



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΣΧΟΛΗ ΜΗΧΑΝΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΤΟΜΕΑΣ ΡΕΥΣΤΩΝ



**Μοντελοποίηση, διερεύνηση λειτουργίας και βελτιστοποίηση
αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος με αντλησιοταμίευση,
χρησιμοποιώντας το λογισμικό EnergyPro**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Γεώργιος Σ. Διαμαντόπουλος

Επιβλέπων καθηγητής: Δημήτριος Μαθιουλάκης

Αθήνα 2014

Περίληψη

Στην παρούσα διπλωματική εργασία μελετάται η δημιουργία υβριδικού σταθμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στο μη διασυνδεδεμένο δίκτυο της Λέσβου, με το εμπορικό λογισμικό EnergyPro, μια άδεια χρήσης του οποίου παραχωρήθηκε στο Εργαστήριο Υδροδυναμικών Μηχανών από την Δανέζικη εταιρία EnergySoft. Ο λόγος που οδήγησε στην εκπόνηση της εργασίας αυτής είναι η διερεύνηση της περιοχής εφαρμογής του λογισμικού αυτού και η σύγκριση των δυνατοτήτων του με αντίστοιχο λογισμικό που έχει αναπτυχθεί στο Εργαστήριο Υδροδυναμικών Μηχανών ΕΜΠ. Επιπλέον, με την εφαρμογή αυτού του υπολογιστικού πακέτου, επιδιώκεται να ελεγχθεί και με ένα διαφορετικό υπολογιστικό εργαλείο η πρόταση για υβριδικό σταθμό παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που χρησιμοποιεί Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) στη Λέσβο, η οποία διερευνήθηκε σε προηγούμενη Διπλωματική Εργασία.

Στο πρώτο μέρος της εργασίας παρουσιάζεται το λογισμικό EnergyPro και οι δυνατότητες που προσφέρει. Το πρόγραμμα αυτό, δίνει στο χρήστη τη δυνατότητα να διεκπεραιώσει τεχνικές και οικονομικές μελέτες με εύκολο, αλλά συνάμα ακριβή τρόπο. Κάποιες από τις δυνατότητές του παρουσιάζονται μέσω ενός απλού παραδείγματος λειτουργίας, ενός υδροηλεκτρικού σταθμού σε μη διασυνδεδεμένο δίκτυο, και στη συνέχεια, με ένα πιο ολοκληρωμένο παράδειγμα συστήματος, το οποίο περιέχει Αυτόνομους Σταθμούς Παραγωγής (ΑΣΠ), αιολικό πάρκο, φωτοβολταϊκά και έναν αναστρέψιμο υδροηλεκτρικό σταθμό με αντλησιοταμίευση.

Η ανάγκη περαιτέρω αύξησης της ηλεκτρικής παραγωγής, σε συνδυασμό με τον κορεσμό που έχει επέλθει στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΣΠ, οδηγούν στην ανάγκη εξεύρεσης λύσεων για εντατικότερη διεξόδυση των ΑΠΕ στο μη διασυνδεδεμένο νησιωτικό δίκτυο. Για το λόγο αυτό, στο δεύτερο μέρος, προτείνεται η εγκατάσταση αποθήκευσης ενέργειας μέσω υβριδικού υδροηλεκτρικού σταθμού ο οποίος συνδυάζεται με ΑΠΕ. Διερευνάται ο τρόπος λειτουργίας του σταθμού, η βιωσιμότητα του έργου και τα αποτελέσματά του λογισμικού συγκρίνονται με αντίστοιχα από προηγούμενες εργασίες. Επιπλέον, μελετάται η επίδραση που θα έχουν στο σύστημα οι μεταβολές βασικών παραμέτρων του, όπως η αλλαγή του τεχνικού ελαχίστου ή η αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ.

Συμπερασματικά, το EnergyPro, αποτελεί ένα εύχρηστο πρόγραμμα για τη δημιουργία υπολογιστικών μοντέλων, όπως αυτό που μελετήσαμε στη Λέσβο. Επιπλέον, καταφέραμε να επιβεβαιώσουμε τα αποτελέσματα που υπήρχαν και σε προηγούμενες εργασίες. Το προτεινόμενο σύστημα, λοιπόν, μπορεί να μειώσει σε σημαντικό βαθμό την περιβαλλοντική επιβάρυνση που προκαλούν οι ΑΣΠ, ενώ παράλληλα να οδηγήσει και σε επενδύσεις ικανοποιητικής οικονομικής απόδοσης.

Abstract

In this thesis it is studied, the creation of a hybrid power plant on the non-interconnected island of Lesbos, using EnergyPro software, whose license was granted to Hydrodynamic Engines Lab by the Danish software company EnergySoft. The reason that led to the elaboration of this work is the investigation of the application range of said software as well as to compare its capabilities with the corresponding software developed by the Hydraulic Machines Laboratory. Moreover, the aim of using this software was to confirm the proposal of a former thesis, for a hybrid power plant that uses sustainable energy in Lesbos, through a different computational tool.

In the first part of this thesis the user is familiarized with the software and all its capabilities. Amongst those is the ability to perform and examine technical and economical projects in an easy and precise manner. The features are presented through a simple example of a hydropower station on a non-interconnected grid, and through a more detailed example of autonomous CHP plants, wind farms, photovoltaics and a reversible hydroelectric station.

The need of further increase in the production of electrical energy paired with the saturation of production of electrical energy through CHP plants have lead to the need to find solutions that further integrate sustainable energy systems in the non-interconnected island grid. For this reason, in the second part of this thesis, it is suggested the creation of a power-saving installation through a hydroelectric station which is combined with sustainable energy resources. The operation and viability of the project, is examined, as well as the impact of changes in the basic parameters of the system, such as changing the technical minimum or an increase of the RES installations.

In conclusion, EnergyPro is a convenient program for creating computational models such as the one that was investigated in Lesvos. Additionally, the results of the pre-existing thesis were confirmed. The proposed system, therefore, can significantly reduce the environmental burden, whilst leading to economically efficient investments.

Ευχαριστίες

Θα ήθελα να ευχαριστήσω τον Αναπληρωτή Καθηγητή κ. Ιωάννη Αναγνωστόπουλο που μου έδωσε τη δυνατότητα να καταπιαστώ με ένα τόσο ενδιαφέρον θέμα, καθώς και για τη βοήθειά του και την καθοδήγησή του καθ' όλη την διάρκεια της εκπόνησης αυτού. Ακόμα θα ήθελα να ευχαριστήσω τον κ. Anders Andersen ο οποίος μου παρείχε την απαραίτητη βιβλιογραφία για την λειτουργία του λογισμικού καθώς επίσης και την άδεια χρήσης του. Επίσης, θα ήθελα να ευχαριστήσω την οικογένεια μου για την οικονομική και ψυχολογική στήριξη, καθώς και τους φίλους που στάθηκαν δίπλα μου στην ολοκλήρωση των σπουδών μου ως μηχανολόγος μηχανικός.

Περιεχόμενα

Περίληψη.....	2
Abstract	3
Ευχαριστίες.....	4
ΕΙΣΑΓΩΓΗ	7
1. Το ενεργειακό πρόβλημα.....	7
2.Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας-Αξιοποίηση στον κόσμο και στην Ελλάδα	8
3.Ενεργειακή κατάσταση στα ελληνικά νησιά.....	11
4.Υβριδικά συστήματα αποθήκευσης ενέργειας.....	12
5.Συστήματα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας.....	14
6.Σύστημα αντλησιοταμίευσης και πλεονεκτήματα.....	16
7.Παραδείγματα εφαρμογών αντλησιοταμίευσης με ΑΠΕ και προοπτικές.....	21
1.Παρουσίαση του λογισμικού EnergyPro.....	25
1.1.Εισαγωγή στο πρόγραμμα EnergyPro.....	25
1.2.Βασικές ενότητες του EnergyPro	26
1.2.1.Σχεδιασμός «Design»	26
1.2.2.Οικονομικά «Finance»	31
1.2.3.Λογαριασμοί «Accounts».....	35
1.2.4.Επιπλέον εργαλεία	39
1.3.Σχεδιασμός υπολογιστικών συστημάτων με την βοήθεια του προγράμματος EnergyPro	43
1.3.1.Προσομοίωση απλής υδροηλεκτρικής εγκατάστασης με αντλησιοταμίευση .	43
1.3.2.Προσομοίωση ιδεατού συστήματος νησιού.....	55
1.3.3.Διερεύνηση λειτουργίας του προγράμματος	78
1.3.4.Σχολιασμός της λειτουργίας του προγράμματος	81
2.Διερεύνηση αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος στην Λέσβο με το λογισμικό EnergyPro	82
2.1.Το νησί της Λέσβου	82
2.2.Το ενεργειακό σύστημα της Λέσβου.	83
2.2.1.Δίκτυο και υφιστάμενος συμβατικός σταθμός.....	83
2.2.2.Δυναμικό και υφιστάμενες ΑΠΕ	85
2.2.3.Στοιχεία Ζήτησης.....	90
2.2.4.Προοπτικές ανάπτυξης ΑΠΕ.....	92
2.3.Περιγραφή υπολογιστικού μοντέλου προσομοίωσης ΥΒΣ.....	95
2.3.1. Εισαγωγή	95

2.3.2.Περιγραφή του υβριδικού σταθμού	96
2.4.Μοντελοποίηση του συστήματος με το EnergyPro	99
2.4.1.Εισαγωγή δεδομένων.....	99
2.4.2.Δημιουργία εικονικών στοιχείων.....	101
2.4.3.Οικονομικά στοιχεία και καθορισμός λειτουργίας	106
2.4.4.Ενεργειακά αποτελέσματα	110
2.4.5.Οικονομικά αποτελέσματα	116
2.4.6.Σχολιασμός λειτουργίας του λογισμικού.....	120
2.5.Παραμετρική ανάλυση των στοιχείων του υβριδικού σταθμού	121
2.5.1.Εγκατεστημένη ισχύς αιολικού πάρκου	121
2.5.2.Εγκατεστημένη ισχύς φωτοβολταϊκού πάρκου	123
2.5.3.Αλλαγή μεγέθους του ταμιευτήρα	126
2.5.4.Εγκατεστημένη ισχύς αντλιών και υδροστροβίλων.....	128
2.5.5.Αλλαγή του τεχνικού ελάχιστου των ΑΣΠ.....	130
2.5.6.Κόστος αγοράς - εγκατεστημένης ισχύος φωτοβολταϊκών.....	132
2.5.7.Σχολιασμός των αποτελεσμάτων της παραμετρικής ανάλυσης	133
3.Συμπεράσματα και προτάσεις για περαιτέρω έρευνα	134
3.1.Συμπεράσματα	134
3.2.Προτάσεις για περαιτέρω έρευνα	136
ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ	137

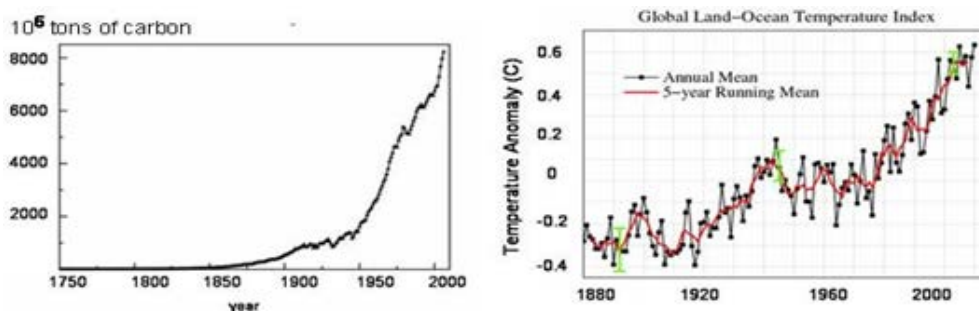
ΕΙΣΑΓΩΓΗ

1. Το ενεργειακό πρόβλημα

Η ραγδαία τεχνολογική και βιομηχανική ανάπτυξη του περασμένου αιώνα προκάλεσε έκρηξη της παγκόσμιας ενεργειακής κατανάλωσης. Το μεγαλύτερο ποσοστό της ενέργειας που καταναλώνεται σήμερα παγκοσμίως, προέρχεται από τη χρήση ορυκτών καυσίμων (κάρβουνο, πετρέλαιο, φυσικό αέριο). Η σταδιακή, όμως, 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. 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.



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



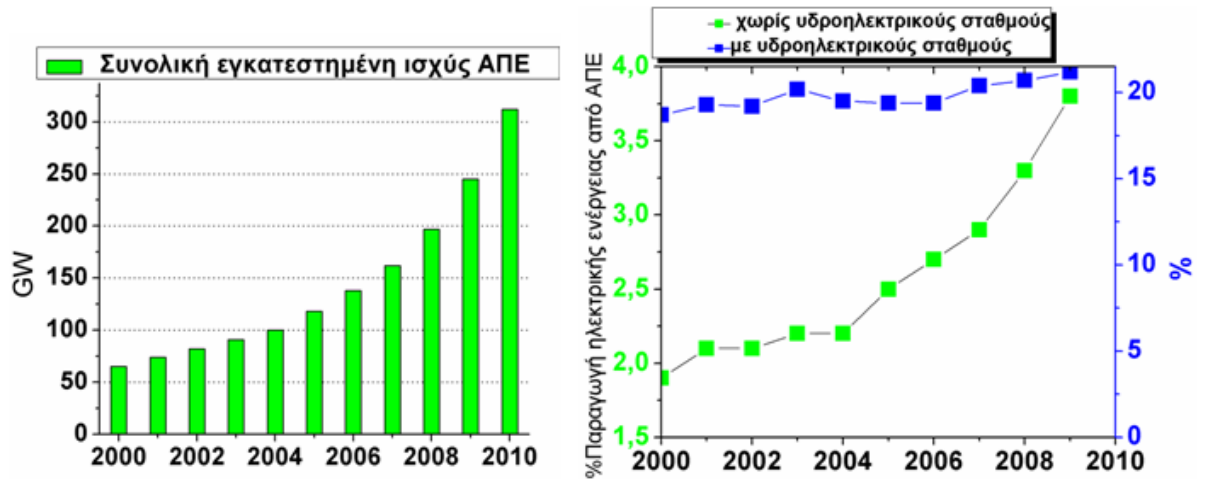
Εικόνα 2 Αριστερά: Ατμοηλεκτρικό εργοστάσιο στη Πτολεμαΐδα. Δεξιά: Διυλιστήρια στον Ασπρόπυργο

2.Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας-Αξιοποίηση στον κόσμο και στην Ελλάδα

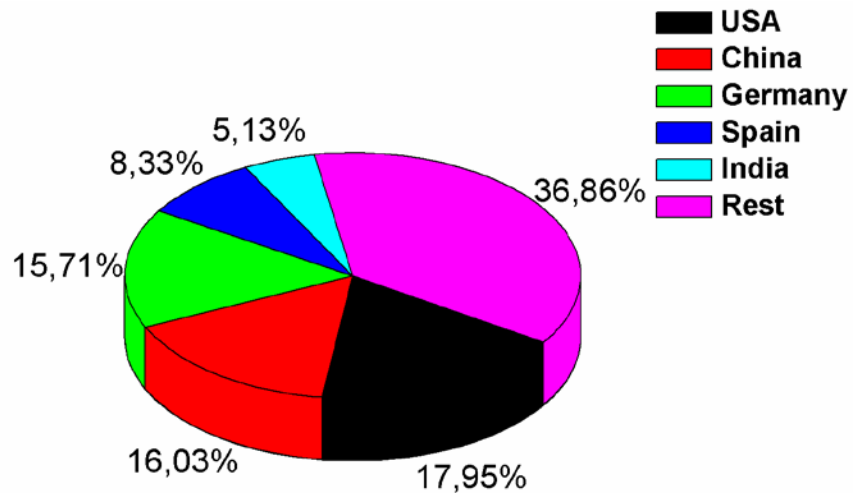
Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ), γνωστές και ως ήπιες πηγές ενέργειας, είναι μορφές εκμεταλλεύσιμης ενέργειας που προέρχονται από διάφορες φυσικές πηγές και διαδικασίες, όπως η ηλιακή ακτινοβολία, ο άνεμος, η γεωθερμία, ή η κυκλοφορία υδάτων και άλλες. Ο όρος ήπιες αναφέρεται σε δύο βασικά χαρακτηριστικά τους. Το ένα χαρακτηριστικό είναι ότι δεν απαιτείται κάποια ενεργητική παρέμβαση όπως εξόρυξη, άντληση ή καύση, για την αξιοποίησή τους, παρά μόνο η εκμετάλλευση της ήδη υπάρχουσας ροής ενέργειας. Το άλλο χαρακτηριστικό είναι, ότι πρόκειται για μορφές ενέργειας φιλικές προς το περιβάλλον, αφού δεν αποδεσμεύουν 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% (στην τιμή αυτή δεν συμπεριλαμβάνονται οι υδροηλεκτρικοί σταθμοί) σε σχέση με το 2009 (πηγή REN21). Το μέρος των ΑΠΕ στην 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), (πηγή REN21,2011).

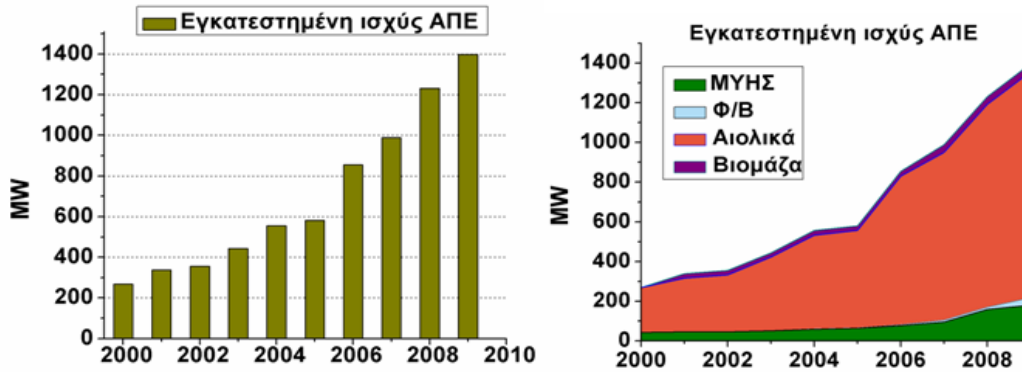


Εικόνα 3 Αριστερά: Εξέλιξη συνολικής εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ στον κόσμο (δε συμπεριλαμβάνονται οι υδροηλεκτρικές εγκαταστάσεις). Δεξιά: Ποσοστό παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ παγκοσμίως για τα έτη 2000-2009



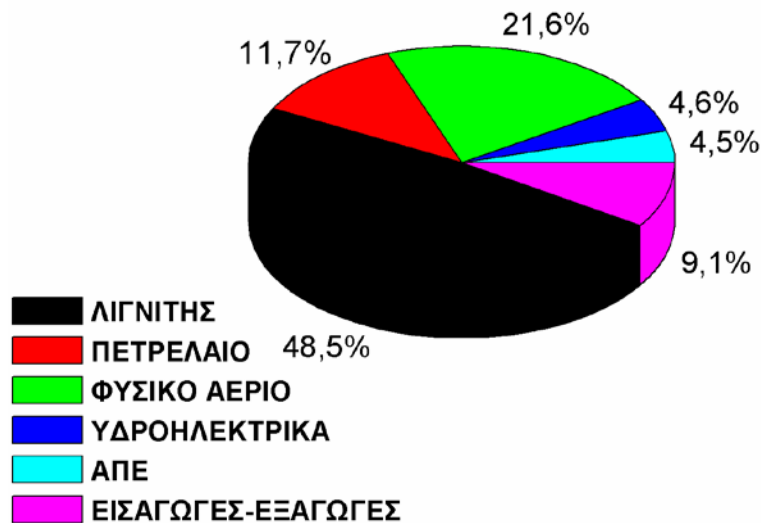
Εικόνα 4: Κατάταξη χωρών με βάση την συνολική εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ το 2010

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 την τελευταία δεκαετία φαίνεται στην εικόνα 1.5.



Εικόνα 5: Εξέλιξη εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ στην Ελλάδα, για το σύνολο των ΑΠΕ(αριστερά), για τη κάθε τεχνολογία (δεξιά)

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).



Εικόνα 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 την περαιτέρω διεύδυση των ΑΠΕ στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, πέρα από τα τεράστια

περιβαλλοντικά οφέλη που θα απέφερε, θα έλυνε και ένα σύνολο άλλων προβλημάτων τα οποία εμφανίζονται κυρίως σε μη διασυνδεδεμένες με το ηπειρωτικό δίκτυο περιοχές, όπως είναι τα ελληνικά νησιά.

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 δε θεωρείται ότι 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 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 στην παροχή ενέργειας. Επιπλέον, όταν συνδυάζεται με κάποιο σύστημα αποθήκευσης, όπως η αντλησιοταμίευση, διασφαλίζεται περαιτέρω η αξιοπιστία του συστήματος, αφού η περίσσια ενέργειας που παράγεται από τις ΑΠΕ μπορεί να αποθηκευτεί, αποτρέποντας την πρόκληση αστάθειας στο ηλεκτρικό δίκτυο και στη

συνέχεια να αποδοθεί όταν υπάρχει ζήτηση. Συνεπώς, η ανάπτυξη «έξυπνων» υβριδικών εφαρμογών, θα επιτρέψει την περαιτέρω διείσδυση των ΑΠΕ στα ελληνικά νησιά και τη 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 στις Κυκλάδες, την Κρήτη και τη Λέσβο.

4.Υβριδικά συστήματα αποθήκευσης ενέργειας

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 (Ζερβός Α., 2007). Σε ένα ηλεκτρικό δίκτυο, είτε αυτό είναι διασυνδεδεμένο (όπως αυτό της ηπειρωτικής χώρας) είτε είναι αυτόνομο (μεγάλης ή μικρότερης ισχύος, όπως τα νησιά ανάλογα με το μέγεθός τους) σε κάθε χρονική στιγμή πρέπει να ικανοποιείται το ισοζύγιο της ισχύος, δηλ. η ισχύς που απορροφάται από τους καταναλωτές, το φορτίο, πρέπει να είναι ίση, με μικρές αποκλίσεις, προς αυτή που παράγουν οι σταθμοί παραγωγής (θερμικοί, υδροηλεκτρικοί κλπ) (Δ. Παπαντώνης 2009). Λύση σε αυτό το πρόβλημα προσφέρει ως ένα βαθμό ο κατάλληλος συνδυασμός των ΑΠΕ μαζί με κάποιο σύστημα αποθήκευσης ενέργειας.

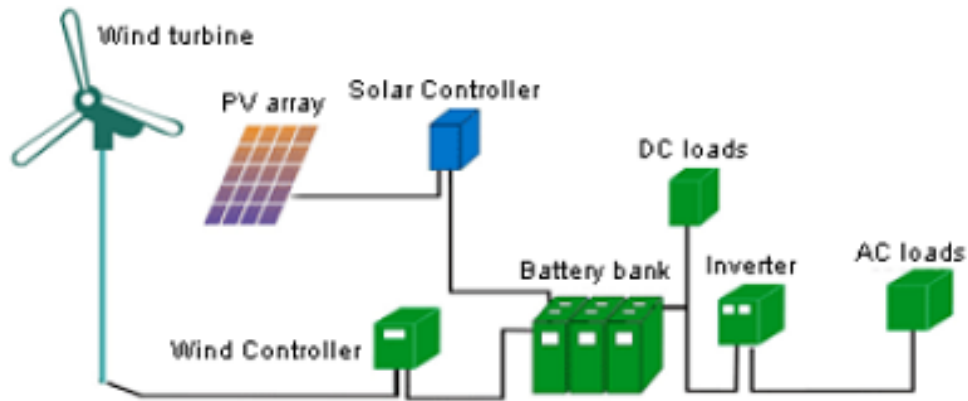
Η ζήτηση ενέργειας, τόσο κατά τη διάρκεια της ημέρας, όσο και κατά τη διάρκεια του χρόνου δεν είναι σταθερή. Το συγκεκριμένο πρόβλημα είναι ιδιαίτερα έντονο σε μικρά αυτόνομα συστήματα, όπως πολλά ελληνικά νησιά, όπου η ζήτηση παρουσιάζει έντονες διακυμάνσεις. Η χρονική διακύμανση του φορτίου είναι σχετικά προβλέψιμη ώστε να προσαρμόζεται η παραγωγή ηλεκτρικής ισχύος. Για τεχνικούς λόγους και σε περιόδους χαμηλού φορτίου, οι μεγάλοι θερμικοί σταθμοί δεν μπορούν να μειώσουν την παραγωγή τους κάτω από ένα τεχνικό ελάχιστο όριο οπότε τις χρονικές αυτές περιόδους φαίνεται να περισσεύει ισχύς στο δίκτυο(Δ. Παπαντώνης 2009). 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. Η αύξηση της συμμετοχής της ηλεκτρικής ενέργειας που προέρχεται από την αιολική ενέργεια

προκαλεί νέα τεχνικά προβλήματα στην διαχείριση ενός ηλεκτρικού δικτύου, τα οποία οφείλονται στην έντονη χρονική διακύμανση που παρουσιάζει η παραγωγή των αιολικών πάρκων και στην αδυναμία πρόβλεψης της παραγωγής από τα αιολικά πάρκα.



Εικόνα 7 Παράδειγμα παραγωγής αιολικού πάρκου, που αποδεικνύει την αδυναμία να μεγάλης εισχώρησης της αιολικής ενέργειας στο δίκτυο(Δ. Παπαντώνης 2009)

Αυτό, έχει ως αποτέλεσμα είτε να μην μπορούν να καλυφθούν οι ενεργειακές ανάγκες όταν η ζήτηση είναι μεγαλύτερη από την 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 την παραγόμενη ενέργεια. Λύση αποτελεί ο κατάλληλος σχεδιασμός, ο οποίος πρέπει να συνδυάζει μίξη των ΑΠΕ, λαμβάνοντας υπόψη τη συμπληρωματικότητα τους, μαζί με το κατάλληλο σύστημα αποθήκευσης ενέργειας. Στην ανάγκη αποθήκευσης ενέργειας που υπήρχε παραδοσιακά λόγω των τεχνικών ελαχίστων των μεγάλων θερμικών σταθμών παραγωγής και την κάλυψη των αιχμών ενός δικτύου, προστίθεται μία καινούργια ανάγκη που προέρχεται την αύξηση της συμμετοχής των αιολικών πάρκων στο σύστημα παραγωγής. Τα συστήματα αποθήκευσης μπορούν να βελτιώσουν την αξιοπιστία της παραγωγής ενέργειας από τεχνολογίες ΑΠΕ επιτυγχάνοντας τη μεγαλύτερη διείσδυση τους. Η ανάγκη αποθήκευσης ενέργειας που προέρχεται από την παραγωγή αιολικών πάρκων γίνεται απαραίτητη, ακόμη και σε ισχυρά διασυνδεδεμένα δίκτυα, όταν η συμμετοχή της αιολικής ενέργειας αρχίζει να πλησιάζει κάποια όρια πέρα από τα οποία η διείσδυση της αιολικής ενέργειας προκαλεί αστάθεια στο ηλεκτρικό δίκτυο. Τέτοια συστήματα μελετώνται ιδιαίτερα τα τελευταία χρόνια, με σκοπό τη μεγαλύτερη αξιοποίηση των ΑΠΕ στα ηλεκτρικά δίκτυα, ιδιαίτερα στα μη διασυνδεδεμένα νησιά. . Ήδη κάποιες χώρες έχουν φθάσει στο όριο αυτό οπότε η περαιτέρω ανάπτυξη της αιολικής ενέργειας μπορεί να γίνει μόνο μέσω αποθήκευσης.



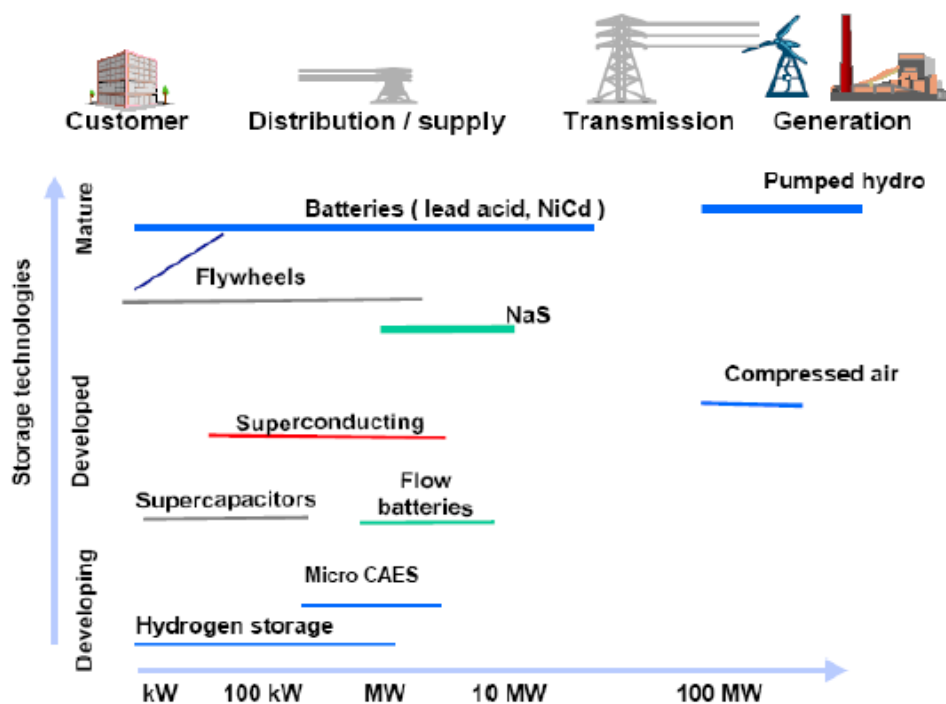
Εικόνα 8 Παράδειγμα υβριδικού σταθμού με χρήση μπαταριών

5.Συστήματα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας

Η βασική αρχή λειτουργίας ενός συστήματος αποθήκευσης είναι η μετατροπή και η αποθήκευση της ηλεκτρικής ενέργεια 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 (υπεραγωγιμοί μαγνήτες)
- Σε δυναμική ενέργεια υπό μορφή πεπιεσμένου αέρα ή γενικότερα σε αεροφυλάκιο
- Σε υδραυλική μορφή (συστήματα αντλησιοταμίευσης)
- Υπό μορφή υδρογόνου (κυψέλες καυσίμου)



Εικόνα 9 Μέθοδος, εφαρμογές και τεχνολογική ωριμότητα των μεθόδων αποθήκευσης

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

Στην διαδικασία αποθήκευσης της ενέργειας και στην συνέχεια της επαναπόδοσής της στην κατανάλωση γίνεται με την ανάπτυξη απωλειών, με αποτέλεσμα η ενέργεια που αποδίδεται να είναι μικρότερη από την ενέργεια που αποθηκεύεται. Ο τύπος των απωλειών εξαρτάται από την μέθοδο αποθήκευσης.

Τεχνολογία	Ολικός βαθμός απόδοσης(%)	Μέγεθος (MWh)
Υδραυλικός Ταμειυτήρας	-75	0-20.000
Πεπιεσμένος αέρας	70	250-2.200
Σφόνδυλος	90+	0,1-20
Ηλ. Συσσωρευτής	70-84	17-40

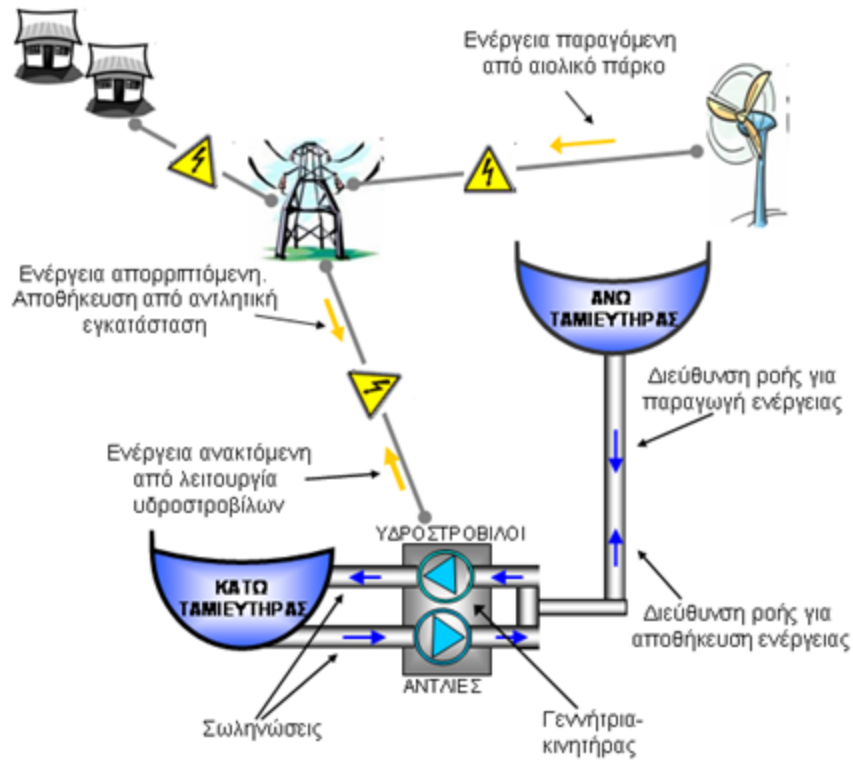
6.Σύστημα αντλησιοταμίευσης και πλεονεκτήματα

Η αντλησιοταμίευση είναι μια ώριμη τεχνολογία για την αποθήκευση μεγάλων ποσοτήτων ενέργειας (>100MW). Το σύστημα αυτό μπορεί να αποθηκεύσει την 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):

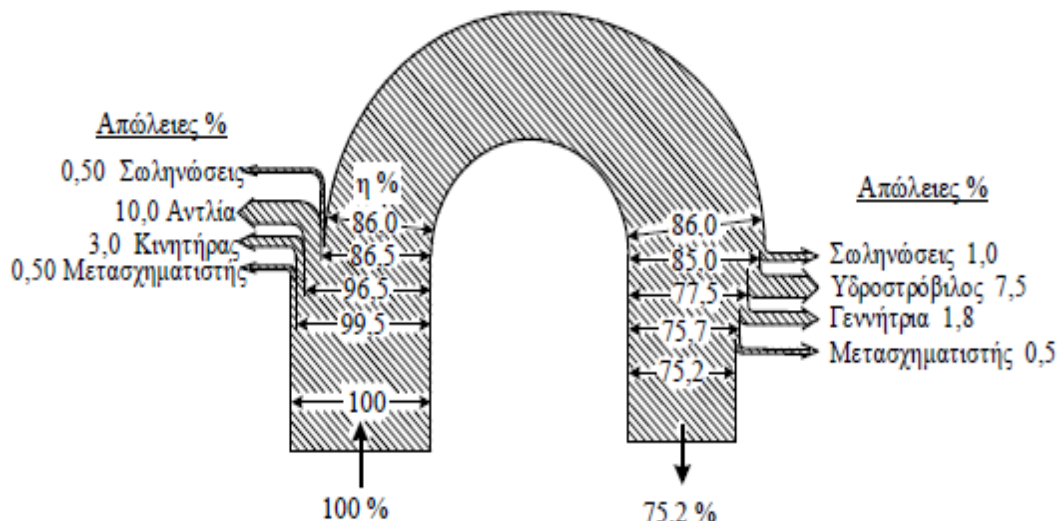
- Δύο δεξαμενές νερού οι οποίες βρίσκονται σε ικανή υψομετρική διαφορά μεταξύ τους.
- Μια αντλία ή ένα σύστημα αντλιών.
- Έναν υδροστρόβιλο ή ένα σύστημα υδροστρόβιλων.
- Ένα σύνολο σωληνώσεων για την άντληση του νερού από την κάτω δεξαμενή στην άνω.
- Ένα σύνολο σωληνώσεων και για την προσαγωγή του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

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, να 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 υδροστρόβιλους παράγει την επιθυμητή ηλεκτρική ενέργεια.



Εικόνα 10 Σύστημα αντλησιοταμίευσης μονής σωλήνωσης (Πηγή: Δ. Παπαντώνης)

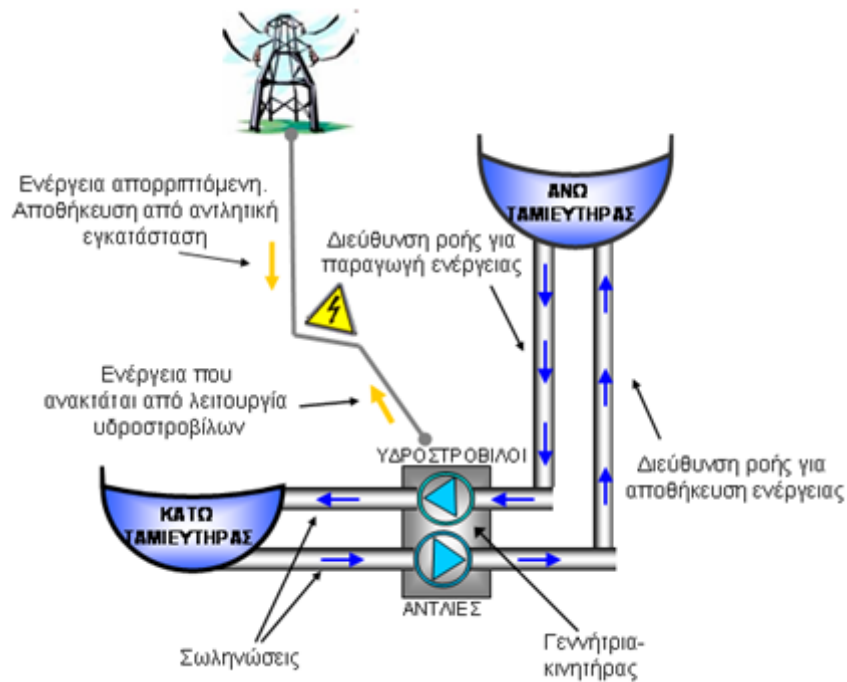
Φυσικά, η διαδικασία της μετατροπής της ενέργειας από ηλεκτρική σε υδραυλική (άντληση) και στη συνέχεια η εκ νέου μετατροπή της σε ηλεκτρική (λειτουργία υδροστροβίλων) λόγω του ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού που παρεμβαίνει συνοδεύεται από απώλειες. Οι συνολικές απώλειες σε ένα κύκλο άντλησης- παραγωγής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



Εικόνα 11 Διάγραμμα απωλειών συστήματος αντλησιοταμίευσης (πηγή:Δ.Παπαντώνης,2009)

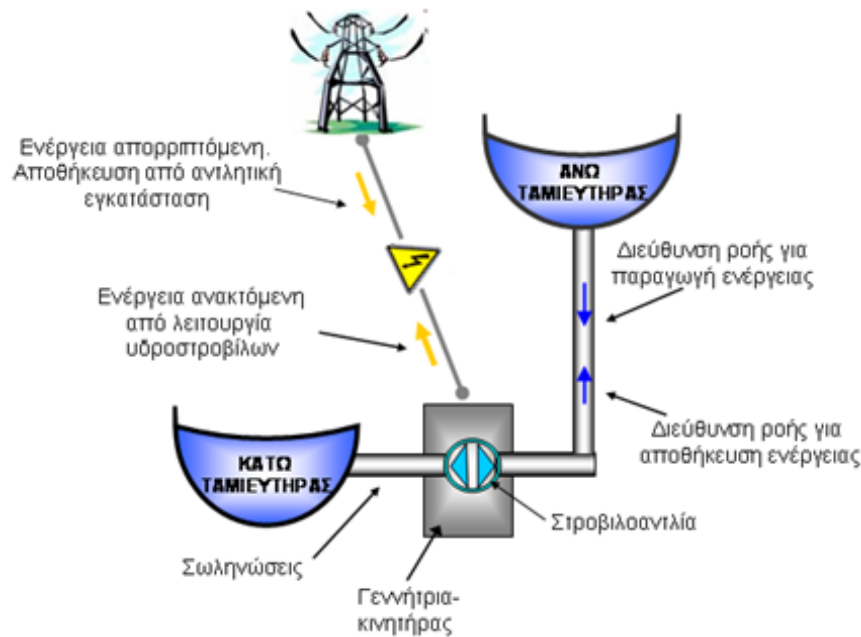
Σε ένα σύστημα αντλησιοταμίευσης διακρίνουμε δύο βασικές σχεδιαστικές εκδοχές, αυτή της μονής σωλήνωσης και αυτή της διπλής. Στα συστήματα μονής σωλήνωσης η

άντληση και η υδροστροβιλική παραγωγή γίνονται από τον ίδιο σωλήνα, ενώ τα συστήματα διπλής σωλήνωσης γίνονται από δύο ξεχωριστούς και ανεξάρτητους σωλήνες. Η εκδοχή της διπλής σωλήνωσης εμφανίζει το πλεονέκτημα ότι επιτρέπει την ταυτόχρονη λειτουργία του στροβίλου 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.



Εικόνα 12 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 εξοπλισμένη με αναστρέψιμη υδροδυναμική μηχανή, την ονομαζόμενη στροβιλοαντλία, η οποία έχει τη δυνατότητα να λειτουργεί είτε ως αντλία είτε ως στρόβιλος, με μονή σωλήνωση. 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.



Εικόνα 13 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 υδροστροβίλο 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.
- Είναι αναστρέψιμη μέθοδος (αποθήκευση και τροφοδοσία του ηλεκτρικού δικτύου).
- Έχει σχετικά υψηλό βαθμό απόδοσης σε ένα πλήρη κύκλο.
- Είναι τεχνολογικά ώριμη.
- Συμβάλλει στην περαιτέρω διεύθυνση 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.



Εικόνα 14 Αριστερά: Υδροηλεκτρικό φράγμα Πλατανόβρυσσης 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.



Εικόνα 15 Αριστερά: Μονάδα αντλιοσταμείωσης ισχύος 500MW και υδραυλικής πτώσης 240m, στην περιοχή Taum Sauk των ΗΠΑ.

Δεξιά: Σταθμός αντλιοσταμείωσης 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.

7. Παραδείγματα εφαρμογών αντλησιοταμίευσης με ΑΠΕ και προοπτικές

Ο πρώτος υδροαιολικός σταθμός λειτούργησε το καλοκαίρι του 2013 στο νησί El Hierro της Ισπανίας. 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 να αποτελέσει το πρώτο μη διασυνδεδεμένο σε δίκτυο νησί, το οποίο θα τροφοδοτείται 100% από ΑΠΕ.

Ο υβριδικός σταθμός αποτελείται αρχικά 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.

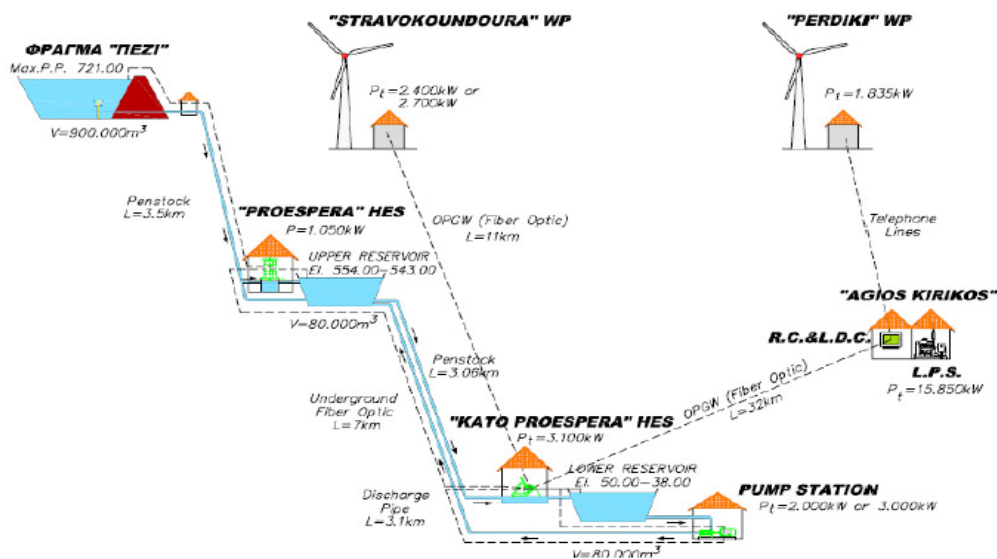


Εικόνα 16 Σχηματική απεικόνιση μονάδας αντλησιοταμίευσης στο El Hierro στα Κανάρια νησιά

Όσον αφορά την κατάσταση στην Ελλάδα, πρόσφατα η ΡΑΕ προχώρησε στην έκδοση αδειών παραγωγής για δύο υδροαιολικούς σταθμούς, στην Κρήτη και στη Λέσβο. Στον 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 υδροτροβίλων 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 υδροτροβίλους 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 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 τους δύο ταμιευτήρες που εξυπηρετούν τις ανάγκες αντλιοσταμείωσης για την απορρόφηση της αιολικής παραγωγής, υφίσταται και ένας τρίτος, στα ανάντη της άνω δεξαμενής αντλιοσταμείωσης, η περίσσεια υδάτων του οποίου θα εισρέει στη τελευταία μέσω ενός επιπλέον υδροστροβίλου. Η διαμόρφωση δηλαδή, του υβριδικού σταθμού της Ικαρίας, θα επιτρέψει τη αξιοποίηση δύο μορφών ΑΠΕ, της αιολικής, μέσω αντλιοσταμείωσης 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 2.11.



Εικόνα 17 Εσωτερική διαμόρφωση και υπόλοιπες μονάδες υβριδικού συστήματος της Ικαρίας (πηγή Παπαευθυμίου Σ., 2009).

