



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΣΧΟΛΗ ΜΗΧΑΝΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΕΡΓΑΣΤΗΡΙΟ ΕΤΕΡΟΓΕΝΩΝ ΜΙΓΜΑΤΩΝ &
ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΚΑΥΣΗΣ

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

ΤΕΧΝΙΚΗ-ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ-ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΙΚΗ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ
ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗΣ ΑΥΤΟΝΟΜΙΑΣ ΜΔΝ ΜΕ ΕΜΦΑΣΗ ΣΤΙΣ ΑΠΕ ΜΕ ΤΗ
ΒΟΗΘΕΙΑ ΤΟΥ ΛΟΓΙΣΜΙΚΟΥ «EnergyPLAN»

ΛΕΩΝΙΔΑΣ ΛΑΜΠΡΟΥ

ΕΠΙΒΛΕΠΟΥΣΑ ΚΑΘΗΓΗΤΡΙΑ : ΜΑΡΙΑ ΦΟΥΝΤΗ

Αθήνα, Ιούλιος 2018

ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ

Θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά την καθηγήτρια κ. Μαρία Φούντη για την άψογη συνεργασία καθώς και για την υπομονή και επιμονή της κατά της διάρκειας αυτής. Επίσης θα ήθελα να ευχαριστήσω τον Δρ. Γεώργιο Κάραλη για την παροχή σημαντικών δεδομένων.

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

ΠΕΡΙΛΗΨΗ.....	1
ABSTRACT.....	2
1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ.....	3
1.1 ΟΙ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ ΠΗΓΕΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ.....	3
1.2 ΟΙ ΑΠΕ ΣΤΟΝ ΚΟΣΜΟ, ΑΝΑΠΤΥΞΗ ΤΩΝ ΑΠΕ.....	4
1.3 ΝΟΜΟΘΕΤΙΚΟ ΠΛΑΙΣΙΟ ΓΙΑ ΑΝΑΠΤΥΞΗ ΑΠΕ ΣΤΗΝ ΕΥΡΩΠΗ ΚΑΙ ΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ.....	6
1.3.1 ΕΥΡΩΠΑΙΚΕΣ ΟΔΗΓΙΕΣ.....	6
1.3.2 ΟΙ ΣΤΟΧΟΙ 20-20-20.....	7
1.3.3 ΕΛΛΗΝΙΚΗ ΝΟΜΟΘΕΣΙΑ.....	7
1.3.4 Η ΕΠΙΤΕΥΞΗ ΤΩΝ ΣΤΟΧΩΝ 20-20-20 ΣΤΗΝ ΕΥΡΩΠΗ ΚΑΙ ΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ.....	9
1.3.5 ΝΕΕΣ ΟΔΗΓΙΕΣ.....	10
2 ΤΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ, Η ΠΕΡΙΠΤΩΣΗ ΤΩΝ ΜΔΝ.....	12
2.1 ΤΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ.....	12
2.2 ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ.....	14
2.3 ΤΟ ΝΗΣΙΩΤΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ (ΜΗ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΑ ΝΗΣΙΑ).....	16
2.4 ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ ΜΔΝ.....	17
2.5 ΠΡΑΣΙΝΑ ΝΗΣΙΑ, Η ΤΗΛΟΣ.....	21
2.6 ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ.....	24
2.6.1 ΥΒΡΙΔΙΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΜΕ ΑΝΤΛΗΣΙΟΤΑΜΙΕΥΣΗ.....	26
2.6.2 ΥΒΡΙΔΙΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΜΕ ΧΡΗΣΗ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΩΝ.....	27
3 ΛΟΓΙΣΜΙΚΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ.....	29
3.1 ΤΑ ΛΟΓΙΣΜΙΚΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗΣ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗΣ.....	29
3.2 ΣΥΝΟΠΤΙΚΗ ΠΑΡΟΥΣΙΑΣΗ ΛΟΓΙΣΜΙΚΩΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗΣ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗΣ.....	31
3.3 ΧΡΗΣΙΜΟΤΗΤΑ ΤΩΝ ΛΟΓΙΣΜΙΚΩΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗΣ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗΣ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ.....	34
3.4 ΕΠΙΛΟΓΗ ΚΑΤΑΛΛΗΛΟΥ ΛΟΓΙΣΜΙΚΟΥ.....	35
4 Η ΙΚΑΡΙΑ, ΠΑΡΟΥΣΙΑΣΗ ΤΟΥ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ.....	40
4.1 Η ΙΚΑΡΙΑ, ΕΠΙΛΟΓΗ ΤΗΣ ΙΚΑΡΙΑΣ ΩΣ ΕΞΕΤΑΖΟΜΕΝΟ ΠΑΡΑΔΕΙΓΜΑ.....	40
4.2 ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΤΗΣ ΙΚΑΡΙΑΣ.....	40
4.3 Ο ΥΒΡΙΔΙΚΟΣ ΣΤΑΘΜΟΣ ΤΗΣ ΙΚΑΡΙΑΣ.....	41
4.4 ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΤΟΥ ΥΒΣ ΙΚΑΡΙΑΣ.....	44
5 ΑΝΑΛΥΣΗ ΤΟΥ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΜΕ ΤΟ ENERGYPLAN.....	47
5.1 ΔΕΔΟΜΕΝΑ.....	47
5.1.1 ΗΛΙΑΚΑ ΔΕΔΟΜΕΝΑ.....	48
5.1.2 ΑΙΟΛΙΚΑ ΔΕΔΟΜΕΝΑ.....	49
5.1.3 ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΔΕΔΟΜΕΝΑ.....	50

5.2	ΑΝΑΛΥΣΗ ΧΩΡΙΣ ΝΑ ΠΕΡΙΛΑΜΒΑΝΕΤΑΙ Ο ΥΒΡΙΔΙΚΟΣ ΣΤΑΘΜΟΣ	51
5.3	ΑΝΑΛΥΣΗ ΣΥΜΠΕΡΙΛΑΜΒΑΝΟΜΕΝΟΥ ΤΟΥ ΥΒΡΙΔΙΚΟΥ ΣΤΑΘΜΟΥ	53
6	ΑΝΑΛΥΣΗ ΜΕΛΛΟΝΤΙΚΩΝ ΣΕΝΑΡΙΩΝ.....	57
6.1	ΑΝΑΛΥΣΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΜΕ ΑΥΞΗΜΕΝΗ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ ΑΠΕ	57
6.2	ΠΙΘΑΝΗ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ ΜΕ ΤΟ ΗΠΕΙΡΩΤΙΚΟ ΔΙΚΤΥΟ	59
7	ΑΝΑΛΥΣΗ, ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ	63
7.1	ΤΕΧΝΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ.....	63
7.2	ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ	64
7.3	ΚΟΙΝΩΝΙΚΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΚΑΙ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ.....	65
7.4	ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ.....	66
7.4.1	ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ ΓΙΑ ΤΗΝ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ ΤΩΝ ΑΠΕ ΣΤΑ ΜΔΝ.....	66
7.4.2	ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ ΓΙΑ ΤΗΝ ΧΡΗΣΗ ΤΟΥ EnergyPlan.....	67
7.5	ΠΡΟΤΑΣΕΙΣ ΓΙΑ ΣΥΝΕΧΙΣΗ	68
	ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ.....	69

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Τα τελευταία χρόνια, η κλιματική αλλαγή έχει επιφέρει δραστικά μέτρα στις ενεργειακές πολιτικές των χωρών. Στην Ευρωπαϊκή Ένωση, η οποία πρωτοπορεί στον τομέα αυτό έχουν εκδοθεί δεσμευτικές οδηγίες με στόχο τη μείωση των εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου. Η επίτευξη του στόχου αυτού εξαρτάται εν πολλοίς αφενός από την μείωση των ενεργειακών αναγκών, κυρίως στον κτιριακό τομέα και αφετέρου από την αύξηση της διείσδυσης των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Η Ελλάδα υστερεί σημαντικά και στις δύο αυτές κατηγορίες.

Παρά το εξαιρετικό ηλιακό και αιολικό δυναμικό της Ελλάδας η ανάπτυξη των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας δεν είναι η αναμενόμενη. Σε αυτό το γεγονός συμβάλλει σημαντικά ότι τα νησιά του Αιγαίου στα οποία οι συνθήκες είναι ιδανικές δεν είναι διασυνδεδεμένα με το Ηπειρωτικό σύστημα ηλεκτροπαραγωγής. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα να τροφοδοτούνται από Αυτόνομους Σταθμούς Παραγωγής ξεπερασμένης τεχνολογίας με πολύ μεγάλο κόστος για τους Έλληνες πολίτες.

Στην παρούσα διπλωματική εργασία γίνεται αρχικά βιβλιογραφική ανασκόπηση στην οποία παρουσιάζονται τα δεδομένα που επικρατούν στον ενεργειακό τομέα παγκοσμίως, στην Ευρώπη και στην Ελλάδα.

Στη συνέχεια επιλέγεται κατάλληλο λογισμικό το οποίο έχει την δυνατότητα να αναλύσει ένα σύνθετο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής που συνδυάζει συμβατικές μεθόδους παραγωγής από Θερμικό σταθμό, Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Υβριδικό σταθμό παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

Για την ανάλυση με το εν λόγω λογισμικό επιλέγεται το νησί της Ικαρίας καθώς αναμένεται να λειτουργήσει ένας παγκοσμίως πρωτοπόρος Υβριδικός Σταθμός παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

Τέλος παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της τεχνικής και οικονομικής ανάλυσης.

Στόχος είναι η μεθοδολογία που θα αναπτυχθεί να μπορεί να χρησιμοποιηθεί και σε άλλα ΜΔΝ στα οποία υπάρχει αντίστοιχο ενδιαφέρον για περαιτέρω ανάπτυξη των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας και δημιουργία νέων Υβριδικών Σταθμών.

ABSTRACT

In recent years, climate change has led to drastic actions in the energy policies of the countries. In the European Union, pioneering in this field, binding guidelines have been issued to reduce greenhouse gas emissions. Achieving this goal depends to a large extent on the reduction of energy needs, particularly in the building sector, and on increasing the share of Renewable Energy Sources for electricity generation. Greece is significantly underrepresented in both categories.

Despite the exceptional solar and wind dynamics of Greece, the development of Renewable Energy Sources is not what is expected. This fact contributes significantly to the fact that the Aegean islands, where conditions are ideal, are not connected to the Continental Power System. This leads to the fact that power demands in these islands are satisfied by Autonomous Production Stations using outdated technology at a very high cost for Greek citizens.

In this diploma thesis there is an initial bibliographic review presenting the data in the energy sector worldwide, in Europe and in Greece.

Then suitable software is selected which has the ability to analyze a complex power system that combines conventional production methods of Thermal station, Renewable Energy and Hybrid power plant.

For the analysis using the selected software, the island of Ikaria is chosen as a world-leading hybrid power station is expected to function soon.

Finally, the results of the technical and economic analysis are presented.

The aim is to develop a methodology that can be used in other Non-Interconnected Islands that have a similar interest in the further development of Renewable Energy Sources and the creation of new Hybrid Stations.

1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

1.1 ΟΙ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ ΠΗΓΕΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Η ολοένα και αυξανόμενη ζήτηση για ενέργεια παγκοσμίως, σε συνδυασμό με τα ήδη αναγνωρισμένα προβλήματα των κλασικών μεθόδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας έχει οδηγήσει ήδη από τις αρχές του 1990 στην προσπάθεια ανάπτυξης τεχνολογιών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας.

Πλέον οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας μέσα από τη συνεχή εξέλιξή τους αποτελούν το μεγαλύτερο πεδίο έρευνας, ανάπτυξης και επενδύσεων στον ενεργειακό τομέα καταλαμβάνοντας τα 2/3 των επενδύσεων για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

Σύμφωνα με τον IEA [1] οι ΑΠΕ αποτελούν πλέον τη δεύτερη μεγαλύτερη πηγή ηλεκτρικής ενέργειας παγκοσμίως (με πρώτη τον άνθρακα που όμως βαίνει συνεχώς μειούμενη). Είναι χαρακτηριστικό το γεγονός πως το 2015 για πρώτη φορά οι εγκαταστάσεις ισχύος ΑΠΕ ξεπέρασαν αυτές των παραδοσιακών καυσίμων.

Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας όπως αυτές προσδιορίζονται με την οδηγία 2009/28/ΕΚ της Ευρωπαϊκής Ένωσης είναι :

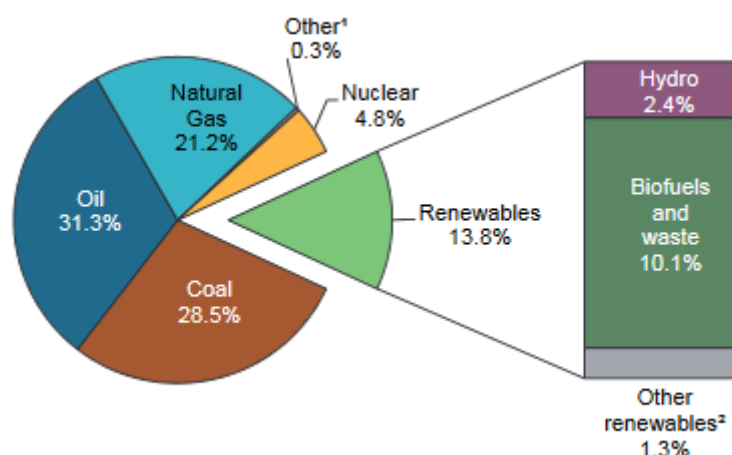
- Η αιολική ενέργεια
- Η ηλιακή ενέργεια
- Η αεροθερμική ενέργεια
- Η γεωθερμική ενέργεια
- Η υδροθερμική ενέργεια
- Η ενέργεια των ωκεανών
- Η υδροηλεκτρική ενέργεια
- Η ενέργεια παραγόμενη από βιομάζα και βιοαέρια

Αν και η υδροηλεκτρική ενέργεια και η βιομάζα αποτελούν τις πλέον διαδεδομένες μορφές ανανεώσιμης ενέργειας, τα φωτοβολταϊκά και τα

αιολικά παρουσιάζουν την ταχύτερη ανάπτυξη σε σύγκριση με όλες τις υπόλοιπες ΑΠΕ, της τάξης του 46,2% και 24,3% αντιστοίχως. [1]

1.2 ΟΙ ΑΠΕ ΣΤΟΝ ΚΟΣΜΟ, ΑΝΑΠΤΥΞΗ ΤΩΝ ΑΠΕ

Το 2014 το 13,8% της παγκόσμιας συνολικής παροχής πρωτογενούς ενέργειας προήλθε από ΑΠΕ [1] . Εξ' αιτίας της εξαιρετικά διαδεδομένης χρήσης της βιομάζας για μη εμπορικούς σκοπούς (θέρμανση κατοικιών, μαγείρεμα κλπ) στις αναπτυσσόμενες χώρες, η βιομάζα είναι με μεγάλη διαφορά η μεγαλύτερη πηγή ανανεώσιμης ενέργειας, αντιπροσωπεύοντας το 66,2 % της παγκόσμιας παροχής ΑΠΕ. Η δεύτερη μεγαλύτερη πηγή ΑΠΕ είναι η υδροηλεκτρική ενέργεια με 17% της παγκόσμιας παροχής ΑΠΕ. Παρόλα αυτά όπως προαναφέραμε τα φωτοβολταϊκά και τα αιολικά παρουσιάζουν την μεγαλύτερη ετήσια ανάπτυξη. Αυτό οφείλεται κυρίως στις χώρες του ΟΟΣΑ και την Κίνα, ενώ αντίθετα η αύξηση της υδροηλεκτρικής ενέργειας οφείλεται κυρίως σε χώρες εκτός του ΟΟΣΑ με ρυθμό αύξησης 4%. Το 2014 το 64% της υδροηλεκτρικής ενέργειας προήλθε από χώρες εκτός του ΟΟΣΑ και αναμένεται κάθε περαιτέρω αύξηση να είναι από αυτές τις χώρες καθώς εκεί υπάρχει και το περισσότερο αναξιοποίητο υδροηλεκτρικό δυναμικό.



Σχήμα 1.1, Μέρη καυσίμων στην παγκόσμια πρωτογενή κατανάλωση ενέργειας για το έτος 2014[1]

Ενώ περίπου η μισή από την πρωτογενή ανανεώσιμη ενέργεια στις χώρες του ΟΟΣΑ χρησιμοποιείται για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και θερμότητας, σε παγκόσμιο επίπεδο η πλειοψηφία της ανανεώσιμης ενέργειας χρησιμοποιείται στον οικιακό, εμπορικό και στον τομέα των δημόσιων υπηρεσιών (θέρμανση, μαγείρεμα κλπ).

Όσον αφορά την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές, η υδροηλεκτρική ενέργεια αποτελεί την κύρια πηγή προμήθειας, παράγοντας το 16,4% της παγκόσμιας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και το 73,2% της ηλεκτρικής ενέργειας προερχόμενης από ανανεώσιμες πηγές. Αν και με τη μεγαλύτερη ανάπτυξη, η αιολική, η ηλιακή και η γεωθερμική ενέργεια αντιπροσωπεύουν τον 4,2% της παγκόσμιας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και το 18,7% της συνολικής παραγωγής από ανανεώσιμες πηγές για το 2014.

Στα επόμενα χρόνια, όσο αυξάνεται ο αριθμός των ανθρώπων παγκοσμίως που έχουν πρόσβαση σε ηλεκτρικό ρεύμα (αυτή τη στιγμή υπολογίζεται ότι περίπου το 15% του παγκόσμιου πληθυσμού δεν έχει πρόσβαση σε ηλεκτρικό ρεύμα) και θα ενσωματώνονται καινούριες τεχνολογίες είτε για την θέρμανση, είτε για τις μεταφορές, τόσο θα αυξάνεται το μερίδιο της πρωτογενούς κατανάλωσης ενέργειας που θα χρησιμοποιείται για παραγωγή ηλεκτρικού ρεύματος.

Υπολογίζεται ότι το 2040 το 40% της πρωτογενούς κατανάλωσης ενέργειας θα χρησιμοποιείται για την παραγωγή ηλεκτρικού ρεύματος, όσο δηλαδή ήταν το μερίδιο κατανάλωσης του πετρελαίου τα τελευταία 25 χρόνια.

Δεδομένων των αναμενόμενων εξελίξεων αλλά και της ήδη υπάρχουσας ανάπτυξης των ΑΠΕ παρά την παγκόσμια οικονομική κρίση των τελευταίων ετών, εύκολα αντιλαμβάνεται κανείς πως οι ΑΠΕ θα αποτελέσουν το σημαντικότερο πεδίο ανάπτυξης στον τομέα της ενέργειας παγκοσμίως. [2]

1.3 ΝΟΜΟΘΕΤΙΚΟ ΠΛΑΙΣΙΟ ΓΙΑ ΑΝΑΠΤΥΞΗ ΑΠΕ ΣΤΗΝ ΕΥΡΩΠΗ ΚΑΙ ΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ

1.3.1 ΕΥΡΩΠΑΙΚΕΣ ΟΔΗΓΙΕΣ

Η ανάπτυξη των ΑΠΕ δεν θα μπορούσε να είναι τόσο μεγάλη χωρίς την στήριξη των κρατών. Οι πρώτες κινήσεις προς αυτή την κατεύθυνση έγιναν εξαιτίας της κλιματικής αλλαγής και την προσπάθεια μείωσης των αερίων του θερμοκηπίου, με το διοξείδιο του άνθρακα να είναι το πιο σημαντικό από αυτά, και να είναι άμεσα συνδεδεμένο με την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας με τη χρήση άνθρακα.

Η Ευρωπαϊκή Ένωση και η Ευρώπη γενικότερα ήταν από τις πρώτες που υιοθέτησαν τέτοιες πολιτικές ήδη από τη δεκαετία του 1990. Χαρακτηριστικό είναι το παράδειγμα της Δανίας που ήταν η πρώτη χώρα (αρχές του 1990) που υιοθέτησε πολιτική στήριξης και ανάπτυξης κυρίως για την αιολική ενέργεια, [2] απολύτως επιτυχημένα, μιας και η Δανία είναι μέχρι σήμερα ανάμεσα στις πρώτες χώρες σε παραγωγή ηλεκτρισμού από αιολική ενέργεια παγκοσμίως.

Η πρώτη σημαντική οδηγία που εφαρμόστηκε στην Ευρωπαϊκή Ένωση σχετικά με τις ΑΠΕ, και ουσιαστικά ήταν ο προάγγελος της “οδηγίας 20-20-20” [2], η οποία αποτελεί τροχοπέδη για την ανάπτυξη των ΑΠΕ στην Ευρώπη και θα παρουσιαστεί πιο κάτω, ψηφίστηκε το Σεπτέμβριο του 2001. Τα βασικότερα σημεία της ήταν ότι :

Το κάθε κράτος μέλος μπορούσε να ορίσει εθνικούς στόχους για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ για την επόμενη δεκαετία, και να εφαρμόσει μηχανισμό στήριξης τον οποίο το ίδιο κράτος μέλος θα είχε αποφασίσει, ωστόσο η Ευρωπαϊκή Επιτροπή μπορούσε να παρέμβει σε περίπτωση που έκρινε ότι οι εθνικοί στόχοι δεν ήταν συμβατοί με τον συνολικό κοινοτικό στόχο. Τα κράτη μέλη έπρεπε να δημιουργήσουν μηχανισμούς που εγγυόνται την προέλευση ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, και επίσης να αξιολογήσουν και να αναθεωρήσουν το πλαίσιο για τη χορήγηση αδειών για εγκαταστάσεις ΑΠΕ.

Η οδηγία ήταν δεσμευτική και τα κράτη μέλη έπρεπε να συμμορφωθούν εντός διετίας. [3]

1.3.2 ΟΙ ΣΤΟΧΟΙ 20-20-20

Καθοριστική για το μέλλον των ΑΠΕ είναι η απόφαση που πήραν οι αρχηγοί κρατών της Ευρωπαϊκής Ένωσης το Μάρτιο του 2007. Το Ευρωπαϊκό Συμβούλιο του Μαρτίου 2007 αποφάσισε, ότι έως ότου συναφθεί παγκόσμια συμφωνία για τη μετά το 2012 περίοδο, η Κοινότητα αναλαμβάνει μονομερή δέσμευση να επιτύχει μείωση των εκπομπών αερίων θερμοκηπίου τουλάχιστον κατά 20 % έως το 2020, σε σχέση με το 1990.

Το Ευρωπαϊκό Συμβούλιο ενέκρινε μια ολοκληρωμένη προσέγγιση για την κλιματική και ενεργειακή πολιτική με στόχο την καταπολέμηση της αλλαγής του κλίματος και την αύξηση της ενεργειακής ασφάλειας της ΕΕ, ενισχύοντας παράλληλα την ανταγωνιστικότητα της και την μετατροπή της σε μια ιδιαίτερα αποδοτική από ενεργειακή άποψη οικονομία χαμηλών εκπομπών άνθρακα.

Οι απαιτήσεις που υιοθετήθηκαν από τους αρχηγούς κρατών και κυβερνήσεων αφορούσαν:

- Μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου κατά τουλάχιστον 20% κάτω από τα επίπεδα του 1990
- 20% της κατανάλωσης ενέργειας της ΕΕ να προέρχεται από ανανεώσιμες πηγές
- Μείωση κατά 20% στη χρήση πρωτογενούς ενέργειας σε σύγκριση με τα προβλεπόμενα επίπεδα μέσω τη βελτίωσης της ενεργειακής απόδοσης.

Οι παραπάνω απαιτήσεις είναι δεσμευτικές και γνωστές ως στόχοι 20-20-20. [2]

1.3.3 ΕΛΛΗΝΙΚΗ ΝΟΜΟΘΕΣΙΑ

Η ζήτηση ενέργειας στην Ελλάδα παρουσίασε σταθερή και σημαντική αύξηση μεταξύ των ετών 1970-2005. Η αύξηση ήταν ταχύτερη από όλες τις χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης [2] . Αυτό οδήγησε στην ολοένα αυξανόμενη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από λιγνίτη. Έτσι, οι εκπομπές του διοξειδίου του άνθρακα ανά μονάδα εθνικού προϊόντος ήταν για την Ελλάδα το 2005 διπλάσιες από αυτές του μέσου όρου των υπόλοιπων χωρών της Ευρωπαϊκής Ένωσης. Στο πλαίσιο της συνθήκης του Κιότο, η Ευρωπαϊκή Ένωση έθεσε ως στόχο για τη συνολική μείωση των εκπομπών του αερίων του θερμοκηπίου

στο 8% σε σύγκριση με τα επίπεδα του 1990. Ειδικά για την Ελλάδα επιτράπηκε όριο αύξησης 25% κάτι που σήμαινε πως, καθώς στα έτη 1990-2006 υπήρχε αύξηση των αερίων του θερμοκηπίου κατά 25%, θα έπρεπε να διατηρηθούν σταθερές οι εκπομπές κατά τη διάρκεια των ετών 2006-2012. Η επίτευξη αυτού του στόχου ανέδειξε την αναγκαιότητα καθορισμού πολιτικής για την περαιτέρω στήριξη και ανάπτυξη των ΑΠΕ.

Η πρώτη ουσιαστικά προσπάθεια για δημιουργία νομοθετικού πλαισίου για την ανάπτυξη των ΑΠΕ έγινε το 1994 με τον νόμο 2244/94 όπου υπήρξε οργανωμένη ευνοϊκή τιμολόγηση για την παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ και οι επενδυτές είχαν τη δυνατότητα σύναψης δεκαετούς συμβολαίου με τη ΔΕΗ [2].

Η πρώτη ενσωμάτωση της Ευρωπαϊκής νομοθεσίας για τις ΑΠΕ, (οδηγία 2009/28/ΕΚ "20-20-20"), έγινε στην Ελλάδα με τους νόμους 3851/2010 και 3855/2010 όπου με τον νόμο 3851/2010 [4] καθορίζονται οι εθνικοί στόχοι ως εξής :

α) Συμμετοχή της ενέργειας που παράγεται από Α.Π.Ε. στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας σε ποσοστό 20%.

β) Συμμετοχή της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από Α.Π.Ε. στην ακαθάριστη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας σε ποσοστό τουλάχιστον 40%.

γ) Συμμετοχή της ενέργειας που παράγεται από Α.Π.Ε. στην τελική κατανάλωση ενέργειας για θέρμανση και ψύξη σε ποσοστό τουλάχιστον 20%.

δ) Συμμετοχή της ενέργειας που παράγεται από Α.Π.Ε. στην τελική κατανάλωση ενέργειας στις μεταφορές σε ποσοστό τουλάχιστον 10%.

ε) Μείωση των εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου κατά 5% σε σύγκριση με τα επίπεδα του 2005

Επίσης δόθηκαν κίνητρα για την παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ σε κτίρια καθώς επίσης και στους οικιακούς καταναλωτές σε περιοχές όπου είναι εγκατεστημένες ΑΠΕ.

