάρτησης από το δίκτυο σε ότι αφορά τη διασφάλιση της εγγυημένης ενέργειας που πρέπει να παρέχει ο ΥΒΣ.
- Ακολούθως από την παραμετρική μελέτη αναδείχτηκε ως ένα βαθμό ο ρόλος κάθε μίας εκ των βασικότερων συνιστωσών της εγκατάστασης στη λειτουργία του σταθμού. Ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσίασαν τα αποτελέσματα κατά τη μεταβολή της εγκατεστημένης ισχύος των υδροτροβίλων, απ' όπου αποδείχτηκε ότι για σταθμούς μεγέθους μικρότερου των 15 MW δεν υπάρχει επί της ουσίας παροχή εγγυημένης ενέργειας στο δίκτυο. Συνεπώς για να υπάρξει σταδιακή αντικατάσταση συμβατικών μονάδων βάσης απαιτούνται υδροστρόβιλοι μεγαλύτερης ισχύος. Επιπλέον από τη μεταβολή της χωρητικότητας του ταμιευτήρα σε σταθμό μικρού μεγέθους (15 MW) και μέσης παραγωγής ΑΠΕ (≈ 47 MWh/έτος) προέκυψε πως για να υπάρξει ικανοποιητική ενεργειακή απόδοση θα πρέπει ο όγκος του να είναι τουλάχιστον 225.000m^3 .

Τα σημαντικότερα συμπεράσματα προέκυψαν από το τελευταίο κεφάλαιο της διπλωματικής, όπου βελτιστοποιήθηκαν ενεργειακοί και οικονομικοί στόχοι, ενώ προσδιορίστηκαν και τα χαρακτηριστικά των διατάξεων για τις οποίες προκύπτουν τα αποτελέσματα αυτά.

- Σε ότι έχει να κάνει με την ενεργειακή απόδοση του σταθμού, ως στόχος βελτιστοποίησης επιλέχθηκε ο βαθμός αξιοποίησης της παραγωγής των ΑΠΕ. Η μέγιστη τιμή του επετεύχθη για μικρό σταθμό (15MW-76,33 %) που περιελάμβανε Φ/Β (14,6 MW_p) συνολικής ισχύος στο επίπεδο των Α/Γ (15,2 MW). Παράλληλα πολύ ενθαρρυντικά ήταν τα αποτελέσματα και για τους άλλους σταθμούς, όπου παρατηρήθηκε πολύ μικρή μείωση του βαθμού αξιοποίησης (20 MW -75,62%, 25 MW – 74,7%, 30 MW – 73,55%), η οποία συνοδεύτηκε ωστόσο με αύξηση της συνολικά προσφερόμενης ενέργειας. Μάλιστα στην περίπτωση του μεγαλύτερου σταθμού ανήλθε στις 67,3 MWh/έτος τιμή που αντιστοιχεί στο 18,21% της συνολικής ζήτησης. **Με βάση λοιπόν τις συνθέσεις των ενεργειακά**

Κεφάλαιο 7^ο - Συμπεράσματα

βέλτιστων σταθμών, φαίνεται πως η εγκατάσταση Φ/Β μπορεί να συνεισφέρει σημαντικά στη αύξηση της ενεργειακής απόδοσης των ΥΒΣ.