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 (Αναγνωστόπουλος 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 υδροστροβίλων-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 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 τη βέλτιστη οικονομική απόδοση, ενώ παράλληλα μελετήθηκαν οι διαφορές σταθμών με διπλή και μονή σωλήνωση, καθώς και με διαφορετικού τύπου ηλεκτρομηχανολογικό εξοπλισμό.

Από την ανάλυση βιωσιμότητας ΥΒΣ με αιολικό πάρκο στο νησί της Λέσβου (Καψάλη 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 Παροναξίας (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.

1.Παρουσίαση του λογισμικού EnergyPro

1.1.Εισαγωγή στο πρόγραμμα EnergyPro

Το EnergyPro είναι ένα λογισμικό που λειτουργεί σε περιβάλλον Windows και προσομοιώνει την τεchnοοικονομική ανάλυση έργων συμπαραγωγής, καθώς και πολλούς άλλους τύπους σύνθετων ενεργειακών έργων με συνδυασμένη παροχή ηλεκτρικής και θερμικής ενέργειας (ατμού, ζεστού νερού ή ψύξης) από πολλές διαφορετικές μονάδες παραγωγής ενέργειας. (πηγή: www.emd.dk)

Όπως αναφέρει η εταιρεία που το έχει αναπτύξει, το EnergyPro κυρίως χρησιμοποιείται για την τεchnο-οικονομική ανάλυση των διαφόρων ενεργειακών έργων, όπως μονάδες συμπαραγωγής τηλεθέρμανσης με κινητήρες φυσικού αερίου σε συνδυασμό με λέβητες και θερμική αποθήκευση, βιομηχανικές μονάδες συμπαραγωγής που παρέχουν ηλεκτρική ενέργεια ατμό και ζεστό νερό σε μια περιοχή, θερμοηλεκτρικούς σταθμούς που λειτουργούν με βιοαέριο λαμβάνοντας υπ' όψιν τον χώρο αποθήκευσης του, μονάδες συμπαραγωγής βιομάζας, αλλά και άλλα είδη έργων, π.χ. γεωθερμία, φωτοβολταϊκά ή αιολική ενέργεια. Η χρήση του προγράμματος αυτού, συμπεριλαμβάνει την αποθήκευση θερμικής ενέργειας. Η εμπειρία από πολλά έργα συμπαραγωγής δείχνει ότι η χρήση της αποθηκευμένης θερμικής ενέργειας μπορεί να αυξήσει τη αποδοτικότητα ενός έργου μέχρι και 30-40%.

Το λογισμικό επίσης, μας επιτρέπει να συμπεριλάβουμε και σχέσεις μεταξύ άλλων μεταβλητών όπως η θερμοκρασία περιβάλλοντος, η ένταση της ηλιακής ακτινοβολίας ή ο ψυχρός αέρας, επιτρέποντας έτσι πολύ λεπτομερή μοντελοποίηση.

Βασιζόμενο στις εισροές, το EnergyPro βελτιστοποιεί τη λειτουργία της εγκατάστασης με βάση τεχνικές και οικονομικές παραμέτρους παρέχοντας μια λεπτομερή περιγραφή για την παροχή των καθορισμένων ενεργειακών απαιτήσεων για θέρμανση, ψύξη και τη χρήση ηλεκτρικής ενέργειας.

Το energyPRO παρέχει επίσης στο χρήστη ένα λεπτομερές χρηματοοικονομικό πρόγραμμα σε τυποποιημένη μορφή που αναγνωρίζεται από διεθνείς τράπεζες και τα χρηματοδοτικά ιδρύματα. Αυτό περιλαμβάνει την παρουσίαση των αποτελεσμάτων της λειτουργίας του έργου, μηνιαίες ταμειακές ροές (μέχρι 40 ετών), δηλώσεις εισοδήματος, ισολογισμών και των βασικών επενδυτικών στοιχεία όπως το NPV, IRR και ο χρόνος αποπληρωμής. Επιτρέπεται ακόμα, στο χρήστη να υπολογίσει και να συντάξει έκθεση για τις εκπομπές (CO₂, NO_x, SO₂, κλπ) από το προτεινόμενο έργο.

Τέλος, πλεονέκτημα του λογισμικού είναι ότι είναι φιλικό προς το χρήστη και σύμφωνα με την εταιρεία που το ανέπτυξε, είναι από τα πιο προηγμένα εμπορικά λογισμικά για την μελέτη και διερεύνηση προγραμμάτων παραγωγής ενέργειας.

1.2.Βασικές ενότητες του EnergyPro

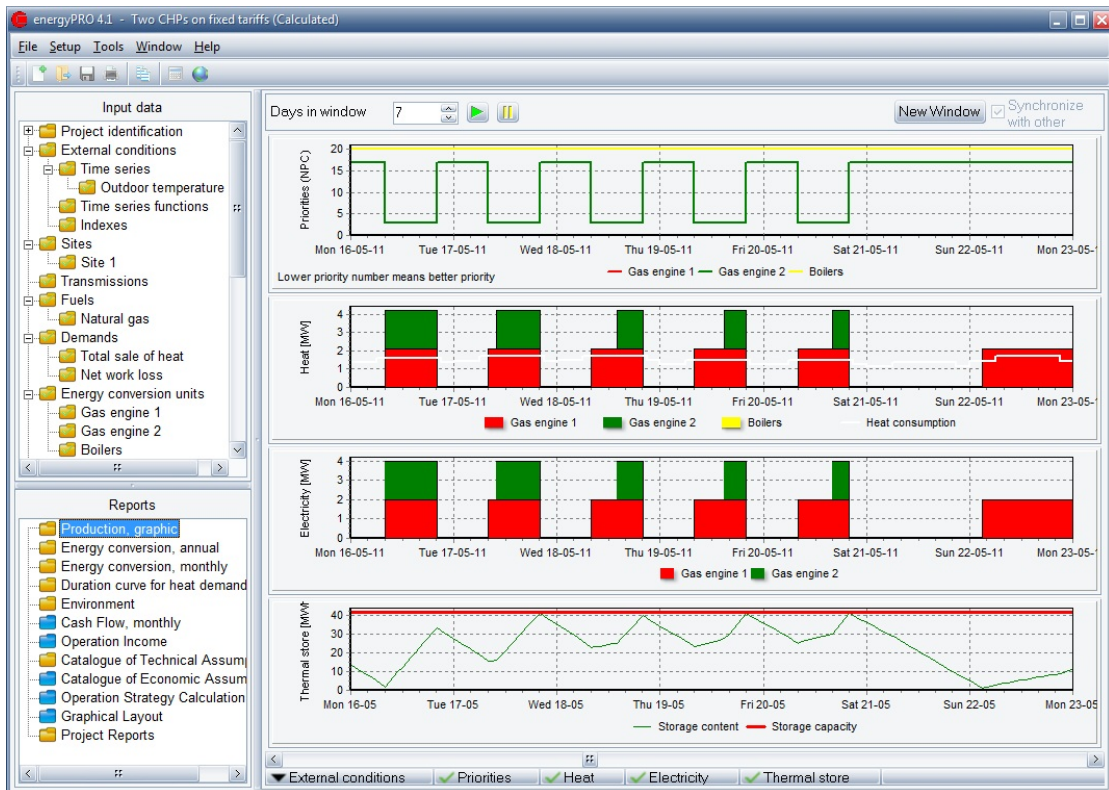
1.2.1.Σχεδιασμός «Design»

Ο Σχεδιασμός «DESIGN» είναι η βασική ενότητα στο EnergyPRO, η οποία υπολογίζει τις βέλτιστες μετατροπές ενέργειας για θέρμανση, ψύξη και ηλεκτρική ενέργεια για ένα έτος. Οι λέξεις κλειδιά για την ενότητα αυτή είναι η ευελιξία και η χωρητικότητα, δεδομένου ότι είναι δυνατό για το χρήστη να εισάγει έναν απεριόριστο αριθμό ζήτησης θερμότητας, ψύξης ή ηλεκτρισμού καθώς και απεριόριστο αριθμό από διαφορετικές μονάδες ενέργειας, όπως είναι οι μονάδες συμπαραγωγής, οι λέβητες και οι αντλίες θερμότητας.

Με βάση τα οικονομικά στοιχεία που εισάγονται, το πρόγραμμα παρουσιάζει μια έκθεση εσόδων λειτουργίας για το επιλεγμένο έτος. Αυτό επιτρέπει το βέλτιστο σχεδιασμό και στην καλύτερη δυνατή οικονομικά λύση, κάνοντας χρήση ενός απλού υπολογιστικού μοντέλου.

Το υπολογιστικό μοντέλο βασίζεται σε μια επαναληπτική διαδικασία όπου:

1. Η παραγωγή ενέργειας καθορίζεται από την στρατηγική λειτουργίας «strategy operation»
2. Γίνεται η βέλτιστη χρήση των καυσίμων και των θερμικών αποθηκών ενέργειας
3. Ο αριθμός των εκκινήσεων του έργου ελαχιστοποιείται
4. Οι υπολογισμοί γίνονται με βάση τους περιορισμούς που έχουν οριστεί



Εικόνα 1.1.1 Παρουσίαση αποτελεσμάτων του προγράμματος

Στην εικόνα 1.1.1 φαίνεται ο τρόπος που το πρόγραμμα παρουσιάζει τα δεδομένα. Το πρώτο διάγραμμα δείχνει πως έχουμε ορίσει την σειρά προτεραιότητας των μεταβλητών του προβλήματος. Στα άλλα δύο διαγράμματα φαίνεται η παραγωγή θερμότητας και ηλεκτρικής ενέργειας από σταθμούς παραγωγής ενέργειας φυσικού αερίου, ενώ στο τελευταίο διάγραμμα αποτυπώνεται η μεταβολή των αποθηκών θερμικής ενέργειας αναλόγως με την ζήτηση του δικτύου για θέρμανση.

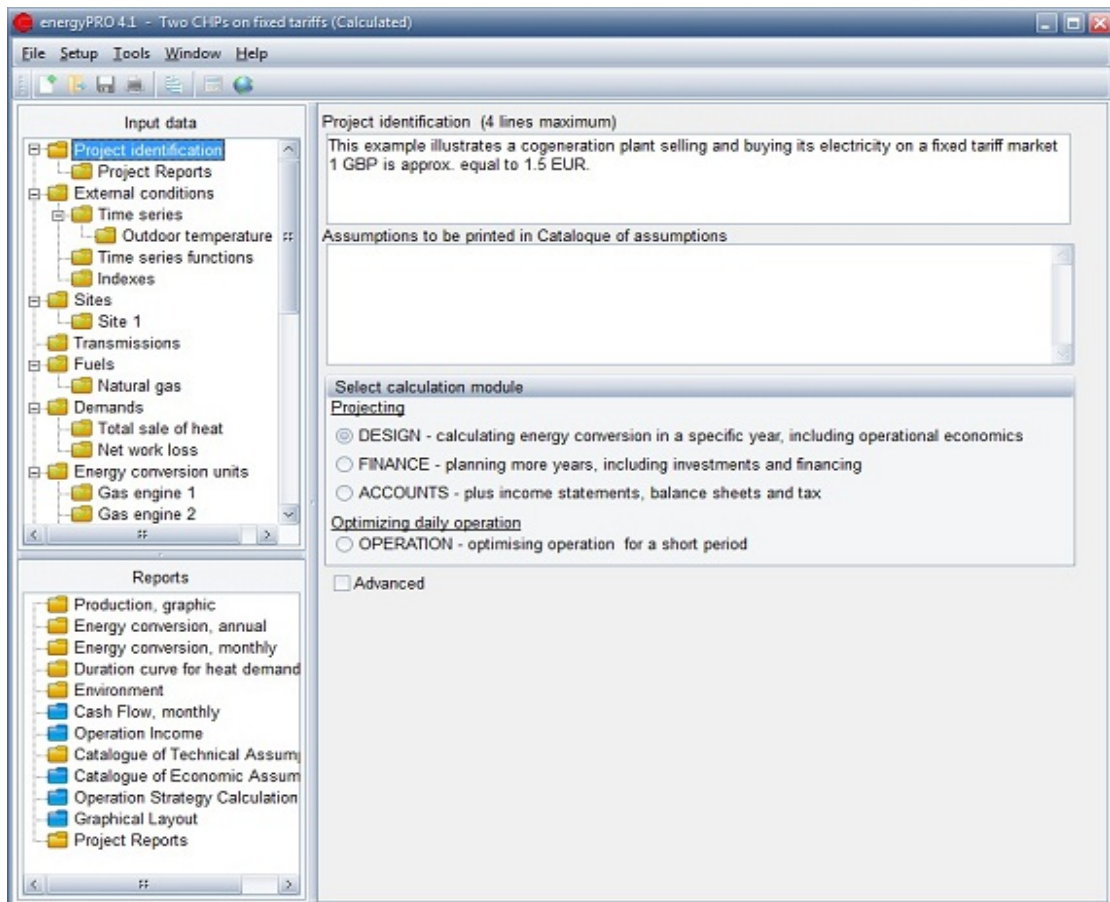
Εάν υπάρχουν διαφορετικές τιμές πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας, το πρόγραμμα προσαρμόζει την παραγωγή της ενέργειας με βάση την υψηλότερη τιμή, λαμβάνοντας πάντα υπ' όψιν του τη ζήτηση για παραγωγή θερμικής ενέργειας και ψύξης. Το πρόγραμμα είναι σε θέση να δώσει έναν ακριβή υπολογισμό της κατανάλωσης καυσίμων, σε περίπτωση που υπάρχει περιορισμός ή υπάρχει συγκεκριμένος αποθηκευτικός χώρος.

Για τη σχεδίαση μιας εγκατάστασης συμπαραγωγής που καλύπτει τη ζήτηση ηλεκτρισμού ή θερμότητας ενός χώρου «site», το πρόγραμμα μπορεί εύκολα να υπολογίσει την ποσότητα της πλεονάζουσας ηλεκτρικής ενέργειας που πωλείται στο δίκτυο για διαφορετικές δασμολογικές περιόδους. Είναι σε θέση να υπολογίζει όλους τους τύπους των μονάδων συνδυασμένης παραγωγής θερμότητας και ηλεκτρικής ενέργειας. Ακόμα, μπορούν να οριστούν καμπύλες φορτίου και ώρες μη λειτουργίας για κάθε μονάδα ενέργειας.

Όσον αφορά το οικονομικό σκέλος του προγράμματος, αυτό καθορίζεται από το χρήστη, αναλόγως των οικονομικών στοιχείων που θέλει να περιλαμβάνει η τελική έκθεση. Ο χρήστης καθορίζει ποιά έσοδα και ποιά λειτουργικά έξοδα θα πρέπει να περιλαμβάνονται στην έκθεση, δημιουργώντας τη δομή της έκθεσης και συμπληρώνοντας τις τιμές μονάδας για διάφορα έσοδα και έξοδα. Έτσι, το πρόγραμμα συνδυάζει τα στοιχεία αυτά με τα ήδη υπολογισμένα ενεργειακά στοιχεία και εξάγει την οικονομική έκθεση. Δημιουργεί δύο τύπους εκθέσεων, μια έκθεση λειτουργικών εσόδων και μια έκθεση ταμειακών ροών. Και οι δύο τύποι εκθέσεων είναι για μια περίοδο ενός έτους, μπορούν όμως να εμφανίσουν τα αποτελέσματά τους και σε μηνιαία βάση.

Εισαγωγή δεδομένων

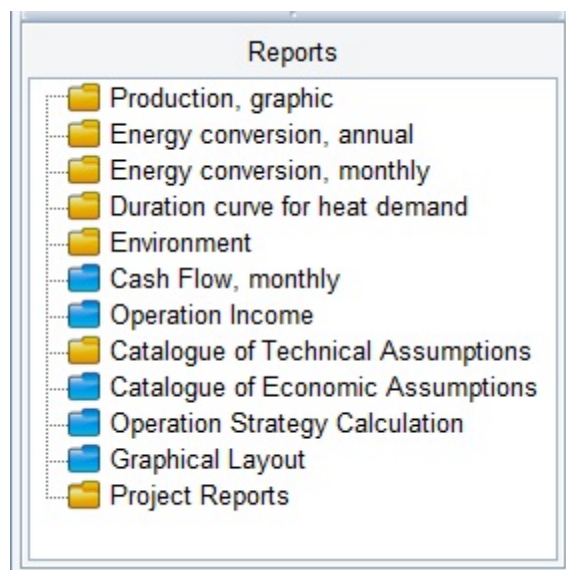
Το παράθυρο εισαγωγή δεδομένων «input data», εικόνα 1.1.2, δείχνει σε μορφή δένδρου όλους τους φακέλους του προγράμματος, παρέχοντας έτσι την δυνατότητα στο χρήστη να εισάγει εύκολα δεδομένα και να κάνει μια γρήγορη επισκόπηση του έργου. Πατώντας πάνω σε κάποιο φάκελο αυτός ενεργοποιείται και ανοίγει αυτόματα, δίνοντας στο χρήστη τη δυνατότητα είτε να εισάγει, είτε να διαχειριστεί δεδομένα και να δημιουργήσει υποφακέλους. Ακόμα, τα στοιχεία ζήτησης για την ηλεκτρική ενέργεια ή τη θερμότητα μπορούν να εισαχθούν είτε με το χέρι, είτε αντιγράφοντας τα από ένα αρχείο του excel.



Εικόνα 1.1.2 Παράθυρο επιλογής του τύπου της μοντελοποίησης

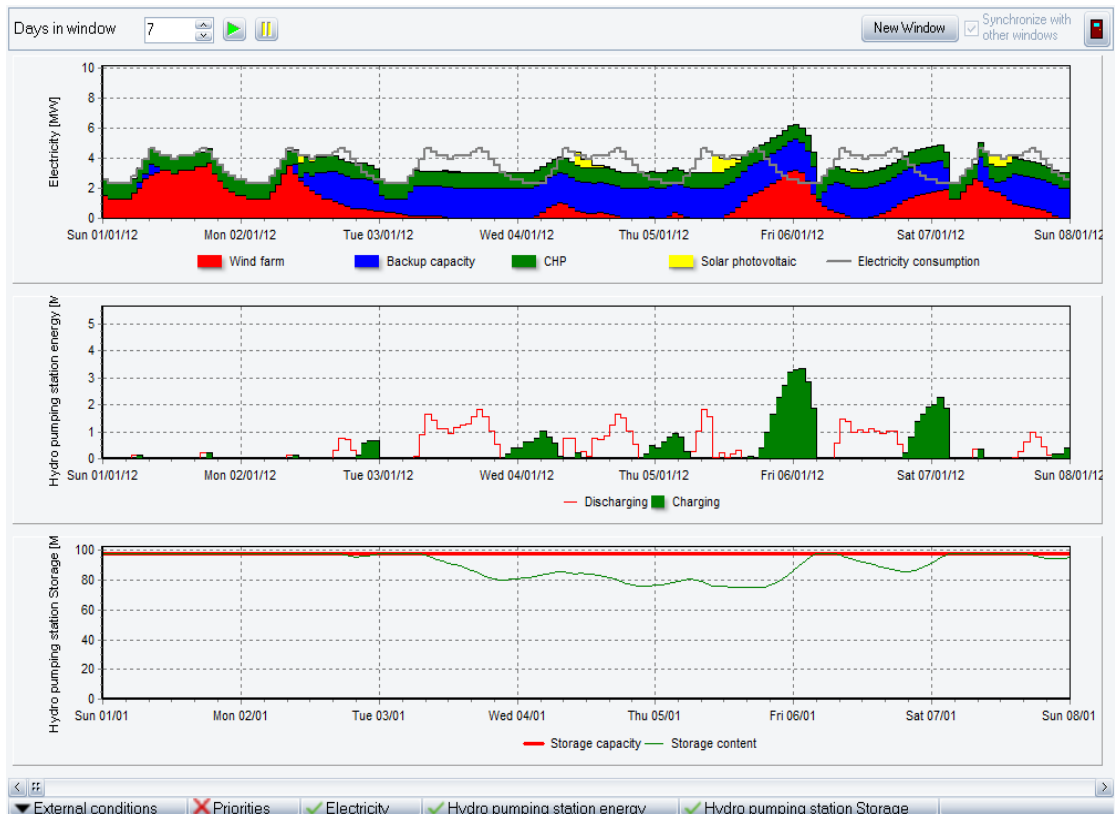
Τεχνικο-οικονομικές εκθέσεις

Οι επιλογές των τεχνικο-οικονομικών εκθέσεων στον σχεδιασμό φαίνονται στην εικόνα 1.1.3. Από αυτόν τον κατάλογο ο χρήστης επιλέγει τα αποτελέσματα τα οποία θέλει να επεξεργαστεί όπως το γράφημα παραγωγής «Production graphic» και τα λειτουργικά έσοδα «Operation income».



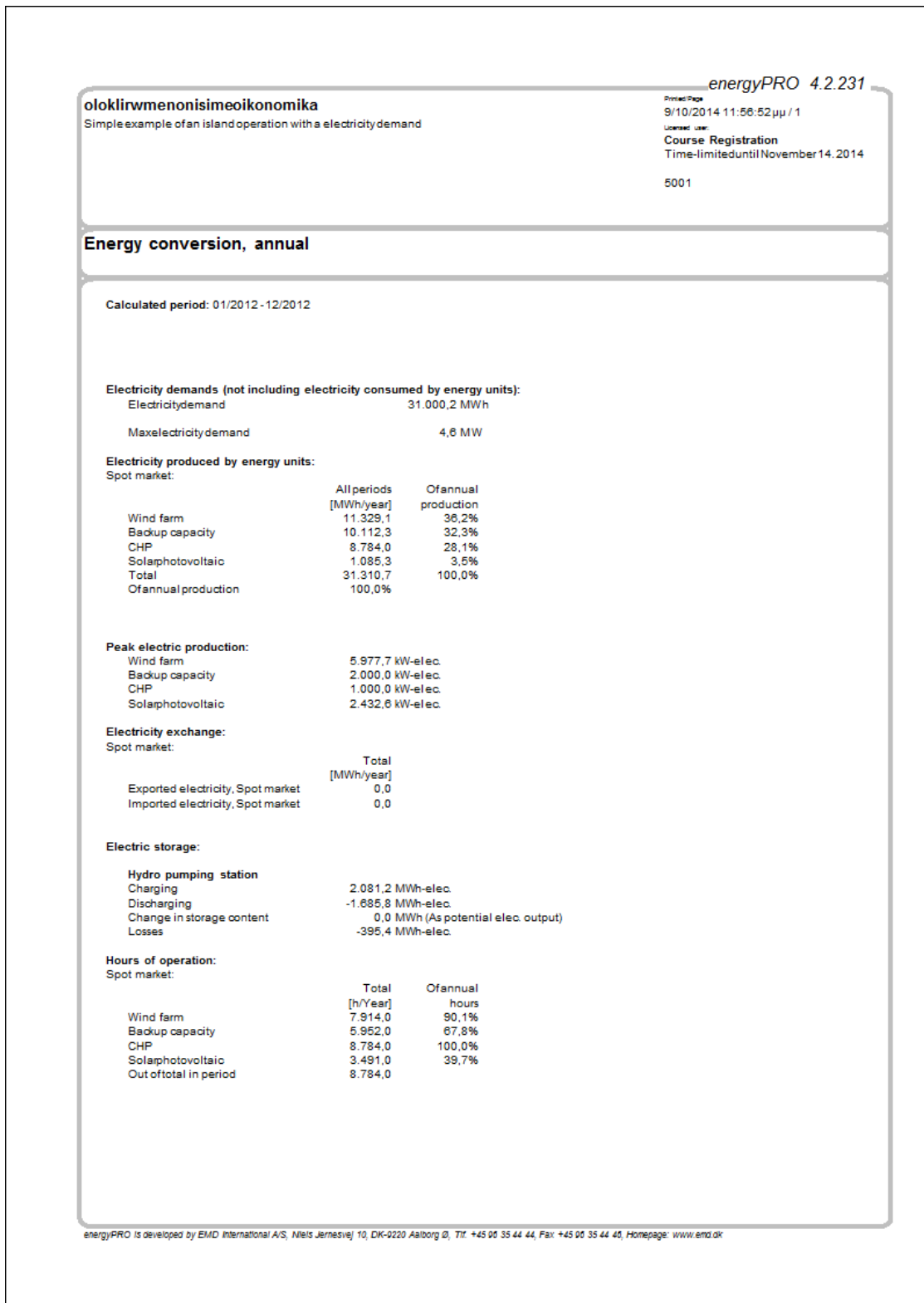
Εικόνα 1.1.3 Επιλογές του report

Παραδείγματα



Εικόνα 1.1.4 Γράφημα παραγωγής ενέργειας στο EnergyPro

Στην εικόνα 1.1.4 φαίνεται ο τρόπος που το πρόγραμμα παρουσιάζει τα δεδομένα. Στο πρώτο διάγραμμα φαίνεται η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από όλη την εγκατάσταση και η καμπύλη ζήτησης. Στα επόμενα δύο διαγράμματα φαίνεται πότε χρησιμοποιείται ο υδροηλεκτρικός σταθμός είτε για να παράγει ενέργεια είτε για να αποθηκεύσει την πλεονάζουσα ενέργεια στον ταμιευτήρα καθώς και το ποσοστό της στάθμης του ταμιευτήρα.

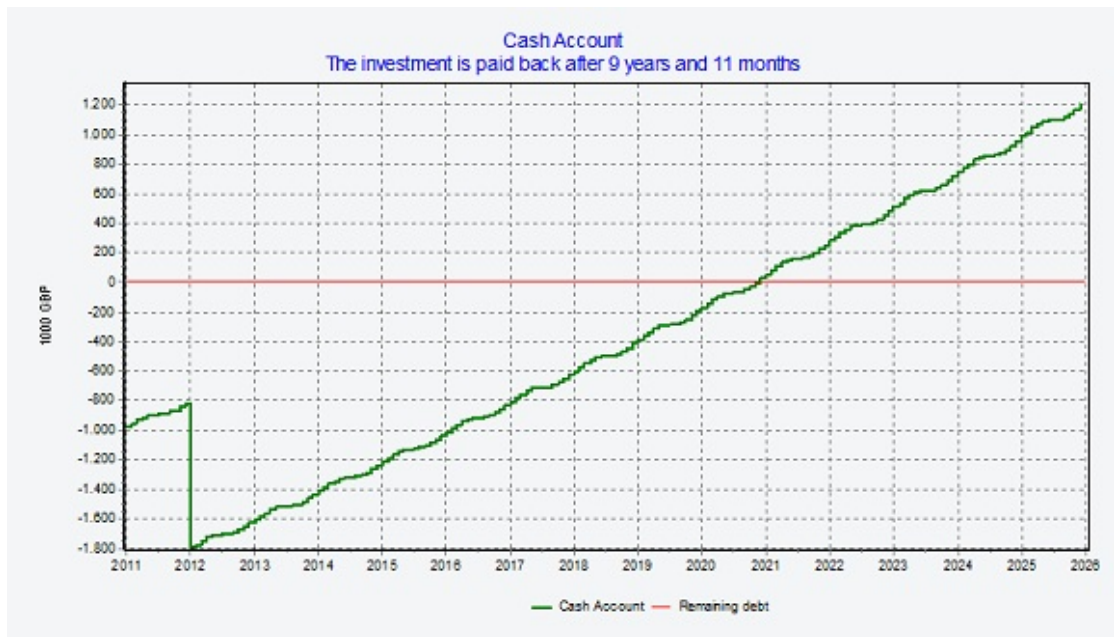


Εικόνα 1.1.5 Παράδειγμα παρουσίασης γενικών στοιχείων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας

Στην εικόνα 1.1.5 παρουσιάζεται η αναλυτική παραγωγή ηλεκτρικού ρεύματος από τα επιμέρους στοιχεία της εγκατάστασης για ένα έτος. Καταγράφεται ακόμα η συνολική ζήτηση, η ώρες που λειτουργεί κάθε στοιχείο ξεχωριστά ανά έτος και η λειτουργία του υδροηλεκτρικού σταθμού.

1.2.2.Οικονομικά «Finance»

Αυτό το κομμάτι του προγράμματος προσθέτει, επιπλέον, οικονομικά στοιχεία στο κομμάτι του σχεδιασμού. Εδώ, μπορούμε να επεκτείνουμε τους ενεργειακούς και οικονομικούς υπολογισμούς για περισσότερο από 40 έτη. Ο υπολογισμός περιλαμβάνει μηνιαίες ταμειακές ροές, χρηματοδοτήσεις, επενδύσεις, χρόνο εξοφλήσεων, εσωτερικό συντελεστή απόδοση και παρούσα αξία.

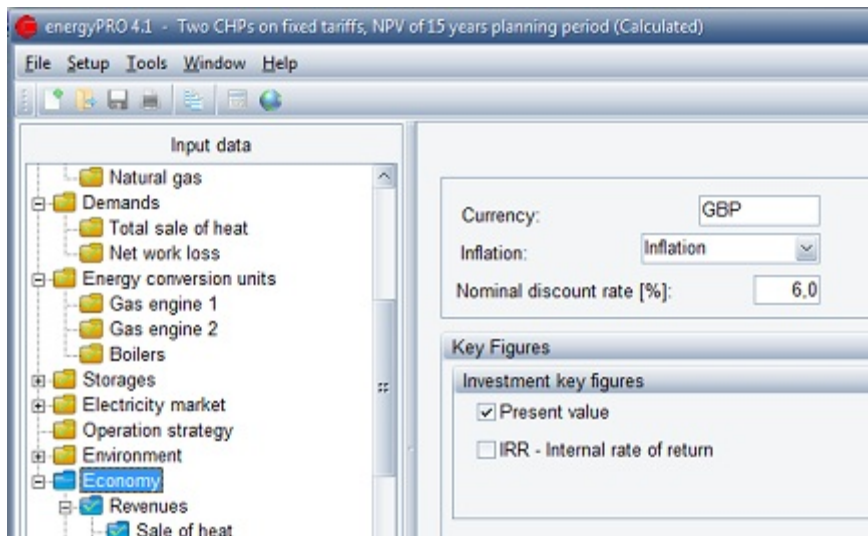


Εικόνα 1.1.6 Παράδειγμα ταμειακών ροών και χρόνου αποπληρωμής της επένδυσης

Στην εικόνα 1.1.6 φαίνεται η γραφική απεικόνιση των εσόδων και των εξόδων όπως παρουσιάζεται στο λογισμικό EnergyPro, με το πρόγραμμα να υπολογίζει τα έσοδα και τα έξοδα και να βρίσκει τον χρόνο αποπληρωμής της επένδυσης.

Υπολογιστικό μοντέλο

Το υπολογιστικό μοντέλο των οικονομικών επιτρέπει την εισαγωγή στοιχείων, όπως η χρηματοδότηση και των δάνειων. Επιπλέον, υπολογίζει την μηνιαία ταμειακή ροή του προγράμματος λαμβάνοντας υπόψη παράγοντες όπως η καθυστέρηση μεταξύ εσόδων και δαπανών κλπ..



Εικόνα 1.1.7 Κύριο παράθυρο όπου φαίνονται οι οικονομικές πληροφορίες της μελέτης

Στην εικόνα 1.1.7 παρατηρείται ο φάκελος όπου ορίζουμε για την επιλογή οικονομικά «Finance» όλα τα απαραίτητα στοιχεία όπως το όνομα του νομίσματος, το κόστος χρήματος, και ο πληθωρισμός. Ακόμα μπορείς να επιλεγεί ο καθορισμός της καθαρής παρούσας αξίας της επένδυσης και ο βαθμός εσωτερικής απόδοσης της.

Εισαγωγή δεδομένων

Αυτό το κομμάτι παρουσιάζει την ίδια δομή με τον Σχεδιασμό «Design» για την εισαγωγή στοιχείων. Αυτό μας παρέχει μια γρήγορη επισκόπηση των δεδομένων καθώς και διευκόλυνση στην εισαγωγή τους. Στα στοιχεία περιλαμβάνονται πληροφορίες για αρκετά έτη, ελεγχόμενα μέσω χρονοσειρών ή ευρετηρίων.

Όπως και τον Σχεδιασμό «Design», καθορίζουμε τις πληρωμές ως έσοδα ή επιχειρησιακές δαπάνες. Για κάθε πληρωμή μπορούμε να επιλέγουμε ένα από τα υπολογισμένα μηνιαία στοιχεία μετατροπής ενέργειας και να το πολλαπλασιάσουμε με μια τιμή μονάδας.

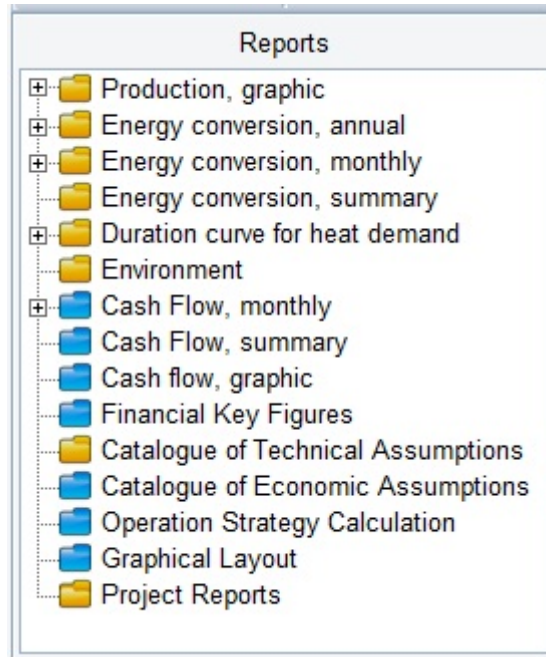
Ανεξάρτητα από την πολυπλοκότητα μιας επιχειρησιακής δαπάνης μπορούμε να την περιγράψουμε εάν επιλέξουμε τη ρύθμιση καθορισμός από τον χρήστη «User Defined», με την οποία μπορούμε να εισάγουμε τους δικούς μας τύπους και να μοντελοποιήσουμε τις οικονομικές συνθήκες με ακρίβεια.

Οι επενδύσεις μπορούν να χωριστούν σε διαφορετικούς λογαριασμούς που μπορούν να χωριστούν σε ξεχωριστές εκταμιεύσεις.

Η χρηματοδότηση μπορεί να περιγραφεί με διαφορετικές οικονομικές παραμέτρους, έτσι ώστε να εισάγουμε λεπτομέρειες όπως τόκοι, περίοδος δανεισμού, περίοδος χάριτος κλπ. Οι αμοιβές μπορούν επίσης να περιγραφούν με λεπτομέρεια, καθώς επίσης, να παράγουμε αντίστοιχα αποτελέσματα για τις τραπεζικές πληρωμές ή για τον τρόπο δανεισμού, εισάγοντας παραμέτρους μέσω του μενού «User Defined».

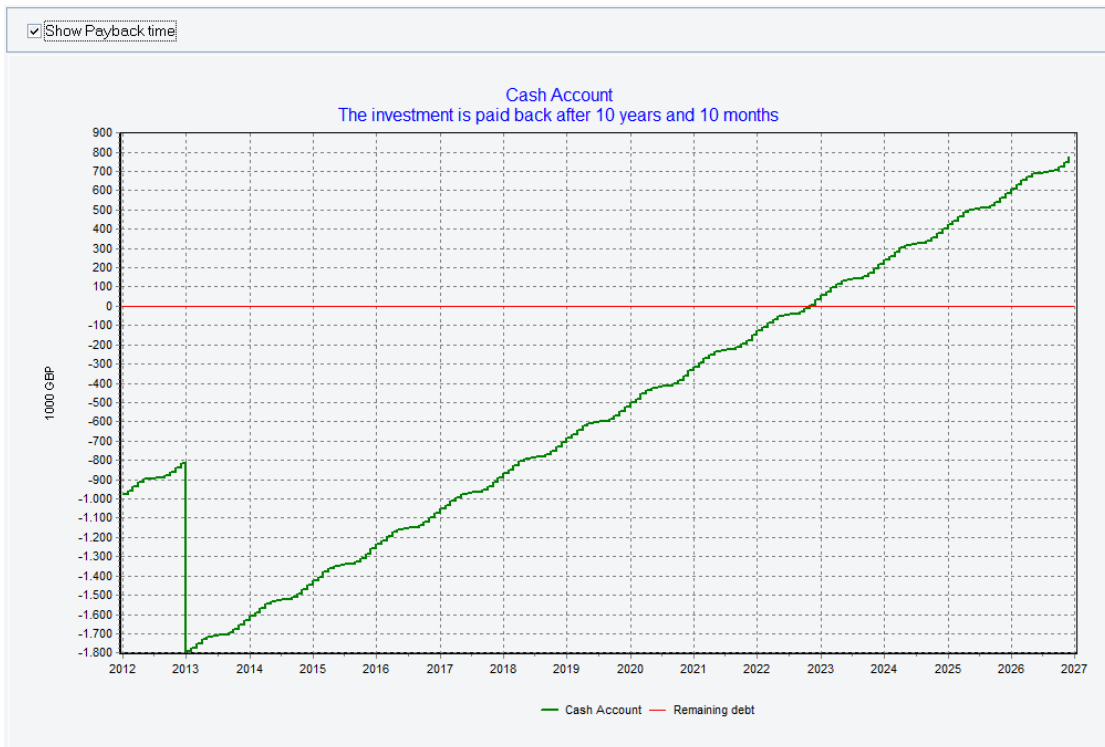
Τεχνικο-οικονομικές εκθέσεις

Οι επιλογές των τεχνικο-οικονομικών εκθέσεων στον σχεδιασμό φαίνονται στην εικόνα 1.1.8. Από αυτόν τον κατάλογο ο χρήστης επιλέγει τα αποτελέσματα τα οποία θέλει να επεξεργαστεί όπως το γράφημα παραγωγής «Production graphic» και τα λειτουργικά έσοδα «Operation income».



Εικόνα 1.1.8 Η μορφή των τεχνικο-οικονομικών εκθέσεων στο finance

Παραδείγματα



Εικόνα 1.1.9 Παράδειγμα ταμειακών ροών και χρόνου αποπληρωμής της επένδυσης

energyPRO 4.2.231
Printed: 10/10/2014 2:54:01 μμ / 1
License user: Course Registration
Time-limited until November 14, 2014
5001

Two CHPs on fixed tariffs, NPV of 15 years planning period
This example illustrates a net present value calculation of a cogeneration plant selling and buying its electricity on a fixed tariff market

CashFlow, summary

(All amounts in GBP)

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Revenues															
Sale of heat	300.000	288.724	297.953	299.083	300.064	298.265	298.495	298.724	300.276	298.605	298.219	298.265	300.459	297.953	299.083
Sale of electricity															
Day	456.200	456.000	458.200	458.200	457.900	454.000	456.200	456.000	470.600	457.900	455.900	454.000	458.400	458.200	456.200
Night	153.160	154.770	152.460	153.930	149.870	152.180	152.880	154.770	154.070	147.770	149.730	152.180	154.210	152.460	153.930
Sale of electricity Total	619.360	620.770	620.660	622.130	617.770	616.180	619.080	620.770	624.670	615.670	615.220	616.180	622.610	620.660	622.130
Total Revenues	919.360	919.494	919.613	921.213	917.834	914.445	917.575	919.494	924.946	914.275	913.445	914.445	923.069	919.613	921.213
Operating Expenditures															
Fuel costs															
Natural gas	655.916	655.944	654.745	656.771	654.306	652.440	654.355	655.944	659.279	651.373	651.298	652.440	658.314	654.745	656.771
Climate change levy	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fuel costs Total	655.916	655.944	654.745	656.771	654.306	652.440	654.355	655.944	659.279	651.373	651.298	652.440	658.314	654.745	656.771
Operation&Maint.															
Engine 1	48.100	48.240	48.090	48.250	47.790	47.820	48.000	48.240	48.340	47.520	47.650	47.820	48.390	48.090	48.250
Engine 2	20.400	20.470	20.510	20.550	20.410	20.320	20.380	20.470	20.730	20.380	20.250	20.320	20.450	20.510	20.550
Boilers	260	205	204	204	203	209	203	208	205	201	279	259	230	204	204
Operation&Maint. Total	68.760	68.918	68.804	69.014	68.455	68.339	68.690	69.110	69.275	68.191	68.219	68.399	69.100	68.804	69.014
Total Operating Expenditures	734.675	734.862	733.549	735.785	732.799	730.839	733.075	734.962	738.554	729.564	729.517	730.839	737.413	733.549	735.785
Net Cash from Operation	184.685	184.632	186.064	185.427	185.636	183.606	184.500	184.623	186.392	184.711	183.301	183.606	185.656	185.064	185.427
Investments															
Investment	1.000.000	1.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Investments	1.000.000	1.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Interest on Cash Account	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cash surplus	-815.315	-815.367	-185.064	-185.427	-185.036	-183.606	-184.500	-184.623	-186.392	-184.711	-183.301	-183.606	-185.656	-185.064	-185.427
Cash Account	-815.315	-1.630.683	-1.445.619	-1.260.191	-1.075.156	-891.549	-707.049	-522.417	-336.025	-151.314	32.618	216.224	491.890	586.344	772.371

energyPRO is developed by EMD International A/S, Niels Jernesvej 10, DK-2220 Aalborg Ø, Tel: +45 98 35 44 44, Fax: +45 98 35 44 40, Homepage: www.emd.dk

Εικόνα 1.1.10 Παράδειγμα επισκόπησης ταμειακών ροών για όλη την διάρκεια σχεδιασμού του έργου

Στις εικόνες 1.1.9 και 1.1.10 παρουσιάζονται δύο βασικά διαγράμματα της επιλογής οικονομικά «Finance». Η εικόνα 1.1.9 όπως είδαμε και παραπάνω είναι το γράφημα από όπου υπολογίζεται ο χρόνος αποπληρωμής της επένδυσης και η εικόνα 1.1.10 παρουσιάζει τα ετήσια έσοδα και έξοδα της εγκατάστασης για όλη την περίοδο λειτουργίας.

1.2.3.Λογαριασμοί «Accounts»

Αυτό το κομμάτι του προγράμματος παρέχει διευκολύνσεις στο κομμάτι «Finance». Εκτός της μελέτης επενδύσεων, μας παρέχει την ικανότητα να εκτελέσουμε ισολογισμούς και ετήσιες δηλώσεις εισοδήματος για την περίοδο προγραμματισμού συμπεριλαμβανομένης της απόσβεσης και της επαναξιολόγησης του ενεργητικού.

Πέρα από τον οικονομικό υπολογισμό για το «Finance», το «Accounts» συντάσσει τους ετήσιους λογαριασμούς για όλα τα έτη της περιόδου σχεδιασμού. Αυτή η σύσταση περιέχει φόρους, λογαριασμούς απόσβεσης, αποθεματικά, μετατόπισης πληρωμών σε επόμενα οικονομικά έτη κλπ.

The screenshot shows a software interface with the following elements:

- Currency:** A text box containing "GBP".
- Inflation:** A dropdown menu with "(Select index)" and a downward arrow.
- Nominal discount rate [%]:** A text box containing "6,0".
- Key Figures:** A section header with a blue gradient background.
- Investment key figures:** A sub-section header with a blue gradient background.
- Present value:** A checkbox that is checked.
- IRR - Internal rate of return:** An unchecked checkbox.
- Define annual key figures:** An unchecked checkbox located below the investment key figures section.

Εικόνα 1.1.11 Παράδειγμα του παραθύρου των κύριων οικονομικών στοιχείων της εργασίας

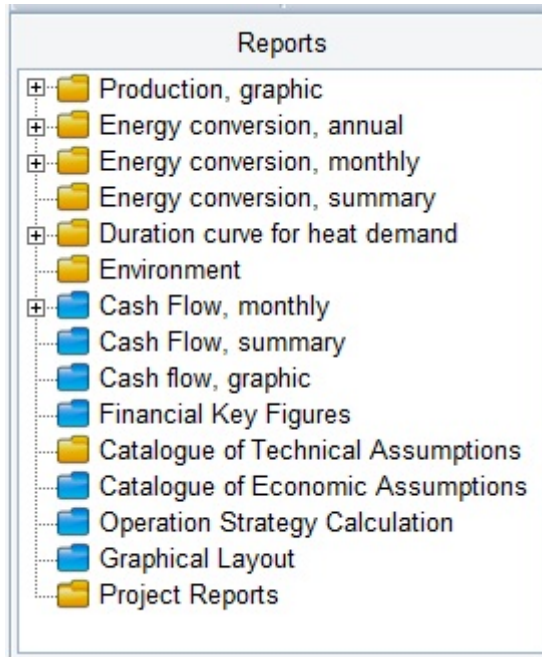
Στην εικόνα 1.1.11 παρουσιάζονται οι επιλογές που εμφανίζονται στον φάκελο οικονομικά «economy», οι οποίες είναι ίδιες με αυτές για την επιλογή Λογαριασμοί «Finance».

Εισαγωγή δεδομένων

Στον υπολογισμό των Λογαριασμών είναι πολύ σημαντικό να θέσουμε ακριβές αρχικό κεφάλαιο, αυτό θα μας παρέχει ρεαλιστικούς ετήσιους υπολογισμούς για όλη την περίοδο. Λόγω αυτού, μπορούμε να περιγράψουμε το κεφάλαιο του ιδιοκτήτη, υπάρχοντα δάνεια και αποθεματικά, καθώς και τους υπολογισμούς απόσβεσης των μονάδων.

Τεχνικο-οικονομικές εκθέσεις

Οι επιλογές των τεχνικο-οικονομικών εκθέσεων στον σχεδιασμό φαίνονται στην εικόνα 1.1.12. Από αυτόν τον κατάλογο ο χρήστης επιλέγει τα αποτελέσματα τα οποία θέλει να επεξεργαστεί όπως το γράφημα παραγωγής «Production graphic» και τα λειτουργικά έσοδα «Operation income».