Παράλληλα, με τον νόμο 3855/2010 θεσπίστηκε εθνικός στόχος εξοικονόμησης ενέργειας 9%. Δημιουργείται νέο πλαίσιο για την εξοικονόμηση ενέργειας στα κτίρια (ΚΕΝΑΚ) και παρέχονται κίνητρα για την ενεργειακή αναβάθμιση κτιρίων και υπηρεσιών. [4]

1.3.4 Η ΕΠΙΤΕΥΞΗ ΤΩΝ ΣΤΟΧΩΝ 20-20-20 ΣΤΗΝ ΕΥΡΩΠΗ ΚΑΙ ΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ

Συνολικά για την Ευρώπη κρίνεται εφικτή η επίτευξη ορισμένων στόχων, με κάποιους να είναι ήδη πολύ κοντά στην επίτευξη, ενώ κάποιοι άλλοι δεν παρουσιάζουν την επιθυμητή εξέλιξη και πολύ δύσκολα θα επιτευχθούν. Η μείωση των αερίων του θερμοκηπίου βρισκόταν ήδη από το 2016 στο 22,4%, ενώ η συμμετοχή των ΑΠΕ στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας είναι εντός των επιθυμητών ορίων για την επίτευξη του στόχου το 2020 [5]. Πιο συγκεκριμένα το 2016 το 17% της πρωτογενούς κατανάλωσης ενέργειας προήλθε από ΑΠΕ, 8% πάνω από τα επίπεδα του 2006. Όσον αφορά την συμμετοχή των ΑΠΕ για τις μεταφορές, με τον στόχο να είναι στο 10%, αν και το 2016 το 7% της ενέργειας που χρησιμοποιήθηκε για τον τομέα των μεταφορών προήλθε από ΑΠΕ, ο στόχος του 10% είναι δύσκολα επιτεύξιμος καθώς δεν υπάρχει η αναγκαία αύξηση [5]. Το μεγαλύτερο πρόβλημα παρουσιάζεται στην εξοικονόμηση ενέργειας μέσω της βελτίωσης της ενεργειακής απόδοσης. Το 2016 η κατανάλωση της πρωτογενούς ενέργειας παρουσίασε μείωση 10% σε σύγκριση με τα επίπεδα του 2005, που θεωρείτε το έτος αναφοράς. Σε αυτό συνέβαλε και η παγκόσμια οικονομική κρίση, έτσι γίνεται εύκολα αντιληπτό ότι πολύ δύσκολα θα επιτευχθεί ο στόχος του 20% για το 2020 καθώς απαιτείται μείωση της κατανάλωσης ενέργειας περίπου 3% για κάθε έτος μέχρι το 2020 [5].

Η Ελλάδα έχει ήδη επιτύχει τους ενδιάμεσους στόχους που έχει θέσει όσον αφορά τη μείωση των αερίων του θερμοκηπίου αλλά και στην παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ [6], παρόλα αυτά, δεν είναι δεδομένη η τελική επίτευξη των στόχων καθώς θα πρέπει να υπάρξει μεγάλη προσπάθεια για τη μη περαιτέρω αύξηση των αερίων του θερμοκηπίου αλλά και επιπλέον επενδύσεις στο χώρο των ΑΠΕ προκειμένου να επιτευχθούν οι τελικοί στόχοι. Η Ελλάδα υστερεί υπερβολικά στην εξοικονόμηση ενέργειας αλλά και στην συμμετοχή των ΑΠΕ στις μεταφορές. Για την ακρίβεια μετά την μείωση στην κατανάλωση ενέργειας που παρουσιάστηκε την περίοδο της κρίσης, και οφειλόταν στην οικονομική κρίση και όχι στην εξοικονόμηση ενέργειας, υπάρχει άνοδος της κατανάλωσης ενέργειας μέχρι και 5% τη στιγμή που στην Ευρώπη υπάρχει μείωση της τάξεως του 12%, ενώ η συμμετοχή των ΑΠΕ στον τομέα των μεταφορών βρίσκεται στο 1,4% πολύ κάτω από τον επιθυμητό στόχο του 10%.

1.3.5 ΝΕΕΣ ΟΔΗΓΙΕΣ

Οι Ευρωπαϊκές οδηγίες που αναφέραμε, ουσιαστικά αποτελούν την πρώτη προσπάθεια μετάβασης σε ένα πιο ενεργειακά βιώσιμο μέλλον. Είδαμε πως οι στόχοι “20-20-20” δημιούργησαν μία ανάγκη για αλλαγή στον ενεργειακό σχεδιασμό των χωρών της Ευρωπαϊκής Ένωσης. Όμως οι οδηγίες αυτές ως ριζοσπαστικές την εποχή που προτάθηκαν, και χωρίς να είναι σίγουρη η επιτυχία τους ήταν επιβεβλημένο να είναι πιο συντηρητικές. Όσο πλησίαζε το 2020 και διαφαινόταν η γενικότερη επίτευξη ορισμένων από τους στόχους χωρίς την υιοθέτηση πολύ αυστηρών μέτρα από τα κράτη μέλη, κάτι που είχε και σαν αποτέλεσμα τη διαφαινόμενη αποτυχία επίτευξης των πιο δύσκολων στόχων, έγινε ορατή η αναγκαιότητα θέσπισης νέων στόχων. Έτσι, η Ευρωπαϊκή Ένωση παρουσίασε ένα σχέδιο για δραματική μείωση των συνολικών εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου, της τάξεως του 80% έως το 2050. [7][8]

Τον μεγαλύτερο ρόλο θα παίξει η μείωση της παραγωγής διοξειδίου του άνθρακα από την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Αυτή τη στιγμή η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ευθύνεται για την παραγωγή του 30% των αερίων του θερμοκηπίου σε όλη την Ευρωπαϊκή Ένωση, και για περισσότερες από τις μισές εκπομπές αερίων που υπόκεινται στο καθεστώς Εμπορίας Ρύπων της Ευρωπαϊκής Ένωσης [8].

Για να γίνει αυτό θα πρέπει να υπάρξει δραστική αλλαγή στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής, καθώς τα ορυκτά καύσιμα σήμερα συμβάλλουν στο 50% όλης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας στην Ευρωπαϊκή Ένωση. Αυτό θα επιτευχθεί δίνοντας έμφαση στην παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ αλλά και στην προώθηση τεχνολογιών για δέσμευση διοξειδίου του άνθρακα.

Επίσης στην επίτευξη αυτού του στόχου θα συμβάλει η συνέχιση των υπάρχοντων στρατηγικών για αύξηση της ενεργειακής αποδοτικότητας των κτιρίων και αύξηση της συμμετοχής των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή. Το σχέδιο της Ευρωπαϊκής Ένωσης περιληπτικά προτείνει [8] :

- δεσμευτικούς στόχους για την ενεργειακή ανακαίνιση δημοσίων κτιρίων
- απαιτήσεις ενεργειακής αποδοτικότητας για βιομηχανικό εξοπλισμό
- ενεργειακούς ελέγχους
- βελτίωση αποδοτικότητας παραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας
- εισαγωγή έξυπνων δικτύων ενέργειας

Αν όλοι οι επιμέρους στόχοι που έχουν τεθεί για το 2020 επιτευχθούν, τότε οι εκπομπές των αερίων του θερμοκηπίου θα έχουν μειωθεί κατά 25% σε σύγκριση με τα επίπεδα του 1990. Η Ευρωπαϊκή Ένωση σε διεθνείς διασκέψεις για την κλιματολογική αλλαγή έχει θέσει ως στόχο την μείωση κατά 30% με την προϋπόθεση να ακολουθήσουν και άλλα κράτη.

Μία μείωση της τάξης του 80% που προτείνεται αν και ακούγεται υπερβολική μπορεί να επιτευχθεί, και μάλιστα σύμφωνα με εκτενείς αναλύσεις είναι και οικονομικά βιώσιμη. Υπολογίζεται ότι απαιτούνται επιπλέον επενδύσεις ύψους περίπου 270 δις ευρώ ετησίως. Όμως η συνολική μείωση της κατανάλωσης ενέργειας στο διάστημα αυτό καθώς και η σημαντική μείωση των εισαγωγών ορυκτών καυσίμων, η οποία θα μειωθεί στο μισό σε σύγκριση με σήμερα, αντισταθμίζουν το επιπλέον κόστος, σε αισιόδοξα σενάρια αποφέρουν ακόμα και κέρδος.

Τέλος τα επίπεδα ατμοσφαιρικής μόλυνσης θα είναι το 2030 κατά 65% μειωμένα σε σύγκριση με το 2005. [7]

2 ΤΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ, Η ΠΕΡΙΠΤΩΣΗ ΤΩΝ ΜΔΝ

2.1 ΤΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ

Το ενεργειακό σύστημα στην Ελλάδα, σε γενικές γραμμές περιγράφεται από την μεγάλη εξάρτηση από τα ορυκτά καύσιμα, αρκετά μεγαλύτερη από τις υπόλοιπες χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης. Μεταξύ των ετών 1970-2005 η ζήτηση ενέργειας στην Ελλάδα σημείωσε πολύ σημαντική άνοδο, με αύξηση ταχύτερη από όλες τις χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης. Η ζήτηση αυτή ικανοποιήθηκε σε πολύ μεγάλο βαθμό από ηλεκτρισμό που παράγεται από λιγνίτη, ένα ενεργειακά φτωχό και ρυπογόνο καύσιμο αλλά χαμηλού κόστους. Αν και αυτή η πολιτική βοήθησε στην ανάπτυξη της χώρας χωρίς μεγιστοποίηση της ενεργειακής εξάρτησης από εισαγόμενα καύσιμα, παρουσιάζει πολλά μειονεκτήματα σε σχέση με την εναρμόνιση με τις Κοινοτικές οδηγίες (π.χ. το εμπόριο ρύπων και απ-αναθρακοποίηση, ενώ ταυτόχρονα απαιτούνται υψηλές επενδύσεις (π.χ. για τον περιορισμό των ρύπων από λιγνιτικές μονάδες). Σε περιβαλλοντικό επίπεδο, εξαιτίας της συγκεκριμένης πολιτικής οι εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα, ενώ στην Ευρώπη παρουσιάζουν κατά μέσο όρο μείωση από το 1990 και μετά, στην Ελλάδα η αύξηση, μέχρι το 2005 περίπου είναι δραματική, ακόμα μεγαλύτερη από τον ρυθμό αύξησης της ζήτησης ενέργειας, καθώς και του ΑΕΠ. Χαρακτηριστικό είναι το γεγονός πως μετά τη συμφωνία του Κιότο η Ευρωπαϊκή Ένωση έθεσε ως στόχο τη συνολική μείωση των εκπομπών του αερίου του θερμοκηπίου κατά 8% σε σύγκριση με τα επίπεδα του 1990 μέχρι το 2012, ενώ η Ελλάδα (μαζί με άλλες χώρες που παρουσίαζαν μικρό ρυθμό ανάπτυξης) εξαιρέθηκε από την οδηγία και της επιτράπηκε ανώτερο επίπεδο αύξησης 25% μιας και την περίοδο εκείνη οι εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα στην Ελλάδα παρουσίαζαν αύξηση της τάξης του 31%. [2]

Εκτός από την εξάρτηση από τον λιγνίτη, η Ελλάδα παρουσιάζει την ιδιαιτερότητα, εξ' αιτίας των πολλών νησιών της, ότι ένα πολύ σημαντικό ποσοστό του συστήματος διανομής ηλεκτρικής ενέργειας δεν είναι διασυνδεδεμένο με το κεντρικό σύστημα παραγωγής ενέργειας της χώρας. Αυτό έχει οδηγήσει στην ανάγκη δημιουργίας ανεξάρτητων σταθμών παραγωγής ενέργειας (ΑΣΠ) σε νησιά μεσαίου μεγέθους. Οι σταθμοί αυτοί λειτουργούν κατά συντριπτική πλειοψηφία με μαζούτ ή πετρέλαιο, με το μέσο κόστος παραγωγής ανά κιλοβατώρα να είναι κατά πολύ υψηλότερο από αυτό του υπόλοιπου συστήματος. Εκτός όμως από το κόστος υπάρχει σημαντική περιβαλλοντική τοπική επιβάρυνση στα νησιά όπου λειτουργούν ΑΣΠ λόγω

του καυσίμου. Επίσης αυξάνεται η εξάρτηση από τις εισαγωγές πετρελαίου με ότι αυτό συνεπάγεται (αστάθεια, αβεβαιότητα, κόστος μεταφοράς κλπ).

Σήμερα, η ενεργειακή κατάσταση στην χώρα με μία πρώτη ματιά έχει βελτιωθεί αρκετά. Όπως αναλύσαμε, η Ελλάδα βρίσκεται σε πολύ καλό δρόμο για να πετύχει τους ενεργειακούς της στόχους, εκτός ορισμένων εξαιρέσεων. Όμως αυτό οφείλεται κατά πολύ στην οικονομική κρίση, και όχι τόσο στην ουσιαστική βελτίωση της ενεργειακής πολιτικής της χώρας.

Πιο συγκεκριμένα, η ακαθάριστη κατανάλωση ενέργειας, την περίοδο 1990-2008 παρουσίασε αύξηση 42,5%, με το 2008 να είναι το έτος με την υψηλότερη κατανάλωση, 31,8 Mtoe (εκατομμύρια τόνοι ισοδύναμων πετρελαίου). Έκτοτε, εξ' αιτίας της οικονομικής κρίσης η κατανάλωση ενέργειας βαίνει μειούμενη για να φτάσει το 2015 στους 24,4 Mtoe. Όσον αφορά τη συμμετοχή των διάφορων μορφών ενέργειας στην ακαθάριστη κατανάλωση ενέργειας, υπήρξε σημαντική διαφοροποίηση κυρίως με την εισαγωγή του φυσικού αερίου από το 1996, αρχικά για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και αργότερα και στους τομείς της τελικής κατανάλωσης ενέργειας. Η κύρια μορφή ενέργειας είναι τα προϊόντα πετρελαίου, κυρίως λόγω της ευρύτατης κατανάλωσής τους στον τομέα των μεταφορών αλλά και της θέρμανσης. Μετά την εισαγωγή του φυσικού αερίου στον ενεργειακό τομέα, η κατανάλωση των προϊόντων πετρελαίου παρουσίασε μείωση της τάξης του 7%, από το 58% της συνολικής κατανάλωσης τον 1990 στο 51% το 2015. Βλέπουμε ότι η μείωση είναι αρκετά μικρή.

Αντίστοιχα, παρόμοια πορεία με μεγαλύτερη όμως μείωση παρουσιάζει και η κατανάλωση λιγνίτη, που συνιστά το κυρίαρχο χρησιμοποιούμενο στερεό καύσιμο, για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, του οποίου η συμμετοχή μειώθηκε από 39% το 1990 σε 23% το 2015.