- Επιπλέον διερευνήθηκαν οι προοπτικές εγκατάστασης μεγαλύτερου σταθμού και συγκεκριμένα μεγέθους 40MW, ωστόσο τα αποτελέσματα κρίθηκαν απογοητευτικά, καθώς το μεγαλύτερο ποσοστό της παραγωγής χάθηκε στις απώλειες λόγω πληρότητας ταμιευτήρα. Η επανάληψη της εφαρμογής με μεγαλύτερο ταμιευτήρα (μέχρι 2,5 εκατ. m³) δεν οδήγησε σε βελτίωση των αποτελεσμάτων ικανή για να χαρακτηριστεί ο σταθμός αποδεκτός.
- Στη συνέχεια ορίστηκε ως στόχος οικονομικής βελτιστοποίησης ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης της επένδυσης (IRR), με τα αποτελέσματα και στην περίπτωση αυτή να είναι πολύ αισιόδοξα. Οικονομικά αποδοτικότερη επένδυση με τιμή IRR 20,04% αναδείχτηκε η εγκατάσταση σταθμού μεγέθους 15MW ενώ και στις υπόλοιπες περιπτώσεις τα αποτελέσματα κρίθηκαν ικανοποιητικά. Από τις συνθέσεις των διατάξεων που προέκυψαν φάνηκε πως για μικρότερους σταθμούς (15MW-20MW-25MW) η οικονομική απόδοση συμβαδίζει με περιορισμένη εγκατάσταση ΑΠΕ και ιδιαίτερα Φ/Β η ισχύς των οποίων ήταν σαφώς μειωμένη σε σχέση με την αντίστοιχη των ενεργειακά βέλτιστων σταθμών, γεγονός που αποδυνάμωσε τη συνεισφορά τους στην κάλυψη των ενεργειακών αναγκών του νησιού.
- Η απόκλιση αυτή μεταξύ των αποτελεσμάτων των δύο βελτιστοποιήσεων προέβαλλε ως αντικείμενο διερεύνησης τον προσδιορισμό λύσεων οι οποίες θα συνδυάζουν υψηλή αποτελεσματικότητα τόσο σε ενεργειακό όσο και σε οικονομικό επίπεδο. Για το λόγο αυτό πραγματοποιήθηκε βελτιστοποίηση διπλού στόχου με τα αποτελέσματα να είναι ελαφρώς πιο ισορροπημένα και το πρόβλημα της χαμηλής παραγωγής να παραμένει για τους οικονομικά βέλτιστους σταθμούς, συνέπεια της περιορισμένης εγκατάστασης Φ/Β. Αιτία για τη συγκράτηση της εγκατεστημένης τους ισχύος σε τόσο χαμηλά επίπεδα, αποτελεί το υψηλό κόστος αγοράς τους, που ανεβάζει το συνολικό κόστος της επένδυσης. Η κινητικότητα ωστόσο που παρατηρείται στον τομέα της κατασκευής Φ/Β και η χρήση νέων και φθηνότερων υλικών, αναμένεται να «ρίξει» αισθητά τις τιμές τους αλλάζοντας έτσι συνολικά το τοπίο στον χώρο των ΑΠΕ. Οι εξελίξεις αυτές αποτέλεσαν αφορμή για την εξεύρεση βέλτιστων οικονομικά και ενεργειακά λύσεων για κατώτερες τιμές Φ/Β . Από τα αποτελέσματα προέκυψε ότι ακόμα και για μείωση 500€/kW επιτυγχάνεται σπουδαία αύξηση της διείσδυσης τους με παράλληλη βελτίωση των οικονομικών αποδόσεων ειδικά των μεγαλύτερων σταθμών. Τέλος αποδείχτηκε πως για να καταστούν οικονομικά πιο συμφέρουσα τεχνολογία από τις Α/Γ θα πρέπει η τιμή τους να υποβιβαστεί κάτω από τα 1500€/kW.

Έχοντας πλέον πλήρη εικόνα της επίδρασης διαφορετικού μεγέθους Υβριδικών σταθμών στο τοπικό δίκτυο, οι οποίοι παρουσιάζουν είτε οικονομικά είτε ενεργειακά βέλτιστα αποτελέσματα, διαπιστώνουμε πως οι πιο ισορροπημένες λύσεις προκύπτουν για σταθμούς μεγέθους 25MW και 30 MW. Στις περιπτώσεις αυτές παρά

Κεφάλαιο 7^ο - Συμπεράσματα

τη μικρή μείωση που παρατηρείται στο IRR και στο βαθμό αξιοποίησης της παραγωγής οι τιμές τους παραμένουν σε πολύ υψηλά επίπεδα ενώ παράλληλα οι παραπάνω σταθμοί έχουν το συγκριτικό πλεονέκτημα της προσφοράς μεγάλων ποσοτήτων ενέργειας στο δίκτυο, περιορίζοντας έτσι σημαντικά την παραγωγή των ρυπογόνων συμβατικών μονάδων.