Εικόνα 1.1.12 Η μορφή των τεχνικο-οικονομικών εκθέσεων στο «accounts»

Παραδείγματα

<i>energyPRO 4.2.231</i>	
Two CHPs on fixed tariffs, balance sheets and income statements This example illustrates a cogeneration plant selling and buying its electricity on a fixed tariff market with income statements and balance sheets for a 15 years period.	
<small>Printed Page 10/10/2014 3:20:28 μμ / 1 Licensee user: Course: Registration Time-limited until November 14, 2014 5001</small>	
Balance Sheet as on December 31, 2012	
(All amounts in GBP)	
ASSETS	
Fixed assets	
Investment	950.000
Total Fixed assets	950.000
Total Cash Account	104.956
Total Other Current Assets	0
ASSETS	1.054.956
LIABILITIES	
Total Transferred Result	266.995
Short Term Liabilities	
Taxation	22.332
Total Short Term Liabilities	22.332
Long Term Liabilities	
Loan	765.630
Total Long Term Liabilities	765.630
LIABILITIES	1.054.956

energyPRO is developed by EMD International A/S, Niels Jernesvej 10, DK-9220 Aalborg Ø, Tlf. +45 90 35 44 44, Fax: +45 90 35 44 45, Homepage: www.emd.dk

Εικόνα 1.1.13 Παράδειγμα ισολογισμού για ένα οικονομικό έτος

Όπως φαίνεται στην εικόνα 1.1.13 με την επιλογή Λογαριασμοί το πρόγραμμα μπορεί να δημιουργήσει φύλλα ισολογισμών όπου αναγράφεται το ενεργητικό και οι υποχρεώσεις (όπως π.χ. φόροι) που έχει ως προς πληρωμές η εγκατάσταση για ένα οικονομικό έτος.

		energyPRO 4.2.231	
Two CHPs on fixed tariffs, balance sheets and income statements		<small>Printed Page</small>	
This example illustrates a cogeneration plant selling and buying its electricity on a fixed tariff market with income statements and balance sheets for a 15 years period.		<small>10/10/2014 3:18:57 μμ / 1</small>	
		<small>Licensee User:</small>	
		Course Registration	
		<small>Time-limited until November 14, 2014</small>	
		5001	
Income Statement from January 1, 2012 to December 31, 2012			
(All amounts in GBP)			
Revenues			
Sale of heat	:	12.000,0 MWh at 25,0 =	300.000
Sale of electricity	:		
Day	:	9.324,0 MWh at 50,0 =	466.200
Night	:	4.376,0 MWh at 35,0 =	153.160
Sale of electricity Total			619.360
Total Revenues			919.360
Operating Expenditures			
Fuel costs			
Natural gas	:	3.329.579,2 Nm3 at 0,2 =	665.916
Climate change levy	:	3.329.579,2 Nm3 at 0,0 =	0
Fuel costs Total			665.916
Operation&Maint.			
Engine 1	:	9.620,0 MWh at 5,0 =	48.100
Engine 2	:	4.080,0 MWh at 5,0 =	20.400
Boilers	:	519,1 MWh at 0,5 =	260
Operation&Maint. Total			68.760
Total Operating Expenditures			734.675
Depreciations			
Investment			50.000
Total Depreciations			50.000
Operation Income			134.685
Financial Expenditures			
Loan, interest and fee's			48.000
Interest on Cash Account			-2.642
Total Financial Expenditures			45.358
Result Of The Year (before tax)			89.327
Tax payments			
Taxation			22.332
Total Tax payments			22.332
Result Of The Year			66.995

energyPRO is developed by EMD International A/S, Niels Jernesvej 10, DK-9220 Aalborg Ø, Tlf. +45 99 35 44 44, Fax: +45 99 35 44 45, Homepage: www.emd.dk

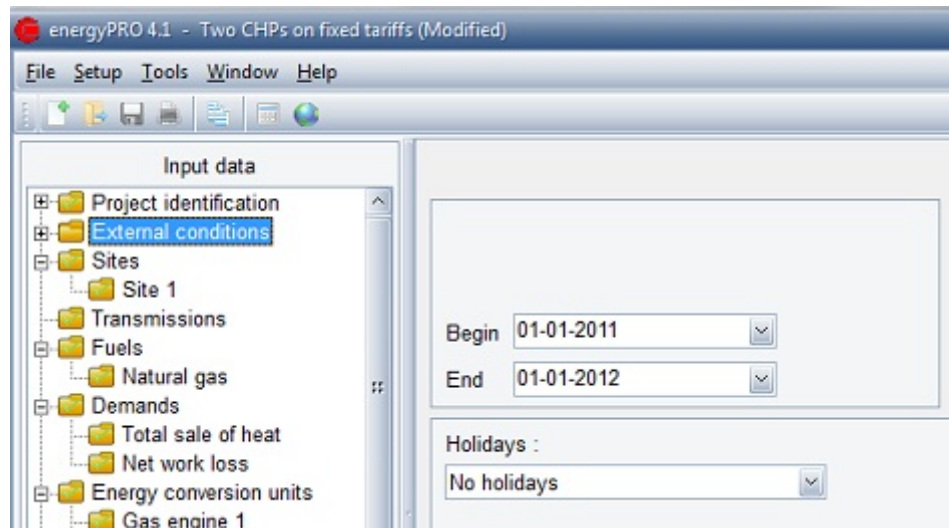
Εικόνα 1.1.14 Παράδειγμα εσόδων για ένα οικονομικό έτος

Τέλος, όπως φαίνεται στην εικόνα 1.1.14 στην επιλογή «Accounts» μπορείς να έχεις τον αναλυτικό κατάλογο των εσόδων και των υποχρεώσεων ανά έτος για την εγκατάσταση.

1.2.4.Επιπλέον εργαλεία

1.2.4.1.Λειτουργία «Operation»

Αυτό το κομμάτι του προγράμματος μπορεί να χρησιμοποιηθεί , για παράδειγμα, στη μελέτη της βέλτιστης λειτουργίας την ακόλουθη βδομάδα όπως φαίνεται στην εικόνα 1.2.1. Έτσι, μπορούμε να καθορίσουμε την περίοδο βελτιστοποίησης με ακρίβεια λεπτού.



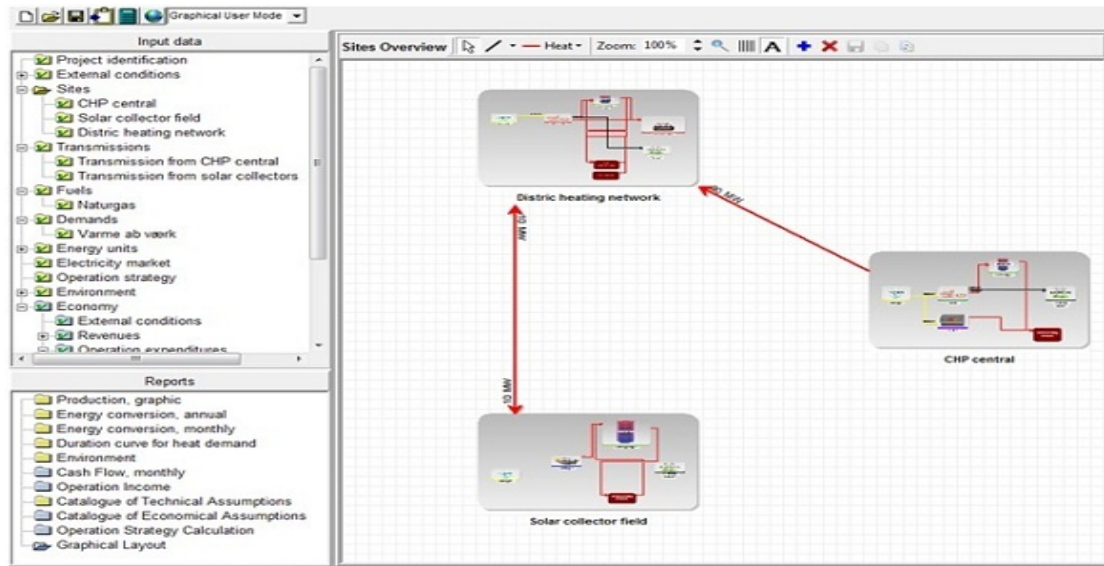
Εικόνα 1.2.1 Καθορισμός του χρόνου βελτιστοποίησης στο φάκελο εξωτερικές συνθήκες

Επιπλέον, είναι σημαντικό να υποδειχθεί, αν οι μονάδες παραγωγής ήταν λειτουργικές εκ των προτέρων, καθώς αυτό επηρεάζει τη βέλτιστη λύση.

Σε αυτό το κομμάτι του προγράμματος μπορούμε να εκτυπώσουμε λεπτομερή πλάνα παραγωγής . Μας παρέχει, επίσης, τη δυνατότητα , μέσω του μενού εργαλείων, να εκτυπώσουμε τα αποτελέσματα χωρισμένα ανά ώρες.

1.2.4.2. Περιοχή «Region»

Αυτό το κομμάτι του προγράμματος είναι ιδιαίτερα χρήσιμο στην περίπτωση που χρησιμοποιούμε το EnergyPro για διαχείριση ενέργειας σε τοπικό επίπεδο. Καθορίζουμε τις θέσεις των μονάδων ζήτησης και παραγωγής στο χώρο «site».

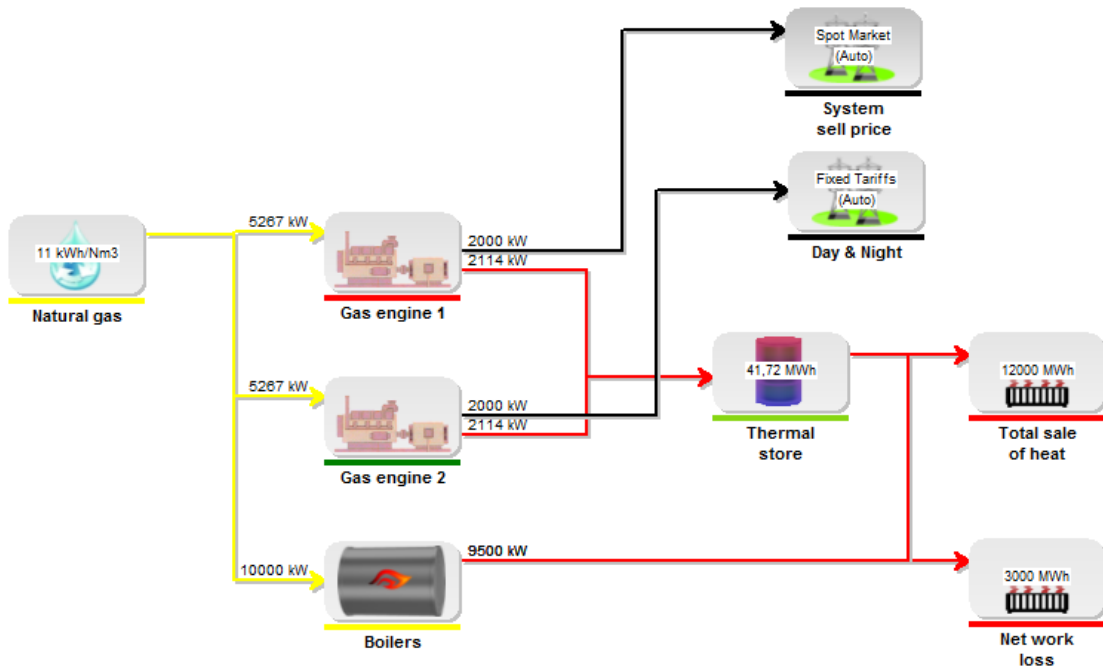


Εικόνα 1.2.2 Καθορισμός του τρόπου σύνδεσης των διαφορετικών χώρων «sites» της μελέτης

Επιλέγουμε διαφορετικούς χώρους (Εικόνα 1.2.2) για να δούμε πόσες και ποιές μονάδες περιλαμβάνουν. Οι γεωγραφικές διαμοιράσεις των μονάδων λαμβάνουν αυτόματα όρια για την βέλτιστη μαθηματική λύση του προγράμματος.

1.2.4.3. Αγορές «Markets»

Με αυτή την ενότητα μπορούμε να εισάγουμε περισσότερες από μια αγορές ηλεκτρικής ενέργειας στο ίδιο πρόγραμμα όπως φαίνεται στην εικόνα 1.2.3.



Εικόνα 1.2.3 Γραφική αναπαράσταση εγκατάστασης δύο ανεξάρτητων μεταβλητών συστήματος

Αυτό κάνει εφικτή π.χ. την πώληση ενέργειας με αντικαταβολή ή με σταθερή τιμή και την αγορά ενέργειας για κάλυψη αναγκών σε σταθερό ρυθμό. Μπορούμε ακόμα να συνδέσουμε περισσότερα CHP sites στο Region, έτσι ώστε διαφορετικοί χώροι (sites) να είναι ενσωματωμένοι σε διαφορετικές αγορές.

1.2.4.4.Επιφάνεια εργασίας «Interface»

Με το κομμάτι επιφάνεια Εργασίας μπορούμε να καθορίσουμε αλλαγές σε διαφορετικά προγράμματα, χωρίς να χρειάζεται να τις κάνουμε σε κάθε αρχείο ξεχωριστά καθώς αυτές γίνονται μέσω ενός μοναδικού αρχείου XML. Με τη χρήση αυτού του μενού μπορούμε, για παράδειγμα, να μελετήσουμε τα αποτελέσματα της τοποθέτησης ηλιακών συλλεκτών σε διαφορετικές περιοχές ή απλά να κάνουμε αλλαγές σε υπάρχουσες τιμές, φόρους, ζήτηση κλπ.

Χρειάζεται μόνο να κάνουμε τις αλλαγές στο ένα αρχείο και να το χρησιμοποιήσουμε σε ένα νέο κομμάτι υπολογισμών. Έτσι, αυτό το μενού είναι πολύ βολικό και εξοικονομεί χρόνο όταν έχουμε ένα μεγάλο αριθμό εργασιών.

Συνήθως δημιουργούμε αρχεία XML μέσω του Excel, όπως φαίνεται στην εικόνα 1.2.4:

Run	Area	Volume %
1	6000	100
2	8000	100
3	10000	100
4	6000	120
5	8000	120
6	10000	120

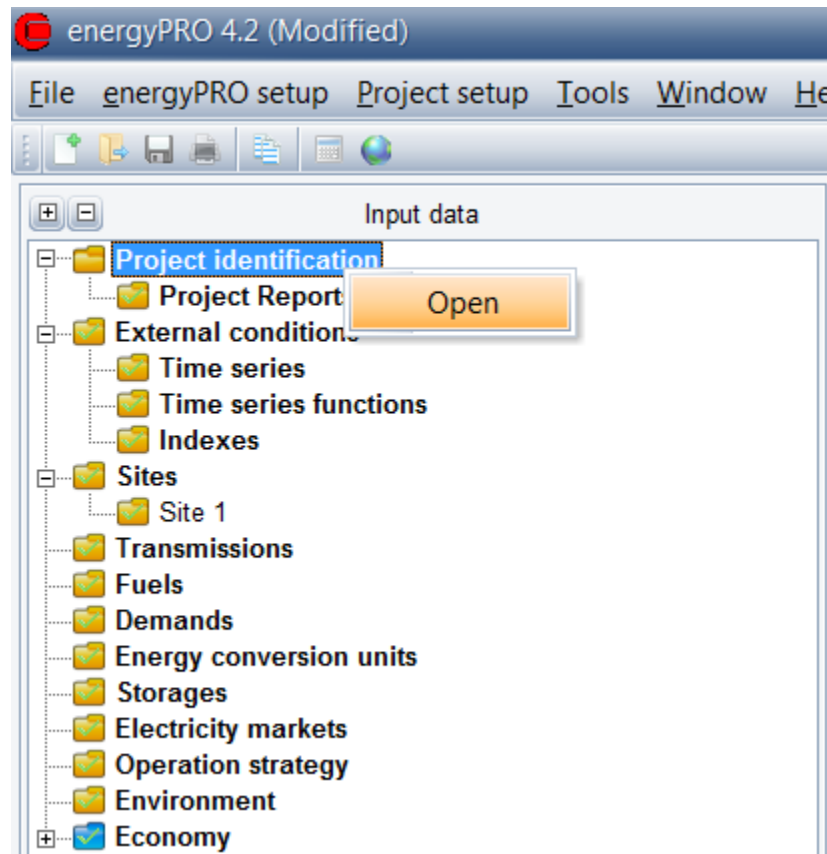
Area	Volume	Outputfile appendix
1	6000	100 -6000-100

Εικόνα 1.2.4 Παράδειγμα εισαγωγής αρχείων XML

1.3.Σχεδιασμός υπολογιστικών συστημάτων με την βοήθεια του προγράμματος EnergyPro

1.3.1.Προσομοίωση απλής υδροηλεκτρικής εγκατάστασης με αντλησιοταμίευση

Ανοίγουμε το πρόγραμμα και για να αρχίσουμε, επιλέγουμε Project identification και με δεξί κλικ πατάμε το open όπως φαίνεται στην εικόνα 1.3.1.1. Στο μενού που εμφανίζεται επιλέγουμε το είδος της προσομοίωσης που θέλουμε να κάνουμε. Στο παράδειγμά μας επιλέγουμε Σχεδιασμό «Design». Με την επιλογή αυτή σχεδιάζουμε το σύστημά μας για ένα έτος και λαμβάνουμε υπ' όψιν μας μόνο τους οικονομικούς δείκτες λειτουργίας της εγκατάστασης χωρίς να υπολογίζουμε τόκους και φόρους, δηλαδή την βιωσιμότητα του συστήματος σε βάθος χρόνου.



Εικόνα 1.3.1.1 Κύριο μενού του EnergyPro

Στην συνέχεια ανοίγουμε το φάκελο που εισάγουμε τις εξωτερικές συνθήκες «external conditions» όπου επιλέγουμε την χρονική περίοδο που θέλουμε να δουλέψουμε. Ενεργοποιώντας το φάκελο αυτό, εμφανίζονται τρεις επιλογές. Κάθε επιλογή αντιστοιχεί σε ένα διαφορετικό τύπο δεδομένων με τα οποία μπορεί να δουλέψει το EnergyPro. Στο δικό μας παράδειγμα θα χρησιμοποιήσουμε την επιλογή χρονοσειρές «time series» όπου

εισάγουμε τις επιθυμητές αριθμητικές τιμές ανά μονάδα χρόνου, προσέχοντας η πρώτη τιμή της χρονοσειράς να είναι 00:00:00.

Name:

Development of time series in Planning period

Time series

Unit:

#	Date	TS1 [Eur]
1	1/1/2012 00:00:00	25,2100
2	1/1/2012 1:00:00 πμ	23,6900
3	1/1/2012 2:00:00 πμ	29,0500
4	1/1/2012 3:00:00 πμ	28,5500
5	1/1/2012 4:00:00 πμ	27,7400
6	1/1/2012 5:00:00 πμ	27,6600
7	1/1/2012 6:00:00 πμ	25,9000
8	1/1/2012 7:00:00 πμ	25,9000
9	1/1/2012 8:00:00 πμ	24,4000
10	1/1/2012 9:00:00 πμ	24,4000
11	1/1/2012 10:00:00 πμ	26,7900
12	1/1/2012 11:00:00 πμ	29,0500
13	1/1/2012 12:00:00 μμ	29,3000
14	1/1/2012 1:00:00 μμ	29,0100
15	1/1/2012 2:00:00 μμ	29,2100

Buttons: Copy all, Copy selected, Paste, Delete all, Delete selected, As graphics

Options: Time series is in daylight saving time, Define location, Different time zone

Buttons: Add line, Delete line

Developing over the years As graphics

Comments:

Εικόνα 1.3.1.2 Εισαγωγή δεδομένων χρονοσειρών

Για να μεταφέρουμε αριθμητικά δεδομένα στο πρόγραμμα χρησιμοποιούμε το excel. Αφού φέρουμε τα δεδομένα στην κατάλληλη μορφή, επιλέγουμε τα δεδομένα και κάνουμε αντιγραφή και επικόλληση, όπως στην εικόνα 1.3.1.2. Η χρονοσειρά που επιλέξαμε ονομάζεται «elspot market prices» και είναι μια ιδεατή χρονοσειρά που δανειστήκαμε από άλλο παράδειγμα του λογισμικού.

1.3.1.1. Μονάδα αποθήκευσης ενέργειας

Για να βάλουμε τον ταμιευτήρα επιλέγουμε Αποθήκες «Storages» → Εισαγωγή αποθήκης ηλεκτρικής ενέργειας «add electrical storage» → Εισαγωγή υδροηλεκτρικού σταθμού «add Hydro Pumping Station». Δημιουργήσαμε τώρα τον υδροηλεκτρικό σταθμό με αντλιοσταμείωση. Πατώντας στο εικονίδιο που εμφανίστηκε στο γραφικό περιβάλλον, όπως φαίνεται στην εικόνα 1.3.1.3, προσδιορίζουμε το μέγεθος του ρεζερβουάρ, την υψομετρική πτώση μέχρι την αντλία και τα χαρακτηριστικά της αντλίας και του στροβίλου της εγκατάστασης. Ακόμα, μπορούμε να καθορίσουμε και την οικονομική χρονοσειρά, ώστε να υπολογίζεται η χρήση του στροβίλου ή της αντλίας.

Pumped hydro electricity storage

Name:

Non availability periods

Storage

Height difference: m

Water reservoir (Max): m³

Utilization: %

Capacity: MWh

Water inlet

Time series: Unit:

Pumping station

	Capacity	Efficiency
Pumping Power	<input type="text" value="80,0"/> MW	<input type="text" value="90,0"/> %
Producing Power	<input type="text" value="80,0"/> MW	<input type="text" value="90,0"/> %

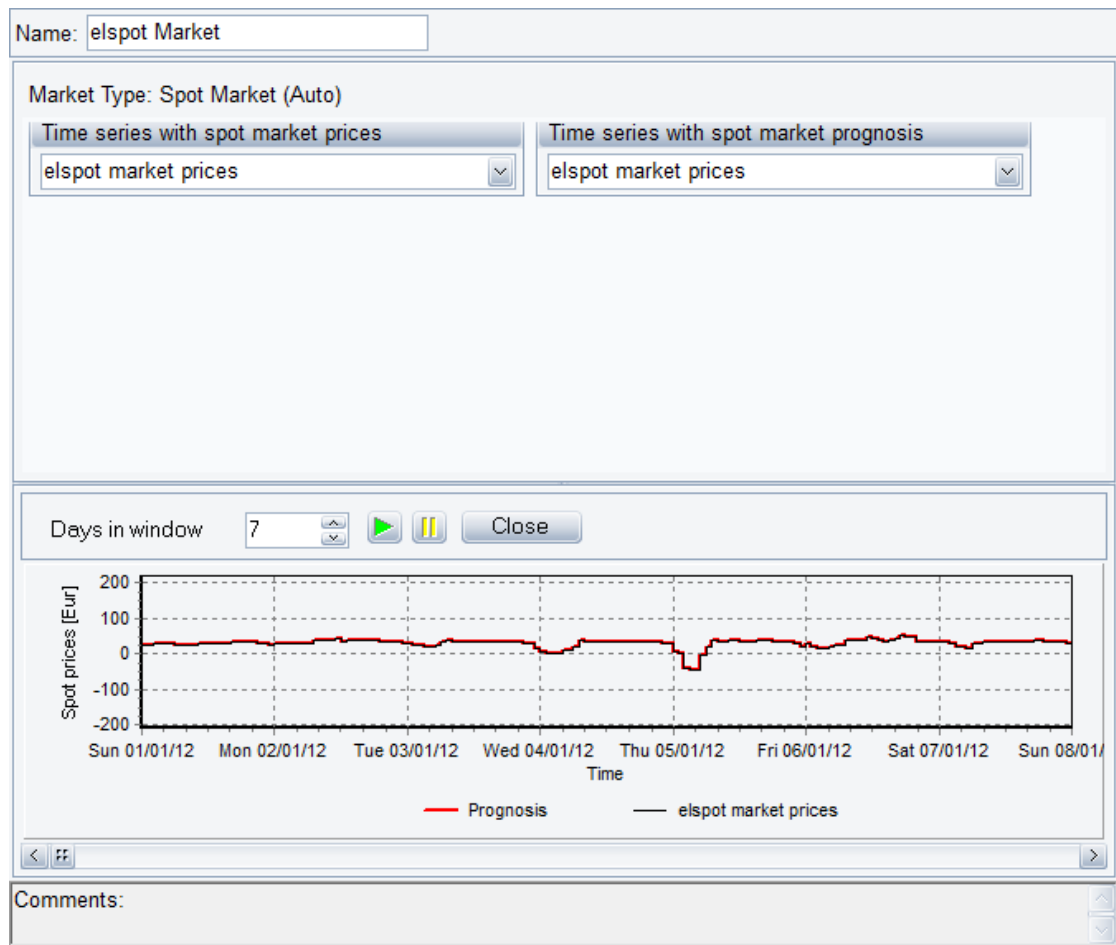
Comments:

OK Cancel

Εικόνα 1.3.1.3 Δημιουργία υδροηλεκτρικού σταθμού

1.3.1.2. Αγορά ηλεκτρικής ενέργειας «Electricity demand»

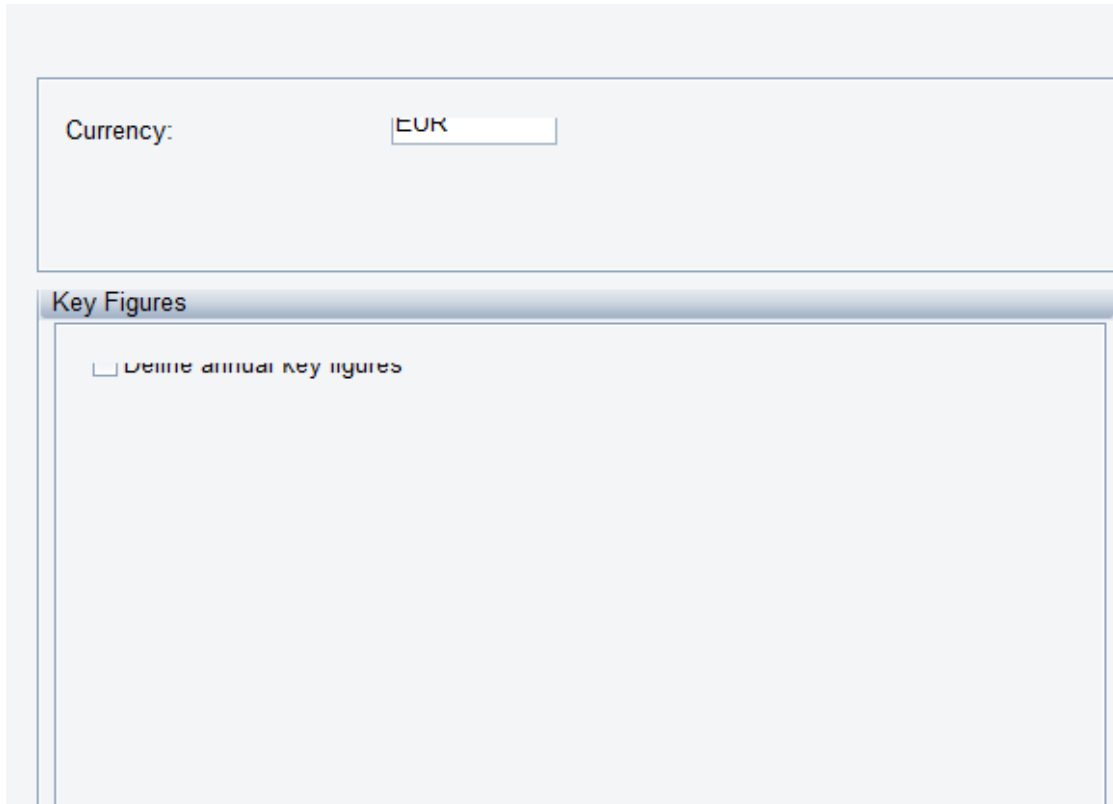
Αφού φορτώσουμε τα δεδομένα μπορούμε να βάλουμε τις κατάλληλες αγορές ηλεκτρικής ενέργειας. Επιλέγουμε Αγορές ηλεκτρικής ενέργειας «Electricity Markets»→ Εισαγωγή νέων αγορών ηλεκτρικής ενέργειας «Add new electricity Market»→ Αγορά όψεως «Spot Market». Δημιουργήσαμε επομένως αγορά που δέχεται κυμαινόμενες τιμές για την τιμή του ηλεκτρικού ρεύματος. Αν θέλαμε να έχουμε σταθερή μονάδα, θα έπρεπε να επιλέξουμε Αγορά σταθερής τιμής «Fixed Tariffs market». Έπειτα πατάμε πάνω στο εικονίδιο που αντιστοιχεί στην αγορά που δημιουργήσαμε και μας εμφανίζει το μενού στο οποίο επιλέγουμε τα δεδομένα που θέλουμε να εισάγουμε στην αγορά. Επιλέγουμε «elspot market prices» και στις δύο περιπτώσεις όπως φαίνεται στην εικόνα 1.3.1.4.



Εικόνα 1.3.1.4 Μενού για την δημιουργία ηλεκτρικής αγοράς ενέργειας

1.3.1.3.Οικονομικά Στοιχεία «economy»

Ανοίγοντας το φάκελο οικονομικά στοιχεία «economy», μας εμφανίζει ένα μενού όπου επιλέγουμε το νόμισμα στο οποίο θέλουμε να δουλέψουμε, π.χ. Eur για το ευρώ, όπως φαίνεται στην εικόνα 1.3.1.5.



The screenshot shows a software interface for the 'economy' folder. At the top, there is a 'Currency:' label followed by a dropdown menu currently displaying 'EUR'. Below this is a section titled 'Key Figures' with a blue header bar. Underneath the header, there is a checkbox labeled 'Display annual key figures' which is currently unchecked.

Εικόνα1.3.1.5 Φάκελος Economy

Στη συνέχεια καθορίζονται τα έσοδα και τα έξοδα στους φακέλους έσοδα «Revenues» και έξοδα λειτουργίας «Operation expenditures» αντίστοιχα.

Για τα έσοδα, δημιουργούμε υποφακέλους, για κάθε είδος εσόδων. Εδώ δημιουργούμε μόνο ένα φάκελο με όνομα «Sold electricity». Αφού τον ορίσουμε, τον ανοίγουμε και ορίζουμε πώς θέλουμε να λειτουργεί. Εδώ, στα στοιχεία πληρωμών «Payment concerns» ορίζουμε το εξαγόμενο ρεύμα «exported electricity» και ενεργοποιούμε την επιλογή για πληρωμή της αγοράς «Spotmarket Payment», όπως φαίνεται στην εικόνα 1.3.1.6.

Name: <input type="text" value="sold electricity"/>
Payment concerns <input type="text" value="Exported electricity"/>
<input checked="" type="checkbox"/> Spotmarket payment (Timeseries: elspot market prices, defined in elspot Market)
Formula selecting monthly amounts <input type="text" value="SpotPricesXExportedElectricity(elspot Market)"/>
Include in operation strategy <input checked="" type="checkbox"/> Payment included in operation strategy calculation

Εικόνα 1.3.1.6 Υποφάκελος «sold electricity» με την τιμή του ηλεκτρικού ρεύματος

Για τα έξοδα, δημιουργούμε ένα φάκελο ανταλλαγή ηλεκτρικής ενέργειας «Purchase electricity» που αφορά το κόστος της ιδιοκατανάλωσης, όπως φαίνεται στην εικόνα 1.3.1.7 και δύο φακέλους για το κόστος λειτουργίας του στροβίλου και της αντλίας, εικόνα 1.3.1.8. Για να ορίσουμε τιμές στους φακέλους λειτουργούμε όπως πριν, με τη διαφορά ότι τώρα στα στοιχεία πληρωμών επιλέγουμε εισαγόμενο ρεύμα «imported electricity». Το κόστος λειτουργίας για την αντλία και τον υδροστροβίλο είναι σταθερό, γι' αυτό του ορίζουμε συγκεκριμένη τιμή (4€) την οποία και επιλέγουμε στα στοιχεία πληρωμών να προσμετρείται η κατανάλωση για την εξαγόμενη και την εισαγόμενη ηλεκτρική ενέργεια αντίστοιχα.

Name: <input type="text" value="Purchase electricity"/>
Payment concerns <input type="text" value="Imported electricity"/>
<input checked="" type="checkbox"/> Spotmarket payment (Timeseries: elspot market prices, defined in elspot Market)
Formula selecting monthly amounts <input type="text" value="SpotPricesXImportedElectricity(elspot Market)"/>
Include in operation strategy <input checked="" type="checkbox"/> Payment included in operation strategy calculation

Εικόνα 1.3.1.7 Φάκελος με το κόστος ιδιοκατανάλωσης

Name: O&M of turb
Payment concerns Exported electricity
<input type="checkbox"/> Spotmarket payment
Formula selecting monthly amounts ExportedElectricity(elspot Market;All Periods)
Price per Unit <input checked="" type="checkbox"/> 4,0000 EUR/MWh (in January 2012) Fixed monthly price
Include in operation strategy <input checked="" type="checkbox"/> Payment included in operation strategy calculation

Name: O& of pump
Payment concerns Imported electricity
<input type="checkbox"/> Spotmarket payment
Formula selecting monthly amounts ImportedElectricity(elspot Market;All Periods)
Price per Unit <input checked="" type="checkbox"/> 4,0000 EUR/MWh (in January 2012) Fixed monthly price
Include in operation strategy <input checked="" type="checkbox"/> Payment included in operation strategy calculation

Εικόνα 1.3.1.8 Φάκελος με την τιμή ιδιοκατανάλωσης ενέργειας από τον υδροστρόβιλο και την αντλία

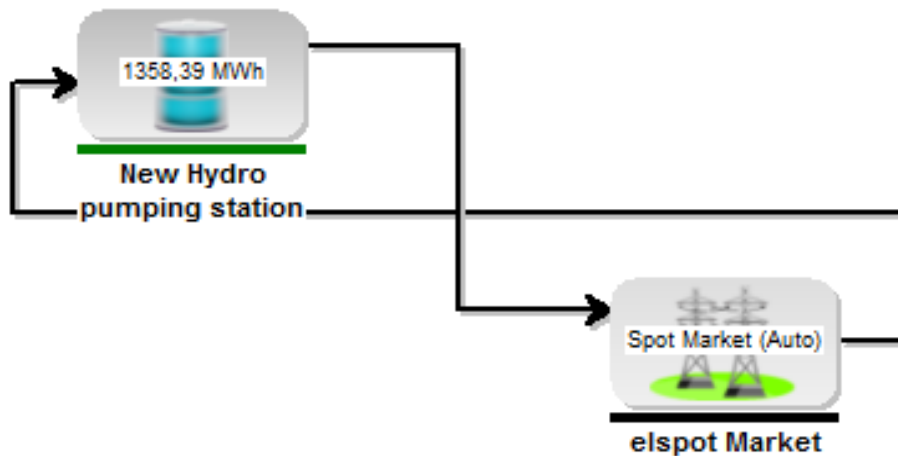
1.3.1.4.Στρατηγική Λειτουργίας «Operation Strategy»

Το τελικό στάδιο πριν την εξαγωγή αποτελεσμάτων είναι ο καθορισμός του πως θα γίνει η βελτιστοποίηση στο πρόγραμμα. Στο συγκεκριμένο παράδειγμα, επειδή είναι πολύ απλό το μόνο που χρειάζεται να κάνουμε είναι να ενεργοποιήσουμε την επιλογή Ελαχιστοποίηση του κόστους παραγωγής «Minimizing Net Production Cost», όπως φαίνεται στην εικόνα 1.3.1.9.

The screenshot displays the 'Operation Strategy' configuration window. At the top, there is a section titled 'Operation Strategy' with two radio button options: 'Minimizing Net Production Cost (NPC)' (which is selected) and 'User Defined Operation Strategy'. Below this, there are two tabs: 'Net Heat Production Cost' and 'Energy Unit Setup', with the latter being the active tab. Under the 'Energy Unit Setup' tab, there is a dropdown menu showing 'January 2012' and a text prompt '(Select month for shown operation strategy)'. The main area of the window is a large, empty rectangular box. At the bottom of the window, there is a 'Comments:' field with a scroll bar on the right side.

Εικόνα 1.3.1.9 Καθορισμός του Operation strategy

1.3.1.5.Γραφική απεικόνιση



Εικόνα 1.3.1.10 Γραφική απεικόνιση της εγκατάστασης

Στην εικόνα 1.3.1.10 εμφανίζεται το τελικό μας σύστημα. Για να ξεκινήσει ο υπολογισμός των αριθμητικών δεδομένων, αρκεί να πατήσουμε πάνω σε οποιοδήποτε τύπο έκθεσης «report» θέλουμε αριστερά στην οθόνη.

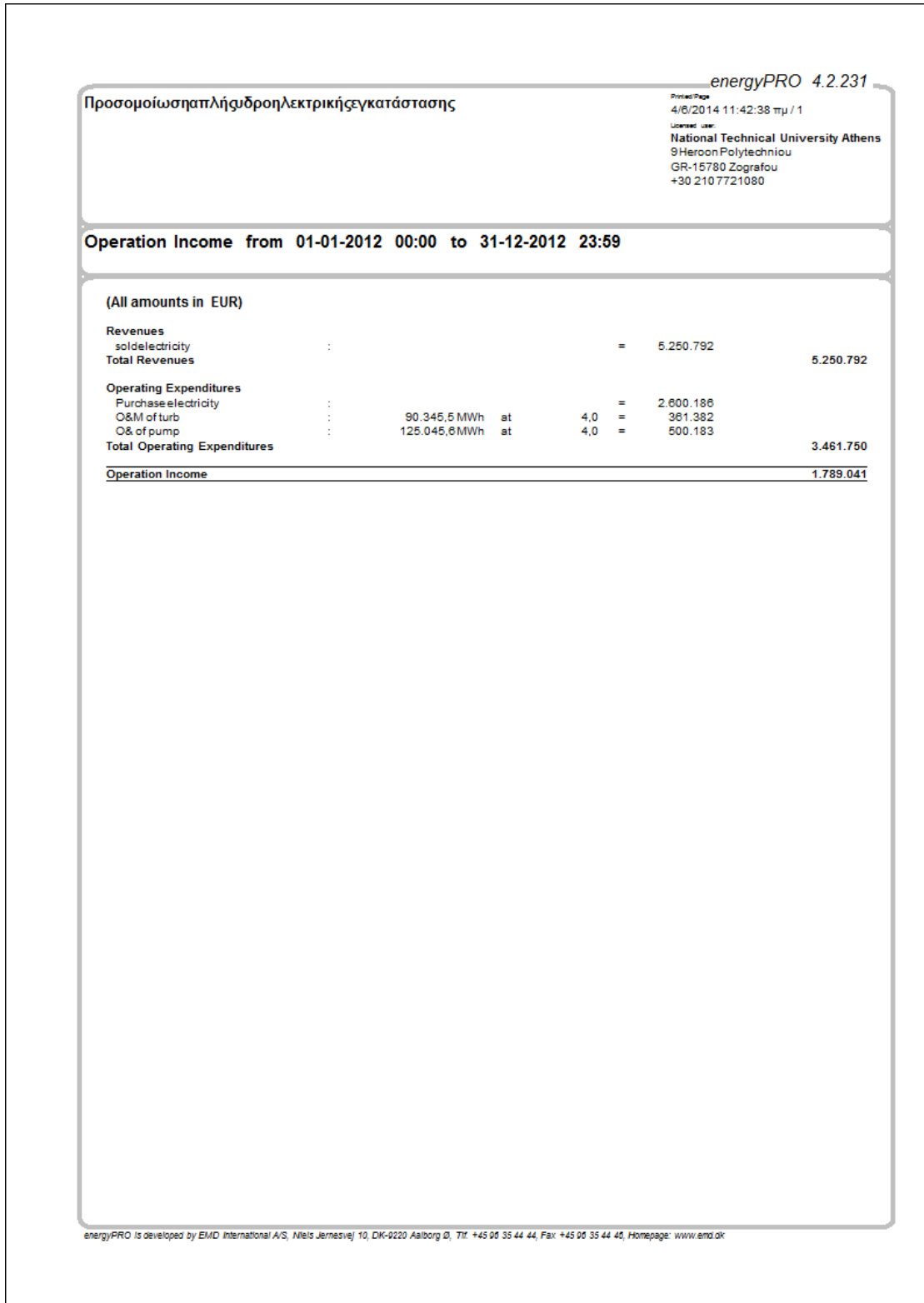
Το γράφημα παραγωγής «production graphic», μας δείχνει την ανά ώρα παραγωγή ενέργειας του σταθμού, καθώς και πότε το σύστημα λειτουργεί σαν αντλία ή στρόβιλος αναλόγως την τιμή του ρεύματος. Με το Operation income υπολογίζουμε τα συνολικά έσοδα για το έτος που επιλέξαμε.

Στην εικόνα 1.3.1.11 βλέπουμε πότε το σύστημα παράγει ηλεκτρική ενέργεια και πότε ανατροφοδοτεί τον ταμιευτήρα με νερό, λαμβάνοντας υπ' όψιν κάθε φορά την τιμή του ηλεκτρικού ρεύματος ανά ημέρα. Επίσης βλέπουμε την διακύμανση της στάθμης του ταμιευτήρα και σε τι ποσοστό χρησιμοποιείται η αποθηκευμένη σε αυτόν ενέργεια.



Εικόνα 1.3.1.11 Γραφική απεικόνιση των αποτελεσμάτων

Τέλος, το πρόγραμμα μας δίνει τη δυνατότητα να εξάγουμε και οικονομικά δεδομένα, όπως παρουσιάζονται στις δύο επόμενες εικόνες 1.3.1.11 και 1.3.1.12. Στην πρώτη εικόνα φαίνονται τα συνολικά έσοδα από τη λειτουργία της εγκατάστασης για ένα έτος. Παρατηρούμε ότι τα συνολικά έσοδα για ένα χρόνο λειτουργίας 1,7 εκ. ευρώ που σημαίνει ότι η υπάρχουσα εγκατάσταση έχει κέρδος, ενώ φαίνονται αναλυτικά τα συνολικά κέρδη από την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας, το κόστος λειτουργίας του στροβίλου και της αντλίας και η επιβάρυνση από την ιδιοκατανάλωση. Στην άλλη εικόνα το EnergyPro μας δίνει την δυνατότητα να έχουμε τα ανά μήνα έσοδα και έξοδα από την λειτουργία του προγράμματος ώστε να ελέγχουμε ποιόν μήνα έχουμε τα περισσότερα έσοδα και ποιόν τα λιγότερα ώστε αν θέλουμε για παράδειγμα να τροποποιήσουμε την παραγωγή σε περίπτωση που δεν έχουμε τα προσδοκώμενα έσοδα.



Εικόνα 1.3.1.12 Έσοδα από την λειτουργία ενός έτους

Προσομοίωση απλής υδροηλεκτρικής εγκατάστασης

Cash Flow, monthly

Calculated Period: 01/2012-12/2012

(All amounts in EUR)

	Total	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Revenues													
sold electricity	5.250.792	260.073	646.191	140.230	222.057	434.235	528.096	642.902	608.000	556.301	364.032	220.577	628.098
Total Revenues	5.250.792	260.073	646.191	140.230	222.057	434.235	528.096	642.902	608.000	556.301	364.032	220.577	628.098
Operating Expenditures													
Purchase electricity	2.600.186	147.507	327.064	84.370	107.650	247.563	271.141	242.221	319.333	327.743	218.960	128.668	177.964
O&M of turb	361.382	19.786	25.987	11.679	16.188	31.775	38.439	54.617	43.762	38.663	23.964	16.430	40.192
O&M of pump	500.183	27.262	34.420	17.204	19.518	44.101	51.159	79.617	58.650	55.440	31.881	25.301	55.630
Total Operating Expenditures	3.461.750	194.555	387.471	113.252	143.356	323.439	360.739	376.355	421.745	421.846	274.805	170.399	273.786
Net Cash from Operation	1.789.041	65.517	258.719	26.978	78.701	110.796	167.357	266.547	186.255	134.455	89.227	50.178	354.311
Cash Account	1.789.041	65.517	324.237	351.215	429.916	540.712	708.069	974.616	1.160.871	1.295.326	1.384.552	1.434.730	1.789.041

Εικόνα 1.3.1.13 Ροή χρήματος για ένα οικονομικό έτος

1.3.2. Προσομοίωση ιδεατού συστήματος νησιού

Στο δεύτερο παράδειγμα, προσομοιώνουμε τη λειτουργία ενός νησιού. Με βάση την προηγούμενη εγκατάσταση δημιουργούμε ένα πιο σύνθετο σύστημα. Για να αρχίζουμε τον σχεδιασμό επιλέγουμε «design» στο «Project identification» όπως προηγουμένως. Στη συνέχεια, από το «excel» προσαρμόζουμε τα αριθμητικά δεδομένα που πρόκειται να χρησιμοποιήσουμε σε κατάλληλη μορφή και τα μεταφέρουμε στο πρόγραμμα, όπως και πριν στις εξωτερικές συνθήκες. Εδώ θα χρειαστούμε τέσσερις χρονοσειρές, την «elspotmarket prices», την «MERRA Basic» και τις «Aggregated solar radiation» και «Hourly temperatures». Η πρώτη αναφέρεται στις τιμές της αγοράς του ηλεκτρικού ρεύματος, ενώ η δεύτερη είναι οι ταχύτητες ανά ώρα του ανέμου που θα χρησιμοποιήσουμε στην αιολική εγκατάσταση. Οι δύο τελευταίες είναι η ηλιακή ακτινοβολία και η ανά ώρα εξωτερική θερμοκρασία που θα χρησιμοποιήσουμε για τα φωτοβολταϊκά. Και οι τέσσερις χρονοσειρές αυτές είναι ιδεατές χρονοσειρές που δανειστήκαμε από αντίστοιχα έτοιμα παραδείγματα που έχει το λογισμικό. Προσοχή χρειάζεται όταν μεταφέρουμε τη χρονοσειρά της ηλιακής ακτινοβολίας γιατί πρέπει να καθορίσουμε το γεωγραφικό μήκος και πλάτος που έγιναν οι μετρήσεις. Οπότε ενεργοποιούμε την επιλογή καθορισμός θέσης «define location» στα δεξιά και καθορίζουμε το γεωγραφικό μήκος «longitude» και το πλάτος «latitude», όπως φαίνεται στην εικόνα 1.3.2.1.