Οι ΑΠΕ έως το 2005 έχουν σταθερή συμμετοχή της τάξεως του 5% στην ακαθάριστη κατανάλωση ενέργειας, με το μεγαλύτερο μέρος αυτού του ποσοστού (περίπου 85%) να προέρχεται από τη χρήση βιομάζας και υδροηλεκτρικών. Από το 2005 και μετά αρχίζει να γίνεται εμφανής η ανάπτυξη και συμμετοχή των αιολικών και των φωτοβολταϊκών στο ενεργειακό μίγμα, με αποτέλεσμα, οι ΑΠΕ να αποτελούν το 2015 το 15,3% της τελικής κατανάλωσης ενέργειας στη χώρα [6].

Γενικά, η τελική κατανάλωση ενέργειας, παρουσιάζει τις ίδιες μεταβολές με την ακαθάριστη, με πιο εμφανή την επίδραση των κοινωνικο-οικονομικών αλλαγών στη χώρα. Πιο συγκεκριμένα, η μετατόπιση της ελληνικής οικονομίας

στον τομέα των υπηρεσιών σε συνδυασμό με τη μεταγενέστερη οικονομική κρίση, είχε ως αποτέλεσμα την αύξηση της συμμετοχής του τριτογενούς τομέα στην τελική κατανάλωση σε ποσοστό 10% το 2015 από 4% το 1990 και την ταυτόχρονη μείωση της συμμετοχής του βιομηχανικού τομέα από το 25% στο 16%.

Εξαιτίας αυτών, η κατανάλωση ηλεκτρισμού αυξήθηκε κατά σχεδόν 100% τα έτη 1990-2008, ενώ το 2015 παρουσιάζει μείωση κατά 10% σε σχέση με το 2008.

Η συμμετοχή του τομέα των μεταφορών παρά την μείωση σε απόλυτους αριθμούς, παραμένει σταθερή σε ποσοστό περίπου 35%.

Αντίστοιχη πορεία παρουσιάζει και η κατανάλωση ενέργειας στον οικιακό τομέα με σταθερή συμμετοχή περίπου στο 23%. [10]

2.2 ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ

Το ηλεκτρικό σύστημα της Ελλάδας διακρίνεται στο Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα (Ε.Δ.Σ.), και στο Νησιωτικό Σύστημα. Αντίστοιχα οι σταθμοί παραγωγής του Ηλεκτρικού συστήματος διακρίνονται σε

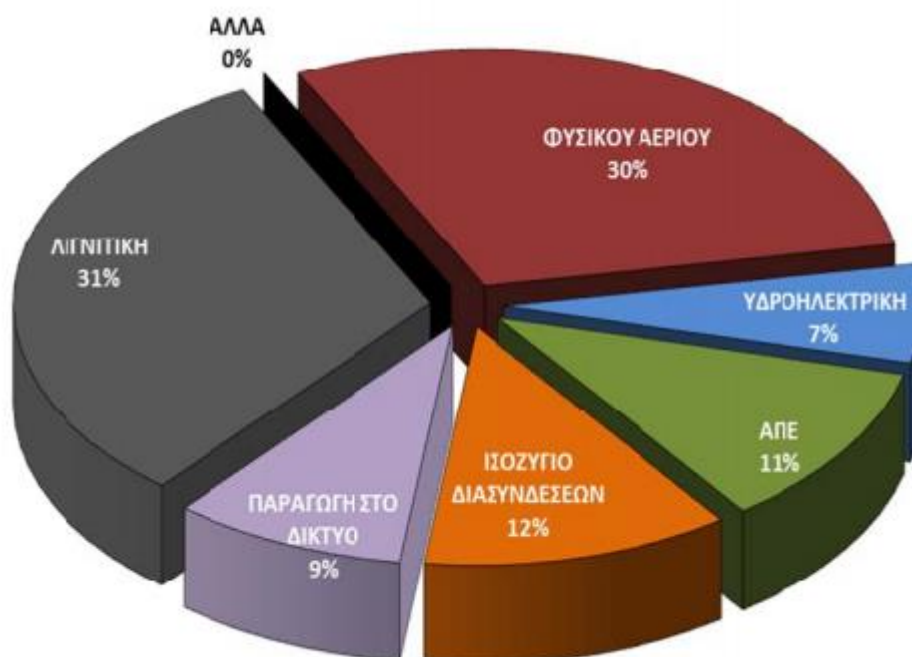
- Σταθμούς Παραγωγής Ε.Δ.Σ.
- Αυτόνομους Σταθμούς Παραγωγής Νησιωτικού Συστήματος

Τη σπονδυλική στήλη του Διασυνδεδεμένου Συστήματος Μεταφοράς αποτελούν οι τρεις γραμμές διπλού κυκλώματος των 400 kV, που μεταφέρουν ηλεκτρισμό, κυρίως από το σπουδαιότερο για την χώρα μας ενεργειακό κέντρο παραγωγής της Δυτικής Μακεδονίας. Στη περιοχή αυτή, παράγεται περίπου το 70% της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής της χώρας που στη συνέχεια μεταφέρεται στα μεγάλα κέντρα κατανάλωσης της Κεντρικής και Νότιας Ελλάδας, που καταναλώνεται περίπου το 65% της ηλεκτρικής ενέργειας.

Το Διασυνδεδεμένο Σύστημα Μεταφοράς διαθέτει επιπλέον γραμμές των 400 kV καθώς επίσης εναέριες, υπόγειες γραμμές και υποβρύχια καλώδια των 150 kV που συνδέουν την Άνδρο και τα νησιά της Δυτικής Ελλάδας, Κέρκυρα, Λευκάδα, Κεφαλονιά και Ζάκυνθο με το διασυνδεδεμένο σύστημα μεταφοράς, καθώς και μία υποβρύχια διασύνδεση της Κέρκυρας με την Ηγουμενίτσα στα 66 kV.

Την 31η Δεκεμβρίου 2013 το Διασυνδεδεμένο Σύστημα Μεταφοράς αποτελείτο από 11.232 χλμ. γραμμών μεταφοράς. [11]

Η κατανομή της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στο Ε.Δ.Σ. για το 2017 φαίνεται στο παρακάτω σχήμα. Παρατηρείται αισθητή αύξηση του ποσοστού συμμετοχής του φυσικού αερίου στο ισοζύγιο (από 24% σε 30%), η συμμετοχή της λιγνιτικής παραγωγής σε σχέση με το 2016 παρουσιάζει ελαφρά αύξηση (από 29% σε 31%) ενώ υποχώρηση παρουσιάζει η συμμετοχή των Διεθνών Διασυνδέσεων στο ισοζύγιο ενέργειας (από 17% σε 12%) και η παραγωγή από υδροηλεκτρικά (από 10% σε 7%). [12]



Σχήμα 2.1, Κατανομή της συνολικής παραχθείσας ηλεκτρικής ενέργειας το έτος 2017 [12]

2.3 ΤΟ ΝΗΣΙΩΤΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ (ΜΗ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΑ ΝΗΣΙΑ)

Τα περισσότερα νησιά σήμερα στην Ελλάδα (κυρίως στο Αιγαίο) ηλεκτροδοτούνται από αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα με παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας κατά κύριο λόγο από τοπικούς θερμικούς σταθμούς παραγωγής, οι οποίοι λειτουργούν με καύσιμο πετρέλαιο, βαρύ (μαζούτ) ή και ελαφρύ (ντίζελ), και τους σταθμούς ΑΠΕ (αιολικούς και φωτοβολταϊκούς). Τα νησιά αυτά δεν έχουν διασυνδεθεί μέχρι σήμερα με το ηπειρωτικό ηλεκτρικό σύστημα, λόγω κυρίως τεχνικών και τεχνολογικών δυσκολιών, που υφίσταντο μέχρι πρότινος, αλλά και λόγω οικονομικών δυσκολιών καθώς οι διασυνδέσεις είναι έργα μεγάλης έντασης κεφαλαίου.

Η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών (ΜΔΝ) αποτελείται από τριάντα δύο αυτόνομα συστήματα. Ορισμένα εξ αυτών αποτελούνται από περισσότερα νησιά (συμπλέγματα νησιών), και η Λειτουργία και Διαχείριση της Αγοράς των ΜΔΝ γίνεται από τον ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε. (Διεύθυνση Διαχείρισης Νήσων).

Το μέγεθος (αιχμή ζήτησης) σε kW των τριάντα δύο αυτόνομων νησιωτικών ηλεκτρικών συστημάτων της χώρας ποικίλει:

- Δεκαεννέα «μικρά» αυτόνομα συστήματα έχουν αιχμή ζήτησης έως 10 MW.
- Έντεκα «μέσου μεγέθους» αυτόνομα συστήματα έχουν αιχμή ζήτησης από 10 MW έως 100 MW.
- Δύο «μεγάλα» αυτόνομα συστήματα έχουν αιχμή ζήτησης άνω των 100 MW, δηλαδή η Κρήτη και η Ρόδος.

Αντίστοιχα η ζήτηση (κατανάλωση σε MWh) ηλεκτρικής ενέργειας στα ΜΔΝ ποικίλει, επίσης, σε μέγεθος, από ορισμένες εκατοντάδες MWh στα μικρότερα νησιά (π.χ. Αντικύθηρα, Αγαθονήσι, κ.λπ.), έως και ορισμένες TWh στο μεγαλύτερο ΜΔΝ (Κρήτη).

Το 2016 στο σύνολο των ΜΔΝ η εγκατεστημένη ισχύς των θερμικών μονάδων ανερχόταν στα 1760,46 MW ενώ η εγκατεστημένη ισχύς των ΑΠΕ ανερχόταν στα 459,03 MW (εκ των οποίων αιολικά ήταν τα 322,25, φωτοβολταϊκά τα 135,99, ενώ λειτουργεί και μια μονάδα βιοαερίου ισχύος 0,5 MW και ένα υδροηλεκτρικό ισχύος 0,3 MW).

2.4 ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ ΜΔΝ

Από τα στοιχεία που παρατέθηκαν παραπάνω γίνεται εύκολα αντιληπτό ότι το μη διασυνδεδεμένο σύστημα αποτελεί ένα πολύ σημαντικό κομμάτι του ευρύτερου συστήματος ηλεκτροπαραγωγής της χώρας. Ο πληθυσμός που κατοικεί στα νησιά αυτά, ανέρχεται σε περίπου 800.000, με την Κρήτη να απαριθμεί τους 550.00 από αυτούς. Τα προβλήματα που υπάρχουν στα μη διασυνδεδεμένα νησιά είναι πολλά και εκτείνονται σε πολλές κατηγορίες. Τα κυριότερα από αυτά είναι

- οικονομική επιβάρυνση του συνόλου των καταναλωτών της χώρας
- αναξιοπιστία του συστήματος, με συχνές διακοπές σε περιόδους αιχμής
- περιβαλλοντική επιβάρυνση από τους ανεξάρτητους σταθμούς παραγωγής
- χαμηλή διείσδυση των ΑΠΕ παρά το πλούσιο δυναμικό

Πιο συγκεκριμένα, η λειτουργία των ανεξάρτητων σταθμών παραγωγής επιβαρύνει όχι μόνο τους κατοίκους των νησιών, αλλά το σύνολο των καταναλωτών της χώρας, που πληρώνουν για την προμήθεια πετρελαίου μέσω των Υπηρεσιών Κοινής Ωφέλειας (ΥΚΩ) στους λογαριασμούς του παρόχου ηλεκτρικής ενέργειας. Το ετήσιο κόστος ανέρχεται περίπου στα 800 εκατομμύρια ευρώ. Επίσης, υπάρχουν σημαντικές περιβαλλοντικές επιπτώσεις, καθώς το πετρέλαιο είναι εξαιρετικά ρυπογόνο, και η πλειοψηφία των αυτόνομων σταθμών παραγωγής βρίσκεται πολύ κοντά και πολλές φορές μέσα σε οικισμούς.

Επίσης, είναι σύνηθες το φαινόμενο των διακοπών ηλεκτροδότησης σε περιόδους αιχμής. Σε ανεξάρτητα συστήματα, κάθε βλάβη σε ανεξάρτητο σταθμό παραγωγής όταν η ζήτηση ηλεκτρισμού είναι κοντά στο μέγιστο συνεπάγεται αδυναμία του συστήματος να ανταποκριθεί στη ζήτηση. Όμως στα νησιά, λόγω του τουρισμού η περίοδος αιχμής είναι τους καλοκαιρινούς μήνες, οπότε μία διακοπή ηλεκτροδότησης πέραν των υπολοίπων αρνητικών επιπτώσεων επιφέρει μεγαλύτερη ζημία από τη συνηθισμένη.

Τέλος εξαιτίας των προβλημάτων ευστάθειας που επιφέρει η υψηλή διείσδυση ΑΠΕ σε ανεξάρτητα συστήματα, η παραγωγή από ΑΠΕ στα ΜΔΝ έχει περιοριστεί στο 14,6% της ηλεκτροπαραγωγής παρά το εξαιρετικό αιολικό και ηλιακό δυναμικό στο Αιγαίο. [13]

Για τους παραπάνω λόγους, η ΔΕΗ άρχισε να μελετά τη διασύνδεση των νησιών ήδη από τη δεκαετία του 1960. Τα πρώτο νησί που διασυνδέθηκε με

το Ηπειρωτικό Σύστημα στη δεκαετία του 1960 ήταν η Κέρκυρα αρχικά με καλώδια 15kV και στη συνέχεια 66kV και 150kV, και ακολούθησαν τα υπόλοιπα Ιόνια νησιά τη δεκαετία του 1970. Επακόλουθα, υπήρξαν οι πρώτες σκέψεις για διασύνδεση της Κρήτης και των Κυκλάδων. Όμως η τεχνολογία της εποχής καθιστούσε απαγορευτικό το έργο κυρίως εξαιτίας του μήκους αλλά και του βάθους πόντισης. Έτσι η πρώτη μελέτη που έγινε το 1968 κατέληξε στο συμπέρασμα, ότι το έργο ήταν ασύμφορο οικονομικά τουλάχιστον για την επόμενη δεκαετία.