ΠΡΟΤΑΣΕΙΣ ΓΙΑ ΠΕΡΑΙΤΕΡΩ ΕΡΕΥΝΑ

- Προσδιορισμός του γεωθερμικού δυναμικού της Λέσβου και προοπτικές αξιοποίησης της γεωθερμίας στα πλαίσια ΥΒΣ. Διερεύνηση δυνατότητας πλήρους αντικατάστασης ορισμένων θερμικών μονάδων βάσης, από ένα υβριδικό σχήμα ανεμογεννητριών, φωτοβολταϊκών, γεωθερμίας και αντλησιοταμίευσης
- Μελέτη για τα περιθώρια δέσμευσης υδάτων του φράγματος της Ερεσού, για λειτουργία ΥΒΣ.
- Διερεύνηση εξελιγμένων μοντέλων πρόβλεψης μετεωρολογικών δεδομένων με σκοπό τη διεύρυνση της δυνατότητας αύξησης της εγγυημένης ενέργειας ΥΒΣ.
- Μελέτη για τον προσδιορισμό του ενεργειακού κόστους κατασκευής φωτοβολταϊκού στοιχείου και σύγκριση με το αντίστοιχο της Α/Γ καθώς και υπολογισμός της περιόδου ενεργειακής απόσβεσης.
- Ανάπτυξη τιμολογιακής πολιτικής για την φωτοβολταϊκή παραγωγή, που να ενσωματώνει τις αλλαγές που παρατηρούνται στο κόστος αγοράς των φωτοβολταϊκών.