Name: Aggregated solar radiation, horisont

Development of time series in Planning period

Time series

Unit: W/m2

#	Date	SolarHorizontal [W/m2]
1	1/1/2007 00:00:00	0,0000
2	1/1/2007 8:00:00 πμ	15,0000
3	1/1/2007 9:00:00 πμ	53,0000
4	1/1/2007 10:00:00 πμ	94,0000
5	1/1/2007 11:00:00 πμ	163,0000
6	1/1/2007 12:00:00 μμ	174,0000
7	1/1/2007 1:00:00 μμ	102,0000
8	1/1/2007 2:00:00 μμ	51,0000
9	1/1/2007 3:00:00 μμ	25,0000
10	1/1/2007 4:00:00 μμ	0,0000
11	2/1/2007 8:00:00 πμ	8,0000
12	2/1/2007 9:00:00 πμ	31,0000
13	2/1/2007 10:00:00 πμ	10,0000
14	2/1/2007 11:00:00 πμ	51,0000
15	2/1/2007 12:00:00 μμ	43,0000

Buttons: Copy all, Copy selected, Paste, Delete all, Delete selected, As graphics

Time series is in daylight saving time

Define location

Latitude: 51,500

Longitude: 0,100

Different time zone

Buttons: Add line, Delete line

Developing over the years

Button: As graphics

Εικόνα 1.3.2.1 Εισαγωγή δεδομένων ηλιακής ενέργειας

1.3.2.1. Δημιουργία των ηλεκτροπαραγωγικών μονάδων

Η διάταξη που θα δημιουργήσουμε θα περιλαμβάνει δύο θερμικές μονάδες παραγωγής ενέργειας, ένα αιολικό και ένα φωτοβολταϊκό πάρκο. Οι θερμικές μονάδες θα είναι 1MV και 2MV αντίστοιχα, με την πρώτη να λειτουργεί συνεχώς ώστε να εξασφαλίζεται ένα τεχνικό ελάχιστο. Το αιολικό πάρκο θα έχει συνολική ισχύ 6MV και τα φωτοβολταϊκά 1,5MV.

1.3.2.2.1. Δημιουργία θερμικών μονάδων παραγωγής ενέργειας

Για να δημιουργήσουμε τις δύο ηλεκτροπαραγωγικές μονάδες κάνουμε δεξί κλικ στον φάκελο μονάδες μετατροπής ενέργειας «energy conversion unit» → Εισαγωγή μονάδας παραγωγής ενέργειας «add production unit»→ συνδυασμένη παραγωγή θερμότητας και ηλεκτρικής ενέργειας «CHP». Το πρώτο στοιχείο το ονομάζουμε «CHP» το οποίο αποτελεί και το τεχνικό ελάχιστο της εγκατάστασης και το βοηθητικό «Backup Capacity».

Για να λειτουργήσουν όμως οι θερμικές μονάδες χρειάζεται να ορίζουμε καύσιμο. Οπότε πηγαίνουμε στον φάκελο καύσιμα «Fuels» στα αριστερά και πατάμε εισαγωγή νέου καυσίμου «add new fuel». Το νέο φάκελο που δημιουργείται τον ονομάζουμε «Oil», τον ανοίγουμε και ορίζουμε ως μονάδα «unit» τον τόνο «ton» και θερμική αξία «Heat value» 42700GJ/ton, όπως φαίνεται στην εικόνα 1.3.2.2.

Name:	Oil
Unit:	ton
Heat value	42,7000 GJ/ton
<input type="checkbox"/> Restrictions and storage	

Εικόνα 1.3.2.2 Εισαγωγή δεδομένων καυσίμου

Επιστρέφουμε στις θερμικές μονάδες και ανοίγουμε το φάκελο «CHP». Αφού τον ανοίξουμε, ορίζουμε το είδος της μονάδας παραγωγής (CHP), το καύσιμο και την μονάδα μέτρησης του ρεύματος (εδώ MV). Στη συνέχεια πάμε στις καμπύλες ισχύος «Power curves» και ορίζουμε Καύσιμο «Fuel» 2,7 MV και ηλεκτρική ενέργεια «elec. Power» 1,0 MV, όπως φαίνεται στην εικόνα 1.3.2.3.

Name:

Production unit type: Non availability periods

Fuel:

Powerunit:

Min. Operation time (Hours):

Power curves

Operation	Fuel	Heat	Elec. power
Performance		MW	MW
Linear		2,7	0,0
			MW

Enable formulas in power curve

Operation dependent on other unit

Comments:

Εικόνα 1.3.2.3 Δημιουργία θερμικού σταθμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας

Κάνουμε την ίδια διαδικασία και για το «Backup Capacity» αλλά αλλάζουμε τις τιμές στην καμπύλη ισχύος. Έτσι, έχουμε καύσιμο 5,3MV και ηλεκτρική ισχύ 2,0 MV, όπως φαίνεται στην εικόνα 1.3.2.4.

Name: Backup capacity

Production unit type: CHP Non availability periods

Fuel: Oil

Powerunit: MW

Min. Operation time (Hours): 0

Operation	Fuel	Heat	Elec. power
Performance	MW	MW	MW
Linear	5,3	0,0	2,0

Buttons: Add line, Delete line, Enable formulas in power curve

Operation dependent on other unit

Comments:

Εικόνα 1.3.2.4 Δημιουργία τεχνικού ελάχιστου θερμικού σταθμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας

1.3.2.1.2. Δημιουργία αιολικού Πάρκου

Για να δημιουργήσουμε το αιολικό πάρκο ισχύος 6ΜV πηγαίνουμε στον φάκελο μονάδα παραγωγής ενέργειας «energy conversion unit»→ εισαγωγή μονάδας παραγωγής «add production unit»→αιολικό πάρκο «wind farm». Στην συνέχεια επιλέγουμε στον τρόπο υπολογισμού «calculation type»: υπολογισμός της ετήσιας παραγωγής «Annual production calculated», εικόνα 1.3.2.5. Στην περίπτωση αυτή η παραγωγή ενέργειας του αιολικού

Calculation type

Annual production calculated

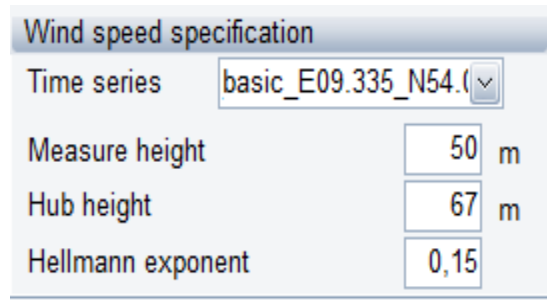
Fixed annual production

Εικόνα 1.3.2.5 Επιλογή τρόπου υπολογισμού αιολικής παραγωγής

πάρκου υπολογίζεται από την ταχύτητα του ανέμου και την καμπύλη λειτουργίας του των ανεμογεννητριών.

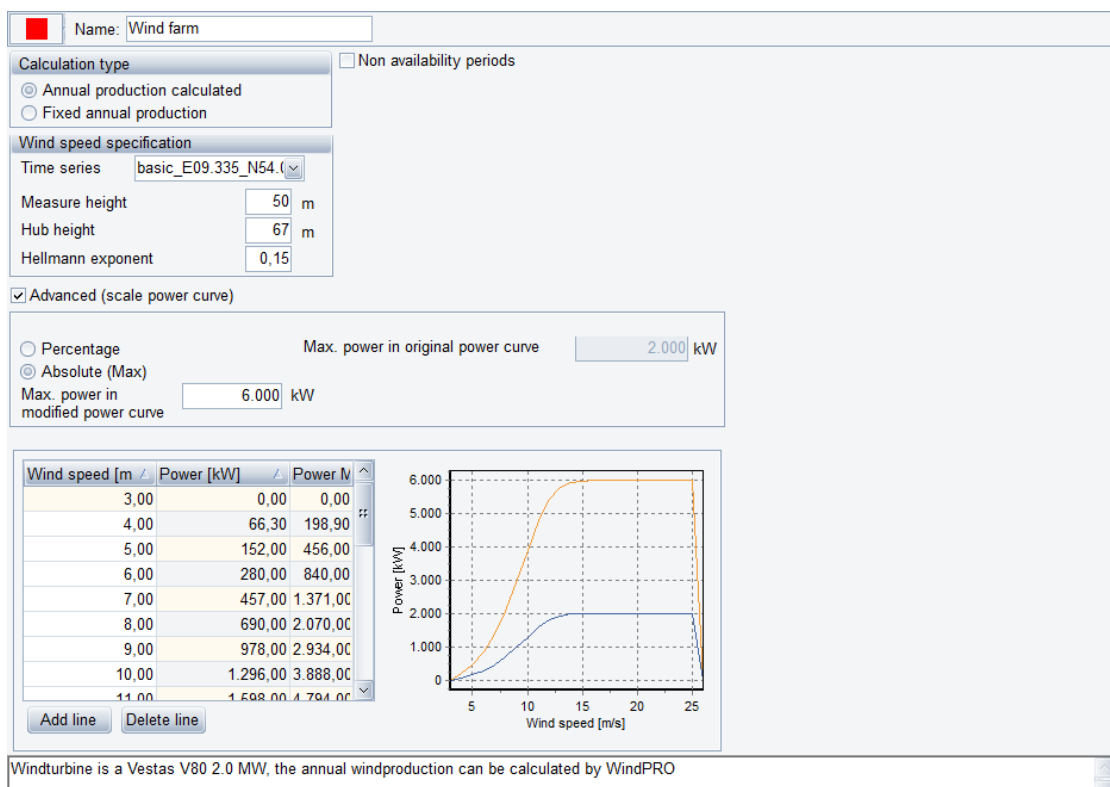
Αν είχαμε επιλέξει σταθερή ετήσια παραγωγή «Fixed annual production» τότε θα είχαμε προκαθορίσει τη συνολική ετήσια παραγωγή ενέργειας η οποία ανάλογα με τα χαρακτηριστικά των εγκατεστημένων ανεμογεννητριών θα διανέμονταν με βάση την καμπύλη της ταχύτητας του ανέμου.

Έπειτα, επιλέγουμε τη χρονοσειρά που εισαγάγαμε στην αρχή, καθορίζουμε το ύψος στο οποίο έγιναν οι μετρήσεις του ανέμου, το ύψος του άξονα «hub» και τον δείκτη Χέλμανν, όπως φαίνεται στην εικόνα 1.3.2.6.



Εικόνα 1.3.2.6 Γεωμετρικά στοιχεία ανεμογεννήτριας

Ακόμα, θα πρέπει να καθορίσουμε την καμπύλη ισχύος στο σύστημα, όπως αυτή δίνεται από τον κατασκευαστή. Ενεργοποιούμε την επιλογή για προχωρημένους «advanced (scale power curve)» και στο μενού που εμφανίζεται επιλέγουμε απόλυτο μέγιστο «absolute (max)». Στην μέγιστη ηλεκτρική ισχύ στην προσαρμοσμένη καμπύλη «max power in modified curve» βάζουμε 6000kW, γιατί δεν έχουμε μία, αλλά παραπάνω ανεμογεννήτριες. Καθορίσαμε πλήρως το αιολικό πάρκο, όπως συνοπτικά φαίνεται στην εικόνα 3.2.7.



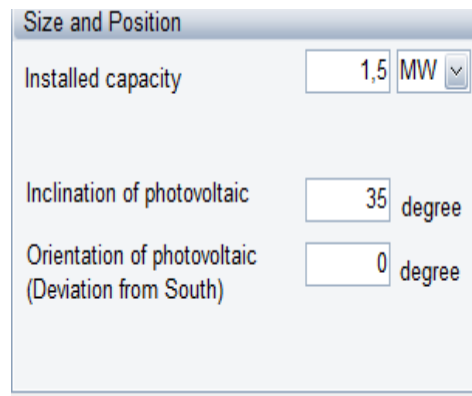
Wind speed [m/s]	Power [kW]	Power [kW]
3,00	0,00	0,00
4,00	66,30	198,90
5,00	152,00	456,00
6,00	280,00	840,00
7,00	457,00	1.371,00
8,00	690,00	2.070,00
9,00	978,00	2.934,00
10,00	1.296,00	3.888,00
11,00	1.508,00	4.524,00

Εικόνα 1.3.2.7 Παράθυρο με τα δεδομένα του αιολικού πάρκου

Να σημειωθεί, τέλος, ότι οι ανεμογεννήτριες που χρησιμοποιήσαμε ήταν οι Vestas V80 ισχύος 2MW.

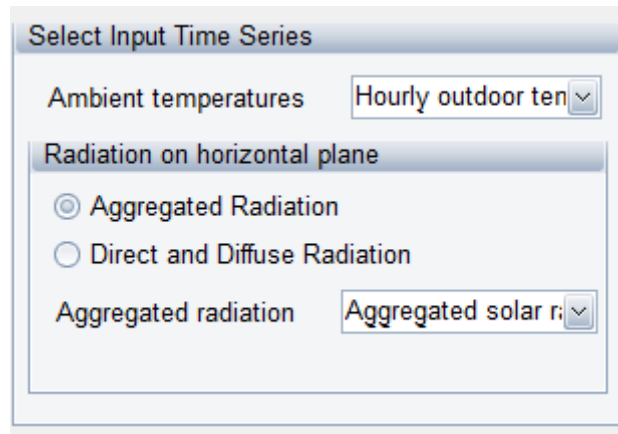
1.3.2.1.3.Δημιουργία Φωτοβολταϊκών

Για να δημιουργήσουμε τα φωτοβολταϊκά κάνουμε δεξί κλικ στο φάκελο μονάδα παραγωγής ενέργειας «energy conversion unit»→ εισαγωγή μονάδας παραγωγής «add production unit»→ φωτοβολταϊκά πάνελ «photovoltaic». Ανοίγουμε το φάκελο και στο μέγεθος και θέση «size and Position» βάζουμε τα στοιχεία που φαίνονται στην εικόνα 3.2.8.



Εικόνα 1.3.2.8 Επιλογή εγκατεστημένης ισχύος και κλίσης των φωτοβολταϊκών πάνελ

Μετά πηγαίνουμε στο Εισαγωγή χρονοσειρών «select input time series» και αντιστοιχίζουμε τις χρονοσειρές για θερμοκρασία και ηλιακή ακτινοβολία που ορίσαμε στην αρχή, όπως φαίνεται στην εικόνα 1.3.2.9.



Εικόνα 1.3.2.9 Επιλογή των χρονοσειρών

Τέλος, στα αριστερά υπάρχουν κατασκευαστικά στοιχεία που πρέπει να συμπληρωθούν όπως το «NOCT» και οι απώλειες από τις μονάδες προς το δίκτυο, όπως φαίνεται στην εικόνα 1.3.2.10.

PV module specification	
Maximum power	100 W
Temperature coefficient of power	-0,400 %/°C
NOCT	45 °C
Miscellaneous	
Aggregated Losses from module to grid	10,0 %
Number of PV modules	15000

Εικόνα 1.3.2.10 Επιλογή κατασκευαστικών στοιχείων

Στο τέλος, το μενού των φωτοβολταϊκών πρέπει να είναι συμπληρωμένο όπως φαίνεται στην εικόνα 1.3.2.11.

Name: Solar photovoltaic	
<input type="checkbox"/> Non availability periods	
Size and Position Installed capacity: 1,5 MW Inclination of photovoltaic: 35 degree Orientation of photovoltaic (Deviation from South): 0 degree	
Select Input Time Series Ambient temperatures: Hourly outdoor ten Radiation on horizontal plane: <input checked="" type="radio"/> Aggregated Radiation <input type="radio"/> Direct and Diffuse Radiation Aggregated radiation: Aggregated solar r	
PV module specification Maximum power: 100 W Temperature coefficient of power: -0,400 %/°C NOCT: 45 °C	
Miscellaneous Aggregated Losses from module to grid: 10,0 % Number of PV modules: 15000	
<input type="checkbox"/> Include effects of array shading	
Comments:	

Εικόνα 1.3.2.11 Επισκόπηση παράθυρου δεδομένων φωτοβολταϊκών πάνελ

Παρατηρούμε όμως, ότι υπάρχει επιλογή κατά τον υπολογισμό να λαμβάνεται υπ' όψιν η σκίαση που δημιουργείται από την μπροστινή συστοιχία πάνελ στις πιο πίσω. Εδώ λόγω απλότητας του παραδείγματος η επιλογή αυτή παραλείπεται.

1.3.2.1.4. Δημιουργία Υδροηλεκτρικού σταθμού με αντλιοσταμείωση

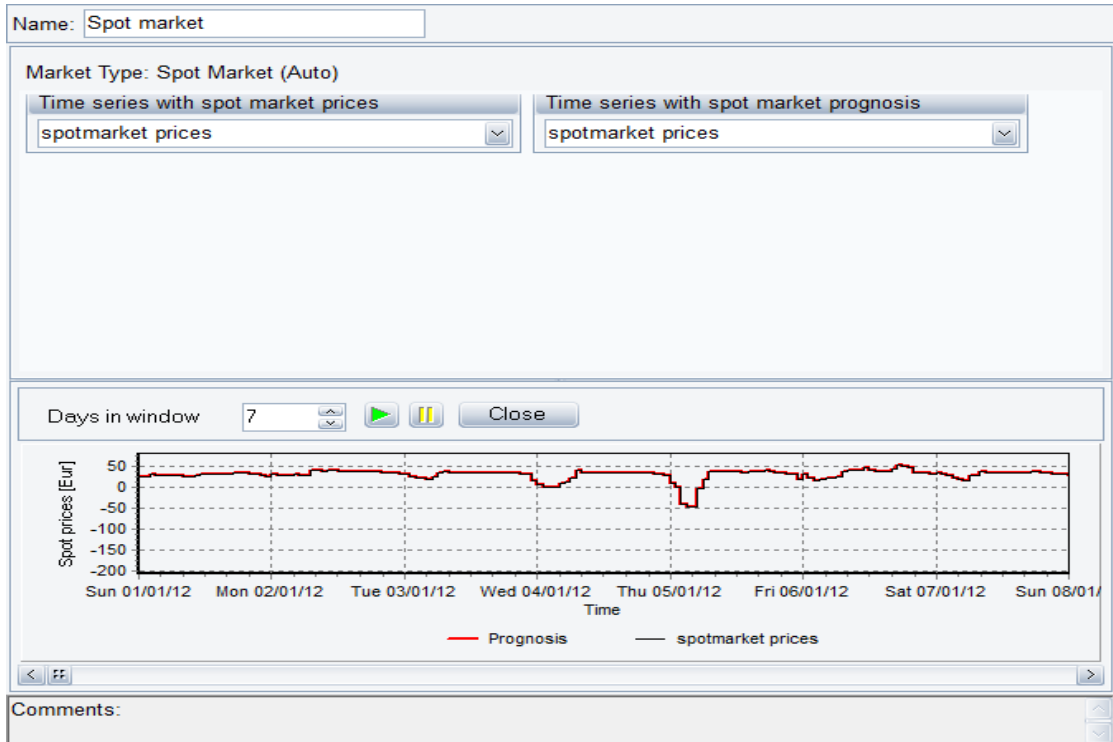
Για να προσθέσουμε τον ταμιευτήρα επιλέγουμε αποθήκες «Storages» → εισαγωγή αποθήκης ηλεκτρικής ενέργειας «add electrical storage» → εισαγωγή υδροηλεκτρικού σταθμού «add Hydro Pumping Station». Δημιουργήσαμε τώρα τον υδροηλεκτρικό σταθμό με αντλιοσταμείωση. Πατώντας στο εικονίδιο που εμφανίστηκε στο γραφικό περιβάλλον, προσδιορίζουμε το μέγεθος του άνω ταμιευτήρα, την υψομετρική πτώση μέχρι την αντλία και τα χαρακτηριστικά της αντλίας και του στροβίλου της εγκατάστασης. Και συμπληρώνουμε στην εικόνα 1.3.2.12 τα παρακάτω χαρακτηριστικά.

Name: <input type="text" value="Hydro pumping station"/>			
Storage		<input type="checkbox"/> Non availability periods	
Height difference	<input type="text" value="100,0"/>	m	
Water reservoir (Max)	<input type="text" value="400.000"/>	m ³	
Utilization	<input type="text" value="90,0"/>	%	
Capacity	<input type="text" value="97,8"/>	MWh	
Water inlet			
Time series:	<input type="text" value="None"/>	Unit:	<input type="text" value="MW"/>
Pumping station			
	Capacity	Efficiency	
Pumping Power	<input type="text" value="6,0"/>	<input type="text" value="90,0"/>	MW %
Producing Power	<input type="text" value="3,0"/>	<input type="text" value="90,0"/>	MW %
Comments:			

Εικόνα 1.3.2.12 Δεδομένα υδροηλεκτρικού σταθμού και αντλιοσταμείωσης

1.3.2.2. Δημιουργία αγορών ηλεκτρικού ρεύματος

Στο EnergyPro υπάρχει η δυνατότητα να εισάγουμε παραπάνω από μία αγορές αρκεί να τις αντιστοιχίσουμε διακριτά στις αντίστοιχες ηλεκτροπαραγωγικές μονάδες. Εδώ έχουμε μια αγορά όψεως που την εισάγουμε όπως στο προηγούμενο παράδειγμα, όπως φαίνεται στην εικόνα 1.3.2.13.



Εικόνα 1.3.2.13 Προεπισκόπηση φακέλου αγορών ηλεκτρικού ρεύματος

1.3.2.3. Δημιουργία ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας «Electricity Demand»

Για να εισάγουμε μια ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας κάνουμε δεξί κλικ στο φάκελο ζήτηση «Demands» και πατάμε εισαγωγή ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας «Add electricity demand». Ανοίγουμε το εικονίδιο και στο μενού που μας εμφανίζεται συμπληρώνουμε τα κατάλληλα στοιχεία, όπως φαίνεται στην εικόνα 1.3.2.14.

Name: Electricity demand Electricity demand

Development of Demand in Planning Period

Demand in Specified year

Demand: Fixed Calculated 01/2012 12/2012 31000,0 MWh

Demand depends on external conditions

Fixed profile of demand

Daily Weekly

	Time	Ratio
1	00:00	55,0
2	01:00	50,0
3	02:00	50,0
4	03:00	50,0

Add line Delete line As graphics

Monthly amounts

Month	[MWh]
January	2625,7
February	2456,3
March	2625,7
April	2541,0
May	2625,7
June	2541,0

As graphics As timeseries

Developing over the years

Restricted period of connection

As graphics

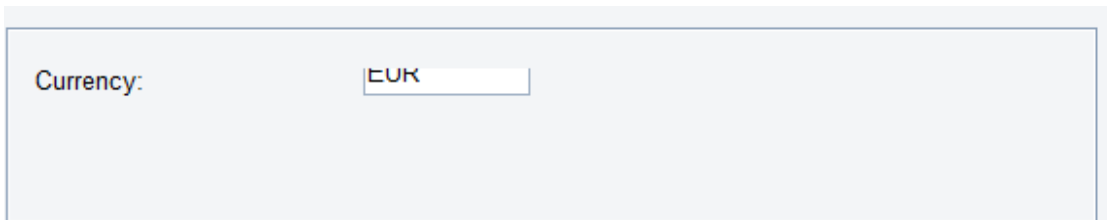
Comments:

Εικόνα 1.3.2.14 Εισαγωγή ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας «Energy demand»

Όπως φαίνεται από την εικόνα επιλέγουμε η ζήτηση να είναι σταθερή και ίση με 31000 MWh. Στη συνέχεια ενεργοποιούμε το σταθερό προφίλ της ζήτησης «fixed profile of demand» για ημερήσια κατανομή και συμπληρώνουμε τον πίνακα με βάση δικές μας μετρήσεις. Αυτόματα το πρόγραμμα κατανέμει την ζήτηση ανά μήνα στον δεξιό πίνακα.

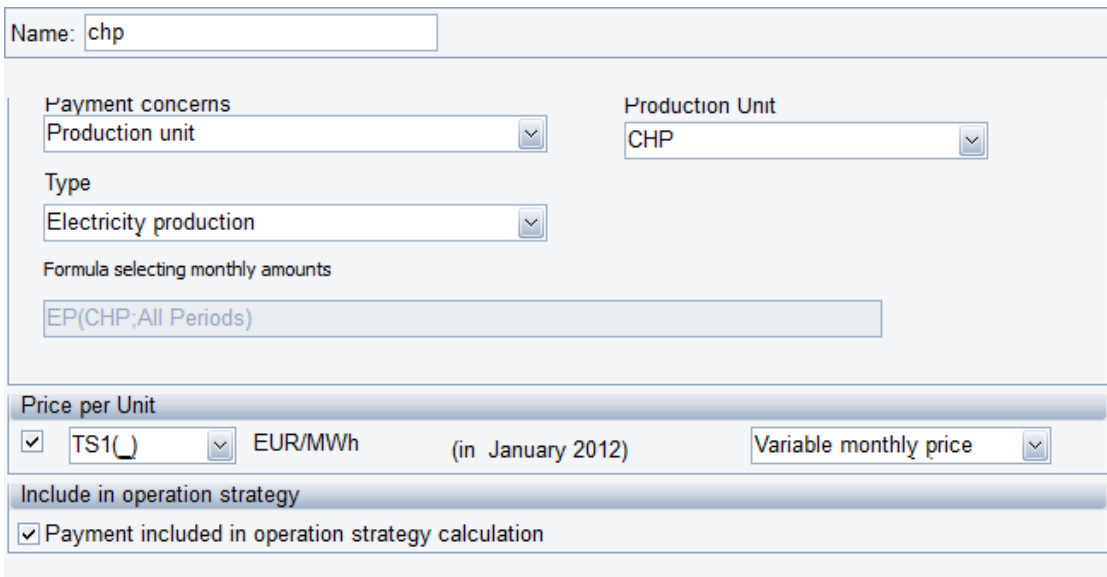
1.3.2.4.Οικονομικά

Αφού ολοκληρώσαμε το βασικό σχεδιασμό του συστήματος, ήρθε η ώρα να εισάγουμε τα οικονομικά στοιχεία. Πηγαίνουμε στο φάκελο οικονομία «economy» και όπως στο πρώτο παράδειγμα ορίζουμε ως νόμισμα το ευρώ, όπως φαίνεται στην εικόνα 1.3.2.15.



Εικόνα 1.3.2.15 Επιλογή νομίσματος

Στη συνέχεια στο φάκελο έσοδα «Revenues» δημιουργούμε έναν υποφάκελο για κάθε μονάδα παραγωγής ενέργειας. Στο «CHP» συμπληρώνουμε τα στοιχεία, όπως φαίνεται στην εικόνα 1.3.2.16.



Εικόνα 1.3.2.16 Οικονομικά στοιχεία της θερμικής μονάδας παραγωγής ενέργειας

Και στο Backup capacity ουσιαστικά τα ίδια, όπως φαίνεται στην εικόνα 1.3.2.17.

Name: backup Capacity	
Payment concerns Production unit	Production Unit Backup capacity
Type Electricity production	
Formula selecting monthly amounts EP(Backup capacity;All Periods)	
Price per Unit	
<input checked="" type="checkbox"/> TS1()	EUR/MWh (in January 2012) Variable monthly price
Include in operation strategy	
<input checked="" type="checkbox"/> Payment included in operation strategy calculation	
Comments:	

Εικόνα 1.3.2.17 Επιλογή τρόπου υπολογισμού αιολικής παραγωγής

Για τους φακέλους «wind farm» και «photovoltaic» επιλέγω και εδώ στα στοιχεία πληρωμών «payment concerns», παραγωγή «production»→ μονάδα «unit» και την αντίστοιχη μονάδα παραγωγής «production unit», όπως πριν. Έτσι, δημιουργούμε τους φακέλους που φαίνονται στην εικόνα 1.3.2.18 και 1.3.2.19.

Name: <input type="text" value="wind farm"/>	
Payment concerns Production unit <input type="text" value=""/>	Production Unit Wind farm <input type="text" value=""/>
Type Electricity production <input type="text" value=""/>	
Formula selecting monthly amounts <input type="text" value="EP(Wind farm;All Periods)"/>	
Price per Unit <input checked="" type="checkbox"/> <input type="text" value="TS1()"/> EUR/MWh (in January 2012) <input type="text" value="Variable monthly price"/>	
Include in operation strategy <input checked="" type="checkbox"/> Payment included in operation strategy calculation	

Εικόνα 1.3.2.18 Οικονομικά στοιχεία αιολικής παραγωγής

Name: <input type="text" value="photovoltaic"/>	
Payment concerns Production unit <input type="text" value=""/>	Production Unit Solar photovoltaic <input type="text" value=""/>
Type Electricity production <input type="text" value=""/>	
Formula selecting monthly amounts <input type="text" value="EP(Solar photovoltaic;All Periods)"/>	
Price per Unit <input checked="" type="checkbox"/> <input type="text" value="TS1()"/> EUR/MWh (in January 2012) <input type="text" value="Variable monthly price"/>	
Include in operation strategy <input checked="" type="checkbox"/> Payment included in operation strategy calculation	

Εικόνα 1.3.2.19 Οικονομικά στοιχεία φωτοβολταϊκών πάνελ

Για τα έξοδα πηγαίνουμε στο φάκελο έξοδα λειτουργίας «operation expenditures» και δημιουργούμε τρεις υποφακέλους. Ο πρώτος αφορά την κατανάλωση του καυσίμου και τον ονομάζουμε «Oil». Στα στοιχεία πληρωμών «payment concerns» επιλέγουμε κατανάλωση καυσίμου «imported fuel» και στο καύσιμο «fuel» που εμφανίζεται αριστερά το «oil». Σαν τιμή μονάδας επιλέγουμε 80€/ton σαν ένα δείγμα για να γίνουν οι υπολογισμοί του παραδείγματος, όπως φαίνεται στην εικόνα 1.3.2.20.

Name: oil	
Payment concerns Imported fuel	Fuel Oil
Formula selecting monthly amounts ImportedFuel(Oil)/HeatValue(Oil)	
Price per Unit	
<input checked="" type="checkbox"/>	80,0000 EUR/ton (in January 2012) Fixed monthly price
Include in operation strategy	
<input checked="" type="checkbox"/> Payment included in operation strategy calculation	

Εικόνα 1.3.2.20 Κόστος κατανάλωσης καυσίμου

Ο δεύτερος και ο τρίτος φάκελος έχουν να κάνουν με την τιμή αγοράς της μεγαβατώρας από ιδιώτες και επειδή είναι συγκεκριμένη την λαμβάνουμε σταθερή στους υπολογισμούς. Έτσι, έχουμε και στους δύο φακέλους τις ίδιες εντολές με αυτές για τα έσοδα με τη διαφορά ότι στην τιμή μονάδας «Price per unit» επιλέγουμε σταθερή ετήσια τιμή «fixed monthly price». Σαν τιμή μεγαβατώρας στα φωτοβολταϊκά ορίζουμε αυθαίρετα 3€/MWh και στα αιολικά 2€/MWh.

Άρα για τα φωτοβολταϊκά δημιουργείται ο φάκελος που φαίνεται στην εικόνα 1.3.2.21.

Name: photovoltaic	
Payment concerns Production unit	Production Unit Solar photovoltaic
Type Electricity production	
Formula selecting monthly amounts EP(Solar photovoltaic;All Periods)	
Price per Unit	
<input checked="" type="checkbox"/>	3,0000 EUR/MWh (in January 2012) Fixed monthly price
Include in operation strategy	
<input checked="" type="checkbox"/> Payment included in operation strategy calculation	

Εικόνα 1.3.2.21 Κόστος αγοράς ηλεκτρικού ρεύματος για το φωτοβολταϊκό πάρκο

Και για το αιολικό πάρκο δημιουργείται ο φάκελος που φαίνεται στην εικόνα 1.3.2.22.

Name: wind farm

Payment concerns
Production unit

Production Unit
Wind farm

Type
Electricity production

Formula selecting monthly amounts
EP(Wind farm;All Periods)

Price per Unit
 2,0000 EUR/MWh (in January 2012) Fixed monthly price

Include in operation strategy
 Payment included in operation strategy calculation

Εικόνα 1.3.2.22 Κόστος αγοράς ηλεκτρικού ρεύματος για το αιολικό πάρκο

1.3.2.5. Προσδιορισμός της Στρατηγικής Λειτουργίας «Operation Strategy»

Αφού ολοκληρώσαμε τη δημιουργία του κυκλώματος, θα πρέπει τώρα να προσδιορίσουμε τον τρόπο που το πρόγραμμα θα προσομοιώσει τα αριθμητικά δεδομένα. Πηγαίνουμε λοιπόν στο φάκελο στρατηγική λειτουργίας «operation strategy». Πάνω αριστερά ενεργοποιούμε την ένδειξη λειτουργία νησιού «Island operation» και επιλέγουμε χωρίς σύνδεση στην αγορά ενέργειας «no connection to the electricity market». Έτσι, προσομοιώνουμε ένα νησί το οποίο δεν είναι συνδεδεμένο με το υπόλοιπο δίκτυο, όπως φαίνεται στην εικόνα 1.3.2.23

Operation Strategy

Minimizing Net Production Cost (NPC)
 User Defined Operation Strategy

Island Operation
 No connection to the electricity market
 Needed exchange of electricity to the electricity market

Εικόνα 1.3.2.23 Καθορισμός διασύνδεσης του νησιού και επιλογή τρόπου προσδιορισμού προτεραιοτήτων στον καθορισμό παραγωγή ενέργειας

Οπότε το κεντρικό μενού του «Operation Strategy» θα πρέπει να έχει την παρακάτω μορφή, όπως φαίνεται στην εικόνα 1.3.2.24.

Εικόνα 1.3.2.24 Προεπισκόπηση παραθύρου του Operation strategy

Στην συνέχεια πηγαίνουμε στην καρτέλα ρύθμιση της μονάδας ενέργειας «Energy unit setup». Ενεργοποιούμε όλα τα πεδία που βρίσκονται κάτω από το «partial load». Το πρόγραμμα ως αρχική συνθήκη δεν επιτρέπει τη λειτουργία των ηλεκτροπαραγωγικών μονάδων με μερικό φορτίο, όμως προκειμένου να αντισταθμίσουμε τις διακυμάνσεις που έχουν στην παραγωγή ενέργειας τα φωτοβολταϊκά και οι ανεμογεννήτριες, πρέπει να ενεργοποιήσουμε το Partial load. Ακόμα αντιστοιχίζουμε την electricity market για κάθε production unit. Επομένως, έχουμε για το Wind Farm και το Photovoltaic την New fixed tariff market και για τα υπόλοιπα production unit την Spot market. Το πιο σημαντικό τέλος, για τον σωστό υπολογισμό των δεδομένων είναι ο καθορισμός μέσω του selected priority in operation strategy της βαρύτητας που έχει κάθε μια ηλεκτροπαραγωγική μονάδα στην εξαγωγή αποτελεσμάτων. Εδώ θέλουμε να λειτουργεί πάντα ο CHP, ώστε να έχουμε σταθερή κατ' ελάχιστο παραγωγή ρεύματος, οπότε δεν ενεργοποιούμε το partial load και το θέτουμε σε High priority. Οι υπόλοιπες μονάδες θέτονται ως calculated, γιατί θέλουμε να εκμεταλλευόμαστε εξίσου με μεγαλύτερη προτεραιότητα τα αιολικά και τα φωτοβολταϊκά και στο τέλος την επιπλέον ηλεκτροπαραγωγική μονάδα.

Operation Strategy

Minimizing Net Production Cost (NPC)

User Defined Operation Strategy

Electricity Exchange

No connection to the electricity market

Needed exchange of electricity to the electricity market

Net Heat Production Cost

Energy Unit Setup

Miscellaneous	Partial load allowed	Selection of electricity market	Selected priority in operation strategy
Wind farm	<input checked="" type="checkbox"/>	New Fixed tariff market	Calculated
Backup capacity	<input checked="" type="checkbox"/>	Spot market	Calculated
CHP	<input type="checkbox"/>	Spot market	High
Solar photovoltaic	<input checked="" type="checkbox"/>	New Fixed tariff market	Calculated
Electricity demand		Spot market	
Hydro pumping station		Spot market	

Comments:

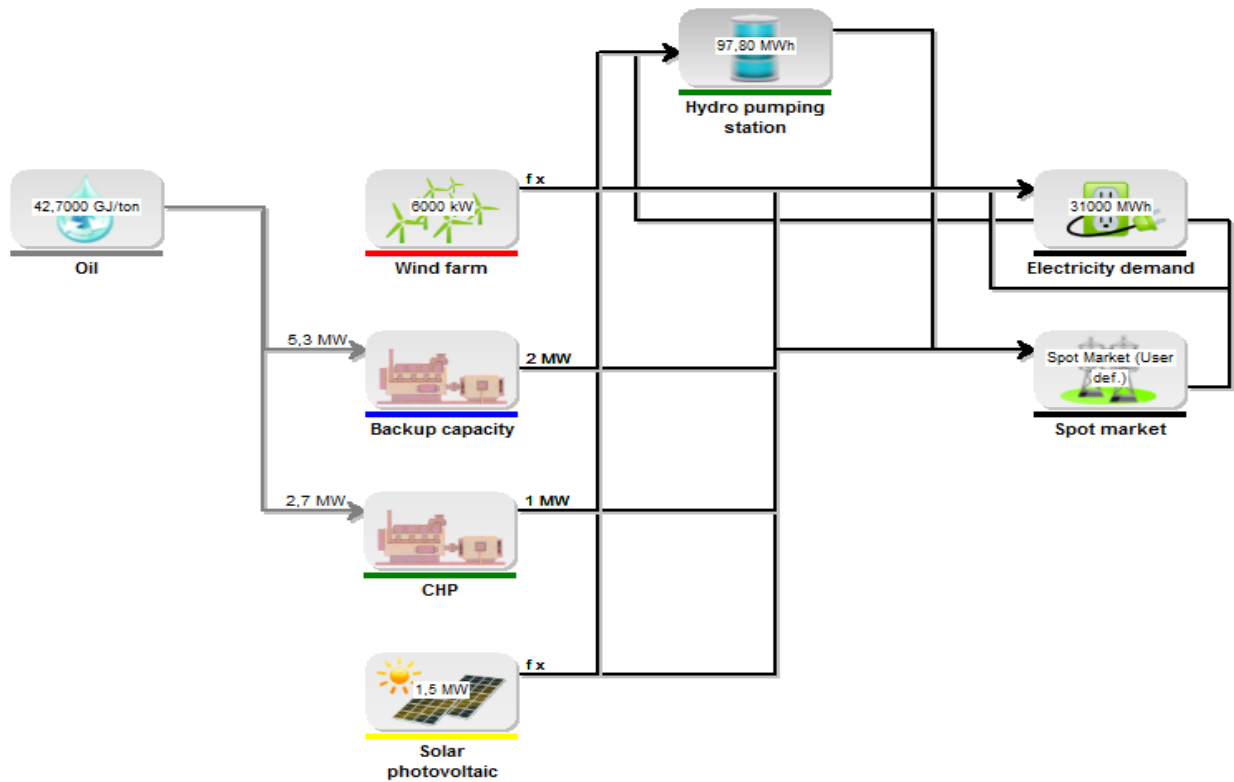
Εικόνα 1.3.2.25 Αντιστοίχιση παραγωγικών μονάδων με τις αγορές ενέργειας

Στην εικόνα 1.3.2.23 βλέπουμε ότι το πρόγραμμα μας δίνει την δυνατότητα να επιλέξουμε αν θέλουμε να καθορίσουμε με συγκεκριμένη σειρά τις μεταβλητές επιλέγοντας στην στρατηγική λειτουργίας την ελαχιστοποίηση του καθαρού κόστους παραγωγής ή ορισμός της στρατηγικής λειτουργίας από τον χρήστη. Στην πρώτη περίπτωση το πρόγραμμα δίνει 3 βασικές επιλογές για κάθε στοιχείο μετατροπής ενέργειας. Οι επιλογή καθορισμού μεταβλητών είναι τρεις, η υψηλή «High», η μεσαία «Medium» και η χαμηλή «Low» και εμφανίζονται στην ρύθμιση μονάδας ενέργειας (εικόνα 1.3.2.25). Αντίθετα στον ορισμό της στρατηγικής λειτουργίας από τον χρήστη οι βασικές επιλογές είναι πάλι τρεις, με την υψηλή να αντιστοιχεί σε αρνητικό αριθμό, την χαμηλή σε θετικό και την μεσαία στον αριθμό μηδέν. Η διαφορά έγκειται στο γεγονός ότι αν έχεις αρκετές μεταβλητές μπορείς να καθορίσεις ακριβώς την σειρά με την οποία θα ξεκινάει η παραγωγή ενέργειας από κάθε στοιχείο ξεχωριστά. Δηλαδή αν έχεις δύο στοιχεία που θες να έχουν υψηλή προτεραιότητα με τον πρώτο τρόπο επιλέγει το πρόγραμμα ποίο στοιχείο θα έχει υψηλότερη προτεραιότητα κάθε φορά με βάση την βέλτιστη οικονομική λειτουργία. Αντίθετα, αν ο χρήστης επιλέξει τον καθορισμό της παραγωγής ενέργειας από τον χρήστη μπορεί να καθορίσει αυτός το ποιο από τα δύο στοιχεία θα έχει υψηλότερη προτεραιότητα.

Το πρόγραμμα, τέλος, μας δίνει την δυνατότητα να καθορίσουμε αν η εργασία που προγραμματίζουμε είναι για νησί το οποίο είναι διασυνδεδεμένο με το υπόλοιπο δίκτυο ή είναι αυτόνομο, κάνοντας την κατάλληλη βελτιστοποίηση.

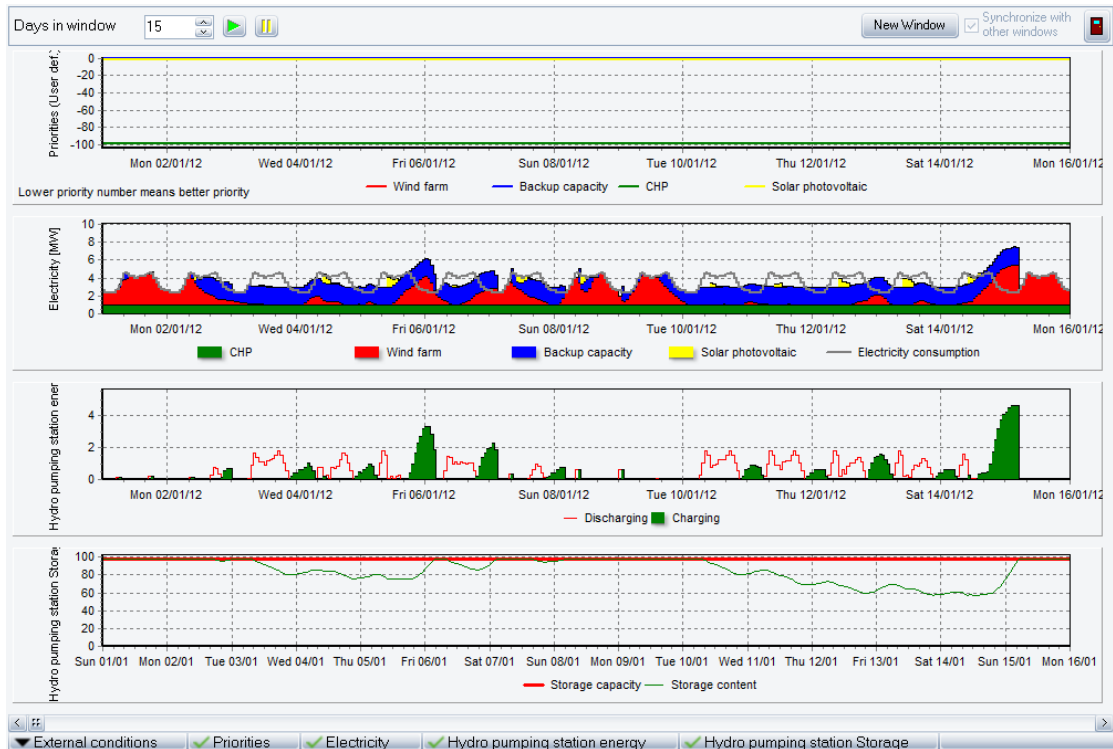
1.3.2.6.Γραφική απεικόνιση

Ολοκληρώσαμε έτσι το σύστημά μας και είμαστε έτοιμοι να προχωρήσουμε στην εξαγωγή αποτελεσμάτων. Το κύκλωμα που σχεδιάσαμε θα έχει την παρακάτω μορφή.