Το πρώτο νησί των Κυκλάδων που διασυνδέθηκε με το Ηπειρωτικό Σύστημα ήταν η Άνδρος το 1996, με καλώδιο 150/20kV από την Νότια Εύβοια, και στη συνέχεια η Τήνος.

Έκτοτε, μέχρι το 2008 δεν υπήρχε κάποια εξέλιξη, όμως στα πλαίσια της εξέλιξης της υπάρχουσας τεχνολογίας, έγινε πάλι επιτακτική η ανάγκη νέας, επικαιροποιημένης μελέτης για τη διασύνδεση των Κυκλάδων και της Κρήτης. Έτσι, το 2006, ανατέθηκε από τη ΡΑΕ στο ΕΜΠ η εκπόνηση στρατηγικής μελέτης διασύνδεσης των νησιών.

Το 2013 κατατέθηκε από τον ΑΔΜΗΕ στη ΡΑΕ το Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς 2014-2023, το οποίο περιλάμβανε Μελέτη Κόστους/Οφέλους για τη Διασύνδεση των Κυκλάδων με το Ηπειρωτικό Σύστημα. [14]

Το Σεπτέμβριο του 2014 έγινε η δημοπράτηση της Α΄ Φάσης έργου, το οποίο παραδόθηκε μετά από καθυστέρηση ενός και πλέον έτους στις 19 Μαρτίου του 2018.

Η διασύνδεση των Κυκλάδων περιλαμβάνει τρεις φάσεις. Η Α΄ Φάση περιλαμβάνει τη σύνδεση της Σύρου με το Λαύριο με υποβρύχιο καλώδιο 150kV AC, καθώς και με τις νήσους Πάρο, Μύκονο και Τήνο με αντίστοιχα καλώδια. Μετά την ολοκλήρωση της Α΄ Φάσης, οι μονάδες των ΑΣΠ στα, διασυνδεδεμένα πλέον νησιά τίθενται σε ψυχρή εφεδρεία. Η Α΄ Φάση ολοκληρώθηκε τον Ιούνιο του 2018.

Η Β΄ Φάση της διασύνδεσης περιλαμβάνει το κλείσιμο του βρόχου των Κυκλάδων με τη σύνδεση της Νάξου με την Πάρο και τη Μύκονο, έτσι εξασφαλίζει διπλή τροφοδότηση και για τα νησιά Πάρο, Μύκονο και Νάξο. Η Β΄ Φάση βρίσκεται ήδη σε προχωρημένο στάδιο και αναμένεται να ολοκληρωθεί εντός του 2019.

Η Γ' Φάση περιλαμβάνει τη δεύτερη σύνδεση της Σύρου με το Λαύριο. Η Γ' Φάση του έργου εξασφαλίζει πλήρη αξιοπιστία τροφοδότησης.

Παρουσιάζει εξαιρετικό ενδιαφέρον να δούμε τα αποτελέσματα της Χρηματοοικονομικής και της Κοινωνικοοικονομικής Ανάλυσης της επένδυσης.

Η Καθαρή Παρούσα Αξία της επένδυσης που προκύπτει από την Χρηματοοικονομική ανάλυση είναι -143.709.333€, ενώ ο Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης είναι 0,24%

Η Καθαρή Παρούσα Αξία της επένδυσης που προκύπτει από την Κοινωνικοοικονομική ανάλυση είναι 341.427.801€ για το Σενάριο Χαμηλής Ζήτησης και 371.390.742€ για το Σενάριο Υψηλής Ζήτησης, ενώ ο Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης είναι 17,14% και 17,87% αντίστοιχα για τα δύο σενάρια. [14]

Βλέπουμε πως η επένδυση δεν είναι βιώσιμη με χρηματοοικονομικούς όρους, ωστόσο είναι τελείως αντιδιαμετρικά τα αποτελέσματα της κοινωνικοοικονομικής ανάλυσης που δείχνει ότι το έργο θα έχει πολλαπλά και μεγάλα οφέλη στην περαιτέρω ανάπτυξη των Κυκλάδων.

Εν συντομία, η ανάλυση γίνεται και στις δύο περιπτώσεις σε βάθος 25αετίας.

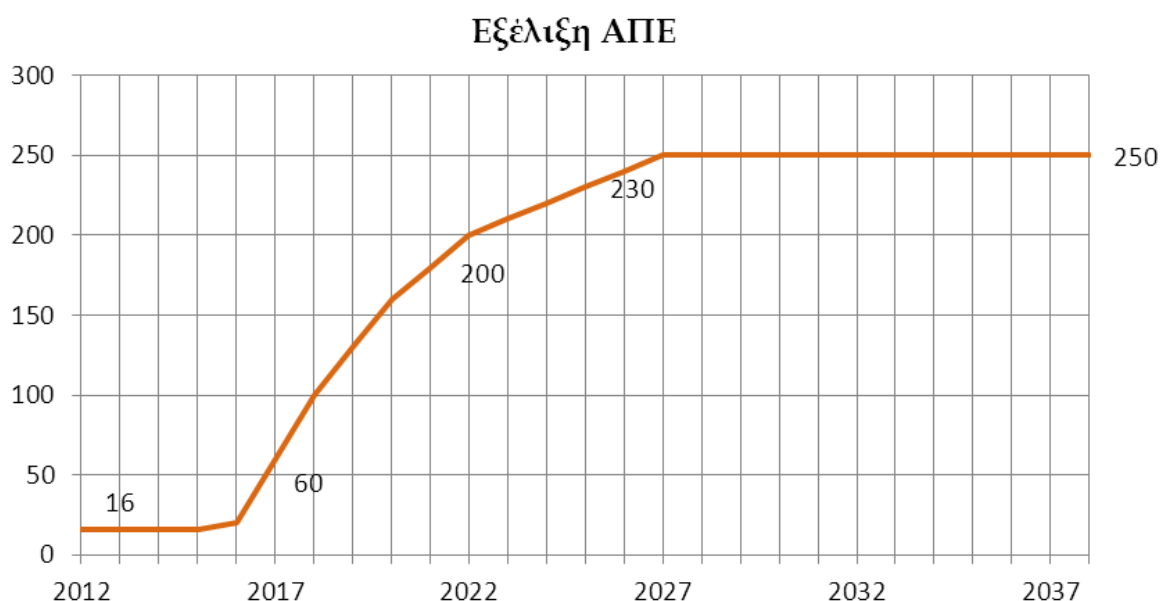
Στην χρηματοοικονομική ανάλυση εξετάζεται το κατά πόσο θα αποσβεστεί η επένδυση από τα έσοδα που προκύπτουν από το μηχανισμό χρέωσης χρήσης του συστήματος.

Στην κοινωνικοοικονομική ανάλυση εκτός από τα άμεσα οικονομικά στοιχεία τις επένδυσης που αναλύθηκαν στην χρηματοοικονομική ανάλυση, επιπλέον ποσοτικοποιούνται σε χρηματικούς όρους και οι έμμεσες επιπτώσεις οι σημαντικότερες των οποίων είναι :

- δυνατότητα για ανάπτυξη των ΑΠΕ και κυρίως των αιολικών
- μείωση κόστους κάλυψης κατανάλωσης ενέργειας στα νησιά, και κατά συνέπεια μείωση του διασυνδεδεμένου κόστους συστήματος σε Υπηρεσίες Κοινής Ωφέλειας
- βελτίωση των τοπικών περιβαλλοντικών συνθηκών λόγω δραματικής μείωσης λειτουργίας των ΑΣΠ
- αύξηση της αξίας της γης λόγω αυξημένης ασφάλειας εφοδιασμού

Κυρίαρχο ρόλο παίζει η αναμενόμενη κατακόρυφη αύξηση των εγκατεστημένων ΑΠΕ και κυρίως των αιολικών, η οποία σύμφωνα με τις

παραδοχές της μελέτης, μετά τα πρώτα χρόνια θα μπορεί να καλύψει εξολοκλήρου τις ανάγκες ηλεκτροδότησης των νησιών.



Σχήμα 2.2, Αναμενόμενη αύξηση εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ μετά την διασύνδεση των Κυκλάδων [14]

Αξίζει πάντως να σημειωθεί πως προς το παρόν οι ΑΠΕ δεν έχουν παρουσιάσει την αύξηση που αναμενόταν κυρίως λόγω της καθυστέρησης παράδοσης της Α΄ Φάσης του έργου.

Σειρά έχει τώρα η διασύνδεση της Κρήτης. Η διασύνδεση θα γίνει σε δύο φάσεις. Η πρώτη θα περιλαμβάνει σύνδεση με την Πελοπόννησο και σύμφωνα με τη ΡΑΕ είναι ορατός ο ορίζοντας ολοκλήρωσης τα επόμενα 3-5 έτη. Η δεύτερη θα περιλαμβάνει διασύνδεση και με την Αττική για ολοκλήρωση του έργου.

- «Διασύνδεση Εξοικονόμησης» με Πελοπόννησο, AC Υποβρύχιο Καλώδιο, ισχύος 200 MVA, συνεχούς ροής ισχύος 1X120 MW ή 1X130 MW, 150 Km, Χρόνος υλοποίησης 4-5 έτη εκτιμώμενο κόστος 190 εκ. €
- Κύρια Διασύνδεση του νησιού με Αττική DC Υποβρύχια Καλώδια, 2X350 MW, 400 Km, Χρόνος υλοποίησης 9 έτη εκτιμώμενο κόστος 700 εκ. €

Με την διασύνδεση της Κρήτης στην Αττική, πέραν όλων των υπόλοιπων πλεονεκτημάτων, θα υπάρχει δυνατότητα αυξημένης απορρόφησης των ΑΠΕ σε περιόδους πλεονάζουσας παραγωγής, καθώς θα υπάρχει απευθείας πρόσβαση στο δίκτυο του Λεκανοπεδίου.

2.5 ΠΡΑΣΙΝΑ ΝΗΣΙΑ, Η ΤΗΛΟΣ

Όπως είδαμε, τα οφέλη της διασύνδεσης των νησιών με το Ηπειρωτικό Σύστημα είναι πολύ μεγάλα, τόσο για τα ίδια τα νησιά, όσο και για ολόκληρο το διασυνδεδεμένο σύστημα, άρα κατ' επέκταση και για τους πολίτες όλης της χώρας.

Η τεχνολογία έχει προχωρήσει και είναι πλέον αρκετά εφικτό να αναμένουμε διασύνδεση της Κρήτης αλλά και πολλών μικρότερων νησιών στα επόμενα χρόνια. Παρόλα αυτά είδαμε πως ιστορικά, παρά τον τεράστιο αντίκτυπο της διασύνδεσης των νησιών για ολόκληρη τη χώρα υπήρξαν, σημαντικότερες καθυστερήσεις δεκαετιών μέχρι να φτάσουμε στο 2018 για να γίνει το πρώτο σημαντικό βήμα. Επιπλέον, αν και είναι αδιαμφησβήτητη η ανάγκη διασύνδεσης της πλειοψηφίας των νησιών της χώρας, υπάρχουν αρκετά νησιά τα οποία λόγω του μεγέθους τους, του πληθυσμού τους, αλλά και της απομακρυσμένης τους θέσης καθιστούν ασύμφορη τη διασύνδεσή τους με το υπόλοιπο σύστημα, σε τέτοιο βαθμό που οι οικονομικές απώλειες δεν αντισταθμίζονται από τα κοινωνικά οφέλη. Ορισμένα τέτοια νησιά είναι για παράδειγμα το Καστελόριζο, η Τήλος, ο Αη Στράτης και άλλα.

Όμως, είναι επίσης προφανές ότι δεν μπορούμε να βασιζόμαστε στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τεχνολογικά ξεπερασμένους, κοστοβόρους και περιβαλλοντικά επιβαρυντικούς Ανεξάρτητους Σταθμούς Παραγωγής με καύσιμο το πετρέλαιο.

Μία λύση που συνάδει με το πνεύμα της εποχής και παράλληλα μπορεί να είναι οικονομικά βιώσιμη αλλά και η βέλτιστη περιβαλλοντικά είναι τα λεγόμενα **“Πράσινα Νησιά”**. Τα Πράσινα Νησιά είναι ανεξάρτητα συστήματα, μη διασυνδεδεμένα δηλαδή, τα οποία έχουν σαν στόχο την μηδενική παραγωγή διοξειδίου του άνθρακα. Αυτό ουσιαστικά στα μικρά νησιά στα οποία προφανώς δεν υπάρχει βιομηχανία ή μεγάλη αγροτική παραγωγή, αναλύεται σε δύο συνιστώσες :

- την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας εξολοκλήρου από ΑΠΕ
- την χρήση ΑΠΕ (βιοαέριο, ηλεκτρισμός από ΑΠΕ κλπ) στις μεταφορές

Το πρώτο ενεργειακά αυτόνομο νησί (όσον αφορά την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας) στην Ευρώπη είναι η Τήλος.

Η Τήλος βρίσκεται στα Δωδεκάνησα και έχει πληθυσμό 780 κατοίκων. Ενεργειακά τροφοδοτείται με υποβρύχια διασύνδεση από τον ΑΣΠ της Κω. Στην Τήλο έχει ξεκινήσει από το 2015 το έργο Tilos στα πλαίσια του προγράμματος Horizon2020 [15] της Ευρωπαϊκής Ένωσης με χρηματοδότηση από την Ευρωπαϊκή Ένωση αλλά και από ιδιωτικά κεφάλαια. Στο έργο υπάρχουν 13 συμμετέχοντες από 7 Ευρωπαϊκές χώρες, με συντονιστή το Εργαστήριο Ήπιων Μορφών Ενέργειας & Προστασίας του Περιβάλλοντος, του τμήματος Μηχανολόγων Μηχανικών, του Ανώτατου Τεχνολογικού Ιδρύματος Πειραιά Τεχνολογικού Τομέα.