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

1. Παπαντώνης Δ., 2007. «Μικρά Υδροηλεκτρικά Έργα», Εκδόσεις Συμεών
2. Ζερβός Α., 2008. «Σημειώσεις Αιολικής Ενέργειας», Εκδόσεις Ε.Μ.Π.
3. Παπαντώνης Δ., 2004. «Υδροδυναμικές Μηχανές. Αντλίες – Υδροστρόβιλοι», Εκδόσεις Συμεών
4. Μαθιουλάκης Δ.Σ., Αναγνωστόπουλος Ι.Σ., Τουζόπουλος Δ.Γ., 2005. «Σημειώσεις Βιομηχανικής Ρευστομηχανικής», Εκδόσεις Ε.Μ.Π.
5. Γιαννάκογλου Κ.Χ., 2005. «Μέθοδοι Βελτιστοποίησης στην Αεροδυναμική», Εκδόσεις Ε.Μ.Π.
6. Φραγκιαδάκης Ι.Ε., 2004. «Φωτοβολταϊκά Συστήματα»
7. ΚΑΠΕ, 2001. «Οδηγός Τεχνολογιών Ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ»
8. Παπαευθυμίου Σ., Παπαθανασίου Σ., Καραμάνου Ε., Παπαδόπουλος Μ., Ροντήρης Σ., Δρυμωνίτης Ι., 2009. «Αρχές διαχείρισης υβριδικών σταθμών: Εφαρμογή στο σύστημα της Ικαρίας»
9. Παπαντώνης Δ., Αναγνωστόπουλος Ι., Παπαδόπουλος Μ., Παπαθανασίου Σ., Καραμάνου Ε., Παπαευθυμίου Σ., 2008. «Διερεύνηση τεχνικών και οικονομικών ζητημάτων ένταξης υβριδικών σταθμών στα μη διασυνδεδεμένα νησιά»
10. Buena C., Cartab J.A., 2004. “Wind powered pumped hydro storage systems, a means of increasing the penetration of renewable energy in the Canary Islands”
11. World Wind Energy Association (WWEA), 2010. «Energy report 2010»
12. Global Wind Energy Council, 2010. «Global wind report 2010»
13. BTM consult, 2010. «Offshore wind power 2010»
14. Χατζηβασιλειάδης Ι., 2007. «Ανάπτυξη των Φωτοβολταϊκών εφαρμογών στην Ελλάδα»
15. Baptiste P.J., Ducroux R., 2008. «Energy policy and climate change»
16. Κάραλης Γ., 2008. “Ανάπτυξη και ανάλυση συστημάτων ανεμοκινητήρων και αντλιοσταμειυτήρων”
17. Paraefthimiou S., Karamanou E., Papathanassiou S., Papadopoulos M., 2009. “Operating Policies for Wind-Pumped Storage Hybrid Power Stations in Island Grids”
18. Παπαντώνης Δ., 2009. «Νέες προοπτικές για την Ανάπτυξη της αντλιοσταμειυσης στην Ελλάδα. Τεχνολογία και Τεχνολογικοί Περιορισμοί» (Παρουσίαση: ΤΕΕ Ιωάννινα)
19. Κάραλης Γ., 2009. «Ένα ενεργειακό σενάριο για τη Λέσβο» (Ημερίδα για τη χωροθέτηση των ΑΠΕ, τους υδατικούς πόρους και την αφαλάτωση στο Αιγαίο, Μυτιλήνη, 12 Ιουνίου 2009)
20. Υπουργείο Γεωργίας, Γενική Διεύθυνση Εγγ. Έργων & Γ.Δ, 01/2003. «Τα Φράγματα και οι Λιμνοδεξαμενές του Υπουργείου Γεωργίας»
21. Κλειάσου Η., 2008. «Διερεύνηση της φιλοσοφίας της λειτουργίας υβριδικού συστήματος αιολικής ενέργειας με αντλιοσταμειυση στο σύστημα της Παροναξίας»