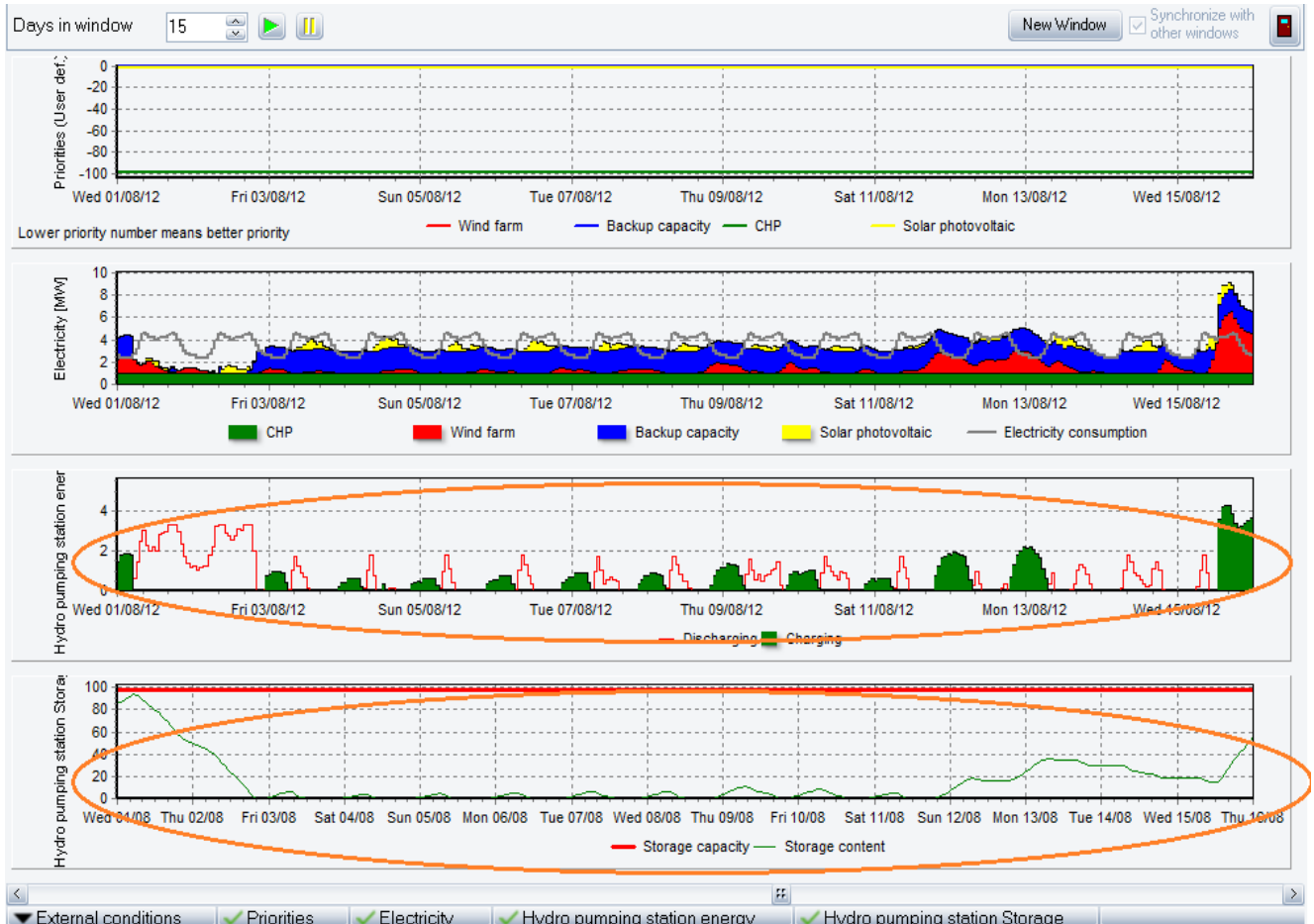
Εικόνα 1.3.2.26 Γραφική αναπαράσταση της μελέτης

Πηγαίνοντας τώρα στην παραγωγή «Production», γράφημα «graphic» προκύπτει το παρακάτω διάγραμμα της εικόνα 1.3.2.27.



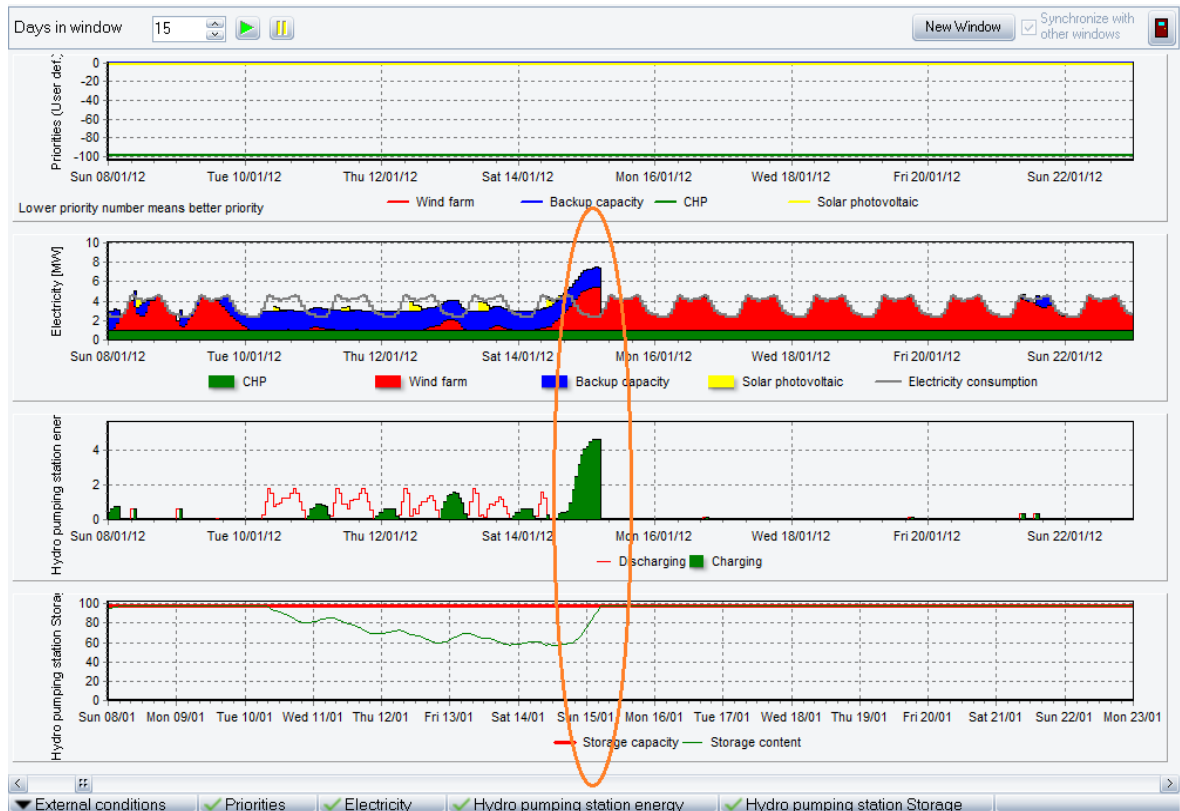
Εικόνα 1.3.2.27 Χρονοσειρά παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας

Παρατηρείται ξεκάθαρα, ότι ο CHP λειτουργεί συνεχόμενα, ενώ η παραγωγή ρεύματος για την δεδομένη ζήτηση καλύπτεται πλήρως. Ενώ, όποτε δεν αρκεί η αιολική παραγωγή ενέργειας ή η ηλεκτροπαραγωγή από φωτοβολταϊκά, πρώτα μπαίνει σε λειτουργία το Backup Capacity και στην συνέχεια η υδροηλεκτρική εγκατάσταση. Αυτό φαίνεται καλύτερα στην οριακή περίοδο, μεταξύ 03/08-13/08, όπου χρησιμοποιείται η υδροηλεκτρική εγκατάσταση στο μέγιστο, ώστε να καλυφθεί η ζήτηση. Όπως βλέπουμε στην εικόνα 1.3.2.28 στην περίοδο υψηλής ζήτησης, ο ταμιευτήρας φτάνει στην κατώτερη δυνατή στάθμη του λόγω της αδυναμίας κάλυψης της ζήτησης του δικτύου από το υπόλοιπο σύστημα. Παρατηρούμε ακόμα ότι οποιοδήποτε ποσό ενέργειας πλεονάζει κυρίως την περίοδο της νύχτας αποθηκεύεται στον ταμιευτήρα αλλά την επόμενη μέρα χρησιμοποιείται σχεδόν ολόκληρο.



Εικόνα 1.3.2.28 Φόρτιση του ταμιευτήρα σε περίοδο υψηλής ζήτησης

Τέλος, στο επόμενο διάγραμμα που φαίνεται στην εικόνα 1.3.2.29 βλέπουμε πώς μεταβάλλεται η στάθμη του ταμιευτήρα όταν υπάρχει πλεόνασμα ενέργειας, ενώ και η παραγωγή προσαρμόζεται στην καμπύλη ζήτησης όταν ο ταμιευτήρας είναι γεμάτος. Παρατηρούμε ότι το πλεόνασμα ενέργειας αποθηκεύεται στον ταμιευτήρα, ενώ λόγω της χαμηλής ζήτησης το πρόγραμμα προσαρμόζει την παραγωγή ώστε αυτή να καλύπτει την ζήτηση και προσπαθεί να ελαχιστοποιήσει την απορριπτόμενη ενέργεια.



Εικόνα 1.3.2.29 Φόρτιση ταμειυτήρα σε περίοδο χαμηλής ζήτησης

Πηγαίνοντας στην μηνιαία ροή χρημάτων «cash flow, monthly» το πρόγραμμα μας παρουσιάζει τα έσοδα ανά μήνα. Στην εικόνα 1.3.2.30 βλέπουμε αναλυτικά τα έσοδα και τα έξοδα που προκύπτουν από την μηνιαία λειτουργία του συστήματος. Παρατηρούμε ότι η εγκατάσταση και για τους δώδεκα μήνες λειτουργίας έχει έσοδα ενώ τα συνολικά ετήσια έσοδα είναι 797 χιλιάδες ευρώ. Οπότε πρόκειται για κερδοφόρα επένδυση. Αν θα θέλαμε να αξιολογήσουμε το αν είναι και συμφέρουσα με βάση τον εσωτερικό βαθμό απόδοσης της (IRR), θα έπρεπε να έχουμε τα αναλυτικά οικονομικά της στοιχεία και να προγραμματίσουμε την εγκατάσταση όχι με την επιλογή σχεδιασμού αλλά με αυτήν των οικονομικών.

oloikiwmento nisime oikonomika
Simple example of an island operation with a electricity demand

energyPRO 4.2.231
Project No:
7/6/2014 12:18:25 μμ / 1
User: user
National Technical University Athens
9 Heron Polytechniou
GR-15780 Zografou
+30 210 7721080

Cash Flow, monthly

Calculated Period: 01/2012 - 12/2012
(All amounts in EUR)

	Total	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Revenues													
exported electricity	319.141	27.636	33.650	23.438	25.021	26.830	28.783	19.004	29.032	26.934	28.360	26.137	27.427
chp													
wind farm	428.486	49.215	38.837	27.002	39.791	31.455	31.779	23.922	35.114	28.543	35.675	40.118	49.217
backup Capacity	374.040	22.234	46.086	30.961	22.493	33.357	34.801	23.534	36.325	39.669	34.658	23.577	26.350
photovoltaic	42.884	1.385	3.668	3.197	3.297	5.101	5.181	4.119	5.007	4.554	3.929	2.183	1.273
exported electricity Total	1.164.536	100.369	122.230	84.597	90.602	96.743	98.544	70.480	105.478	97.700	102.513	91.015	104.267
Total Revenues	1.164.536	100.369	122.230	84.597	90.602	96.743	98.544	70.480	105.478	97.700	102.513	91.015	104.267
Operating Expenditures													
oil	340.707	24.943	29.841	30.804	24.131	29.890	29.890	30.596	31.247	31.225	30.008	24.617	23.579
wind farm	22.658	2.473	1.521	1.689	2.293	1.682	1.584	1.621	1.588	1.467	1.818	2.237	2.675
photovoltaic	3.256	104	209	287	260	394	379	405	352	330	285	174	77
Total Operating Expenditures	366.621	27.520	31.571	32.790	26.684	31.942	31.823	32.612	33.186	33.023	32.111	27.028	26.331
Net Cash from Operation	797.915	72.849	90.659	51.807	63.918	64.801	66.721	37.868	72.292	64.677	70.401	63.987	77.935
Cash Account	797.915	72.849	163.508	215.315	279.232	344.033	410.754	448.622	520.914	585.592	655.993	719.980	787.915

energyPRO is developed by EMD International A.S, Neta, Janssens 13, DK-2220 Aalborg Ø, TT +45 95 35 44 44, Fax: +45 95 35 44 44, homepage: www.emd.dk

Εικόνα 1.3.2.30 Μηνιαία ροή χρημάτων του έργου

Μπορούμε ακόμα να εξάγουμε μόνο τα συγκεντρωτικά στοιχεία για την εγκατάσταση από τα έσοδα λειτουργίας «operation income», όπως φαίνεται στην εικόνα 1.3.2.31.

energyPRO 4.2.231

oIokIirwmenonisimeoikonomika
Simple example of an island operation with a electricity demand

Printed Page:
7/6/2014 12:22:14 μμ / 1
Licensed User:
National Technical University Athens
9 Heroon Polytechniou
GR-15780 Zografou
+30 210 7721080

Operation Income from 01-01-2012 00:00 to 31-12-2012 23:59

(All amounts in EUR)

Revenues						
exported electricity						
chp	:	8.784,0 MWh	at	36,332*	=	319.141
wind farm	:	11.329,1 MWh	at	37,82*	=	428.468
backup Capacity	:	10.112,3 MWh	at	36,989*	=	374.048
photovoltaic	:	1.085,3 MWh	at	39,513*	=	42.884
exported electricity Total						1.164.536
Total Revenues						1.164.536
Operating Expenditures						
oil	:	4.258,8 ton	at	80,0	=	340.707
wind farm	:	11.329,1 MWh	at	2,0	=	22.658
photovoltaic	:	1.085,3 MWh	at	3,0	=	3.256
Total Operating Expenditures						366.621
Operation Income						797.915

* Average price

Εικόνα 1.3.2.31 Συγκεντρωτικά οικονομικά στοιχεία της μελέτης

Στην εικόνα 1.3.2.31 βλέπουμε το σύνολο των μεγαβατώραν που παράχθηκαν από κάθε στοιχείο της εγκατάστασης καθώς και τα συνολικά έσοδα και έξοδα που προκύπτουν. Βλέπουμε ότι τα κύρια έσοδα προέρχονται από την πώληση ενέργειας από τον θερμοηλεκτρικό σταθμό ενώ εξίσου σημαντικά είναι και αυτά του αιολικού πάρκου, ενώ η συμβολή των φωτοβολταϊκών είναι σχετικά μικρή.

1.3.3. Διερεύνηση λειτουργίας του προγράμματος

Για καλύτερη κατανόηση της λειτουργίας του προγράμματος, θα δούμε πώς μεταβάλλονται τα διαγράμματα, όταν αυξηθεί ή μειωθεί η ζήτηση και όταν αλλάξουμε τον τρόπο που το πρόγραμμα βελτιστοποιεί τα αποτελέσματα. Οι αλλαγές αυτές θα γίνουν στο πρόγραμμα του παραδείγματος 1.3.2 Ιδεατή προσομοίωση νησιού.

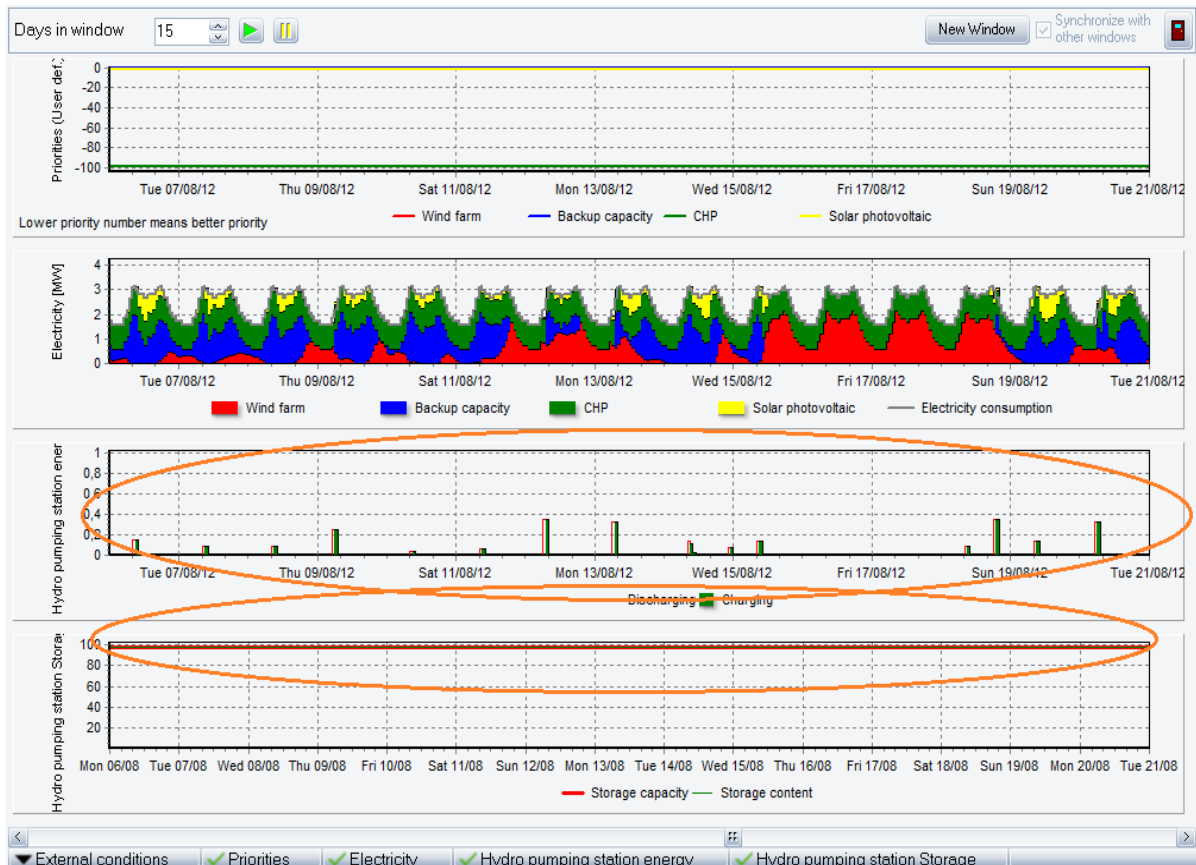
1.3.3.1. Αλλαγή ζήτησης

Είδαμε πριν, ότι το παράδειγμα που δημιουργήσαμε οριακά καλύπτει την καμπύλη ζήτησης ενέργειας, επομένως, αν αυξήσουμε τη ζήτηση περιμένουμε να υπάρχουν κενά παραγωγής.



Εικόνα 1.3.3.1 Παράδειγμα μη κάλυψης της απαιτούμενης ζήτησης

Παρατηρούμε λοιπόν, στην εικόνα 1.3.3.1 την αδυναμία του συστήματος να καλύψει την καμπύλη ζήτησης, όταν αυτή αυξηθεί στις 38000MWh το έτος, καθώς χρησιμοποιούνται όλοι οι διαθέσιμοι πόροι. Ακόμα και η υδροηλεκτρική εγκατάσταση χρησιμοποιείται στο μέγιστο διαθέσιμο ποσοστό. Αυτό έχει σαν αποτέλεσμα το σύστημα να έρχεται σε αστάθεια και να δημιουργείται διακοπή στην παροχή ρεύματος (black out). Αν όμως η κατανάλωση ενέργειας ήταν μικρότερη, έστω 21000MWh ανά έτος, το διάγραμμα θα γινόταν όπως φαίνεται στην εικόνα 1.3.3.2.

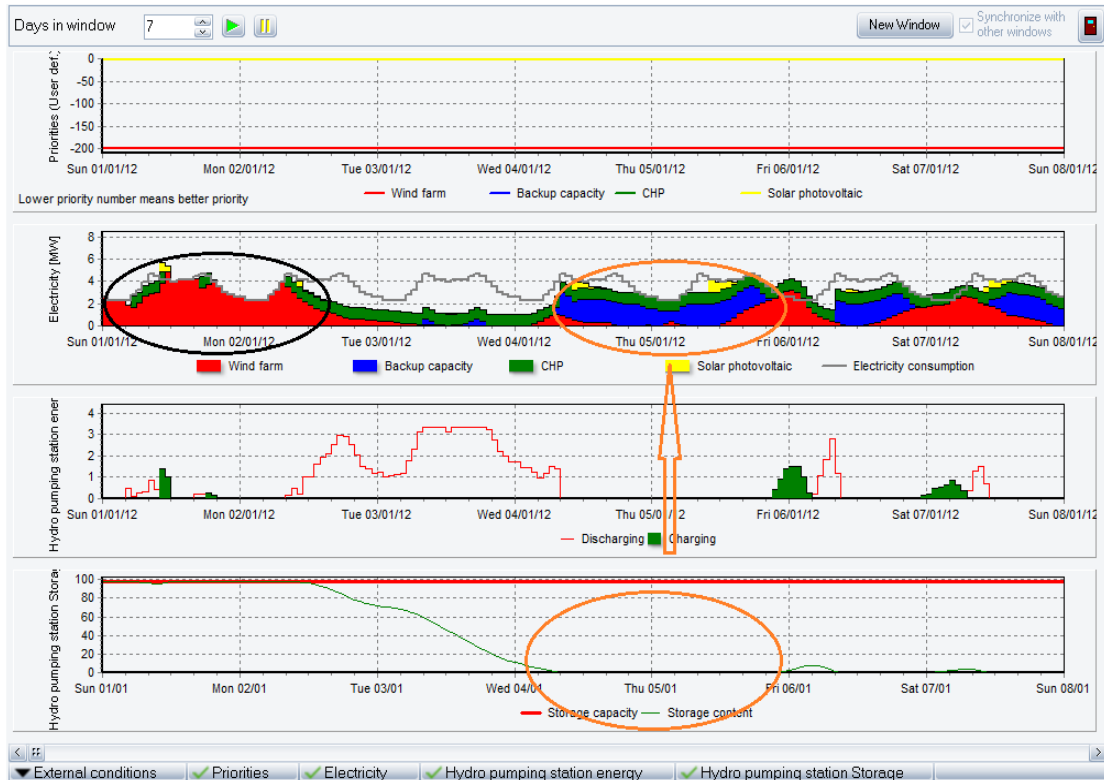


Εικόνα 1.3.3.2 Παράδειγμα πλήρους κάλυψης της απαιτούμενης ζήτησης

Βλέπουμε, λοιπόν, ότι ουσιαστικά το πρόγραμμα δεν χρησιμοποιεί ποτέ την υδροηλεκτρική εγκατάσταση, ακόμα και στην δυσμενέστερη περίπτωση μεταξύ 03/08-13/08, καθώς ουσιαστικά η ζήτηση καλύπτεται από τις υπόλοιπες ηλεκτροπαραγωγικές μονάδες. Επιπλέον, παρατηρούμε ότι, επειδή ουσιαστικά η παραγωγή ενέργειας από υδροηλεκτρικά είναι ανενεργή, οι υπόλοιπες μονάδες λειτουργούν μέχρι να καλυφθεί η καμπύλη ζήτησης, βελτιστοποιώντας έτσι την απόρριψη ενέργειας.

1.3.3.2.Αλλαγή προτεραιοτήτων κατά την βελτιστοποίηση

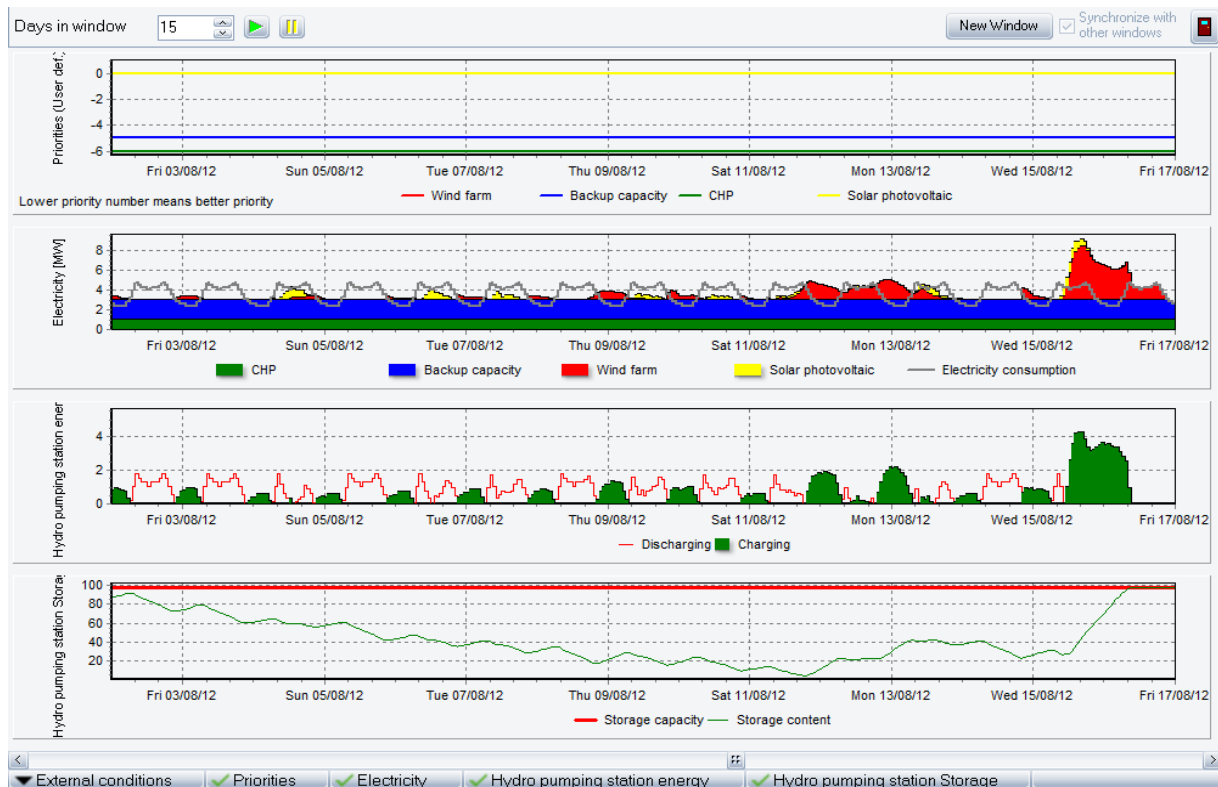
Ας δούμε τώρα τι συμβαίνει αν αλλάξουμε τις προτεραιότητες του συστήματος. Αν θέσουμε ως υψηλής προτεραιότητα την ενέργεια που παράγει το αιολικό πάρκο και ως χαμηλής προτεραιότητας την ενέργεια που παράγεται από το «Backup Capacity».



Εικόνα 1.3.3.3 Παράδειγμα υψηλής προτεραιότητας παραγωγής από το φωτοβολταϊκό πάρκο

Στην περίπτωση αυτή, όπως φαίνεται στην εικόνα 1.3.3.3, παρατηρούμε δύο φαινόμενα. Στο πρώτο, που είναι σημειωμένο με μαύρο κύκλο, βλέπουμε ότι βάζοντας σε υψηλή προτεραιότητα το αιολικό πάρκο, προκαλούμε αστάθεια στο σύστημα αφού διεύθυνση της αιολικής ενέργειας ξεπερνάει κατά πολύ το 30% που προβλέπει ο νόμος, διότι δε λειτουργεί ούτε στο ελάχιστο ο CHP, κάτι που επιπλέον σε πραγματικές συνθήκες είναι και ασύμφορο οικονομικά, αφού η συχνές εκκινήσεις των θερμικών είναι αρκετά κοστοβόρες. Επιπλέον, ως αποτέλεσμα της χαμηλής προτεραιότητας που θέσαμε για το «Backup Capacity», βλέπουμε ότι χρησιμοποιείται αρκετά η αποθηκευμένη υδροηλεκτρική εγκατάσταση, με αποτέλεσμα ενώ στο κεντρικό παράδειγμα να μην παρουσιάζεται πρόβλημα, εδώ να μην μπορεί να καλυφθεί η καμπύλη ζήτησης.

Στην περίπτωση που η παραγωγή ενέργειας και από τα δύο θερμικά έχει υψηλότερη προτεραιότητα από τις ΑΠΕ δημιουργείται το διάγραμμα της εικόνα 1.3.3.4.



Εικόνα 1.3.3.4 Παράδειγμα υψηλής προτεραιότητας παραγωγής από τις θερμικές μονάδες

Παρατηρούμε ότι ουσιαστικά ότι αν βάλουμε υψηλή προτεραιότητα στις θερμικές μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ο ρόλος των Α.Π.Ε. περιορίζεται καθώς δεν εκμεταλλευόμαστε πλήρως την εγκατεστημένη ισχύ.

1.3.4.Σχολιασμός της λειτουργίας του προγράμματος

Μετά το πέρας της λειτουργίας του προγράμματος για τα δύο θεωρητικά παραδείγματα καταλήξαμε σε κάποια συμπεράσματα για τον τρόπο που λειτουργεί.

Το λογισμικό αυτό λόγω της γραφικής αναπαράστασης των στοιχείων βοηθάει τον χρήστη στην ευκολότερη και ταχύτερη δημιουργία του προς επίλυση συστήματος, ενώ η αντιμετώπιση προβλημάτων γίνεται σε μικρό υπολογιστικό χρόνο. Το λογισμικό βελτιστοποιεί τις μεταβλητές με βάση την ελάχιστη παραγωγή ενέργειας, αναλόγως, τις προτεραιότητες που έχουμε ορίσει για κάθε μεταβλητή του συστήματος.

Αντίθετα, σαν βασικά μειονεκτήματα του λογισμικού θα μπορούσαμε να θεωρήσουμε την μη παροχή δυνατότητας συγκεκριμένου ποσοστού διείσδυσης των ΑΠΕ στο σύστημα καθώς και την αδυναμία του να παράγει κάποια αποτελέσματα όπως το κόστος της παραγόμενης κιλοβατώρας και η τιμή πώλησης της ή η ενεργειακή αποδοτικότητα του έργου.

2.Διερεύνηση αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος στην Λέσβο με το λογισμικό EnergyPro

2.1.Το νησί της Λέσβου

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 86.436 κατοίκους (απογραφή 2011) και διοικητικά είναι η πρωτεύουσα της περιφέρειας βορείου Αιγαίου, στην περιφερειακή ενότητα Λέσβου. Είναι κτισμένη στο νοτιοανατολικό άκρο του νησιού. Σύγχρονη πόλη, διοικητικό, εμπορικό και πνευματικό κέντρο. Άλλες σημαντικές περιοχές του νησιού είναι η Αγία Παρασκευή, η Αγιάσος, η Καλλονή, ο Πολιχνίτος και το Πλωμάρι. Στο νησί υπάρχουν δυο κόλποι, της Γέρας και της Καλλονής και μια πληθώρα όρμων και ακρωτηρίων. Οι πιο σημαντικές πεδιάδες, είναι της Καλλονής, του Ιππείου, του Περάματος και της 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)



Εικόνα 2.1.1. Χάρτης Λέσβου

2.2. Το ενεργειακό σύστημα της Λέσβου.

2.2.1. Δίκτυο και υφιστάμενος συμβατικός σταθμός

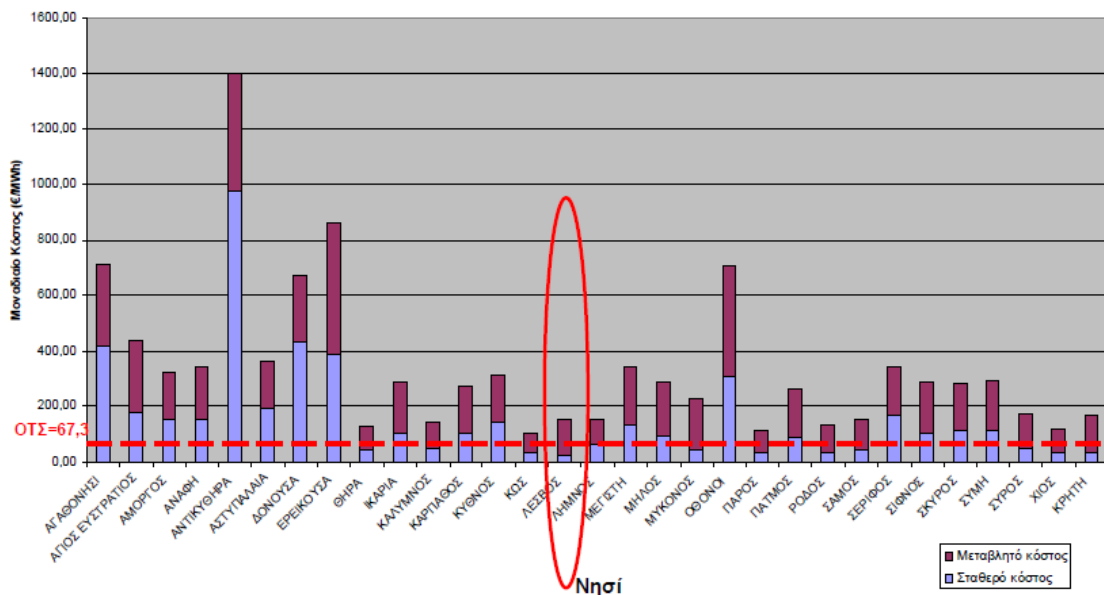
Το δίκτυο διανομής ενέργειας στη Λέσβο, όπως και στα περισσότερα νησιά του Βορειοανατολικού Αιγαίου, είναι αυτόνομο, δηλαδή δεν είναι διασυνδεδεμένο με το εθνικό δίκτυο μεταφοράς ενέργειας. Αποτελείται από δεκατρείς γραμμές μεταφοράς ρεύματος, εκ των οποίων οι δώδεκα είναι μέσης τάσης (20kV) και μία υψηλής τάσης (66kV). Οι γραμμές μέσης τάσης αποτελούνται από πέντε γραμμές για τη διανομή ενέργειας από το σταθμό παραγωγής ενέργειας στην 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 την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (εικόνα 2.2.1), καλύπτεται κυρίως από το κεντρικό εργοστάσιο της ΔΕΗ, το οποίο βρίσκεται στη βορινή έξοδο της Μυτιλήνης στην περιοχή ‘Επάνω Σκάλα’. 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. Η συνολική ενέργεια που παρήχθη από το συμβατικό σταθμό το 2008 ήταν περίπου 270.404GWh (ΠΑΕ 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. Επιπλέον, η διαρκής άνοδος της τιμής του πετρελαίου αλλά και οι ολοένα αυξανόμενες ενεργειακές ανάγκες του νησιού πρόκειται να οδηγήσουν σε περαιτέρω αύξηση του κόστους της ηλεκτρικής ενέργειας.

ΛΕΣΒΟΣ						
	ΜΟΝΑΔΑ	ΚΑΥΣΙΜΟ	ΕΤΟΣ ΕΝΤΑΞΗΣ		Όνομ. (kW)	Αποδ. (kW)
			ΠΡΑΓΜΑΤΙΚΟ	ΙΣΟΛΥΝΑΜΟ		
Υφιστάμενες σταθμούς	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)-νύμμη ΠΑΕ	ΜΑΖΟΥΤ	2009	2009	8000	11000
Συνολική εγκατεστημένη ισχύς						70710

Εικόνα 2.2.1 Εγκατεστημένες συμβατικές μονάδες παραγωγής ισχύος στη Λέσβο (ΠΑΕ 2009)



Εικόνα 2.2.2. Μοναδιαίο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας(€/MWh) ανά νησί (πηγή: ΠΑΕ 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 του 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 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.



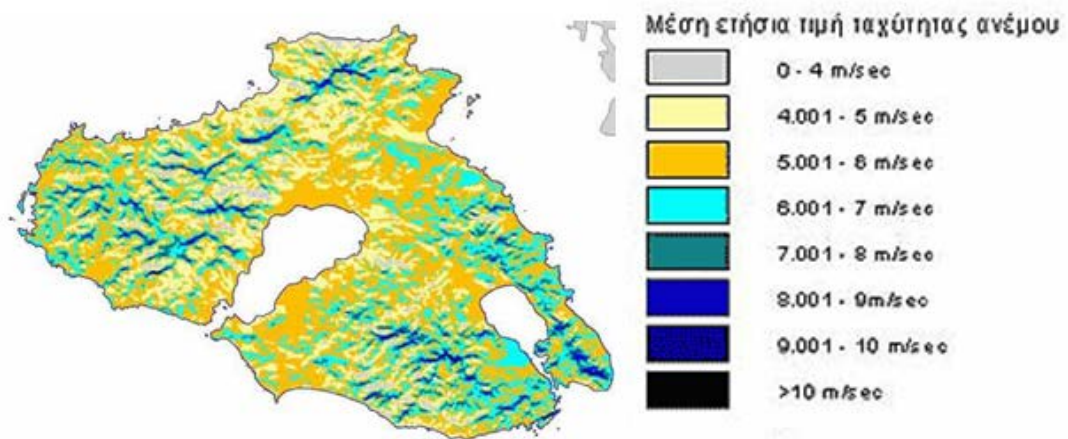
Εικόνα 2.2.3. Συμβατική μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στη Μυτιλήνη. Δεξιά: Συνεργείο απορρύπανσης για το καθαρισμό κηλίδας που προκλήθηκε από τη διαρροή μαζούτ, στο λιμάνι της Λέσβου (12/ 2010).

2.2.2. Δυναμικό και υφιστάμενες ΑΠΕ

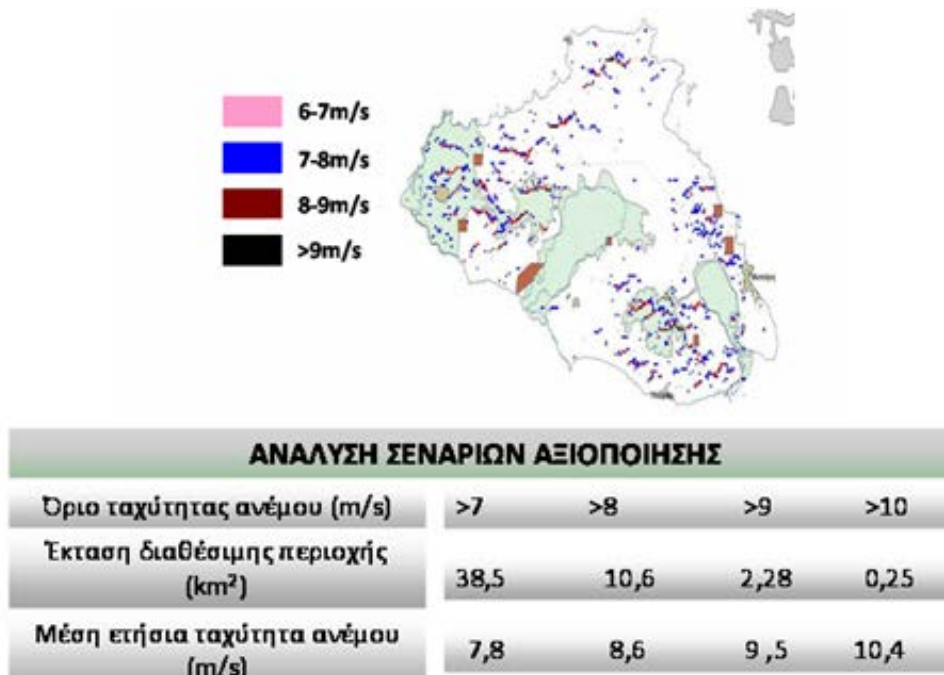
Η Λέσβος είναι πλούσια σε φυσικούς πόρους (αιολικό, ηλιακό, γεωθερμικό, υδραυλικό δυναμικό και βιομάζα) γεγονός, ωστόσο, το οποίο έχει ελάχιστα αξιοποιηθεί προς το παρόν.

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 (εικόνες 2.2.4, 2.2.5).



Εικόνα 2.2.4 Χάρτης αιολικού δυναμικού της Λέσβου (ΚΑΠΕ 2001)



Εικόνα 2.2.5. 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. Όμως λόγω έλλειψης συντήρησης, από το 2002 και οι δύο Α/Γ των 300kW βρίσκονται εκτός λειτουργίας εξαιτίας βλάβης, με αποτέλεσμα να λειτουργεί μόνο η μία. Τα άλλα δύο αιολικά πάρκα είναι εγκατεστημένα στην περιοχή Σκαμιούδας (δήμος Λέσβου), 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 στην περιοχή Σίγρι (δήμος Λέσβου) 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.

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-Αντίσης	Σίγρι	9	2,03	Μία εκτός λειτουργίας
Ελληνική Τεχνοδομική Α.Ε	Ερεσού-Αντίσης	Σκαμινιούδα	7	4.2	Σε λειτουργία
Ελληνική Τεχνοδομική Α.Ε	Ερεσού-Αντίσης	Σκαμινιούδα	8	4.8	Σε λειτουργία

Πίνακας 2.2.1. Υφιστάμενα αιολικά πάρκα Λέσβου



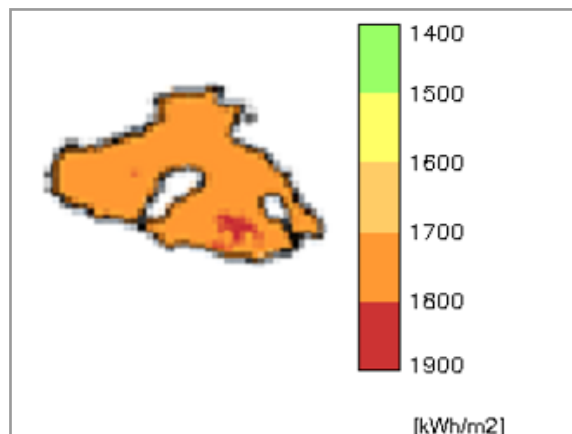
Εικόνα 2.2.6. Πάνω: Εν λειτουργία και κατεστραμμένη ανεμογεννήτρια στη περιοχή Κράτηγου.

Κάτω αριστερά: Αιολικό πάρκο Σίγρις.

Κάτω δεξιά: Αιολικό πάρκο Σκαμιούδας.

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/m². 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 Κράτηγυ. Το πάρκο έχει συνολική εγκατεστημένη ισχύ 8,16kW, το κατασκεύασε η εταιρία 'Αιολική' και αποτελείται από 102Φ/Β πλαίσια ισχύος 80W το καθένα.



Εικόνα 2.7 Χάρτης ηλιακού δυναμικού της Λέσβου (πηγή: Γ. Κάραλης,2009)

Γεωθερμικό Δυναμικό

Σε ό,τι αφορά στο 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 Πολύχνητου. 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 θερμογόνο ικανότητα του πυρηνόξυλου είναι 4000kcal/kg. Εδώ αξίζει να αναφέρουμε ότι το σύνολο των ελαιόδεντρων του νησιού ανέρχεται στα 12εκατομμύρια και οι ελαιώνες καλύπτουν μία έκταση 500.000στρεμάτων. 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

Εικόνα 2.2.8. 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.

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

Πίνακας 2.2.2. Υφιστάμενα υδρολογικά έργα,*Λ/Δ:Λιμνοδεξαμή, Φ:Φράγμα(πηγή: Κάραλης Δ.,2009)

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.

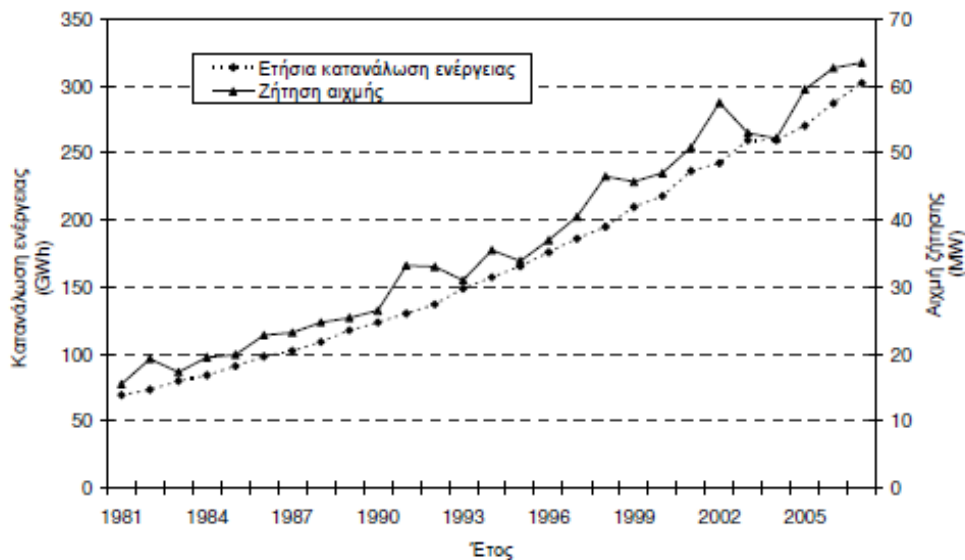
Στον πίνακα 2.2.3 συνοψίζονται τα χαρακτηριστικά της υπάρχουσας ενεργειακής κατάστασης της Λέσβου.