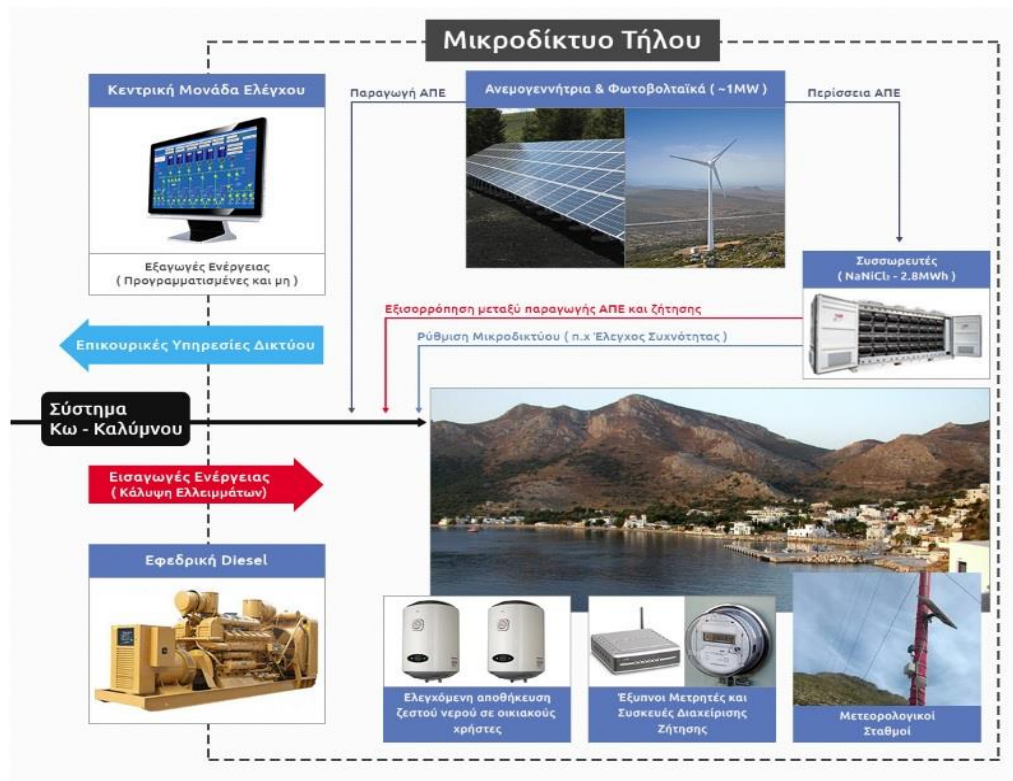
Σκοπός του ερευνητικού έργου TILOS είναι η ανάπτυξη και λειτουργία ενός έξυπνου, καινοτόμου μικροδικτύου ηλεκτροδότησης στο νησί της Τήλου, για την κάλυψη των αναγκών σε ηλεκτρική ενέργεια των κατοίκων της κοινότητας των Λιβαδιών (~500 κάτοικοι). Το έξυπνο μικροδίκτυο θα βασίζεται σε υβριδικό σχήμα ΑΠΕ (αιολικά και Φ/Β) και προηγμένης τεχνολογίας συσσωρευτές, θα υιοθετεί στρατηγικές διαχείρισης της ζήτησης και θα αλληλεπιδρά με το ηλεκτρικό σύστημα Νισύρου-Κω μέσω της υφιστάμενης ηλεκτρικής διασύνδεσης. Τέλος, θα ενσωματώνει πλήρως αυτοματοποιημένο λογισμικό ενεργειακής διαχείρισης και επικοινωνίας. [16]

Οι σύγχρονοι συσσωρευτές τεχνολογίας NaNiCl_2 θα αποτελούν την καρδιά του προτεινόμενου συστήματος ικανοποιώντας:

- Μέγιστη διεύθυνση ΑΠΕ και υψηλά επίπεδα ενεργειακής αυτονομίας για το έξυπνο μικροδίκτυο (~100%) αλλά και ολόκληρο το νησί της Τήλου (>60%)
- Εξαγωγές πράσινης ενέργειας προς το σύστημα Νίσυρος-Κως υπό εγγυημένους όρους
- Ευστάθεια του τοπικού ηλεκτρικού μικροδικτύου
- Επικουρικές υπηρεσίες προς το δίκτυο του συστήματος Νίσυρος-Κως

Στα πλαίσια του έργου τοποθετήθηκε ανεμογεννήτρια μεσαίας ισχύος (800kW) και φωτοβολταϊκό πάρκο ισχύος 160kW. Η παραγόμενη ενέργεια θα συγκεντρώνεται σε έναν υβριδικό σταθμό και θα αποθηκεύεται σε συσσωρευτές NaNiCl_2 χωρητικότητας 2,8 MWh και από εκεί θα κατανέμεται

στο δίκτυο ανάλογα με τη ζήτηση, η οποία θα ρυθμίζεται για να βρίσκεται σε ισορροπία με την παραγωγή από έναν έξυπνο σταθμό, με τη βοήθεια έξυπνων μετρητών οι οποίοι θα είναι τοποθετημένοι στα κτίρια. Επίσης υπάρχει σύστημα πρόβλεψης της παραγωγής της ανεμογεννήτριας και των φωτοβολταϊκών με βάση τις μετεωρολογικές προβλέψεις, μέχρι και 36 ώρες. [16]



Σχήμα 2.3, Γραφική απεικόνιση Υβριδικού σταθμού & μικροδικτύου Τήλου [16]

Το έργο ήδη λειτουργεί δοκιμαστικά και αναμένεται να δοθεί σε πλήρη λειτουργία μέσα στο 2019. Τα οφέλη από το έργο είναι τεράστια.

Σε παγκόσμιο επίπεδο η Τήλος είναι το πρώτο πραγματικά πράσινο νησί της Μεσογείου. Το έξυπνο δίκτυο της Τήλου θα είναι το πρώτο παγκοσμίως νησιωτικό μικροδίκτυο που θα βασίζεται σε υβριδικό σταθμό παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ και αποθήκευση σε συσσωρευτές, η λειτουργία του οποίου θα ρυθμίζεται από τεχνικές βελτιστοποίησης της παραγωγής και της ζήτησης.

Στο επίπεδο του νησιού, αναμένεται να ξεπεραστούν πλήρως οι διακοπές ηλεκτροδότησης την περίοδο του καλοκαιριού, που ορισμένες φορές ξεπερνούσαν τη μία ημέρα. Η συνολική κατανάλωση του νησιού υπολογίζεται να καλύπτεται σε ποσοστό άνω του 75% από τις ΑΠΕ και τις ημέρες που θα

υπάρχει υψηλό δυναμικό και η κάλυψη θα φτάνει το 100% θα εξάγεται ενέργεια στην Κω μέσω της υποβρύχιας διασύνδεσης. Το κέρδος από την μη λειτουργία του ΑΣΠ για την κάλυψη των αναγκών της Τήλου υπολογίζεται στα 350.000€ ετησίως, ενώ εξαιρετικό ενδιαφέρον παρουσιάζει ότι το κόστος της παραγόμενης ενέργειας θα είναι σημαντικά χαμηλότερο από αυτό του πετρελαίου, παρά το μικρό μέγεθος του νησιού.

Επίσης εγκρίθηκε από την Επιτροπή Ερευνών και Διαχείρισης του Ειδικού Λογαριασμού Κονδυλίων Έρευνας (ΕΛΚΕ) του ΑΕΙ Πειραιά η χρηματοδότηση εγκατάστασης του πρώτου σταθμού φόρτισης ηλεκτροκίνητων οχημάτων με την αξιοποίηση της ηλιακής ενέργειας για το νησί της Τήλου.

2.6 ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Εύκολα γίνεται κατανοητό ότι δεν μπορεί να υπάρξει υψηλή διείσδυση των ΑΠΕ (κυρίως των φωτοβολταϊκών και αιολικών) στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας αν δεν υπάρχει κάποια μορφή αποθηκευμένης ενέργειας, που θα μπορεί να διατεθεί στο δίκτυο όταν η παραγωγή δεν θα επαρκεί για να καλύψει τη ζήτηση. Το πρόβλημα συνίσταται στο ότι όσο μεγάλη και αν είναι η εγκατεστημένη ισχύς σε ένα ανεξάρτητο σύστημα, είναι πολύ πιθανό κάποια στιγμή να υπάρχει άπνοια (ή στην αντίθετη περίπτωση, ταχύτητα ανέμου πάνω από τη μέγιστη επιτρεπόμενη) ή συννεφιά οπότε να υπάρξει αδυναμία κάλυψης της ζήτησης. Το πρόβλημα αυτό μπορεί να λυθεί αποθηκεύοντας ενέργεια τις ώρες που θα υπάρχει περίσσεια ενέργειας παραγόμενης από ΑΠΕ, και χρησιμοποίησή της όταν θα υπάρχει έλλειψη. Υπάρχουν πολλές μέθοδοι αποθήκευσης ενέργειας που μπορούν να χρησιμοποιηθούν, αλλά η βέλτιστη επιλογή καθορίζεται από τον προς επίτευξη στόχο, που μπορεί να είναι η μέγιστη διείσδυση ΑΠΕ στο δίκτυο ή η βελτιστοποίηση των οικονομικών δεικτών και το μέγεθος του εκάστοτε ανεξάρτητου συστήματος.

Οι επενδύσεις αυτές γίνονται ιδιαίτερα ελκυστικές στα νησιά κυρίως εξαιτίας του υψηλού αιολικού και ηλιακού δυναμικού που δύσκολα συναντώνται στην ηπειρωτική χώρα, αλλά και του υψηλού κόστους παραγωγής της ηλεκτρικής ενέργειας στις περιοχές αυτές από την λειτουργία των ΑΣΠ με βασικό καύσιμο το πετρέλαιο.

Το μέγεθος του υβριδικού σταθμού παραγωγής εξαρτάται τόσο από την ενεργειακή ζήτηση του ανεξάρτητου συστήματος όσο και από το ύψος της επένδυσης που καθορίζει ο επενδυτής. Με τη σειρά του, το μέγεθος του υβριδικού σταθμού παραγωγής καθορίζει το μέγεθος των ΑΠΕ που θα εγκατασταθούν αλλά και την τεχνολογία και τη χωρητικότητα της αποθήκευσης ενέργειας που θα χρησιμοποιηθεί. Αυτή τη στιγμή οι οικονομικά ώριμες τεχνολογίες για τους υβριδικούς σταθμούς παραγωγής είναι [18]:

- ΑΠΕ : Αιολικά και φωτοβολταϊκά πάρκα
- Αποθήκευση : Αντλησιοταμίευση, ηλεκτροχημικοί συσσωρευτές, αποθήκευση συμπιεσμένου αέρα, ηλεκτρόλυση για την παραγωγή υδρογόνου

Από τις παραπάνω τεχνολογίες αποθήκευσης οι δύο πρώτες χρησιμοποιούνται ευρέως, με την αντλησιοταμίευση να αποτελεί την πιο διαδεδομένη παγκοσμίως, κυρίως σε μεσαία και μεγάλα συστήματα [18], ενώ οι συσσωρευτές χρησιμοποιούνται περισσότερο σε μικρά συστήματα.

Όσον αφορά τις άλλες δύο είναι ακόμα σχετικά νέες τεχνολογίες που χρησιμοποιούνται σε πολύ λίγες εφαρμογές, κυρίως μικρής ισχύος.

Προς το παρόν υπάρχει μόνο ένας υβριδικός σταθμός παραγωγής επισήμως σε λειτουργία, στο νησί Ελ Ιέρο στα Κανάρια Νησιά της Ισπανίας, που αποτελείται από αιολικό πάρκο, μονάδα αντλησιοταμίευσης και εφεδρικές γεννήτριες, και λειτουργεί από το 2014.

Οι υπόλοιποι δύο καταγεγραμμένοι υβριδικοί σταθμοί βρίσκονται στην Ελλάδα, και συγκεκριμένα ο ένας είναι αυτός της Τήλου που περιγράψαμε παραπάνω και ήδη βρίσκεται σε δοκιμαστική λειτουργία, και ο άλλος βρίσκεται στην Ικαρία και αποτελείται από αιολικό πάρκο, μονάδα αντλησιοταμίευσης και εφεδρικές γεννήτριες και έχει ολοκληρωθεί η κατασκευή του, αλλά δεν βρίσκεται ακόμα σε λειτουργία.

Οι υβριδικοί σταθμοί με αντλησιοταμίευση σε απομονωμένα συστήματα έχουν μελετηθεί εκτενώς στο παρελθόν. Υπάρχουν διάφοροι τρόποι σχεδιασμού, όπως η παροχή σταθερής ενέργειας μόνο κατά τις ώρες αιχμής της ζήτησης, όμως αυτό είχε ως αποτέλεσμα την απόρριψη μεγάλου ποσοστού αιολικής ενέργειας και υψηλή εξάρτηση της οικονομικής βιωσιμότητας της επένδυσης από το «feed-in tariff». Ο πλέον αποδοτικός τρόπος λειτουργίας είναι αυτός που στοχεύει στην μεγιστοποίηση της

διείσδυσης των ΑΠΕ και χρησιμοποίηση της παραγόμενης ενέργειας καθ' όλη τη διάρκεια της ημέρας, είτε με απευθείας έγχυση στο δίκτυο είτε εκμεταλλευόμενοι τη λειτουργία της αντλησιοταμίευσης .

Επίσης, υπάρχουν και πιο εξειδικευμένες μελέτες, όπως ότι η χρησιμοποίηση αντλίας μεταβλητών στροφών μειώνει σημαντικά την απορριπτόμενη αιολική ενέργεια. [17]

Όσον αφορά το σχεδιασμό υβριδικών σταθμών παραγωγής με αποθήκευση ενέργειας με συσσωρευτές, υπάρχουν διάφοροι τρόποι υπολογισμού, που περιλαμβάνουν την διαστασιολόγηση των συσσωρευτών, των φωτοβολταϊκών και των αιολικών βασιζόμενοι κυρίως στην τεχνική «Loss of Power Supply Probability» (LPSP) [18], που είναι η πιθανότητα σε ώρες ετησίως, ο υβριδικός σταθμός να μην μπορεί να ικανοποιήσει τη ζήτηση. Έχουν αναπτυχθεί υπολογιστικά μοντέλα που εστιάζουν είτε στην ελαχιστοποίηση του LPSP είτε στην ελαχιστοποίηση του κόστους παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας. Επίσης χρησιμοποιούνται και διάφορες τεχνικές τεχνητής νοημοσύνης.

2.6.1 ΥΒΡΙΔΙΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΜΕ ΑΝΤΛΗΣΙΟΤΑΜΙΕΥΣΗ

Η αντλησιοταμίευση αποτελεί την πιο ώριμη τεχνολογία αποθήκευσης ενέργειας, με περισσότερα από 100GW εγκατεστημένης ισχύος να λειτουργούν. Η δυνατότητα αποθήκευσης μεγάλης ποσότητας ενέργειας, της τάξης των GWh, την καθιστά ιδανική για μεσαίας και μεγάλης κλίμακας συστήματα. Ωστόσο, το πολύ υψηλό κόστος αρχικής εγκατάστασης και η αναγκαιότητα ύπαρξης κατάλληλης γεωμορφολογίας για τα απαιτούμενα έργα υποδομών (ταμιευτήρες νερού, υδατοφράγματα) είναι παράμετροι που επηρεάζουν σε πολύ μεγάλο βαθμό την εγκατάσταση τέτοιων μονάδων. Όμως η ύπαρξη κατάλληλης γεωμορφολογίας μπορεί να ελαττώσει κατά πολύ μεγάλο βαθμό το κόστος και να κάνει μία τέτοιου είδους επένδυση οικονομικά βιώσιμη και σε μικρά συστήματα (της τάξεως των 5MW).

Η αντλησιοταμίευση συνδυάζεται κατά κύριο λόγο με αιολικά πάρκα. Αυτό συμβαίνει διότι :

- Τα αιολικά πάρκα σε γενικές γραμμές έχουν αρκετά υψηλότερο συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας (Cf) από τα φωτοβολταϊκά. Πιο συγκεκριμένα, στην Ελλάδα για τα αιολικά πάρκα ο συντελεστής

εκμεταλλευσιμότητας κυμαίνεται κατά μέσο όρο στο 40%, ενώ για τα φωτοβολταϊκά δεν ξεπερνά το 22%.

- Σε μικρά συστήματα αποθήκευσης, όπως οι συσσωρευτές, είναι απαραίτητη η χρήση φωτοβολταϊκών ως εναλλακτική πηγή παραγωγής ενέργειας, διότι το καλοκαίρι, σε περιόδους καύσωνα υπάρχει άπνοια, αλλά εξαιρετικά μεγάλη ηλιοφάνεια που μπορεί να καλύψει την αυξημένη ζήτηση λόγω των κλιματιστικών. Ωστόσο με την αντλησιοταμίευση, εξαιτίας της δυνατότητας αποθήκευσης πολύ μεγαλύτερης ενέργειας από τους συσσωρευτές, το πρόβλημα αυτό μπορεί να ξεπεραστεί χωρίς τη χρήση φωτοβολταϊκών ακόμα και σε παρατεταμένες περιόδους χαμηλού αιολικού δυναμικού. [18]

2.6.2 ΥΒΡΙΔΙΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΜΕ ΧΡΗΣΗ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΩΝ

Η χρήση συσσωρευτών για αποθήκευση ενέργειας απαντάται κυρίως σε μικρά συστήματα, με μέγιστο φορτίο συνήθως κάτω από 1 MW. Σε αυτές τις περιπτώσεις το μεγάλο κόστος εγκατάστασης ενός συστήματος αντλησιοταμίευσης είναι ασύμφορο εξαιτίας της μικρής συνολικής κατανάλωσης ηλεκτρικού ρεύματος. Το κύριο μειονέκτημα των συσσωρευτών είναι, όπως είπαμε παραπάνω, πέρα από το κόστος, τη διάρκεια ζωής και θέματα ασφαλείας, η σχετικά μικρή δυνατότητα αποθήκευσης ενέργειας, που τους καθιστά μη αποτελεσματικούς σε περιόδους παρατεταμένης μειωμένης παραγωγής από τις ΑΠΕ. Έτσι είναι αναγκαία η τοποθέτηση και εναλλακτικής πηγής ΑΠΕ. Συνήθως η κύρια μορφή παραγωγής ενέργειας είναι τα αιολικά και η δευτερεύουσα τα φωτοβολταϊκά. Η δευτερεύουσα πηγή παραγωγής ενέργειας συνήθως έχει αρκετά μικρότερη ονομαστική ισχύ, και χρησιμεύει σε περιόδους περιορισμένης παραγωγής των αιολικών (περίοδοι καύσωνα και άλλες).

Μία ενδιαφέρουσα εναλλακτική πρόταση [18] που μπορεί να συνεισφέρει στην αξιοπιστία των συσσωρευτών σε μικρά συστήματα, χωρίς να ανεβάζει πολύ το κόστος, είναι η παράλληλη χρησιμοποίηση μιας μονάδας ηλεκτρόλυσης για την παραγωγή υδρογόνου, όταν οι συσσωρευτές θα είναι πλήρως φορτισμένοι και θα υπάρχει περίσσεια παραγωγής από τις ΑΠΕ. Για την αξιοποίηση του παραγόμενου υδρογόνου μπορούν να εγκατασταθούν κυψέλες καυσίμου.

Στις περισσότερες περιπτώσεις, οι ΑΠΕ και οι συσσωρευτές συνδέονται κατευθείαν στο δίκτυο διανομής. Αυτό διασφαλίζει άμεση παροχή ενέργειας είτε από τις ΑΠΕ είτε από τους συσσωρευτές σε περίπτωση που ανιχνευτεί πτώση τάσης στο δίκτυο. Έτσι, εκμεταλλευόμενοι την δυνατότητα των συσσωρευτών για άμεση παραγωγή ενέργειας, μπορεί να επιτευχθεί διείσδυση των ΑΠΕ ακόμα και 100%. Σε γενικές γραμμές, η λειτουργία του δικτύου μπορεί να θεωρηθεί ασφαλής όταν το επίπεδο φόρτισης των μπαταριών διατηρείται πάνω από το 40%. [18]

3 ΛΟΓΙΣΜΙΚΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ

3.1 ΤΑ ΛΟΓΙΣΜΙΚΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗΣ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗΣ

Από όταν άρχισαν να παρατηρούνται και να γίνονται γνωστές οι αρνητικές επιπτώσεις των αερίων του θερμοκηπίου στο περιβάλλον, η παραγωγή των οποίων είναι άρρηκτα συνδεδεμένη με τα ορυκτά καύσιμα, έχουν γίνει μια σειρά από ενέργειες παγκοσμίως, με σκοπό την ελάττωσή τους. Προέκυψε έτσι το Πρωτόκολλο του Κιότο το 1997, [19] το οποίο εισήγαγε νομικά δεσμευτικούς στόχους μείωσης των εκπομπών για τις ανεπτυγμένες χώρες. Το 2015 ακολούθησε η Συμφωνία των Παρισίων, [20] η οποία ισχύει ήδη από το 2016 και αποτελεί ουσιαστικά την επικαιροποίηση του Πρωτοκόλλου του Κιότο προσαρμοσμένη στα τρέχοντα δεδομένα και περιλαμβάνοντας ακόμα μεγαλύτερο αριθμό κρατών.

Έτσι από τα τέλη της δεκαετίας του 1990 οι περισσότερες ανεπτυγμένες χώρες οδηγήθηκαν σε προσαρμογή του ενεργειακού τους σχεδιασμού για να συμμορφωθούν με τις διεθνείς οδηγίες (στην Ευρώπη από τις οδηγίες της Ευρωπαϊκής Ένωσης που έχουμε ήδη αναφέρει [3]). Έτσι, σε συνδυασμό με την αυξανόμενη ανάγκη για ασφάλεια της παροχής ενέργειας, άρχισε να μελετάται πιο συστηματικά η μετάβαση από συστήματα εξαρτώμενα από εισαγόμενα ορυκτά καύσιμα σε συστήματα με αυξημένη συνεισφορά των ΑΠΕ. Πιο συγκεκριμένα, άρχισε να μελετάται η δυνατότητα διείσδυσης των ΑΠΕ σε ενεργειακά συστήματα και τι επιπτώσεις θα έχει η αυξανόμενη χρήση της.

Η δυσκολία δημιουργίας ξεχωριστού μοντέλου για την ανάλυση κάθε συστήματος ασχέτως με το αν αυτό ήταν μικρό ή μεγάλο, απλό ή πιο περίπλοκο, οδήγησε στην ανάπτυξη λογισμικών προσομοίωσης ενεργειακών συστημάτων. Πλέον υπάρχουν αρκετά τέτοια λογισμικά, και η επιλογή του κατάλληλου εξαρτάται από τις ιδιαιτερότητες του εκάστοτε συστήματος προς μελέτη, και τα πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα του κάθε λογισμικού.

Τα λογισμικά αυτά μπορεί να καλύπτουν ολόκληρο το ενεργειακό σύστημα της χώρας, δηλαδή το σύστημα ηλεκτροπαραγωγής, τις καταναλώσεις της βιομηχανίας και των μεταφορών, τις καταναλώσεις ενέργειας για παραγωγή θερμότητας κλπ, ή μικρότερα μεμονωμένα κομμάτια.

Η πλειοψηφία των λογισμικών αυτών απαιτεί δεδομένα από το χρήστη για ένα συγκεκριμένο έτος (ή σε κάποιες περιπτώσεις για μια σειρά ετών), έτσι ώστε να κατασκευαστεί με την μεγαλύτερη ακρίβεια το μοντέλο του ενεργειακού συστήματος. Έπειτα η ανάλυση που γίνεται εξαρτάται από τις απαιτήσεις του χειριστή αλλά και τις δυνατότητες του προγράμματος. Σχεδόν όλα τα λογισμικά έχουν τη δυνατότητα οικονομικής προσομοίωσης, δηλαδή εύρεσης του σεναρίου με το μικρότερο κόστος. Ο τρόπος προσέγγισης της βέλτιστης λύσης διαφέρει για κάθε λογισμικό.

Μπορεί να γίνει ένας διαχωρισμός των βασικών λειτουργιών αυτών των λογισμικών, [21] και έτσι να υπάρξει μία κατηγοριοποίηση ανάλογα με τα χαρακτηριστικά που διαθέτει το καθένα. Τα βασικά αυτά χαρακτηριστικά είναι :

- Λειτουργία προσομοίωσης για την εξαγωγή αποτελεσμάτων σχετικά με την προσφορά, ζήτηση και οικονομικά στοιχεία του ενεργειακού συστήματος
- Λειτουργία σεναρίου και συνδυασμός αποτελεσμάτων αρκετών ετών για την δημιουργία μακροπρόθεσμου σεναρίου συνήθως μεταξύ 20 και 50 ετών
- Λειτουργία εξισορρόπησης για την εύρεση της βέλτιστης λύσης μεταξύ δύο ή και παραπάνω μεταβλητών (εύρεση σημείου ισορροπίας μεταξύ προσφοράς και ζήτησης χωρίς να λαμβάνεται υπόψιν το κόστος, ή μεταξύ άλλων δεδομένων όπως για παράδειγμα εισαγωγών και εξαγωγών ενέργειας).

Μία άλλη κατηγοριοποίηση μπορεί να γίνει ανάλογα με το μέγεθος των συστημάτων που μπορούν να προσομοιώσουν αυτά τα λογισμικά. Η συντριπτική πλειοψηφία έχει τη δυνατότητα προσομοίωσης του ενεργειακού συστήματος μιας χώρας αλλά είναι λιγότερα αυτά που μπορούν να προσομοιώσουν ένα πιο μικρό σύστημα ή στον αντίποδα, ένα σύστημα πολλών χωρών μαζί.

Τέλος πολύ σημαντικό ρόλο παίζει το χρονικό βήμα της προσομοίωσης. Συνήθως είναι ανά ώρα ή ανά έτος, ενώ υπάρχουν και κάποια που έχουν δυνατότητα προσομοίωσης με χρονικό βήμα ενός λεπτού ή ακόμα και δευτερολέπτου. Είναι προφανές πως αυτό επηρεάζει την ακρίβεια των αποτελεσμάτων, αλλά εξαρτάται μόνο από τον σκοπό για τον οποίο χρησιμοποιούμε το λογισμικό και τα συμπεράσματα που θέλουμε να εξαγάγουμε. Για παράδειγμα όταν θέλουμε να εξετάσουμε την μακροπρόθεσμη

ενεργειακή πολιτική μιας χώρας σε βάθος 25αετίας το χρονικό βήμα μπορεί να είναι ένας μήνας ή ένα έτος. Αν όμως θέλουμε να εξετάσουμε τη συμπεριφορά ενός μεμονωμένου συστήματος κατά της διάρκεια μιας ημέρας τότε το χρονικό βήμα πρέπει να είναι ένα λεπτό, ίσως και δευτερόλεπτο.

Όσο η τεχνολογία στις ΑΠΕ εξελίσσεται, βελτιώνεται σημαντικά η απόδοσή τους, αλλά ταυτόχρονα απλοποιείται και η χρήση τους. Είναι χαρακτηριστικό πως ενώ παλιά ήταν απαγορευτική (πολλές φορές δεν προβλεπόταν καν από το νόμο) η εγκατάσταση ΑΠΕ από ιδιώτες χωρίς πολύ μεγάλο κεφάλαιο και με εκτεταμένη μελέτη, σήμερα η εγκατάσταση μικρών φωτοβολταϊκών συστημάτων σε στέγες ή ακόμα μεγαλύτερων στο έδαφος, αλλά ακόμα και η εγκατάσταση μικρών ανεμογεννητριών σε ορισμένες περιπτώσεις, είναι πολύ πιο προσιτή. Έτσι έχουν αναπτυχθεί λογισμικά παρόμοια με αυτά που αναφέραμε, τα οποία προσομοιώνουν τέτοια μικρά συστήματα, π.χ. φωτοβολταϊκών συνδεδεμένα με μπαταρία, και εστιάζουν στην οικονομική αξιολόγηση της επένδυσης ή και την εξοικονόμηση ενέργειας εάν πρόκειται για κτίριο.