Κεφάλαιο 7^ο - Συμπεράσματα

22. Σκουτεροπούλου Ι.Α., 2010. «Εφαρμογές ασύγχρονων εξελικτικών και μιμητικών αλγορίθμων στη μηχανική των ρευστών»
23. Σπύρου Δ.Ι., 2009. «Ανάπτυξη Αλγορίθμου για Προσομοίωση και Βέλτιστο Σχεδιασμό Αυτόνομου Συστήματος Αφαλάτωσης Τροφοδοτούμενο από Υβριδικό Σύστημα Α.Π.Ε. με Αντλησιοταμίευση»
24. Παπαλαζαρίδου Σ., 2009. «Αιολική Ενέργεια – Κριτήρια χωροθέτησης αιολικών πάρκων»
25. Ντούμας Θ., 2009. «Μελέτη υπερτάσεων λόγω κεραυνών σε φωτοβολταϊκές διατάξεις»
26. Κτενίδης Γ., 2008. «Μελέτη Διασυνδεδεμένου Φωτοβολταϊκού Σταθμού Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας των 100kW»
27. Καψάλη Μ.Σ., 2010. «Ανάλυση βιωσιμότητας συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από αιολικά πάρκα και υδροστροβίλους με αντλησιοταμίευση στο νησί της Λέσβου»
28. Giannakoglou, K.C., «Design of optimal aerodynamic shapes using stochastic optimization methods and computational intelligence», Progress in Aerospace Science, 38, 2002.
29. Anagnostopoulos J., Papantonis D., 2007. «Pumping station design for a pumped-storage wind-hydro power plant»
30. Anagnostopoulos J., Papantonis D., 2007. «Simulation and size optimization of a pumped-storage power plant for the recovery of wind-farms rejected energy»
31. Kapsali M., Anagnostopoulos J., Kaldellis J., 2010. «Size optimization of wind-based pumped hydro storage systems based on economic criteria»
32. Anagnostopoulos J., Papantonis D., 2008. « Pumped storage wind/hydro plants in non-interconnected grids»
33. Ρυθμιστική αρχή ενέργειας (ΡΑΕ),2009. «Η διείσδυση των ΑΠΕ στο ηλεκτρικό δίκτυο και οι εθνικοί στόχοι για το 2020»
34. Ρυθμιστική αρχή ενέργειας (ΡΑΕ), 2008. «Ζήτηση και παραγωγή ενέργειας στα ΜΔΝ-Ετήσια Έκθεση
35. Υπουργείο περιβάλλοντος ενέργειας& κλιματικής αλλαγής, (ΥΠΕΚΑ),2010. «5^η εθνική έκθεση για το επίπεδο διείσδυσης της ανανεώσιμης ενέργειας για το έτος 2010 »
36. Solar cells Hellas SA. «Η διεθνής αγορά φωτοβολταϊκών και οι τεχνολογικές εξελίξεις»
37. Συνδεσμός εταιριών Φωτοβολταϊκών,2010. «Στατιστικά ελληνικής αγοράς 2010»
38. Ρυθμιστική αρχή ενέργειας (ΡΑΕ), 2009. «Ανάπτυξη ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στα νησιά»
39. Ενεργειακό γραφείο Ίου-Αιγαίου,2011. «Στρατηγική μελέτη για την εξοικονόμηση ενέργειας, την προώθηση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και τη μείωση εκπομπών στα νησιά του Αιγαίου»
40. Α. Νεσιάδης, 2007. «Προσομοίωση διαδοχικής εκκίνησης αντλιών»

Κεφάλαιο 7^ο - Συμπεράσματα

41. Σ. Χαρατζάς 2009. «Συλλογή και στατιστική επεξεργασία χαρακτηριστικών καμπυλών και λειτουργικών στοιχείων φυγοκεντρικών αντλιών»
42. Intergovernmental panel for climate change (IPCC),2007. «Summary for policymakers»

Ιστοσελίδες:

1. Ινστιτούτο Γεωλογικών και Μεταλλευτικών Ερευνών (ΙΓΜΕ): www.igme.gr
2. Ελληνική Επιστημονική Ένωση Αιολικής Ενέργειας (ΕΛΕΤΑΕΝ): www.eletaen.gr
3. Σύνδεσμος Εταιριών Φωτοβολταϊκών (ΣΕΦ): www.helapco.gr
4. Electricity Storage Association (ESA): www.electricitystorage.org
5. Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ): www.rae.gr
6. Engaia A.E.: www.engaia.gr
7. Eunice energy group: www.eunice-group.com
8. www.wikipedia.com
9. gneng.blogspot.com
10. www.energyonline.gr
11. www.neaenergia.gr
12. www.renewables-info.com
13. www.hydroworld.com
14. www.powergenworldwide.com
15. www.energia.gr
16. www.amariotes.gr
17. www.sofios.gr
18. www.aegean-energy.gr
19. www.euro2day.gr
20. www.cres.gr
21. www.REN21.net
22. www.ipcc.ch
23. www.IEA.org
24. www.storiesproject.eu
25. www.eere.energy.gov
26. www.gwec.net
27. www.wwindea.org
28. www.emprosnet.gr
29. Υπουργείο Περιβάλλοντος Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής , www.ypeka.gr
30. Πανεπιστήμιο Αιγαίου-Τμήμα Περιβάλλοντος, www.aegean.gr/enviroment
31. Περιφέρεια Βορείου Αιγαίου, www.pvaigaiou.gov.gr
32. Ενεργειακό γραφείο Ίου-Αιγαίου, www.aegean-energy.gr
33. Υδροαιολική Κρήτης Α.Ε, www.iene.gr