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

Πίνακας 2.2.3. Χαρακτηριστικά υπάρχουσας ενεργειακής κατάστασης Λέσβου

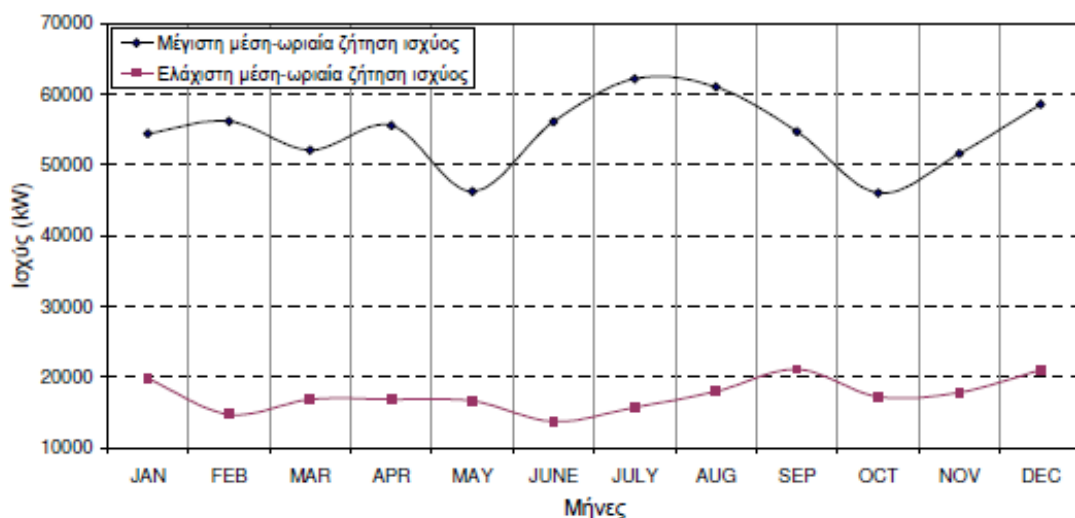
2.2.3.Στοιχεία Ζήτησης

Το νησί της Λέσβου κατατάσσεται στην 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.



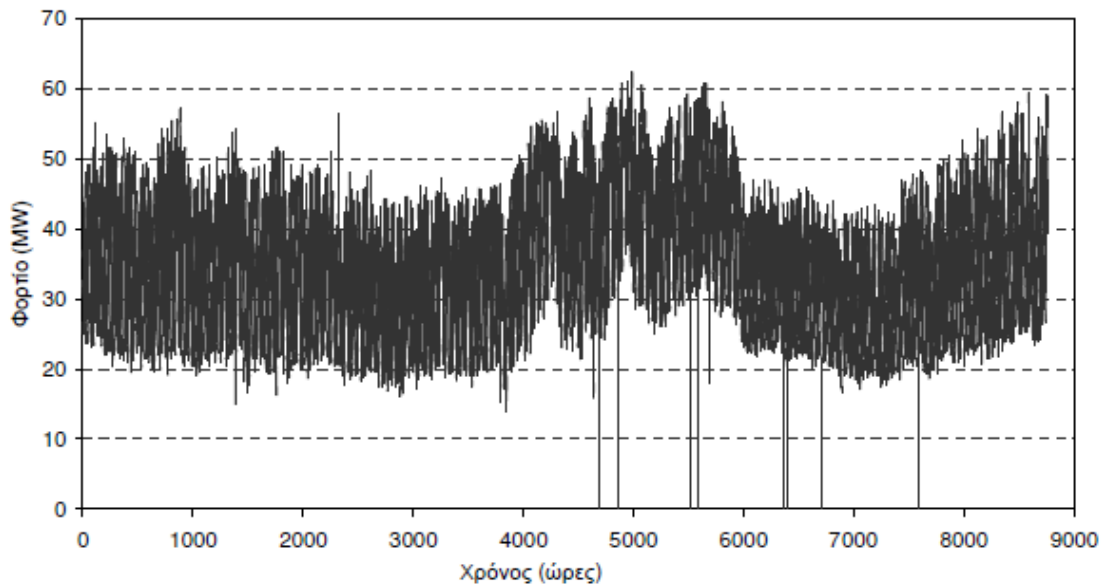
Εικόνα 2. 2.9. Κατανάλωση Ενέργειας και ζήτηση αιχμής από το 1981-2007(πηγή: Καψάλη Μ,2010)

Στην εικόνα 2.2.10 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.



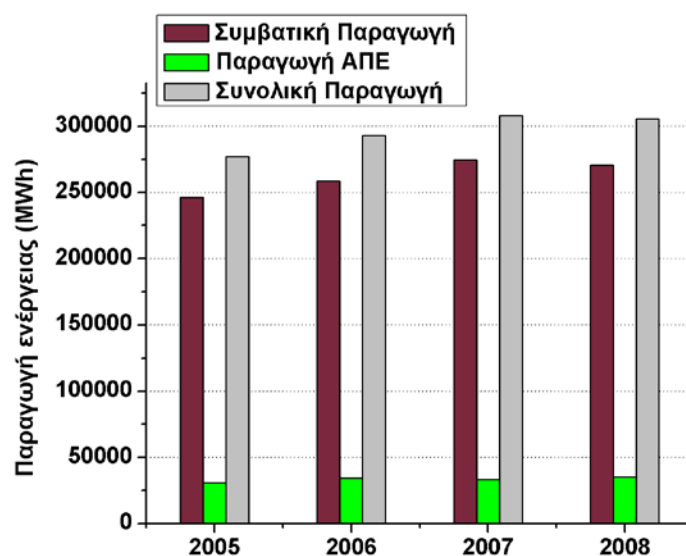
Εικόνα 2.2.10 Μέγιστη και ελάχιστη μέση-ωριαία ζήτηση φορτίου, 2007. (Καψάλη Μ.)

Επίσης, από την καμπύλη διακύμανσης της συνολικής μέσης ωριαίας παραγωγής/ζήτησης ισχύος του 2007 (εικόνα 2.2.11), 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.



Εικόνα 2.2.11. 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 2.13).



Εικόνα 2.2.12 Σύνθεση παραγωγής ενέργειας για τα έτη 2005-2008.

2.2.4. 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.



Εικόνα 2.2.13 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 την ταυτόχρονη διασύνδεση των τριών νησιών του βορείου Αιγαίου (Χίος, Λέσβος, Λήμνος) με την ηπειρωτική Ελλάδα. 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 Λήμνο. Το έργο αυτό θα το αναλάβει η θυγατρική του ομίλου Ροκάς, με την επωνυμία 'Ροκάς Αιολική Βόρειος Ελλάς II Α.Β.Ε.Ε' και το κόστος της συνολικής επένδυσης θα αγγίξει 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 ταμιευτήρα τον υφιστάμενο ταμιευτήρα Ερεσού. Ο σταθμός αδειοδοτήθηκε από τη ΡΑΕ το 2010, αλλά δεν έχει ξεκινήσει να υλοποιείται ακόμα. 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 2.2.4. Τεχνικά χαρακτηριστικά υβριδικού σταθμού



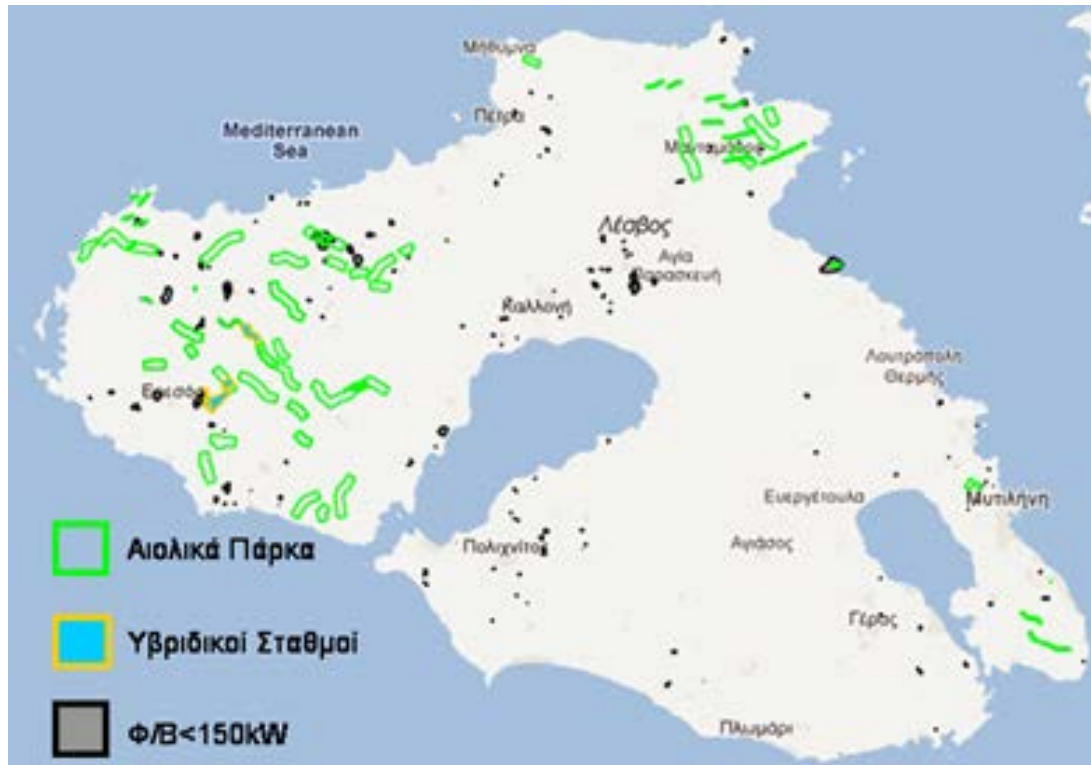
Εικόνα 2.2.14. Φράγμα Ερεσού-σχηματική απεικόνιση υβριδικού σταθμού

Επιπλέον έχει εκδοθεί άδεια για την κατασκευή γεωθερμικού σταθμού, μεγέθους 8MW στην 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 τη μονάδα.

Τέλος, μεγάλο ενδιαφέρον έχει εκδηλωθεί για την εγκατάσταση φωτοβολταϊκών συστημάτων. 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.

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 - ΒΡΙΑΛΙΔΙ	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	ΜΥΤΙΛΗΝΗΣ	ΚΟΥΤΣΟΥΜΠΑΡΑ ΚΡΑΤΗΓΟΥ	Άδεια Παραγωγής..	2,5
Α/Γ	ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΒΟΡΕΙΟΣ ΕΛΛΑΣ II	ΕΡΕΣΟΥ-ΑΝΤΙΣΣΗΣ & ΚΑΛΛΟΝΗΣ	ΒΙΓΛΑ-ΒΡΙΑΛΙΔΙ	σε αξιολόγηση	18
Α/Γ	ΡΑΠΤΗΣ ΚΑΙ ΣΙΑ ΟΕ	ΕΡΕΣΟΥ-ΑΝΤΙΣΣΗΣ	ΤΣΙΛΙΜΟΥΤΡΑ	σε εκκρεμότητα	1,8
Α/Γ	ΑΙΟΛΙΚΗ ΟΛΥΜΠΟΥ 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 ΟΛΥΜΠΟΥ ΕΥΒΟΙΑΣ	ΕΡΕΣΟΥ-ΑΝΤΙΣΣΗΣ	ΠΛΑΚΕΣ-ΓΥΜΝΟ ΒΟΥΝΟ	Άδεια Παραγωγής	15
ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΟΝΟΜΑΣΤΙΚΗ ΙΣΧΥΣ					405

Πίνακας 2.2.5 Αδειοδοτημένα και υπό αξιολόγηση έργα για εγκατάσταση Α/Γ (δε συμπεριλαμβάνονται τα Φ/Β<150kW) (στοιχεία από το αρχείο της ΡΑΕ)



Εικόνα 2.2.15 Γεωγραφική απεικόνιση αιτήσεων για εγκαταστάσεις ΑΠΕ (γεωπληροφοριακός χάρτης ΡΑΕ)

2.3.Περιγραφή υπολογιστικού μοντέλου προσομοίωσης ΥΒΣ

2.3.1. Εισαγωγή

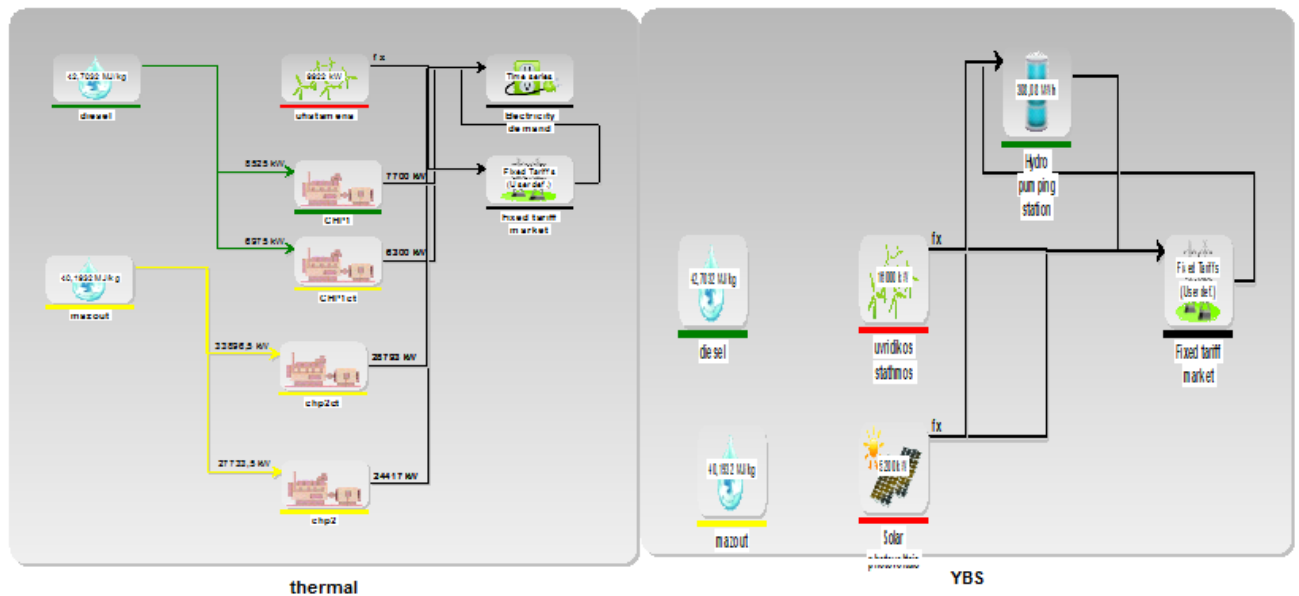
Η διακυμάνσεις στο προφίλ της ζήτησης σε συνδυασμό με τη μεταβλητότητα των ΑΠΕ, δεν εξασφαλίζει ότι η ζήτηση και η προσφορά ενέργειας θα βρίσκονται σε ισορροπία. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα είτε να μην μπορούν να καλυφθούν οι ενεργειακές ανάγκες όταν η ζήτηση είναι μεγαλύτερη από την προσφορά, είτε το δίκτυο 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 τη 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 το λογισμικό EnergyPro.

2.3.2. Περιγραφή του υβριδικού σταθμού

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, διαθέτει τρεις υδροστροβίλους 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, όπως φαίνεται στην εικόνα 2.3.1.

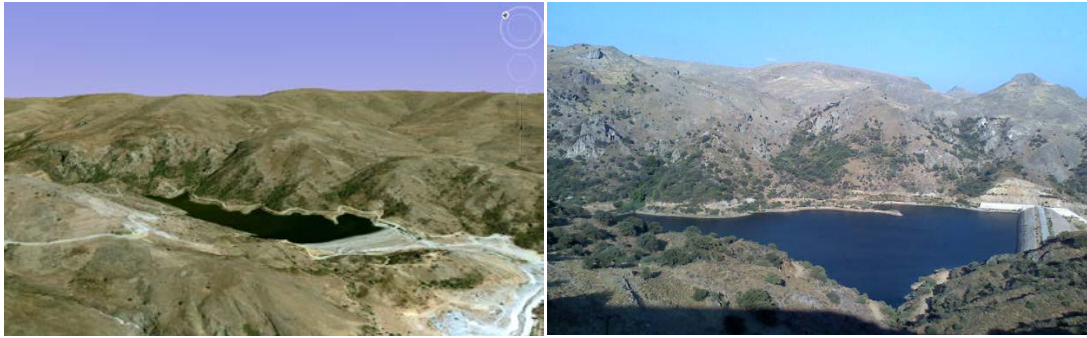


Εικόνα 2.3.1 Απεικόνιση του προτεινόμενου συστήματος

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, 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.

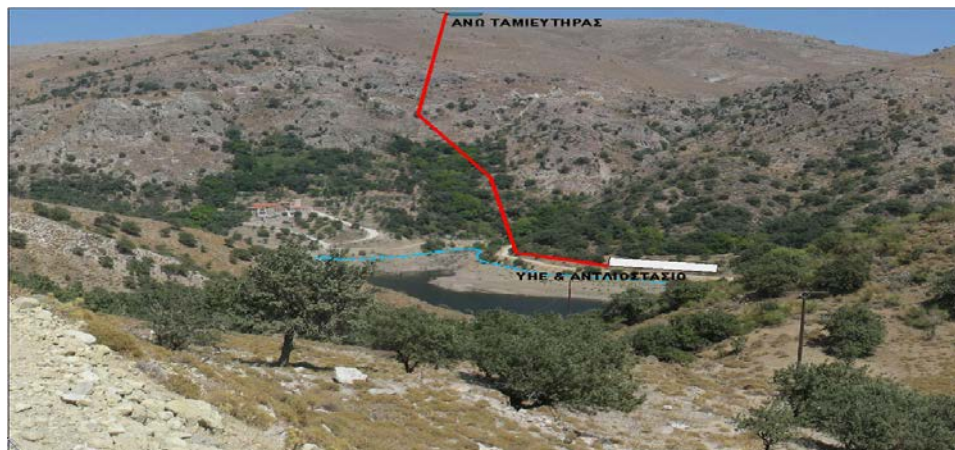
Είδ	Τοποθεσία	Χωρητικότητα (m ³)	Κατάσταση	Χρήση νερού
Λ/	Κεράμι-Καλλονή	560.000	Κατασκευασθέν	Άρδευση
Λ/	Μήθυμνα	580.000	Κατασκευασθέν	Άρδευση-Υδρευση
Λ/	Αγριλιά	350.000	Εγκεκριμένο	Άρδευση-Υδρευση
Λ/	Βασιλικά	750.000	Εγκεκριμένο	Άρδευση-Υδρευση
Φ	Ερεσσός	2.550.000	Κατασκευασθέν	Άρδευση
Φ	Σεδούντα	300.000	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 φωτογραφίες της εικόνας 2.3.2 απεικονίζεται η περιοχή γύρω από το φράγμα ενώ προσδιορίζεται και το ύψωμα στο οποίο προβλέπεται να γίνει η εγκατάσταση της άνω δεξαμενής.



(α)

(β)



(γ)

Εικόνα 2.3.2. Η προτεινόμενη τοποθεσία εγκατάστασης του ΥΒΣ στο φράγμα της Ερεσού

Αντλητική εγκατάσταση: Επιλέχθηκε η χρήση ξεχωριστού αντλιοστασίου, που αποτελείται από έντεκα αντλίες 1.500 kW η καθεμία σε παράλληλη σύνδεση.

Υδροτροβίλοι: Δεδομένου ότι η διαθέσιμη υδραυλική πτώση είναι $H=420\text{m}\pm 10\text{m}$, προτιμάται για οικονομοτεχνικούς λόγους η χρήση υδροτροβίλων Pelton. Πιο συγκριμένα, γίνεται εγκατάσταση τριών υδροτροβίλων 5.000 kW ο καθένας.

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.

2.4.Μοντελοποίηση του συστήματος με το EnergyPro

2.4.1.Εισαγωγή δεδομένων

Ξεκινώντας το EnergyPro, επιλέγουμε στον προσδιορισμό εργασίας την επιλογή οικονομικά «Finance», όπως φαίνεται στην εικόνα 2.4.1. Με την επιλογή αυτή, μας δίνεται η δυνατότητα να σχεδιάσουμε το σύστημά που εμείς θέλουμε για δέκα χρόνια, να ελέγξουμε την βιωσιμότητα του και να προσδιορίσουμε οικονομικούς δείκτες, όπως ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης (IRR) και η καθαρή παρούσα αξία (NPV).

Project identification (4 lines maximum)

Assumptions to be printed in Catalogue of assumptions

Select calculation module

Projecting

- DESIGN - calculating energy conversion in a specific year, including operational economics
- FINANCE - planning more years, including investments and financing
- ACCOUNTS - plus income statements, balance sheets and tax

Optimizing daily operation

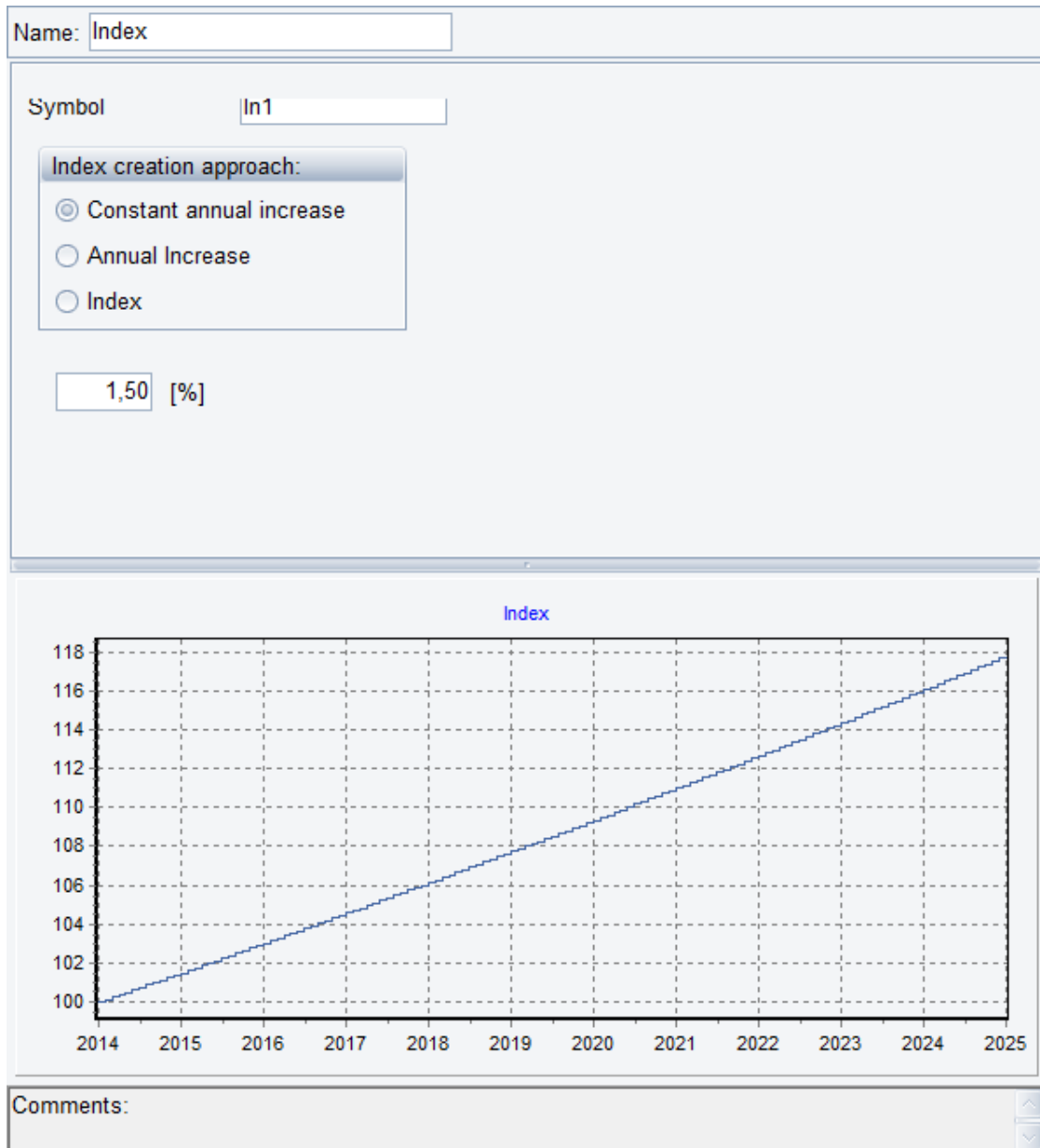
- OPERATION - optimising operation for a short period

Advanced

Εικόνα 2.4.1. Καθορισμός του τύπου της μοντελοποίησης

Στην συνέχεια, εισάγουμε στο φάκελο χρονοσειρές τις ωριές τιμές της προσπίπτουσας ακτινοβολίας, της εξωτερικής θερμοκρασίας και της ταχύτητας του ανέμου. Ακόμα,

δημιουργούμε ένα φάκελο για τον πληθωρισμό με βάση το οικονομικό έτος 2012, οπότε και έγινε η μελέτη, όπως φαίνεται στην εικόνα 2.4.2 (πηγή elstat.gr).

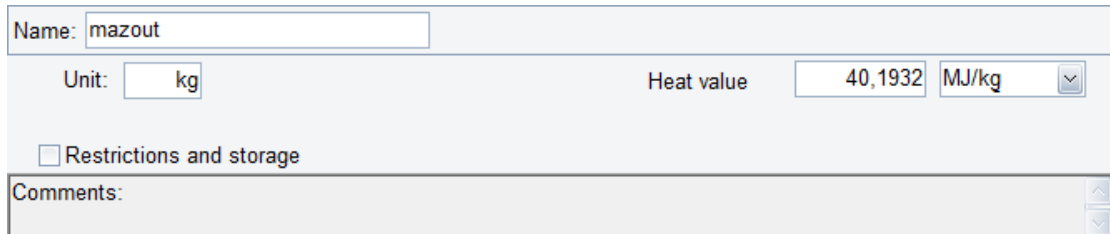


Εικόνα 2.4.2 Δεδομένα του πληθωρισμού

Αφού περάσουμε τα χρονολογικά δεδομένα, προχωράμε στη δημιουργία δύο ξεχωριστών χώρων οι οποίοι θα συνεργάζονται εξωτερικά. Στον ένα χώρο «site» θα υπάρχουν το υφιστάμενο αιολικό πάρκο και οι θερμικοί σταθμοί παραγωγής ενέργειας, ενώ στον άλλο χώρο θα δημιουργήσουμε τον υδροηλεκτρικό σταθμό με αντλησιοταμίευση.

2.4.2. Δημιουργία εικονικών στοιχείων

Αρχικά, στο φάκελο καύσιμα δημιουργούμε δύο υποφακέλους, έναν με καύσιμο το μαζούτ και έναν με καύσιμο το «diesel». Το ντίζελ θα έχει θερμογόνο ικανότητα 42,732MJ/kg, ενώ το μαζούτ θα έχει 40,1392 MJ/Kg, όπως φαίνεται στην εικόνα 2.4.3.



Name: mazout

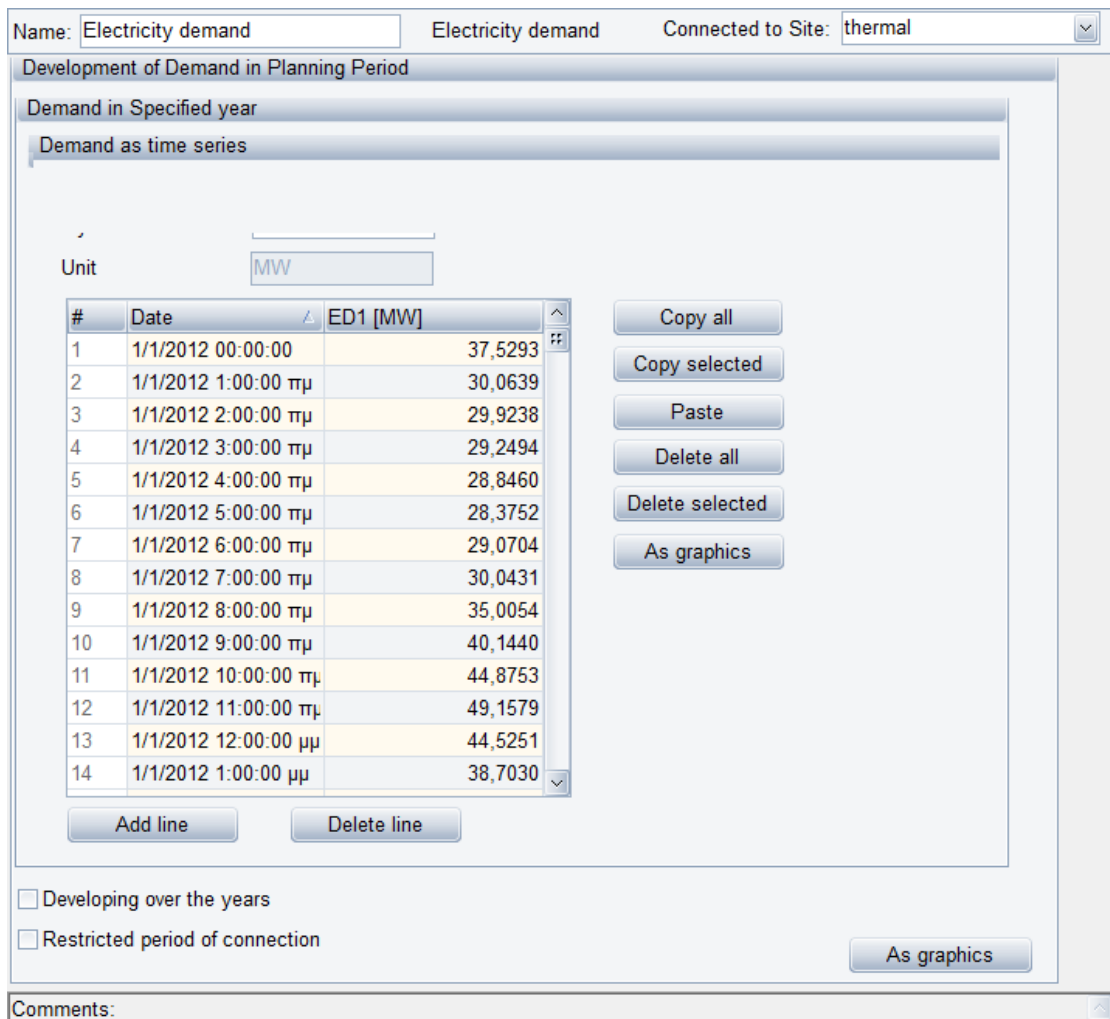
Unit: kg Heat value: 40,1932 MJ/kg

Restrictions and storage

Comments:

Εικόνα 4.3. Υποφάκελος με το καύσιμο μαζούτ

Έπειτα, πηγαίνουμε στο φάκελο ζήτηση και εισάγουμε την καμπύλη φορτίου, όπως φαίνεται στην εικόνα 4.4:



Name: Electricity demand Electricity demand Connected to Site: thermal

Development of Demand in Planning Period

Demand in Specified year

Demand as time series

Unit: MW

#	Date	ED1 [MW]
1	1/1/2012 00:00:00	37,5293
2	1/1/2012 1:00:00 πμ	30,0639
3	1/1/2012 2:00:00 πμ	29,9238
4	1/1/2012 3:00:00 πμ	29,2494
5	1/1/2012 4:00:00 πμ	28,8460
6	1/1/2012 5:00:00 πμ	28,3752
7	1/1/2012 6:00:00 πμ	29,0704
8	1/1/2012 7:00:00 πμ	30,0431
9	1/1/2012 8:00:00 πμ	35,0054
10	1/1/2012 9:00:00 πμ	40,1440
11	1/1/2012 10:00:00 πμ	44,8753
12	1/1/2012 11:00:00 πμ	49,1579
13	1/1/2012 12:00:00 μμ	44,5251
14	1/1/2012 1:00:00 μμ	38,7030

Developing over the years

Restricted period of connection

Comments:

Εικόνα 2.4.4. Υποφάκελος ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας

Στη συνέχεια, δημιουργούμε στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας έναν υποφάκελο με σταθερές χρεώσεις, όπου ορίζουμε την τιμή του ρεύματος από τη 01:00 έως τις 09:00 να είναι φθηνότερη από την τιμή του ρεύματος την υπόλοιπη μέρα, όπως φαίνεται στην εικόνα 2.4.5.

Name: Fixed tariff market

Market Type: Fixed Tariffs (User def.)

Tariff element name
highload
lowload

Buttons: Add line, Delete line

	From time	To time	From day	To day	Holidays	From date	To date
highload	01:01	08:59	Monday	Sunday	Excludir		

Comments:

Εικόνα 2.4.5. Ορισμός ζώνης τιμής του ρεύματος

Τώρα, θα ορίσουμε τις θερμικές μονάδες παραγωγής ενέργειας και το υφιστάμενο αιολικό πάρκο. Για να ορίσουμε τις θερμικές μονάδες πηγαίνουμε στο φάκελο μονάδες μετατροπής ενέργειας και επιλέγουμε «CHP». Όπως δείξαμε στο προηγούμενο μέρος, εισάγουμε τα απαιτούμενα στοιχεία, όπου για κάθε στοιχείο ορίζουμε τεχνικό ελάχιστο το 40% της ονομαστικής του ισχύος. Άρα, για τη μονάδα ισχύος GMT A42 12 δημιουργείται ο φάκελος που φαίνεται στην εικόνα 2.4.6:

Name: GMT A420.12 1 Connected to Site: 8ermika

Production unit type: CHP Non availability periods

Fuel: mazout

Powerunit: kW

Min. Operation time (Hours): 0

Power curves			
Operation	Fuel	Heat	Elec. power
Performance	kW	kW	kW
Linear	3217,5	0,0	2915,0

Εικόνα 2.4.6. Παράδειγμα θερμικού σταθμού παραγωγής ενέργειας

Τέλος, θα δημιουργήσουμε το υφιστάμενο αιολικό πάρκο. Στον φάκελο μονάδες μετατροπής ενέργειας επιλέγουμε αιολικά πάρκα και συμπληρώνουμε τα απαραίτητα στοιχεία, όπως φαίνεται στην εικόνα 2.4.7. Οι ανεμογεννήτριες που επιλέχθηκαν ήταν Energon των 600kW.

Calculation type

Annual production calculated

Fixed annual production

Wind speed specification

Time series: itita ufistamenwn aioli

Measure height: 100 m

Hub height: 78 m

Hellmann exponent: 0,16

Non availability periods

Advanced (scale power curve)

Percentage Max. power in original power curve 600 kW

Absolute (Max)

Max. power in modified power curve 9.922 kW

Wind speed [m]	Power [kW]	Power M
0,00	0,00	0,00
1,00	0,00	0,00
2,00	0,00	0,00
3,00	1,70	28,11
4,00	14,70	243,09
5,00	41,40	684,62
6,00	79,60	1.316,32
7,00	135,80	2.245,68
8,00	207,50	3.431,36

Add line
Delete line

Operation restricted to period

Εικόνα 2.4.7. Στοιχεία υφιστάμενου αιολικού πάρκου

Αφού εισάγαμε το χώρο με την εγκατεστημένη ισχύ, τώρα θα μοντελοποιήσουμε και τον υβριδικό σταθμό. Αρχικά, δημιουργούμε το αιολικό πάρκο, που φαίνεται στην εικόνα 2.4.8, όπως πριν. Εδώ θα χρησιμοποιήσουμε 20 ανεμογεννήτριες energon των 800kW.

Calculation type

Annual production calculated

Fixed annual production

Wind speed specification

Time series: cutita uvridkou stathm

Measure height: 99 m

Hub height: 73 m

Hellmann exponent: 0,16

Non availability periods

Advanced (scale power curve)

Percentage Max. power in original power curve: 810 kW

Absolute (Max)

Max. power in modified power curve: 16.000 kW

Wind speed [m]	Power [kW]	Power M
0,00	0,00	0,00
1,00	0,00	0,00
2,00	2,00	39,51
3,00	14,00	276,54
4,00	38,00	750,62
5,00	77,00	1.520,99
6,00	141,00	2.785,19
7,00	228,00	4.503,70
8,00	336,00	6.637,04

Add line
Delete line

Εικόνα 2.4.8.Στοιχεία αιολικού πάρκου υβριδικού σταθμού

Τώρα, πηγαίνοντας πάλι στο φάκελο μονάδες μετατροπής ενέργειας επιλέγουμε τα φωτοβολταϊκά πάνελ, όπως φαίνεται στην εικόνα 2.4.9. Τα στοιχεία που δώσαμε στα φωτοβολταϊκά πάνελ αποτελούν τυπικές τιμές. Ο σταθμός αποτελείται από 80 πάνελ συνολικής ηλεκτρικής ισχύος 5200kW.

Name: Solar photovoltaic Connected to Site: YBS

Size and Position

Installed capacity: 5200,0 kW

Inclination of photovoltaic: 35 degree

Orientation of photovoltaic (Deviation from South): 0 degree

Non availability periods

Select Input Time Series

Ambient temperatures: T ambient

Radiation on horizontal plane

Aggregated Radiation

Direct and Diffuse Radiation

Aggregated radiation: radiation

PV module specification

Maximum power: 80000 W

Temperature coefficient of power: -0,400 %/°C

NOCT: 45 °C

Miscellaneous

Aggregated Losses from module to grid: 10,0 %

Number of PV modules: 65

Εικόνα 2.4.9. Στοιχεία ηλιακών πάνελ του υβριδικού σταθμού

Τέλος, πηγαίνοντας στις αποθήκες επιλέγουμε το υδροηλεκτρικός σταθμός για να δημιουργήσουμε τον υδροηλεκτρικό σταθμό με αντλησιοταμίευση, όπως φαίνεται στην εικόνα 2.4.10.

Name: Hydro pumping station Connected to Site: YBS

Non availability periods

Storage

Height difference: 420,0 m

Water reservoir (Max): 300.000 m³

Utilization: 90,0 %

Capacity: 308,1 MWh

Water inlet

Time series: None Unit: MW

Pumping station

	Capacity	Efficiency
Pumping Power	16,5 MW	81,0 %
Producing Power	15,0 MW	90,0 %

Εικόνα 2.4.10. Στοιχεία υδροηλεκτρικού σταθμού

2.4.3.Οικονομικά στοιχεία και καθορισμός λειτουργίας

Προκειμένου να εισάγουμε οικονομικά στοιχεία στο πρόγραμμα πηγαίνουμε στο φάκελο οικονομικά. Στο παράθυρο που θα ανοίξει επιλέγουμε σαν νόμισμα το ευρώ και θέτουμε ονομαστικό προεξοφλητικό επιτόκιο 1%, ενώ ενεργοποιούμε τις επιλογές του IRR και NPV, όπως φαίνεται στην εικόνα 2.4.11.

Currency:

Inflation:

Nominal discount rate [%]:

Key Figures

Investment key figures

Present value

IRR - Internal rate of return

Based on monthly payments Based on annual payments

Display annual key figures

Εικόνα 2.4.11. Στοιχεία του φακέλου economy

Έπειτα, στον υποφάκελο έσοδα δημιουργούμε δύο νέους φακέλους με τις τιμές πώλησης της kWh από φωτοβολταϊκά και αιολικά πάρκα, των οποίων οι τιμές αυξάνονται με βάση τον πληθωρισμό, όπως φαίνεται στις εικόνες 2.4.12, 2.4.13. Και στον φάκελο λειτουργικά έξοδα υπολογίζουμε το κόστος λειτουργίας του σταθμού από την αγορά ενέργειας, όπως φαίνεται στην εικόνα 2.4.14.

Name: <input type="text" value="aiolika"/>	
Payment concerns Production unit	Production Unit uvridikos stathmos
Type Electricity production	Payment concerns priority period All Periods
Formula selecting monthly amounts EP(uvridikos stathmos;All Periods)	
Price per Unit <input checked="" type="checkbox"/> <input type="text" value="99,4500"/> eur/MWh (in January 2014) Fixed monthly price	
Development of Unit Price <input type="radio"/> Increased with inflation <input type="radio"/> Constant <input checked="" type="radio"/> Following an Index	
Index Specification Index	
Adjustment frequency <input checked="" type="radio"/> Annual <input type="radio"/> Monthly	
Comments:	

Εικόνα 2.4.12. Οικονομικά στοιχεία αιολικού Πάρκου

Name: <input type="text" value="photovoltaika"/>	
Payment concerns Production unit	Production Unit Solar photovoltaic
Type Electricity production	Payment concerns priority period All Periods
Formula selecting monthly amounts EP(Solar photovoltaic;All Periods)	
Price per Unit <input checked="" type="checkbox"/> <input type="text" value="375,0000"/> eur/MWh (in January 2014) Fixed monthly price	
Development of Unit Price <input type="radio"/> Increased with inflation <input type="radio"/> Constant <input checked="" type="radio"/> Following an Index	
Index Specification Index	
Adjustment frequency <input checked="" type="radio"/> Annual <input type="radio"/> Monthly	
Comments:	

Εικόνα 2.4.13. Οικονομικά στοιχεία φωτολταϊκού Πάρκου

Name:

Payment concerns

Formula selecting monthly amounts

Price per Unit
 eur/Year (in financial Year 2014)

Development of Unit Price
 Increased with inflation
 Constant
 Following an Index

Comments:

Εικόνα 2.4.14. Οικονομικά στοιχεία λειτουργίας του υβριδικού σταθμού

Τέλος, σημαντικό κομμάτι της μοντελοποίησης του προγράμματος αποτελεί η σύνδεση των δύο χώρων και ο καθορισμός προτεραιοτήτων στην παραγωγή ενέργειας κάθε μονάδας παραγωγής ενέργειας. Άρα, δημιουργούμε τους πίνακες των εικόνων 2.4.15, 2.4.16 στην στρατηγική λειτουργίας.

Operation Strategy
 Minimizing Net Production Cost (NPC)
 User Defined Operation Strategy

Market operation
 No connection to the electricity market
 Needed exchange of electricity to the electricity market

Production Strategy **Energy Unit Setup**

Priority of productions	highload	lowload
uvridikos stathmos	1	1
Solar photovoltaic	1	0
ufistamena	-3	-3
CHP1	2	2
chp2ct	-2	-2
CHP1ct	-3	-3
chp2	0	0

Comments:

Εικόνα 2.4.15. Καθορισμός προτεραιοτήτων στο operation manager

Operation Strategy

Minimizing Net Production Cost (NPC)
 User Defined Operation Strategy

No connection to the electricity market
 Needed exchange of electricity to the electricity market

Production Strategy Energy Unit Setup

Miscellaneous	Transmit to other sites allowed	Partial load allowed	Selection of electricity market
uvridikos stathmos	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Fixed tariff market
Solar photovoltaic	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Fixed tariff market
ufistamena	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Fixed tariff market
CHP1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Fixed tariff market
chp2ct	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Fixed tariff market
CHP1ct	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Fixed tariff market
chp2	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Fixed tariff market
Electricity demand			Fixed tariff market
Hydro pumping station			Fixed tariff market

Comments:

Εικόνα 2.4.16. Σύνδεση μεταξύ των στοιχείων παραγωγής ενέργειας

2.4.4. Ενεργειακά αποτελέσματα

Τα παρακάτω διαγράμματα δείχνουν την ανά μήνα ωριαία παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.



Εικόνα 2.4.17. Μηνιαία παραγωγή ηλεκτρικού ρεύματος για περίοδο χαμηλής ζήτησης

Στην εικόνα 2.4.17 παρουσιάζεται η παραγωγή ηλεκτρικού ρεύματος σε περίοδο χαμηλής ζήτησης. Παρατηρούμε ότι η συνολική παραγωγή καλύπτεται από τους σταθμούς θερμικής παραγωγής ενέργειας και από την απευθείας παροχή ενέργειας στο δίκτυο, από το αιολικό πάρκο και τα φωτοβολταϊκά, ενώ η χρήση της αποθηκευμένης ενέργειας γίνεται σε πολύ μικρή βάση και σε μερικές αιχμές ζήτησης του δικτύου.



Εικόνα 2.4.18. Μηνιαία παραγωγή ηλεκτρικού ρεύματος σε περίοδο υψηλής ζήτησης

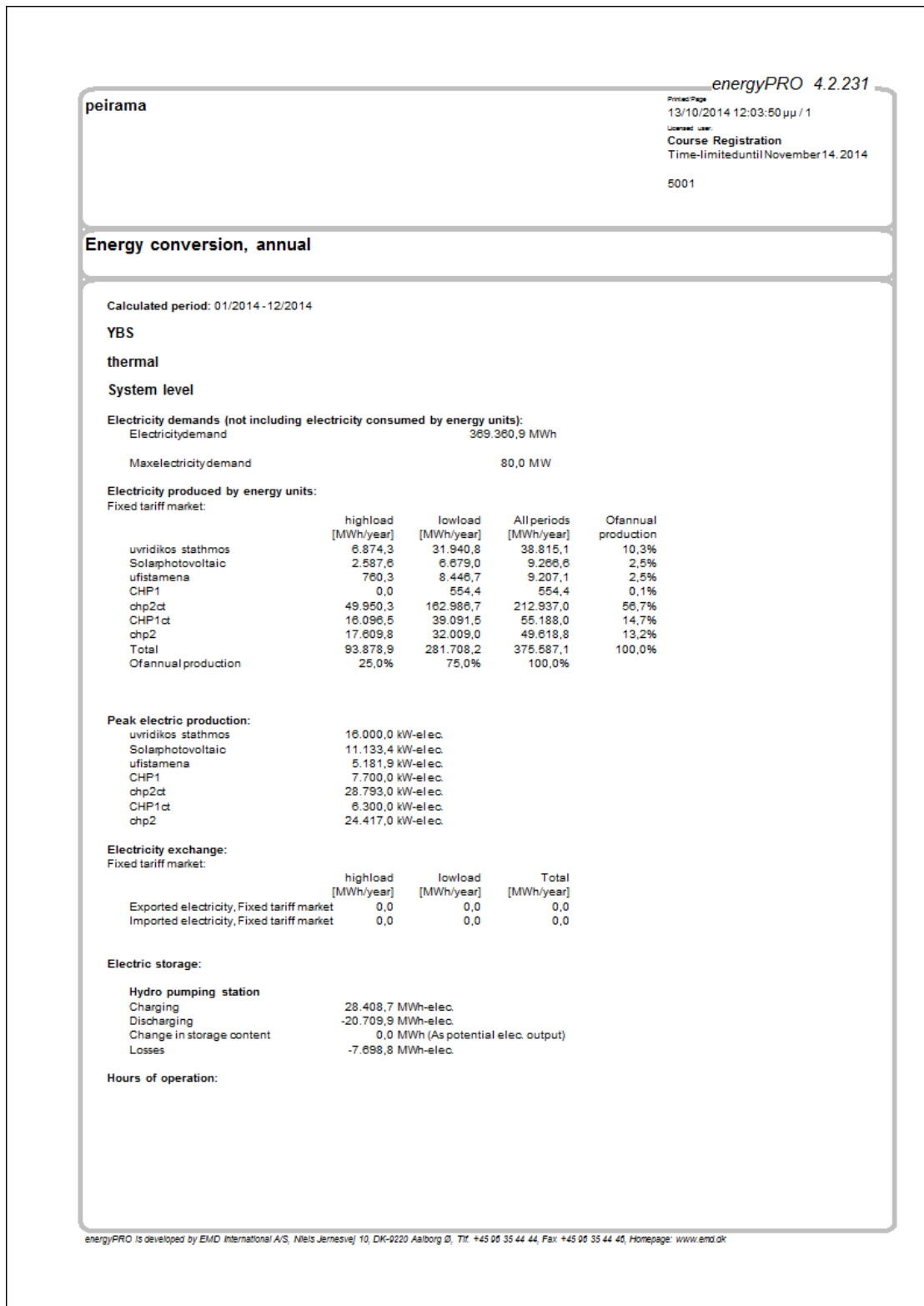
Στην εικόνα 2.4.18 παρατηρούμε ότι σε περίοδο υψηλής ζήτησης χρησιμοποιείται μεγάλος όγκος αποθηκευμένης ενέργειας της δεξαμενής και η στάθμη της κυμαίνεται σε χαμηλά επίπεδα. Βλέπουμε δηλαδή, πόσο βελτιώνει τη δυνατότητα του συστήματος να ικανοποιήσει την αύξηση της ζήτησης το μήνα Αύγουστο, κυρίως λόγω της αύξησης του τουρισμού



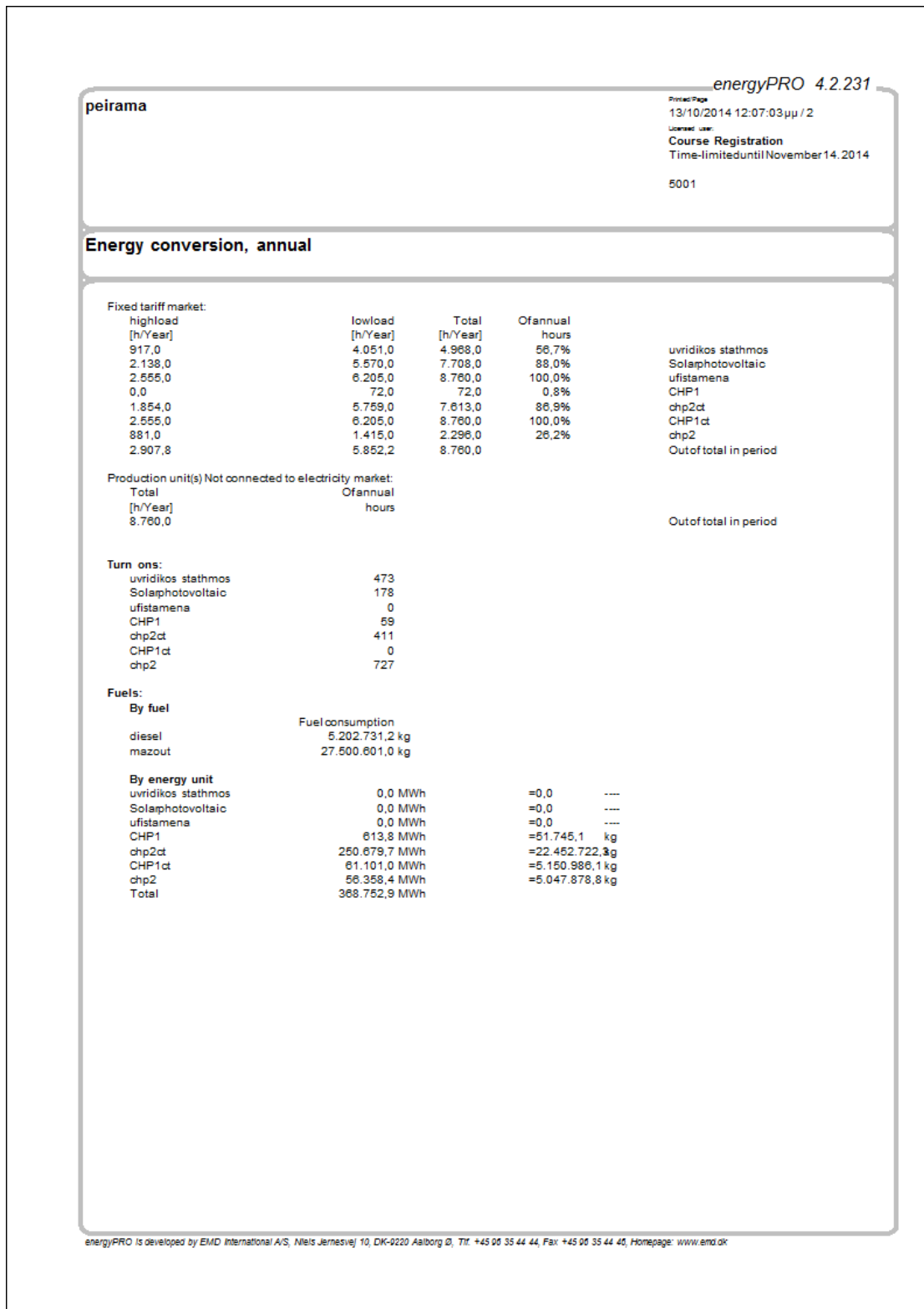
Εικόνα 2.4.19. Μηνιαία παραγωγή ηλεκτρικού ρεύματος σε περίοδο μέσης ζήτησης

Στην εικόνα 2.4.19 παρατηρείται η παραγωγή ενέργειας για μια περίοδο μέσης ζήτησης. Παρατηρούμε ότι η στάθμη των υδάτων της δεξαμενής ποικίλει αναλόγως με τη στιγμιαία ζήτηση.

Και στα τρία διαγράμματα λοιπόν, βλέπουμε ότι ο υβριδικός σταθμός βοηθάει στη σταθεροποίηση του συστήματος και στην καλύτερη κάλυψη της ζητούμενης ηλεκτρικής ενέργειας σε ώρες αιχμής.



Εικόνα 2.4.20i Συγκεντρωτικά αποτελέσματα παραγωγής ενέργειας



Εικόνα 2.4.20ii Συγκεντρωτικά αποτελέσματα παραγωγής ενέργειας

Στην εικόνα 2.4.20i παρουσιάζονται τα συγκεντρωτικά στοιχεία παραγωγής ενέργειας του συστήματος για ένα χρόνο λειτουργίας. Βλέπουμε ότι το λογισμικό βελτιστοποιεί έτσι το σύστημα ώστε να έχει την ελάχιστη απορριπτόμενη ενέργεια, καθώς παράγονται συνολικά 374 GWh ηλεκτρικής ενέργειας ενώ η ζήτηση είναι 6GWh λιγότερη, στις 369 GWh. Ακόμα, παρατηρούμε ότι ο υβριδικός σταθμός στο σύνολό του παράγει το 12,8% της

παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, με το 10,3% (38,8 GWh) να αποτελεί την παραγωγή από τις ανεμογεννήτριες ενώ το 2,5% (9,2 GWh) είναι η παραγωγή ενέργειας από τα φωτοβολταϊκά πάνελ. Επιπλέον, η ηλεκτρική ενέργεια που αποθηκεύτηκε με μορφή υδροηλεκτρικής ενέργειας στον άνω ταμιευτήρα μέσω των αντλιών είναι 28,4 GWh-elec ενώ η ενέργεια που τελικά επαναχρησιμοποιήθηκε για να καλύψει ανάγκες του συστήματος ήταν 20,7GWh-elec, με την υπόλοιπη ενέργεια να παραμένει στον ταμιευτήρα προς μελλοντική χρήση. Τέλος παρατηρούμε ότι το συνολικό ποσοστό εισχώρησης στο δίκτυο, από ΑΠΕ είναι της τάξης του 15%, εναρμονισμένο με την υπάρχουσα νομοθεσία που επιβάλλει το ποσοστό αυτό να μην ξεπερνά το 30%.

Στην εικόνα 2.4.20ii βλέπουμε πόσες φορές χρειάστηκε να εισέλθει στο σύστημα ενέργεια από ΑΠΕ και πόσες φορές οι θερμικές μηχανές λειτούργησαν σε πλήρες φορτίο. Οι θερμικές μονάδες παραγωγής ενέργειας λειτουργούν συνέχεια στο τεχνικό τους ελάχιστο. Επιπλέον, υπολογίζεται η κατανάλωση καυσίμου για κάθε θερμική μονάδα παραγωγής ενέργειας.

Παρατηρούμε ότι, όπως και με το πρόγραμμα HYPPOS που χρησιμοποιείται στο εργαστήριο του Ε.Μ.Π., τα μεγέθη είναι παραπλήσια. Η μέγιστη παραγωγή ενέργειας είναι 80MW, η παραγωγή από φωτοβολταϊκά έχει διαφορά της τάξης των 2GWh και η παραγωγή του αιολικού πάρκου είναι ακριβώς ίδια και στις 80 GWh. Η συνολική ετήσια παραγωγή ενέργειας και στις δύο περιπτώσεις καλύπτει τη ζήτηση και μεταξύ των δύο μεθόδων υπάρχει μια διαφορά 6GWh, καθώς το λογισμικό EnergyPro παρουσιάζει μειωμένη παραγωγή από τα θερμικά, από τη στιγμή που είναι πλεονάζουσα, βελτιστοποιώντας έτσι την απόρριψη ενέργειας. Τα αποτελέσματα αυτά φαίνονται συγκεντρωμένα στην εικόνα 2.4.21.

α/α	EnergyPro	HYPPOS
Μέγιστη παραγωγή ενέργειας	80MW	80MW
Παραγωγή φωτοβολταϊκών	9,2GWh	7,9GWh
Παραγωγή αιολικού πάρκου	38,8GWh	38,9GWh
Υδροηλεκτρική παραγωγή	20,7GWh	17,9GWh

Εικόνα 2.4.21. Πίνακας συγκριτικών ενεργειακών στοιχείων προγραμμάτων

2.4.5.Οικονομικά αποτελέσματα

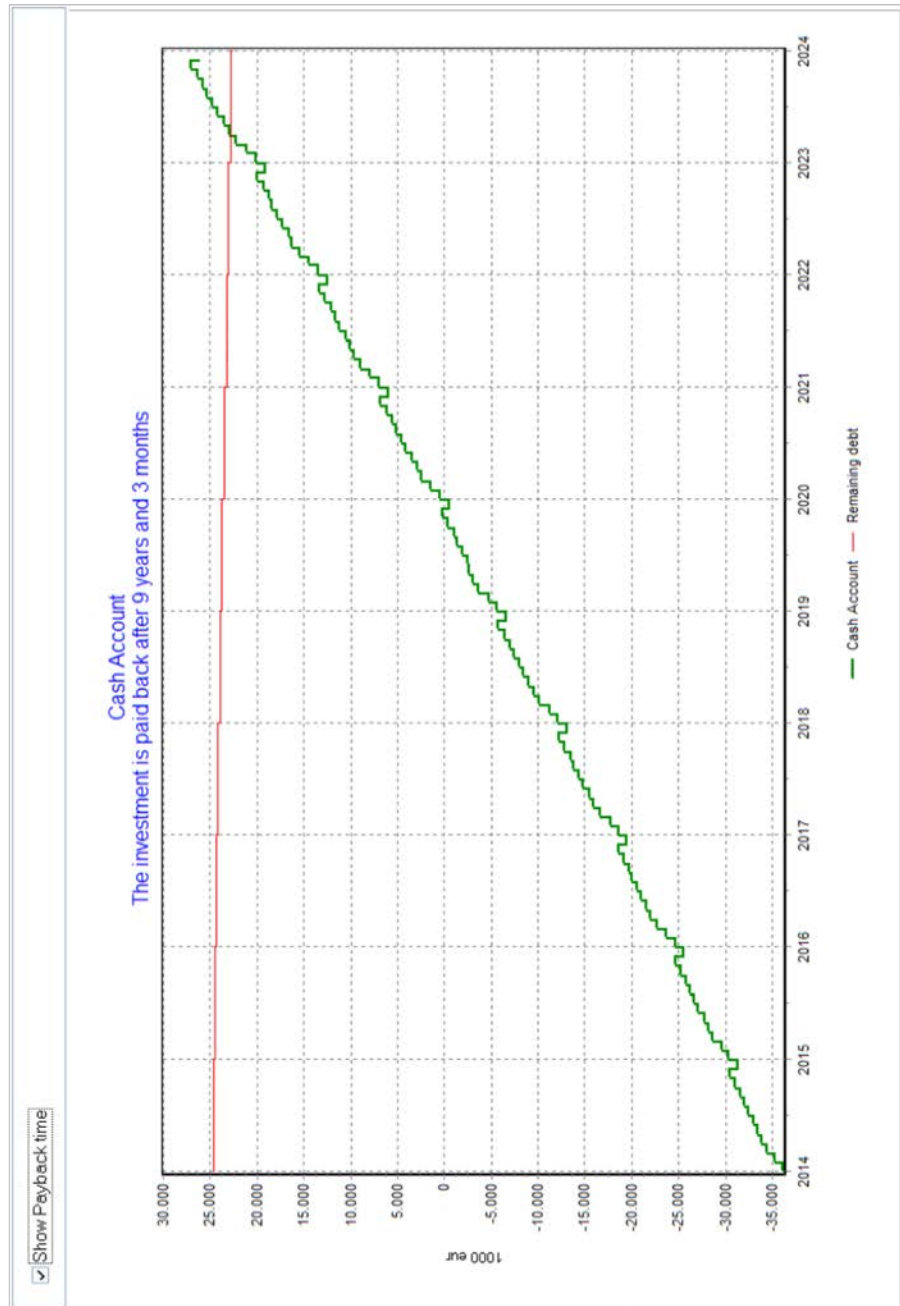
Παρακάτω, παρουσιάζονται συγκεντρωτικά τα οικονομικά στοιχεία λειτουργίας του έργου. Στην εικόνα 2.4.22 βλέπουμε αναλυτικά τα ανά έτος έσοδα λειτουργίας του υβριδικού σταθμού για τα δέκα έτη λειτουργίας του. Παρατηρούμε μια μικρή αύξηση για κάθε έτος, που οφείλεται στον πληθωρισμό. Ακόμα, φαίνονται τα κεφάλαια που επενδύουμε ανά έτος, τα τρέχοντα δάνεια, καθώς και η δόση. Στο cash account παρουσιάζονται τα συνολικά κέρδη, προσαρμοσμένα στη σημερινή αξία του χρήματος, με βάση το αρχικό ποσό που επενδύθηκε.

Στην εικόνα 2.4.23 παρουσιάζεται το γράφημα των εσόδων για τα δέκα έτη λειτουργίας. Παρατηρούμε το σταθερό ρυθμό των εσόδων και μια μικρή πτώση του κόστους της αρχικής επένδυσης που έχει να κάνει με την προσαρμογή του αρχικού κεφαλαίου αναλογικά με το κόστος χρήματος.

energyPRO 4.2.231												
montelopiouhsh Lesvou												
Project No: 13/10/2014 12:51:41 μμ/1												
License: Course Registration												
Time limited until: November 14, 2014												
5001												
Cash Flow, summary												
(All amounts in eur)												
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023		
Revenues												
αιολία	3.860.164	3.900.963	3.998.184	4.310.084	4.418.904	3.976.620	4.319.976	4.239.140	4.333.121	4.712.932		
πρωτοβουλία	3.474.989	3.618.386	3.623.676	3.639.396	3.739.316	3.709.638	3.791.184	3.884.960	3.910.907	3.979.472		
Total Revenues	7.335.153	7.419.348	7.621.860	7.949.479	8.158.220	7.686.258	8.111.160	8.124.090	8.244.028	8.692.304		
Operating Expenditures												
λετοργίες εσοδα	6.700	6.700	6.700	6.700	6.700	6.700	6.700	6.700	6.700	6.700		
Total Operating Expenditures	6.700	6.700	6.700	6.700	6.700	6.700	6.700	6.700	6.700	6.700		
Net Cash from Operation	7.328.453	7.412.648	7.615.160	7.942.779	8.151.520	7.679.558	8.104.460	8.117.390	8.237.328	8.685.604		
Investments												
ολικο ποσο	61.732.764	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Total Investments	61.732.764	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Cash From Long Term Financing												
loan	24.693.105	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Total Cash From Long Term ...	24.693.105	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Debt service												
loan	1.599.958	1.599.958	1.599.958	1.599.958	1.599.958	1.599.958	1.599.958	1.599.958	1.599.958	1.599.958		
Total Debt service	1.599.958	1.599.958	1.599.958	1.599.958	1.599.958	1.599.958	1.599.958	1.599.958	1.599.958	1.599.958		
Total Interest on Cash Account	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Cash Surplus	-31.311.163	5.812.690	6.016.202	6.342.821	6.551.562	6.078.401	6.504.503	6.517.433	6.637.370	7.085.646		
Cash Account	-31.311.163	-25.498.473	-19.483.271	-13.140.450	-6.568.887	-510.487	5.994.016	12.511.448	19.148.818	26.234.465		

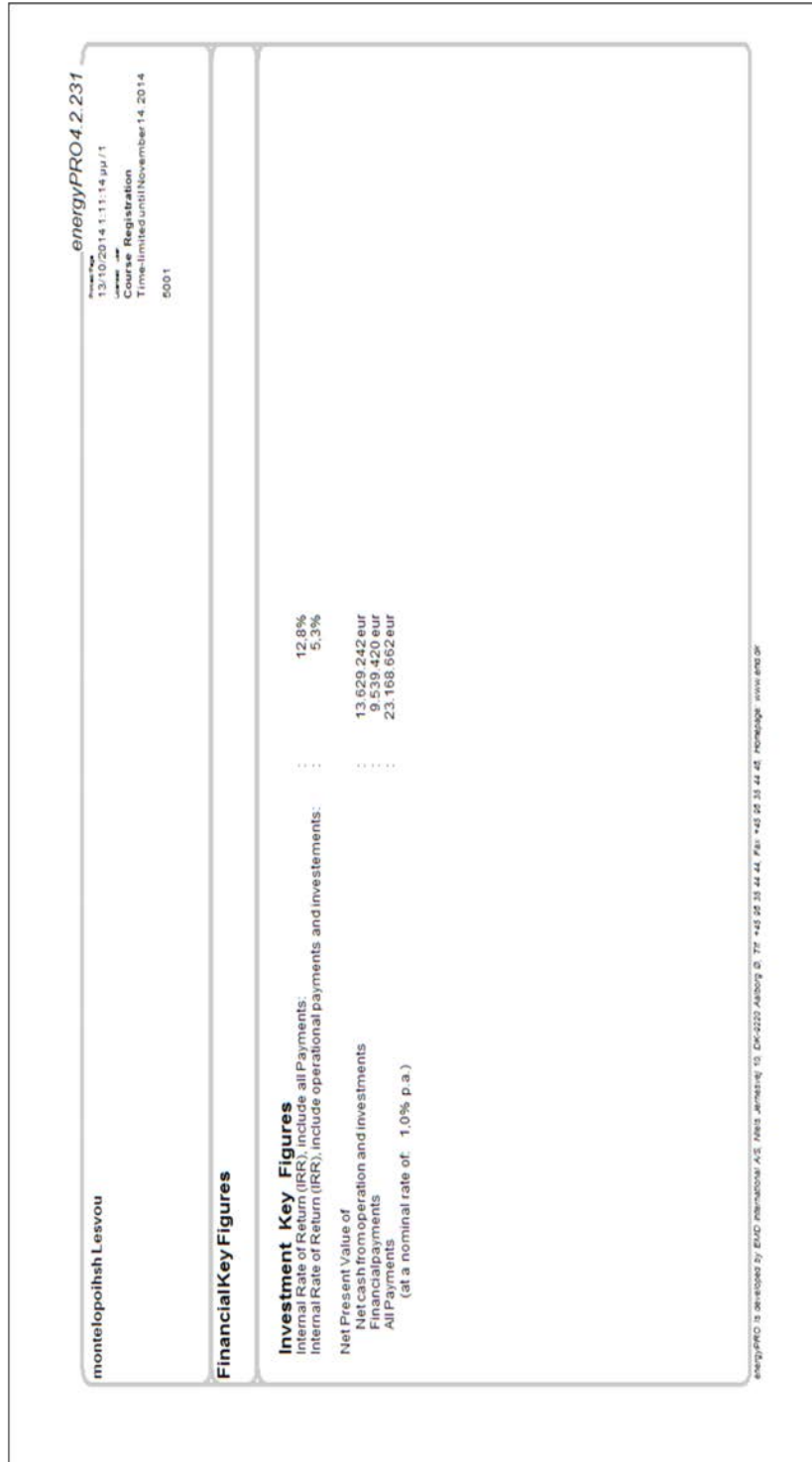
energyPRO is developed by EMD International A.S. 16010 Jarmasvej 10, DK-2220 Alborg, D. 71 +45 96 35 44 44. Fax: +45 96 35 44 40. Homepage: www.emd.dk

Εικόνα 2.4.22 Ροή οικονομικών στοιχείων για περίοδο λειτουργίας 10 ετών



Εικόνα 2.4.23 Διάγραμμα διάρκειας απόσβεσης επένδυσης

Παρατηρούμε ότι και στις δύο εργασίες τα αποτελέσματα είναι παρόμοια, καθώς ετήσια έσοδα είναι της τάξης των 7,3 εκατομμυρίων ευρώ στη δικιά μας περίπτωση, ενώ στην εργασία που χρησιμοποιήθηκε ο κώδικας HYPPOS, τα ετήσια έσοδα είναι 7.777.000 ευρώ, διαφορά αρκετά μικρή. Επίσης, η αποπληρωμή της επένδυσης γίνεται στα 9 έτη και 3 μήνες, ενώ με την άλλη μέθοδο γίνεται στα 9,4έτη. Από τα προκύπτοντα στοιχεία φαίνεται ότι και τα δύο προγράμματα συγκλίνουν στην ίδια λύση. Τέλος, το πρόγραμμα υπολογίζει τον εσωτερικό βαθμό απόδοσης και την καθαρή παρούσα αξία της επένδυσης, όπως παρουσιάζει η εικόνα 2.4.24.



Εικόνα 2.4.24 Κύρια οικονομικά στοιχεία της μελέτης

Εδώ, υπάρχει μια απόκλιση στην εσωτερική απόδοση της επένδυσης (IRR), που ίσως οφείλεται στο διαφορετικό τρόπο βελτιστοποίησης των προγραμμάτων, στη μη πλήρη γνώση όλων των οικονομικών παραμέτρων σχεδιασμού του έργου, αλλά κυρίως στον μη συνυπολογισμό της ετήσιας αποζημίωσης της παροχής εγγυημένης ισχύος στο σύστημα. Άρα, η λειτουργία του έργου για 10 έτη θα μας αποφέρει σε σημερινή αξία του χρήματος περί τα 23.168.662€, με εσωτερικό βαθμό απόδοσης 12,8%.

Στην εικόνα 2.4.25 φαίνεται ο πίνακας με τα οικονομικά στοιχεία των δύο μεθόδων.

α/α	EnergyPro	HYPPOS
IRR	12,80%	15,03%
Ετήσια έσοδα	7,3 εκ. €	7,8 εκ. €
Χρόνος αποπληρωμής	9,25 έτη	9,4 έτη

Εικόνα 2.4.25 Πίνακας συγκριτικών οικονομικών στοιχείων των προγραμμάτων

2.4.6.Σχολιασμός λειτουργίας του λογισμικού

Με το λογισμικό EnergyPro δημιουργήσαμε έναν υβριδικό σταθμό που χρησιμοποιεί υδροηλεκτρική ενέργεια με αντλησιοταμίευση, ώστε να βελτιώσουμε το υπάρχον ενεργειακό δυναμικό της νήσου Λέσβου. Από τα αποτελέσματα του προγράμματος παρατηρούμε ότι πράγματι, η εγκατάσταση του σταθμού βελτιώνει τη λειτουργία του συστήματος καλύπτοντας την ζήτηση σε ώρες αιχμής και ομαλοποιεί τη λειτουργία του συστήματος. Ακόμα, με βάση τα οικονομικά αποτελέσματα προκύπτει ότι, με τα υπάρχοντα οικονομικά δεδομένα η δημιουργία του σταθμού αυτού αποτελεί μια συμφέρουσα επένδυση, η οποία σε χρόνο 9,3 ετών μπορεί να αποπληρωθεί και να αποφέρει αρκετά έσοδα.

Από την άλλη, η σύγκριση των αποτελεσμάτων των δύο προγραμμάτων μας επιτρέπει να συμπεράνουμε ότι το EnergyPro αποτελεί ένα αξιόπιστο και εύχρηστο πρόγραμμα για τον υπολογισμό δικτύων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Οι διαφορές που παρατηρούνται οφείλονται στην έλλειψη ενεργειακών στοιχείων υπολογισμού και περιορισμών, όπως το μέγιστο ποσοστό εισχώρησης των ΑΠΕ στο σύστημα ή η απόδοση του κριτηρίου αποδοτικότητας.

Ωστόσο, οι διαφορές στα οικονομικά μεγέθη μπορεί να οφείλονται στον μη υπολογισμό της ετήσιας αποζημίωσης της παροχής εγγυημένης ισχύος της εγκατάστασης, ενώ ακόμα ένα πρόβλημα του προγράμματος αποτελεί η αδυναμία του να θέσει ο χρήστης όριο στο ποσοστό διείσδυσης των ΑΠΕ στο σύστημα.

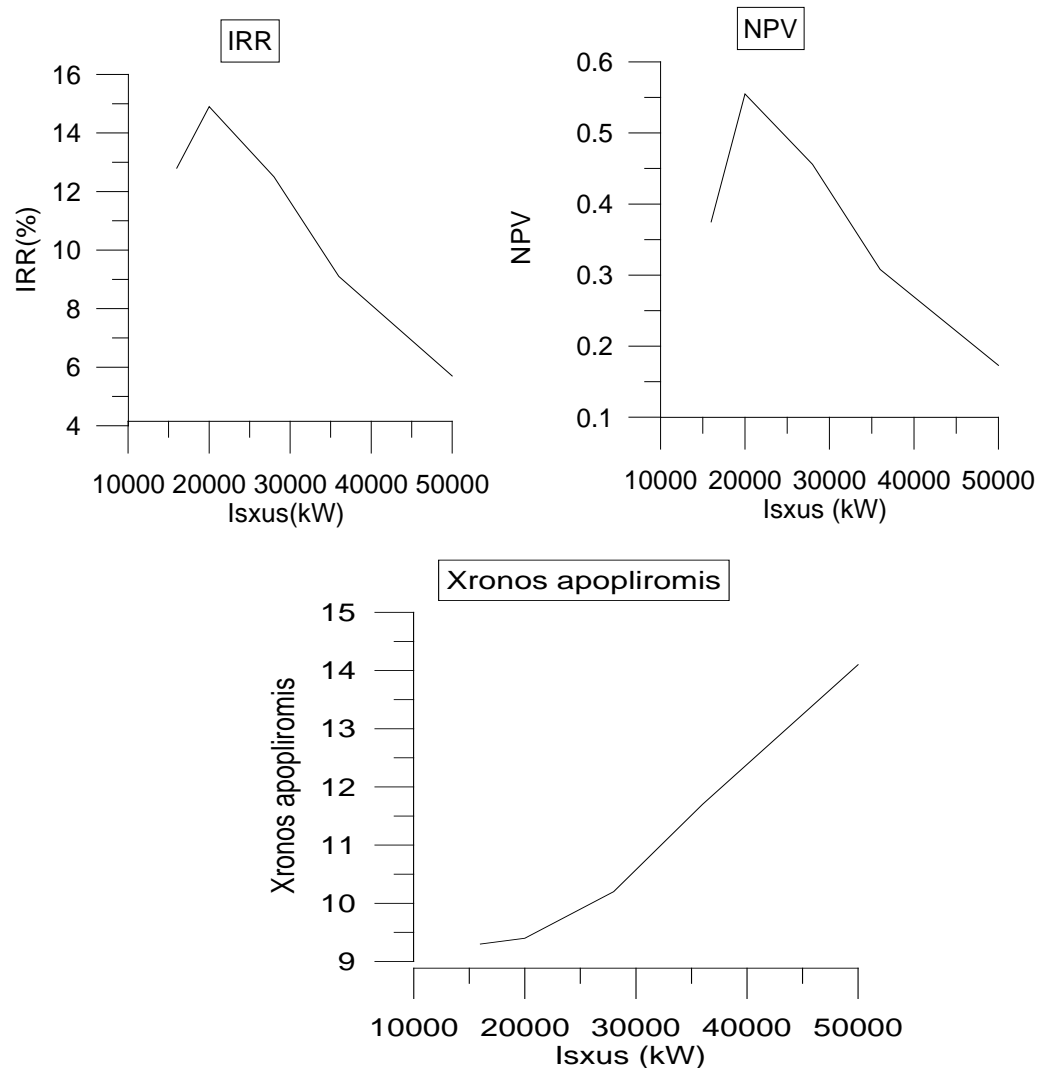
Συνολικά όμως, το EnergyPro αποτελεί ένα εύχρηστο και οικονομικό σε υπολογιστικό χρόνο πρόγραμμα για τη δημιουργία ηλεκτροπαραγωγικών εγκαταστάσεων.

2.5. Παραμετρική ανάλυση των στοιχείων του υβριδικού σταθμού

Στο κεφάλαιο αυτό, διερευνάται η συμπεριφορά του υβριδικού σταθμού σε περίπτωση που αλλάξουν τα δεδομένα της εγκατάστασης. Αλλάζοντας δομικά στοιχεία του υβριδικού σταθμού και του ηλεκτρικού συστήματος, όπως η εγκατεστημένη ισχύς του αιολικού πάρκου ή των φωτοβολταϊκών πάνελ, του τεχνικού ελάχιστου των θερμικών μηχανών και του μεγέθους του ταμιευτήρα, μελετάται η ανταπόκριση του συστήματος και η αλλαγή δεικτών, όπως η συνολική ενέργεια που παράγεται από ΑΠΕ, ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης και η καθαρή παρούσα αξία ανοιγμένη προς το αρχικό ποσό που επενδύθηκε.

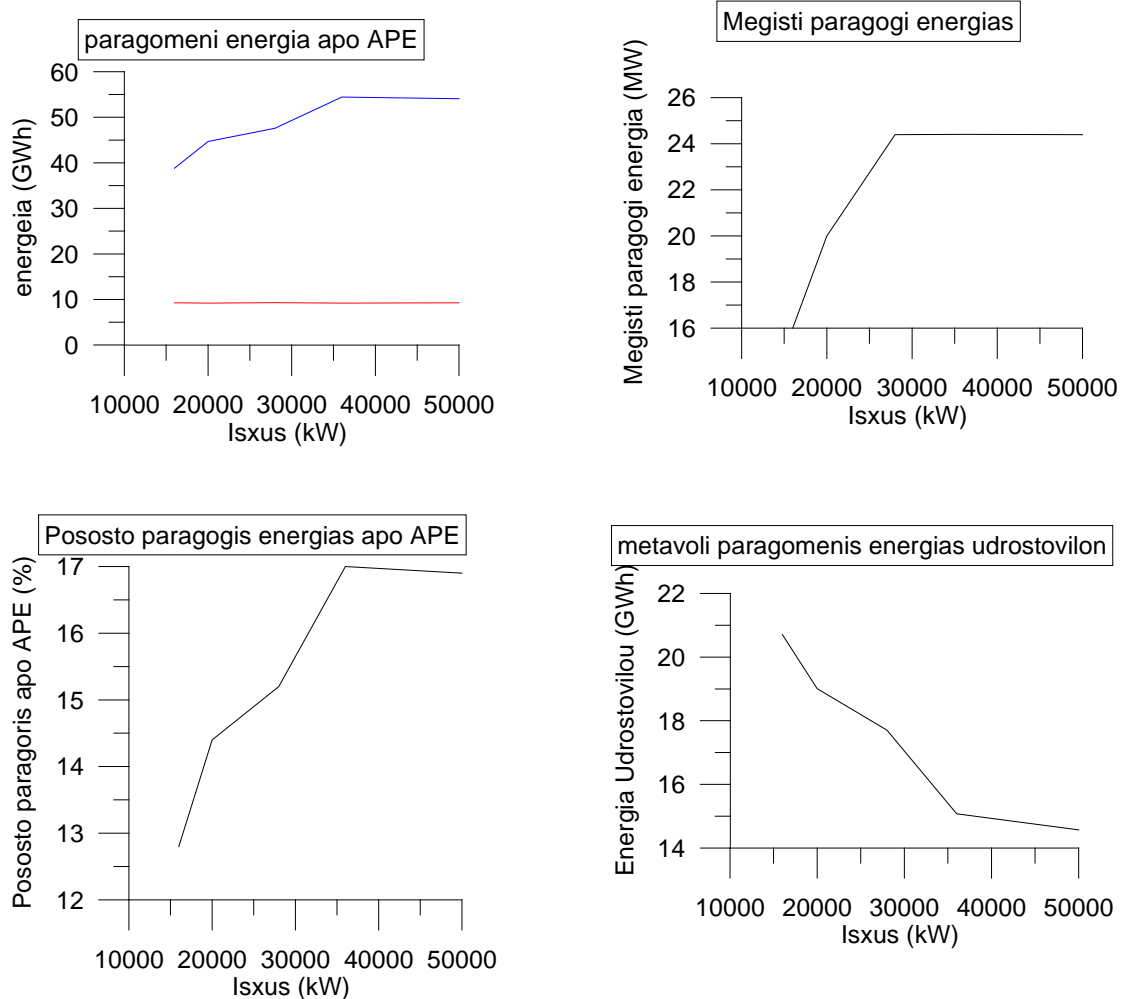
2.5.1. Εγκατεστημένη ισχύς αιολικού πάρκου

Στην περίπτωση αυτή, μεταβάλλεται η εγκατεστημένη ισχύς του αιολικού πάρκου μέχρι το οριακού σημείου όπου ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης μειώνεται κάτω του 6%. Στις εικόνες 2.5.1 και 2.5.2 παρουσιάζονται τα οικονομικά και ενεργειακά αποτελέσματα που προέκυψαν.



Εικόνα 2.5.1 Οικονομικά αποτελέσματα

Παρατηρείται ότι μέχρι τα 20MW περίπου, ο βαθμός απόδοσης της εγκατάστασης, αλλά και η καθαρή παρούσα αξία βελτιώνονται, ενώ στη συνέχεια φθίνουν έως τα 50MW όπου ο συντελεστής εσωτερικής απόδοσης φτάνει στο 5,7%. Ακόμα, για εγκατεστημένη ισχύ μεγαλύτερη των 20MW ο χρόνος αποπληρωμής της επένδυσης αυξάνει με πολύ μεγάλο ρυθμό.



Εικόνα 2.5.2 Ενεργειακά αποτελέσματα

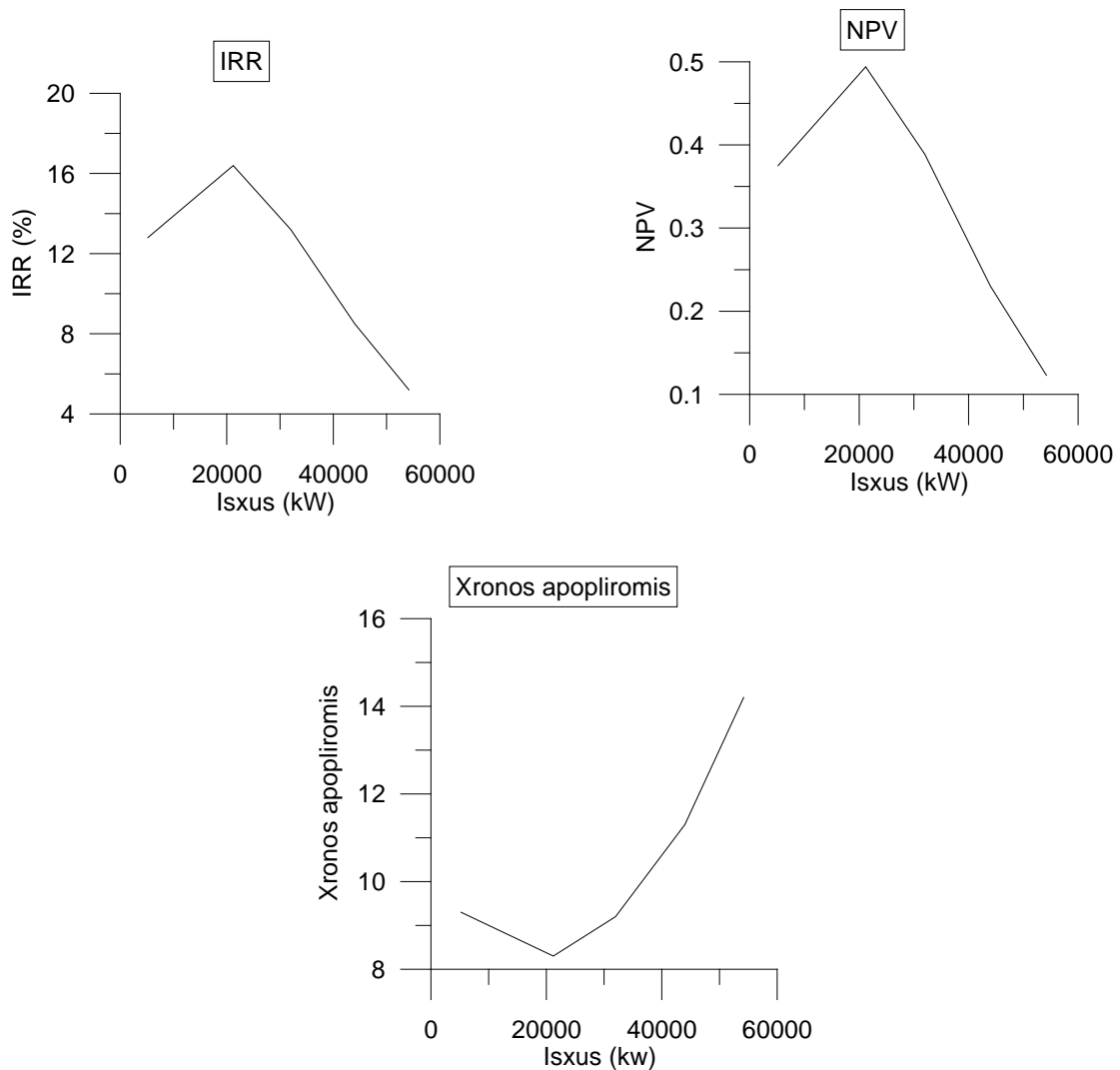
Στην εικόνα 2.5.2 παρουσιάζονται τα ενεργειακά αποτελέσματα για τη μεταβολή της ισχύος του αιολικού πάρκου. Στο πρώτο γράφημα, όπου με μπλε αναπαρίσταται η παραγόμενη ενέργεια του αιολικού πάρκου και με κόκκινο αυτή των φωτοβολταϊκών πάνελ, φαίνεται ότι η αύξηση της ισχύος του αιολικού πάρκου δεν επηρεάζει την παραγωγή των φωτοβολταϊκών. Ακόμα, μετά από τα 32 MW η παραγωγή ενέργειας από το αιολικό πάρκο σταθεροποιείται στις 54GWh, που σημαίνει ότι η μέγιστη ενεργειακά εγκατάσταση ισχύος είναι στα 32MW. Επίσης, το μέγιστο ποσό παραγόμενης ενέργειας από ΑΠΕ φτάνει το 16,9%, το οποίο σταθεροποιείται στα 32MW. Τέλος, από το τελευταίο διάγραμμα φαίνεται ότι τη μέγιστη παραγωγή υδροηλεκτρικής ενέργειας είναι στην περίπτωση της ελάχιστης εγκατεστημένης ισχύος, αφού όσο αυξάνεται η ισχύς του

αιολικού πάρκου παρέχεται μεγαλύτερο ποσό ενέργειας απευθείας στο δίκτυο, ενώ μειώνεται η ανάγκη για κάλυψη της πλεονάζουσας ζήτησης.

Τελικά, με βάση την παραμετρική ανάλυση, η βέλτιστη εγκατεστημένη ισχύς του αιολικού πάρκου είναι αυτή των 20MW, καθώς μετά παρουσιάζονται προβλήματα στην απορρόφηση ενέργειας από το δίκτυο, αλλά μειώνεται και ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης της εγκατάστασης.

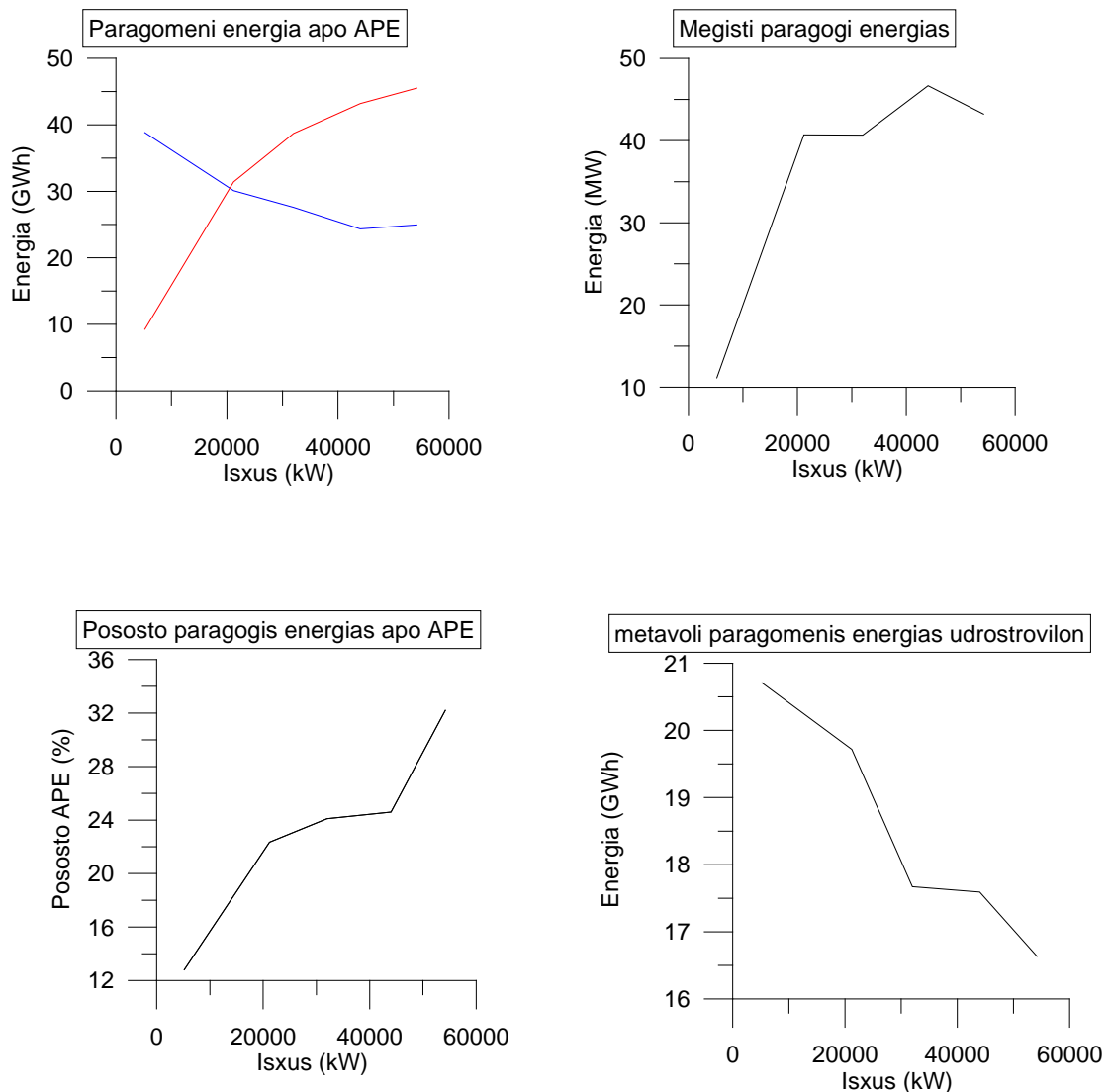
2.5.2.Εγκατεστημένη ισχύς φωτοβολταϊκού πάρκου

Στην περίπτωση, αυτή μεταβάλλεται η εγκατεστημένη ισχύς του φωτοβολταϊκού πάρκου, μέχρι ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης της εγκατάστασης φτάσει οριακά κάτω από το 6%. Τα αποτελέσματα, παρουσιάζονται στα διαγράμματα που φαίνονται στις εικόνες 2.5.3 και 2.5.4.



Εικόνα 2.5.3 Οικονομικά αποτελέσματα

Στο πρώτο διάγραμμα της εικόνας 2.5.3 ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης αυξάνει μέχρι τα 21200 kW όπου και παίρνει την μέγιστη τιμή του στο 16,4%, ενώ ο μέγιστος αριθμός εγκατεστημένης ισχύος, ώστε οριακά να είναι η εγκατάσταση βιώσιμη, είναι τα 54200 kW, με τον εσωτερικό βαθμό απόδοσης στην περίπτωση αυτή, να πέφτει στο 5,2%. Στο δεύτερο διάγραμμα, για εγκατεστημένη ισχύ 21200 kW, η καθαρή παρούσα αξία παίρνει την μέγιστη τιμή της (0,494) και από εκεί και πέρα μειώνεται με πολύ μεγάλο ρυθμό μέχρι την οριακή κατάσταση που φτάνει λαμβάνει την τιμή 0,123. Τέλος, από το τρίτο διάγραμμα φαίνεται ότι ο βέλτιστος χρόνος αποπληρωμής είναι τα 8,3 έτη, ενώ για την μέγιστη εγκατάσταση ο χρόνος αυτός μπορεί να φτάσει και τα 14,2 έτη.



Εικόνα 2.5.4 Ενεργειακά αποτελέσματα

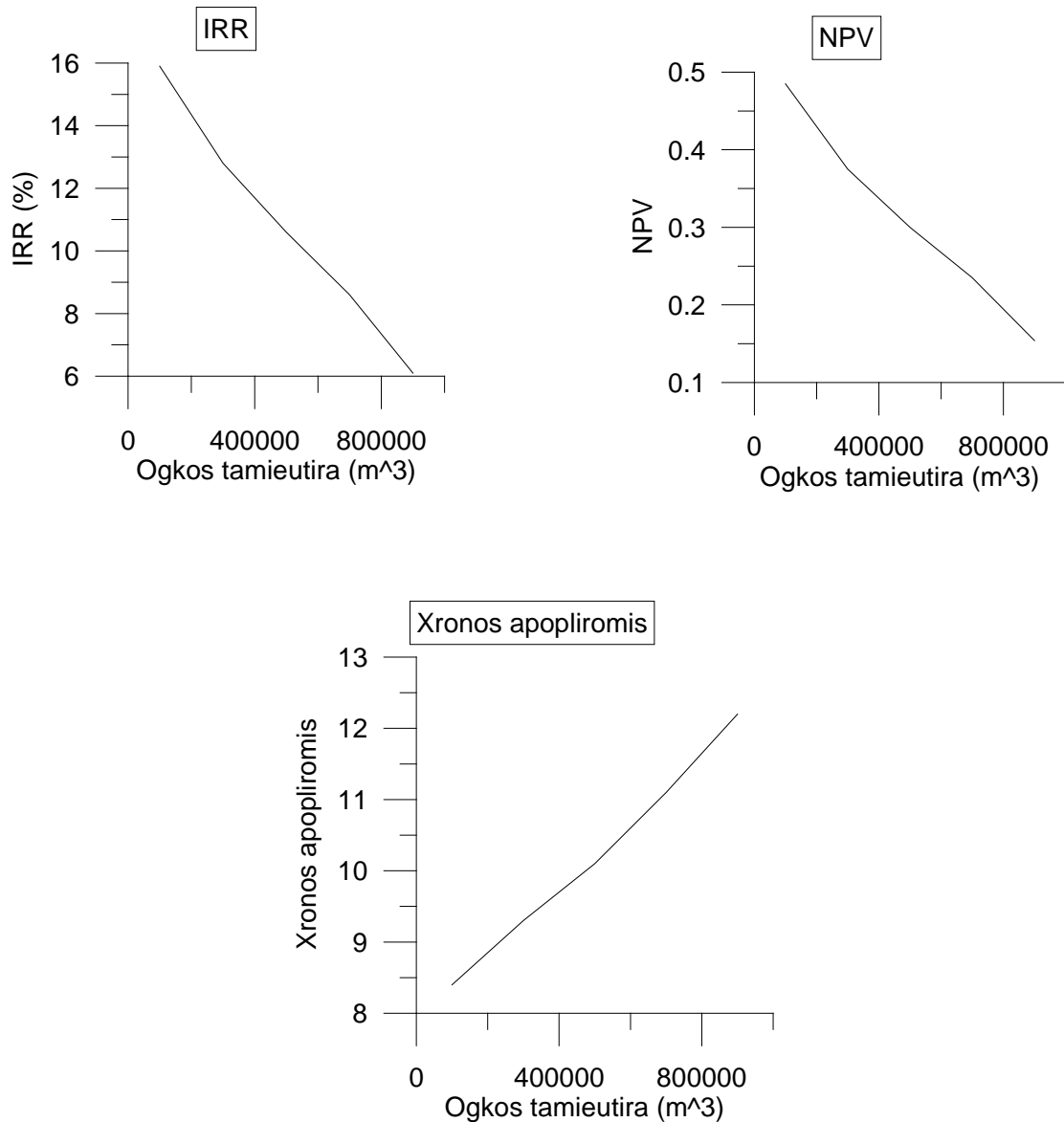
Με βάση το πρώτο διάγραμμα της εικόνας 2.5.4, η παραγωγή της αιολικής ενέργειας, εν αντιθέσει με το προηγούμενο παράδειγμα, εξαρτάται από την παραγωγή του φωτοβολταϊκού πάρκου. Παρατηρείται ότι, όσο αυξάνεται η παραγόμενη από φωτοβολταϊκά ενέργεια, τόσο μειώνεται αυτή των αιολικών. Αυτό όμως, έχει σαν αποτέλεσμα να βελτιώνονται οι οικονομικοί δείκτες λόγω της πολύ μεγάλης τιμής

απευθείας πώλησης ηλιακής ενέργειας στο δίκτυο, αλλά και την μείωση της εκμετάλλευσης της εγκατεστημένης ισχύος του αιολικού πάρκου. Στο δεύτερο διάγραμμα φαίνεται ότι για εγκατεστημένη ισχύ μεγαλύτερη των 21200 kW δεν αυξάνει εξίσου και η μέγιστη παραγωγή ενέργειας, που σημαίνει ότι από αυτή την τιμή και μετά, δεν αξιοποιείται ολόκληρη η εγκατεστημένη ισχύς. Το τρίτο διάγραμμα, δείχνει ότι όσο αυξάνεται η εγκατεστημένη ισχύς αυξάνεται και το ποσοστό παραγωγής των ΑΠΕ. Οριακά όμως, το ποσοστό αυτό ξεπερνάει το όριο του 30% που ορίζεται από τον νόμο ως μέγιστο ποσοστό εισχώρησης στο σύστημα, ώστε αυτό να παραμένει ευσταθές. Τέλος, στο τέταρτο διάγραμμα παρατηρείται ότι η πλεονάζουσα ενέργεια που παράγεται από τα φωτοβολταϊκά πάνελ, αυξάνει το ποσοστό κάλυψης της ζήτησης. Έτσι, η απαιτούμενη παραγωγή ενέργειας από τους υδροστροβίλους μειώνεται. Οριακά από το τις 21 GWh πέφτει στις 16,6 GWh.

Τελικά, η βέλτιστη εγκατεστημένη ισχύς είναι αυτή των 21200kW. Όμως, λόγω της ταυτόχρονης μείωσης της ενέργειας που παράγεται από το αιολικό πάρκο, χρειάζεται επανασχεδιασμός του συστήματος, ώστε να λαμβάνεται περισσότερη ενέργεια από τις ΑΠΕ και λιγότερη από τις θερμικές μονάδες παραγωγής ενέργειας .

2.5.3. Αλλαγή μεγέθους του ταμιευτήρα

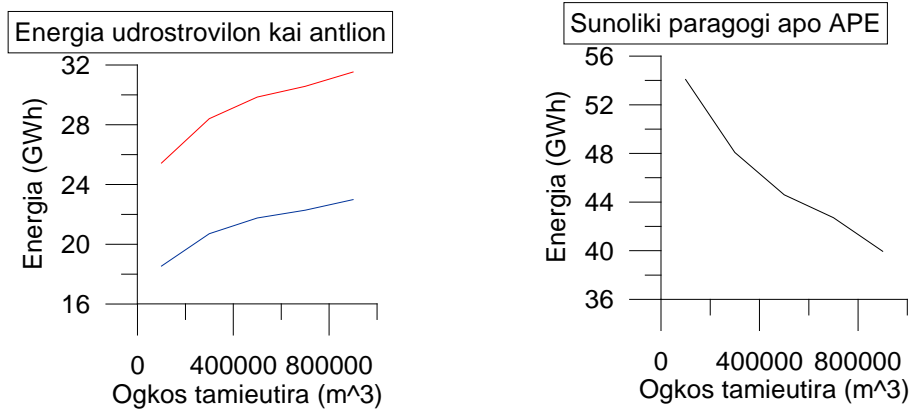
Στη διερεύνηση αυτή, αλλάζοντας τη χωρητικότητα του ταμιευτήρα, παρατηρείται αν αλλάζει η παραγόμενη ενέργεια από ΑΠΕ, αλλά και αν αυξάνεται η χρήση της υδροηλεκτρικής ενέργειας. Στις εικόνες 2.5.5 και 2.5.6 φαίνονται τα οικονομικά και ενεργειακά αποτελέσματα της διερεύνησης.



Εικόνα 2.5.5 Οικονομικά αποτελέσματα

Από τα τρία διαγράμματα της εικόνας 2.5.5 παρατηρείται ότι όσο αυξάνεται ο όγκος του ταμιευτήρα, τόσο ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης και η καθαρή παρούσα αξία πέφτει αλλά και αυξάνει ο χρόνος αποπληρωμής της εγκατάστασης. Από οικονομικής πλευράς, λοιπόν, φαίνεται ότι η βέλτιστη λύση είναι αυτή με τον ελάχιστο όγκο του ταμιευτήρα δηλαδή τα 100,000 m³. Στην περίπτωση αυτή ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης είναι 15,9%, η καθαρή

παρούσα αξία ανέρχεται στο 0,452 και ο χρόνος αποπληρωμής της επένδυσης μειώνεται στα 8,6 έτη.



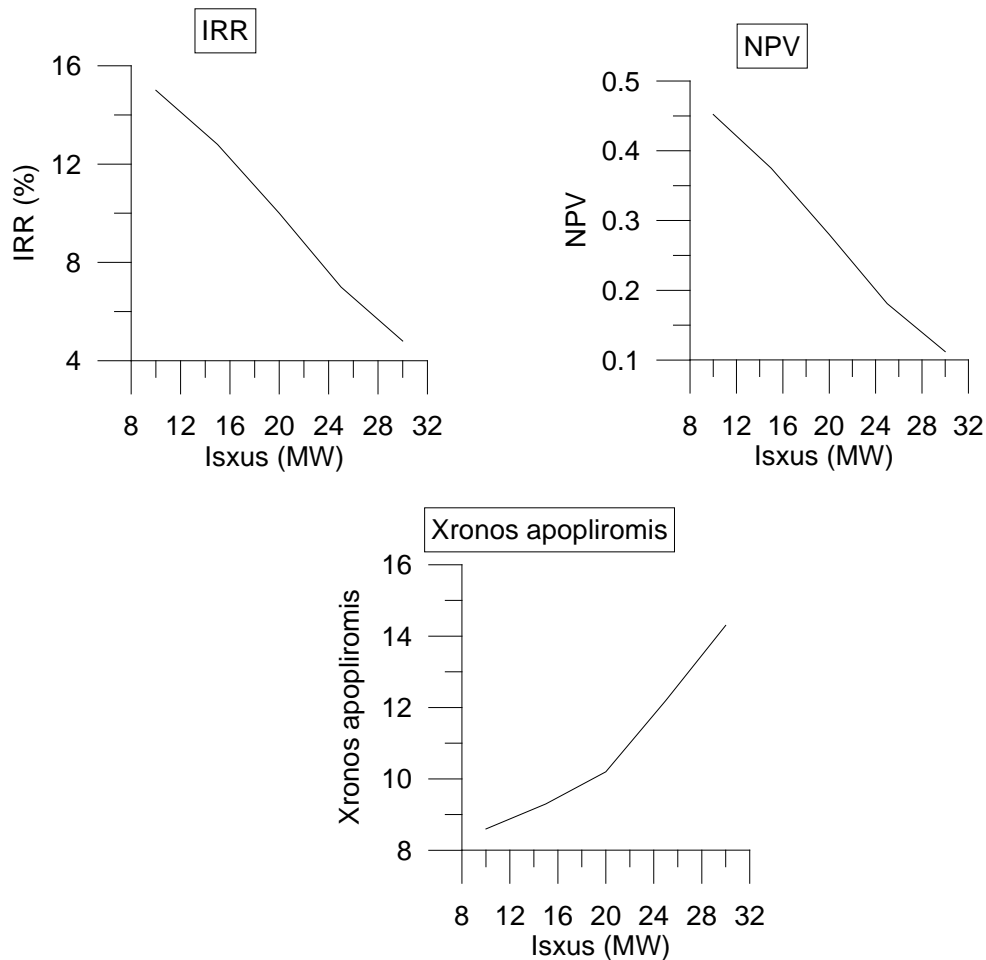
Εικόνα 2.5.6 Ενεργειακά αποτελέσματα

Από τα διαγράμματα που παρουσιάζονται στην εικόνα 2.5.6 παρατηρείται ότι, όσο αυξάνεται ο όγκος του ταμιευτήρα, αυξάνεται και η ενέργεια που αποθηκεύεται και έπειτα μετατρέπεται σε ηλεκτρική ενέργεια. Αυτό, έχει ως αποτέλεσμα να μειώνεται η παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ, αφού η ενέργεια που απαιτείται για να καλυφθεί η ζήτηση, προέρχεται από τον υδροηλεκτρικό σταθμό με αντλησιοταμίευση. Ακόμα, φαίνεται ότι η ενέργεια που αποθηκεύεται από τις αντλίες στον ταμιευτήρα αυξάνεται σχεδόν παράλληλα με την ενέργεια που μετατρέπεται σε ηλεκτρική από τους υδροστρόβιλους. Τέλος, μετά τα 300000 m³ η κλίση της καμπύλης στο πρώτο διάγραμμα αρχίζει να αυξάνει με μικρότερο ρυθμό, δηλαδή το σύστημα αρχίζει να παρουσιάζει κορεσμό.

Τελικά, από οικονομικής πλευράς, η βέλτιστη λύση είναι αυτή που παρουσιάζεται για τον ταμιευτήρα χωρητικότητας 200000 m³, όπου υπάρχει μικρή αποθήκευση ενέργειας και η απευθείας πώληση ενέργειας στο δίκτυο είναι μεγάλη.

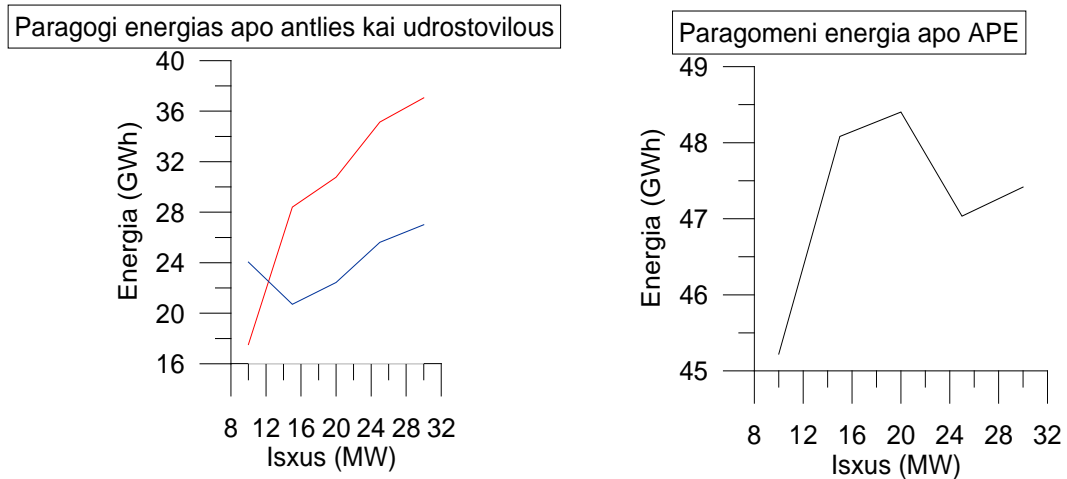
2.5.4.Εγκατεστημένη ισχύς αντλιών και υδροστροβίλων

Στην περίπτωση αυτή, μελετάται η μεταβολή των δεδομένων του σταθμού αν αλλαχθεί η εγκατεστημένη ισχύς του υδροηλεκτρικού σταθμού με αντλησιοταμίευση. Σε όλες τις περιπτώσεις μεταβάλλεται ταυτόχρονα η ισχύς τόσο των αντλιών όσο και των υδροστροβίλων, αφού η παραγωγή ενέργειας εξαρτάται από το ποσό της διαθέσιμης αποθηκευμένης ενέργειας. Τα οικονομικά και ενεργειακά αποτελέσματα παρουσιάζονται στις εικόνες 2.5.7 και 2.5.8.



Εικόνα 2.5.7 Οικονομικά αποτελέσματα

Στην εικόνα 2.5.7 ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης και η καθαρή παρούσα αξία μειώνονται σχεδόν γραμμικά σε σχέση με την εγκατεστημένη ισχύ. Οπότε, η μέγιστη τιμή του εσωτερικού βαθμού απόδοσης εμφανίζεται για την ελάχιστη εγκατεστημένη ισχύ υδροστροβίλων και αντλιών, 15MW και 16,5MW αντίστοιχα, και είναι 15%. Η καθαρή παρούσα αξία τότε είναι 0,452. Τέλος, ο χρόνος αποπληρωμής, μετά τα 20MW αυξάνεται με αρκετά μεγαλύτερο ρυθμό από ότι πριν, δείχνοντας ότι η τιμή αυτή αποτελεί και ένα όριο για την εγκατάσταση του υδροηλεκτρικού ταμιευτήρα με αντλησιοταμίευση.



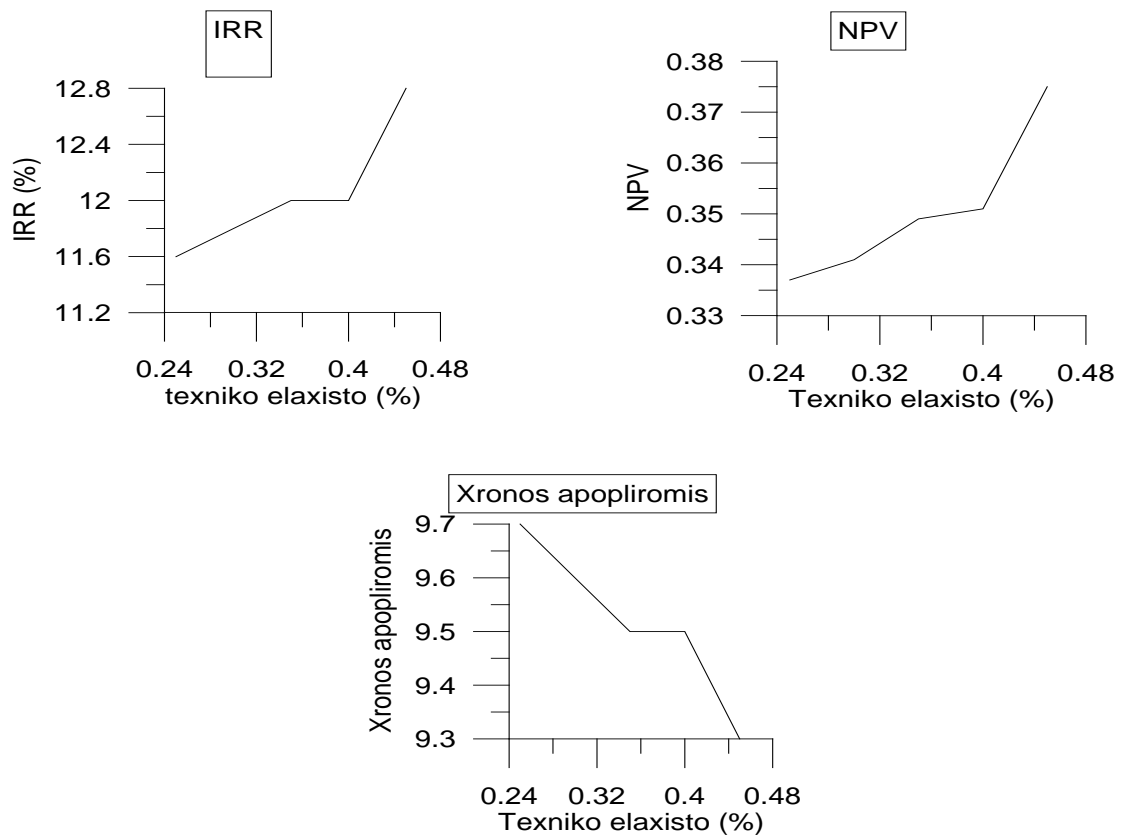
Εικόνα 2.5.8 Ενεργειακά αποτελέσματα

Στο πρώτο διάγραμμα της εικόνας 2.5.8 η ενέργεια που αποθηκεύεται από το σύστημα αυξάνεται, καθώς αυξάνεται η εγκατεστημένη ισχύς των αντλιών. Αντίθετα, η ενέργεια που παράγεται από τους υδροστροβίλους μειώνεται μέχρι τα 15MW και πέραν αυτής της τιμής αρχίζει να αυξάνει ξανά φτάνοντας τελικά στην μέγιστη παραγωγή ενέργειας για εγκατεστημένη ισχύ 30MW. Από το δίπλα φαίνεται ότι η παραγόμενη ισχύς από ΑΠΕ αυξάνεται μέχρι τα 15MW. Στη συνέχεια μειώνεται ο ρυθμός που αυξάνεται η παραγωγή ενέργειας ως τα 21MW, όπου η περαιτέρω αύξηση της ισχύος επιφέρει μείωση της παραγόμενης ενέργειας από ΑΠΕ.

Τελικά, μπορεί για εγκατεστημένη ισχύς 20MW η παραγωγή ενέργειας, τόσο από ΑΠΕ, όσο και από τον υδροηλεκτρικό σταθμό με αντλησιοταμίευση να είναι μεγαλύτερη, όμως το γεγονός ότι η παραγόμενη ενέργεια δεν πωλείται απευθείας στο δίκτυο, αλλά αποθηκεύεται για μελλοντική χρήση, σε συνδυασμό με τον μη συνυπολογισμό της αποζημίωσης της εγγυημένης ισχύος, καθιστούν την εγκατάσταση αυτή λιγότερο συμφέρουσα από την εγκατάσταση των 10MW. Τελικά, η βέλτιστη λύση που προκύπτει είναι αυτή της εγκατάστασης υδροστροβίλων ισχύος 15MW, διότι για μικρότερη εγκατάσταση παρατηρούνται αστάθειες στο δίκτυο.

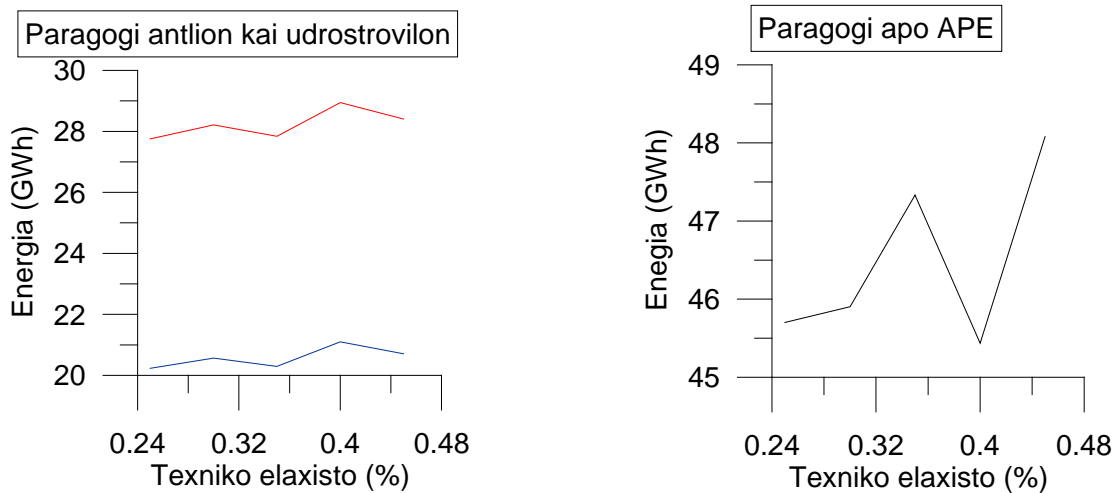
2.5.5.Αλλαγή του τεχνικού ελάχιστου των ΑΣΠ

Στην περίπτωση αυτή εξετάζεται το πώς μεταβάλλεται η παραγωγή ενέργειας των θερμικών μονάδων βάσης, καθώς μεταβάλλεται το ποσοστό του τεχνικού τους ελάχιστου. Η διαδικασία αυτή θα πραγματοποιηθεί για τους ΑΣΠ που λειτουργούν με καύσιμο το ντίζελ, οι οποίοι είθισται να λειτουργούν με μικρότερο φορτίο. Τα αποτελέσματα της διαδικασίας αυτής παρουσιάζονται στα διαγράμματα των εικόνων 2.5.9 και 2.5.10.



Εικόνα 2.5.9 Οικονομικά αποτελέσματα

Από τα διαγράμματα της εικόνας 5.9 παρατηρείται ότι όσο αυξάνεται το ποσοστό του τεχνικού ελαχίστου, αυξάνεται και ο βαθμός εσωτερικής απόδοσης και η καθαρή παρούσα αξία της επένδυσης, ενώ ο χρόνος αποπληρωμής μειώνεται. Η βέλτιστη τιμή μάλιστα, παρουσιάζεται για ποσοστά τεχνικού ελαχίστου στο 0,45, όπως αρχικά σχεδιάστηκε το πρόβλημα. Αυτό συμβαίνει γιατί με τον τρόπο που έχουν οριστεί οι μεταβλητές του συστήματος, όταν αυτό χρειάζεται περισσότερη ενέργεια από αυτή που προσφέρεται από την ελάχιστη λειτουργία των ΑΣΠ, ενεργοποιεί την μονάδα θερμικής βάσης, η οποία προσφέρει μεγαλύτερα ποσά ηλεκτρικής ενέργειας. Έτσι, όσο πιο μικρό είναι το τεχνικό ελάχιστο, τόσο μεγαλύτερη θα είναι η παραγωγή από ΑΣΠ.



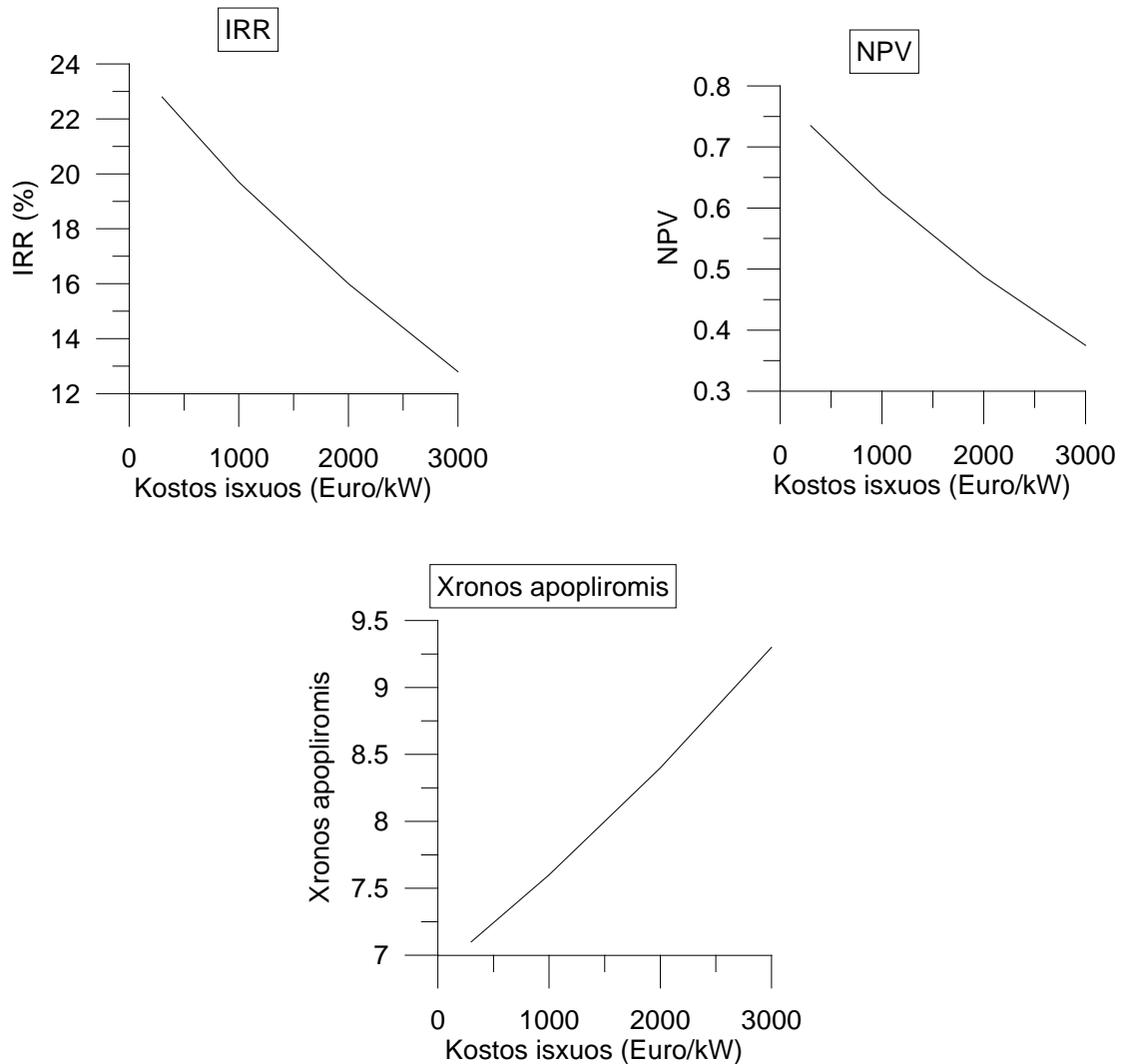
Εικόνα 2.5.10 Ενεργειακά αποτελέσματα

Από τα διαγράμματα της εικόνα 2.5.10 φαίνεται ότι υπάρχει αστάθεια στα αποτελέσματα και μπορούν να εξαχθούν ασφαλές συμπεράσματα. Αυτό όμως που παρατηρείται είναι ότι, αν αυξηθεί το τεχνικό ελάχιστο πάνω από 40%, αυξάνεται και η παραγωγή από ΑΠΕ κάτι το οποίο επιζητείται, την ώρα μάλιστα που η παραγωγή ενέργειας από υδροστρόβιλους παραμένει ουσιαστικά σταθερή.

Αρά, λαμβάνοντας υπ' όψιν τόσο τα ενεργειακά, όσο και τα οικονομικά αποτελέσματα, ότι το βέλτιστο σημείο λειτουργίας προκύπτει για ποσοστό τεχνικού ελάχιστου στο 45%, δηλαδή, στο σημείο όπου σχεδιάστηκε το πρόγραμμα.

2.5.6.Κόστος αγοράς - εγκατεστημένης ισχύος φωτοβολταϊκών

Στην περίπτωση αυτή μελετάται η επίδραση που θα έχει η αλλαγή του κόστους της εγκατεστημένης ισχύος των φωτοβολταϊκών, αν όπως εκτιμάται η τιμή ανά κιλοβάτ εγκατεστημένης ισχύος μειωθεί στα 300€/kW στο μέλλον. Κατά την περίοδο εκπόνησης της εργασίας με την οποία συγκρίνονται τα αποτελέσματα η τιμή της εγκατεστημένης ισχύος του φωτοβολταϊκού πάρκου ήταν στα 3000€/kW ενώ σήμερα η τιμή αυτή έχει μειωθεί στα 2000€/kW. Στην εικόνα 2.5.11 παρουσιάζονται τα διαγράμματα όπου φαίνονται συνοπτικά τα αποτελέσματα.



Εικόνα 2.5.11 Αποτελέσματα αλλαγής κόστους ισχύος

Με βάση τα αποτελέσματα της διερεύνησης φαίνεται ότι η απόδοση της επένδυσης βελτιώνεται πάρα πολύ με την μείωση του κόστους εγκατάστασης των φωτοβολταϊκών. Αν η τιμή αυτή πέσει κατά 1000€/kW ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης αυξάνεται στο 16%, ενώ ο χρόνος αποπληρωμής της επένδυσης μειώνεται κατά ένα έτος. Στην περίπτωση που το κόστος εγκατάστασης ανά κιλοβάτ ισχύος φτάσει στα 300€, ο χρόνος αποπληρωμής φτάνει

στα 7,1 χρόνια και ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης φτάνει στο 22,8%. Η καθαρή παρούσα αξία μάλιστα του κεφαλαίου που επενδύθηκε είναι πολύ καλή αφού φτάνει στο 0,735.

Φαίνεται, λοιπόν, ότι αν μειωθεί το κόστος εγκατεστημένης ισχύος των φωτοβολταϊκών που αποτελούν ένα σημαντικό κομμάτι της επένδυσης, τότε αυτή καθίσταται αρκετά πιο συμφέρουσα.

2.5.7.Σχολιασμός των αποτελεσμάτων της παραμετρικής ανάλυσης

Η παραμετρική ανάλυση του συστήματος, έγινε με σκοπό να διερευνηθούν περαιτέρω οι δυνατότητες του συστήματος και η ευαισθησία του στις αλλαγές των μεταβλητών του. Μετά τις μετρήσεις παρατηρείται ότι, μπορεί να επιτευχθεί περαιτέρω βελτίωση των οικονομικών αποτελεσμάτων του ΥΒΣ. Για να συμβεί αυτό θα πρέπει να αυξηθεί ο αριθμός της εγκατεστημένης ισχύος των αιολικών στα 20000kW και των φωτοβολταϊκών στα 21200kW. Όμως, προκειμένου να αποφευχθεί πολύ μεγάλη διείσδυση των ΑΠΕ στο σύστημα καλό θα ήταν να αυξηθεί παράλληλα και ο όγκος του άνω ταμιευτήρα. Η αύξηση αυτή δεν είναι δυνατό να υπολογιστεί στην παρούσα εργασία, διότι δεν είναι δυνατό να καθοριστεί στο πρόγραμμα περιορισμός για το ποσοστό διείσδυσης των ΑΠΕ στο δίκτυο. Τέλος, με βάση τα αποτελέσματα και την προσδοκώμενη μείωση στο κόστος εγκατεστημένης ισχύος των φωτοβολταϊκών, η δημιουργία του ΥΒΣ γίνεται ακόμα πιο συμφέρουσα.

3.Συμπεράσματα και προτάσεις για περαιτέρω έρευνα

3.1.Συμπεράσματα

Αντικείμενο της εργασίας αποτέλεσε η διερεύνηση της εγκατάστασης ΥΒΣ που περιλαμβάνει αιολικό και φωτοβολταϊκό πάρκο και μονάδα αντλησιοταμίευσης στο μη διασυνδεδεμένο νησί της Λέσβου, με το εμπορικό υπολογιστικό πακέτο EnergyPro, μια άδεια χρήσης του οποίου παραχωρήθηκε στο Εργ. Υδροδυναμικών Μηχανών από τη Δανέζικη εταιρεία EnergySoft. Ως περιοχή κατασκευής του σταθμού επιλέχθηκε να είναι αυτή 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 300.000 m³.

Προκειμένου να μοντελοποιηθεί ο προτεινόμενος σταθμός με το νέο λογισμικό, χρειάστηκε πρώτα η εκμάθηση του προγράμματος, ενώ παράλληλα δημιουργήθηκε και μέσω παραδειγμάτων ένα εγχειρίδιο χρήσης του στα ελληνικά για μελλοντική αξιοποίηση. Παράλληλα, το μοντέλο που σχεδιάστηκε στο γραφικό περιβάλλον του προγράμματος, μπορεί να χρησιμοποιηθεί αυτούσιο για τη μελέτη λειτουργίας παρόμοιων σταθμών, αλλάζοντας μόνο τα δεδομένα των εξωτερικών συνθηκών.

Παρακάτω συνοψίζονται τα βασικότερα συμπεράσματα από τη μελέτη του υβριδικού σταθμού με το λογισμικό EnergyPro:

- Το λογισμικό λόγω της γραφικής αναπαράστασης των στοιχείων, βοηθάει τον χρήστη στην ταχύτερη και ευκολότερη μοντελοποίηση του προγράμματος. Είναι ένα πρόγραμμα το οποίο χρησιμοποιεί σχετικά μικρή υπολογιστική ισχύ, εξάγοντας αποτελέσματα σε σχετικά μικρό υπολογιστικό χρόνο.
- Η σύγκριση των αποτελεσμάτων του λογισμικού αυτού, με το αντίστοιχο λογισμικό HYPPOS, που αναπτύχθηκε στο εργαστήριο Υδροδυναμικών μηχανών του ΕΜΠ, επιβεβαιώνει την χρησιμότητα και την αποδοτικότητα της εγκατάστασης ΥΒΣ, που προτάθηκε σε παλαιότερη διπλωματική εργασία.
- Η διαφορά των δύο προγραμμάτων, είναι ότι το EnergyPro μπορεί να δημιουργήσει όλων των ειδών τις ενεργειακές μελέτες. Αυτό συμβαίνει γιατί υπάρχει η δυνατότητα εισαγωγής στοιχείων όπως τα ηλιακά πάνελ, εναλλάκτες θερμότητας, αντλίες θερμότητας και ψυκτικά σώματα. Στο δικό μας παράδειγμα, κατά την εισαγωγή των θερμικών μονάδων βάσης, ο χρήστης έχει τη δυνατότητα να υπολογίσει την απορριπτόμενη θερμότητα στο περιβάλλον και είτε να την αποθηκεύσει, είτε να τη χρησιμοποιήσει απευθείας για τη θέρμανση των γύρω περιοχών. Ακόμα, προσφέρει τη δυνατότητα στο χρήστη να υπολογίσει λεπτομερώς τις εκπομπές ρύπων και τα οφέλη που θα υπήρχαν από την δημιουργία ενός ΥΒΣ.
- Ένα βασικό μειονέκτημα όμως του EnergyPro είναι ότι δεν υπάρχει η δυνατότητα περιορισμού της ημερήσιας εισχώρησης των ΑΠΕ στο δίκτυο στο

30% όπως ορίζει ο νόμος, ενώ κατά τα οικονομικά αποτελέσματα δεν λαμβάνει υπ' όψιν του την αποζημίωση για τη παροχή εγγυημένης ισχύος. Τέλος, μια διαφορά από το πρόγραμμα HYPPOS είναι ότι ο υδροηλεκτρικός σταθμός με αντλησιοταμίευση, επειδή θεωρείται στοιχείο αποθήκευσης ενέργειας, δεν προσμετράται κατά τον οικονομικό υπολογισμό των αποτελεσμάτων. Έτσι, τα έσοδα καθορίζονται από την παραγωγή του φωτοβολταϊκού και αιολικού πάρκου, προσμετρώντας την ουσιαστικά ως απευθείας παροχή ενέργειας στο δίκτυο.

Στην συνέχεια, έγινε παραμετρική ανάλυση των στοιχείων του ΥΒΣ. Ο σταθμός αναφοράς ο οποίος μελετήθηκε, αποτελείται από ένα αιολικό πάρκο ισχύος 16 MW, ένα φωτοβολταϊκό πάρκο ισχύος 5,2 MW και έναν υδροηλεκτρικό σταθμό με αντλησιοταμίευση. Ο υδροηλεκτρικός σταθμός με αντλησιοταμίευση έχει αντλητική εγκατάσταση ισχύος 16,5 MW, υδροστροβίλους ισχύος 15 MW και χωρητικότητα άνω ταμιευτήρα 300000 m³. Από την παραμετρική ανάλυση αυτή, προέκυψε ότι:

- Η εγκατεστημένη ισχύς του αιολικού πάρκου μπορεί να αυξηθεί στα 20 MW βελτιώνοντας και κάνοντας ακόμα πιο συμφέρουσα την λειτουργία του σταθμού, αφού αυξάνεται ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης και φτάνει στο 16%.
- Η εγκατεστημένη ισχύς του φωτοβολταϊκού πάρκου αν αυξηθεί στα 21,2 MW, τότε ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης της εγκατάστασης ξεπερνάει το 16%..
- Από την αλλαγή του μεγέθους του ταμιευτήρα προέκυψε ότι ο ταμιευτήρας θα μπορούσε να είναι κατά 100000 m³ πιο μικρός, ούτως ώστε να αυξηθεί η απ' ευθείας πώληση ενέργειας στο δίκτυο.
- Η αλλαγή της ισχύος αναφοράς αντλητικής και υδροστροβιλικής εγκατάστασης σύμφωνα με τα αποτελέσματα δεν συνίσταται. Αυτό συμβαίνει διότι, για μικρότερη των 15 MW εγκατεστημένη ισχύ, παρατηρούνται αστάθειες στο σύστημα σε περιόδους υψηλής ζήτησης, ενώ για μεγαλύτερη εγκατεστημένη ισχύ, ουσιαστικά η παραγόμενη ενέργεια από τους υδροστροβίλους παραμένει σταθερή.
- Τέλος, διερευνώντας τον τρόπο που θα επηρεάσει τον εσωτερικό βαθμό απόδοσης της εγκατάστασης η μελλοντική μείωση στο κόστος εγκατάστασης των φωτοβολταϊκών, διαπιστώνουμε ότι ήδη σήμερα που η τιμή αυτή έχει μειωθεί στις 2000 €/kW, ο IRR έχει ξεπεράσει το 16% καθιστώντας την επένδυση αρκετά πιο συμφέρουσα.

Συνολικά, προκειμένου να βελτιστοποιηθεί η λειτουργία του σταθμού, θα μπορούσε να αυξηθεί η εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών στα 20000 kW και των φωτοβολταϊκών πάνελ στα 21200 kW ταυτόχρονα, μελετώντας παράλληλα και τη δυνατότητα πλήρους αντικατάστασης ορισμένων μονάδων βάσης. Προκειμένου να συμβεί αυτό όμως, θα πρέπει να αυξηθεί και ο όγκος του άνω ταμιευτήρα, ώστε να επιτευχθεί μεγάλη διείσδυση των ΑΠΕ στο δίκτυο. Η βέλτιστη τιμή της αύξησης αυτής όμως δεν είναι δυνατό να προσδιοριστεί στην παρούσα εργασία, διότι ο χρήστης δεν έχει την επιλογή να ορίσει συγκεκριμένο ανά ημέρα ποσοστό διείσδυσης των ΑΠΕ στο δίκτυο στο EnergyPro.

3.2.Προτάσεις για περαιτέρω έρευνα

- 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.
- Μελέτη για τη χρήση της απορριπτόμενης θερμικής ενέργειας από ΑΣΠ για οικιακή χρήση και τρόποι αποθήκευσής της.
- Μελέτη της επίδρασης της μείωσης των ρυπαντών στην ατμόσφαιρα της Λέσβου από την αύξηση της χρήσης ΑΠΕ και τη δημιουργία ΥΒΣ.

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, με την βοήθεια των σχετικών λογισμικών.

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 αντλιοσταμειωτήρων”
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 αντλιοσταμειωσης 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 αντλησιοταμίευση στο σύστημα της Παρο-Ναξίας»
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 διεύθυνση 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 διεύθυνσης 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»
41. Σ. Χαρατζας 2009. «Συλλογή και στατιστική επεξεργασία χαρακτηριστικών καμπυλών και λειτουργικών στοιχείων φυγοκεντρικών αντλιών»
42. Intergovernmental panel for climate change (IPCC),2007. «Summary for policymakers»
43. Π. Μιχελακάκης, 2011. «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»
44. Γ. Μωραΐτης, 2011. «Μοντελοποίηση ένταξης και λειτουργίας υβριδικού υδροηλεκτρικού σταθμού με αντλησιοταμίευση αιολικής και φωτοβολταϊκής παραγωγής σε μη- διασυνδεδεμένο δίκτυο. Διερεύνηση της επίδρασης του σχεδιασμού του σταθμού στα ενεργειακά και οικονομικά του αποτελέσματα»
45. Α. Αλεξανδράκης, 2011. «Αριθμητική επίλυση της ροής σε υδραυλική διάταξη αναστρέψιμης μονάδας αντλίας - υδροστρόβιλου και βελτιστοποίηση υδροδυναμικού σχεδιασμού της»
46. EMD International A/S, 2014. «Modeling in the EU- Project store the feasibility of electricity storage»

Ιστοσελίδες:

1. Ινστιτούτο Γεωλογικών και Μεταλλευτικών Ερευνών (IGME): 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](http://www.ypeka.gr), www.ypeka.gr
30. Πανεπιστήμιο Αιγαίου-Τμήμα Περιβάλλοντος, www.aegean.gr/enviroment
31. [Περιφέρεια Βορείου Αιγαίου](http://www.pvaigaiou.gov.gr), www.pvaigaiou.gov.gr
32. Ενεργειακό γραφείο Ίου-Αιγαίου, www.aegean-energy.gr
33. Υδροαιολική Κρήτης Α.Ε, www.iene.gr
34. www.emd.dk
35. www.statistics.gr
36. freemeteo.gr