3.2 ΣΥΝΟΠΤΙΚΗ ΠΑΡΟΥΣΙΑΣΗ ΛΟΓΙΣΜΙΚΩΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗΣ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗΣ

Μία πρώτη κατηγοριοποίηση των λογισμικών αυτών έγινε στο [21]. Πέρα από τον τρόπο λειτουργίας παρουσιάζονται οι εκτιμώμενοι χρήστες του κάθε λογισμικού. Βλέπουμε πως κάποια είναι ευρέως χρησιμοποιούμενα, ενώ άλλα, κυρίως πιο εξειδικευμένα, είναι λιγότερο γνωστά. Η συντριπτική πλειοψηφία έχει αναπτυχθεί από πανεπιστήμια ή από κρατικούς (ή και παγκόσμιους) φορείς. Έτσι τα περισσότερα έχουν μη εμπορική χρήση.

Tool	Organisation (link)	Availability	Downloads/sales
Very high number of users			
RETScreen	RETScreen International (http://www.retscreen.net/)	Free to Download	>200000
HOMER	National Renewable Energy Laboratory and HOMER Energy LLC (www.homerenergy.com)	Free to Download	>28000
LEAP	Stockholm Environment Institute (http://www.energycommunity.org/)	Commercial/free for developing countries and students	>5000
BCHP Screening Tool	Oak Ridge National Laboratory (http://www.ornl.gov/)	Free to Download	>2000
energyPRO	Energi-Øg Mijødata (EMD) International A/S (http://www.emd.dk/)	Commercial	>1000
High number of users			
EnergyPLAN	Aalborg University (http://www.energyplan.eu/)	Free to Download	100–1000
Invert	Energy Economics Group, Vienna University of Technology (http://www.invert.at/)	Free to Download	100–1000
MARKAL/TIMES	Energy Technology Systems Analysis Program, International Energy Agency (http://www.etsap.org/)	Commercial	100–1000
MESSAGE	International Institute for Applied Systems Analysis (http://www.iiasa.ac.at/)	Free/Simulators must be purchased	100–1000
ORCED	Oak Ridge National Laboratory (http://www.ornl.gov/)	Free to Download	100–1000
TRNSYS16	The University of Wisconsin Madison (http://sel.me.wisc.edu/trnsys/)	Commercial	100–1000
WASP	International Atomic Energy Agency (http://www.iaea.org/OurWork/ST/NE/Pess/PESSEnergymodels.shtml)	Commercial/Free to IAEA member states	100–1000
Medium number of users			
EMCAS	Argonne National Laboratory (http://www.dis.anl.gov/projects/emcas.html)	Commercial	20–50
EMPS	Stiftelsen for Industriell og Teknisk Forskning (SINTEF) (http://www.sintef.no/)	Commercial	20–50
ENPEP-BALANCE	Argonne National Laboratory (http://www.dis.anl.gov/projects/enpepwin.html)	Free to Download	20–50
GTMax	Argonne National Laboratory (http://www.dis.anl.gov/projects/gtmax.html)	Commercial	20–50
Low number of users			
AEOLIUS	Institute for Industrial Production, Universität Karlsruhe (http://www-iiip.wiwi.uni-karlsruhe.de/)	Commercial	1–20
COMPOSE	Aalborg University (http://www.socialtext.net/energyinteractivenet/index.cgi?compose)	Free to Download	1–20
IKARUS	Research Centre Jülich, Institute of Energy Research (http://www.fz-juelich.de/ief/ief-ste/index.php?index=3)	Commercial/Earlier versions are free	1–20
INFORSE	The International Network for Sustainable Energy (http://www.inforse.org/europe/Vision2050.htm)	Distributed to non-governmental organisations	1–20
Mesap PlaNet	sevenZone (http://www.sevenzone.de/de/technologie/mesap.html)	Commercial	1–20
NEMS	Office of Integrated Analysis and Forecasting, Energy Information Administration (http://www.eia.doe.gov/)	Free/Simulators must be purchased	1–20
PERSEUS	Institute for Industrial Production, Universität Karlsruhe (http://www-iiip.wiwi.uni-karlsruhe.de/)	Commercial: only sold to large European utilities	1–20
ProdRisk	Stiftelsen for Industriell og Teknisk Forskning (SINTEF) (http://www.sintef.no/Home/)	Commercial	1–20
RAMSES	Danish Energy Agency (http://www.ens.dk/)	Projects completed for a fee	1–20
SIVAEI	Energinet.dk (http://www.energinet.dk/en/menu/Planning/Analysis+models/Sivael/SIVAEI.htm)	Free to Download	1–20
EMINENT	Instituto Superior Técnico, Technical University of Lisbon (http://carnot.ist.utl.pt/~eminent2/)	To be decided	0
PRIMES	National Technical University of Athens (http://www.e3mlab.ntua.gr/)	Projects completed for a fee	0
Number of users is not specified as it is not monitored			
BALMOREL	Project Driven with a users network and forum around it (http://www.balmorel.com/)	Free to Download (Open Source)	Not specified
E4cast	Australian Bureau of Agricultural and Resource Economics (http://www.abare.gov.au/)	Commercial	Not specified
H2RES	Instituto Superior Técnico and the University of Zagreb (http://powerlab.fsb.hr/h2res/)	Internal use only	Not specified
HYDROGEMS	Institut für energietechnik (http://www.hydrogems.no/)	Commercial/free for TRNSYS Users	Not specified
MiniCAM	Pacific Northwest National Laboratory (http://www.globalchange.umd.edu/)	Free to Download Once Contacted	Not specified
SimREN	Institute of Sustainable Solutions and Innovations (http://www.isusi.de/theerjreport.html)	Projects completed for a fee	Not specified
STREAM	Ea Energy Analyses (http://www.ea-energianalyse.dk/)	Free to Download Once Contacted	Not specified
UniSyD3.0	Unitec New Zealand (http://www.unitec.ac.nz/)	Contact Prof. Jonathan Leaver: jleaver@unitec.ac.nz	Not specified
WILMAR Planning Tool	Risø DTU National Laboratory for Sustainable Energy (http://www.wilmar.risoe.dk/)	Commercial	Not specified

Σχήμα 3.1, Κατάλογος λογισμικών & εκδότης, D. Connolly et al. / Applied Energy 87 (2010) 1059–1082

Considered and included (website): description of a typical application	
AEOLIUS [14]: power-plant dispatch simulation tool	BALMOREL [15]: open source electricity and district heating tool
BCHP Screening Tool [16]: assesses CHP* in buildings	COMPOSE [17]: techno-economic single-project assessments
E4cast [18]: tool for energy projection, production, and trade	EMCAS [19]: creates techno-economic models of the electricity sector
EMINENT [20]: early stage technologies assessment	EMPS [21]: electricity systems with thermal/hydro generators
EnergyPLAN [22]: user friendly analysis of national energy-systems	energyPRO [23]: techno-economic single-project assessments
ENPEP-BALANCE [24]: market-based energy-system tool	GTMax [25]: simulates electricity generation and flows
H2RES [26]: energy balancing models for Island energy-systems	HOMER [27]: techno-economic optimisation for stand-alone systems
HYDROGEMS [28]: renewable and H2 stand-alone systems	IKARUS [29]: bottom-up cost-optimisation tool for national systems
INFORSE [30]: energy balancing models for national energy-systems	Invert [31]: simulates promotion schemes for renewable energy
LEAP [32]: user friendly analysis for national energy-systems	MARKAL/TIMES [33]: energy-economic tools for national energy-systems
MESAP PlaNet [34] linear network models of national energy-systems	MESSAGE [35]: national or global energy-systems in medium/long-term
MiniCAM [36,37]: simulates long-term, large-scale global changes	NEMS [38]: simulates the US energy market
ORCED [39]: simulates regional electricity-dispatch	PERSEUS [14]: family of energy and material flow tools
PRIMES [40]: a market equilibrium tool for energy supply and demand	ProdRisk [41]: optimises operation of hydro power
RAMSES [42]: simulates the electricity and district heating sector	RETScreen [43]: renewable analysis for electricity/heat in any size system
SimREN [44]: bottom-up supply and demand for national energy-systems	SIVAEI [45]: electricity and district heating sector tool
STREAM [46]: overview of national energy-systems to create scenarios	TRNSYS16 [47]: modular structured models for community energy-systems
UniSyD3.0 [48]: national energy-systems scenario tool	WASP [49]: identifies the least-cost expansion of power-plants
WILMAR Planning Tool [50]: increasing wind in national energy-systems	

* CHP: combined heat and power.

Σχήμα 3.2, Περιγραφή λογισμικών, D. Connolly et al. / Applied Energy 87 (2010) 1059–1082

Από τη γενική περιγραφή του κάθε λογισμικού βλέπουμε πως καλύπτονται σχεδόν όλες οι εφαρμογές των ΑΠΕ είτε ως μέρος του συνόλου του ενεργειακού συστήματος είτε ως ξεχωριστά συστήματα σε μικρά και απομονωμένα συστήματα όπως νησιά, ή σε εθνικό ακόμα και παγκόσμιο επίπεδο.

Έχουν γίνει αρκετές μελέτες με τη βοήθεια των λογισμικών αυτών, η πλειοψηφία των οποίων αφορά στον μελλοντικό ενεργειακό σχεδιασμό χωρών για μελλοντική αύξηση των ΑΠΕ. Για την Ελλάδα η πιο πρόσφατη τέτοια μελέτη είναι της WWF Hellas [10], η οποία με τη βοήθεια του λογισμικού ENPEP-BALANCE [22] εξετάζει πέντε διαφορετικά σενάρια ενεργειακής πολιτικής με σκοπό την μείωση των εκπομπών διοξειδίων του άνθρακα από τον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής της χώρας μέχρι το 2050.

Tool	Type						
	Simulation	Scenario	Equilibrium	Top-down	Bottom-up	Operation optimisation	Investment optimisation
AEOLIUS	Yes	-	-	-	Yes	-	-
BALMOREL	Yes	Yes	Partial	-	Yes	Yes	Yes
BCHP Screening Tool	Yes	-	-	-	Yes	Yes	-
COMPOSE	-	-	-	-	Yes	Yes	Yes
E4cast	-	Yes	Yes	-	Yes	-	Yes
EMCAS	Yes	Yes	-	-	Yes	-	Yes
EMINENT	-	Yes	-	-	Yes	-	-
EMPS	-	-	-	-	-	Yes	-
EnergyPLAN	Yes	Yes	-	-	Yes	Yes	Yes
energyPRO	Yes	Yes	-	-	-	Yes	Yes
ENPEP-BALANCE	-	Yes	Yes	Yes	-	-	-
GTMmax	Yes	-	-	-	-	Yes	-
H2RES	Yes	Yes	-	-	Yes	Yes	-
HOMER	Yes	-	-	-	Yes	Yes	Yes
HYDROGEMS	-	Yes	-	-	-	-	-
IKARUS	-	Yes	-	-	Yes	-	Yes
INFORSE	-	Yes	-	-	-	-	-
Invert	Yes	Yes	-	-	Yes	-	Yes
LEAP	Yes	Yes	-	Yes	Yes	-	-
MARKAL/TIMES	-	Yes	Yes	Partly	Yes	-	Yes
Mesap PlaNet	-	Yes	-	-	Yes	-	-
MESSAGE	-	Yes	Partial	-	Yes	Yes	Yes
MiniCAM	Yes	Yes	Partial	Yes	Yes	-	-
NEMS	-	Yes	Yes	-	-	-	-
ORCED	Yes	Yes	Yes	-	Yes	Yes	Yes
PERSEUS	-	Yes	Yes	-	Yes	-	Yes
PRIMES	-	-	Yes	-	-	-	-
ProdRisk	Yes	-	-	-	-	Yes	Yes
RAMSES	Yes	-	-	-	Yes	Yes	-
RETScreen	-	Yes	-	-	Yes	-	Yes
SimREN	-	-	-	-	-	-	-
SIVAEI	-	-	-	-	-	-	-
STREAM	Yes	-	-	-	-	-	-
TRNSYS16	Yes	Yes	-	-	Yes	Yes	Yes
UniSyD3.0	-	Yes	Yes	-	Yes	-	-
WASP	Yes	-	-	-	-	-	Yes
WILMAR Planning Tool	Yes	-	-	-	-	Yes	-

Σχήμα 3.3, Κατηγοριοποίηση λογισμικών με βάση τις λειτουργίες, D. Connolly et al. / Applied Energy 87 (2010) 1059–1082

3.3 ΧΡΗΣΙΜΟΤΗΤΑ ΤΩΝ ΛΟΓΙΣΜΙΚΩΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗΣ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗΣ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ

Εκτός από την χρήση των λογισμικών ενεργειακής προσομοίωσης για την ανάλυση του ενεργειακού συστήματος ολόκληρης της χώρας, που έχει καλυφθεί σε σημαντικό κομμάτι, τόσο για την Ελλάδα, όσο και για πολλές χώρες του εξωτερικού, υπάρχει ένα άλλο κομμάτι που τα λογισμικά ενεργειακής προσομοίωσης μπορούν να είναι εξαιρετικά χρήσιμα, για την περίπτωση της Ελλάδας, και του ιδιαίτερου ενεργειακού συστήματος (κυρίως ηλεκτροπαραγωγής) που διαθέτει.

Όπως είδαμε, το Νησιωτικό Σύστημα αποτελεί ένα σημαντικότερο κομμάτι του Ελληνικού Ενεργειακού Συστήματος. Τα τελευταία χρόνια, με τη βοήθεια της τεχνολογίας, και μετά από αδράνεια δεκαετιών γίνονται αποφασιστικά βήματα για την βελτίωση του Νησιωτικού Συστήματος και την απεξάρτηση από τα ορυκτά καύσιμα (πετρέλαιο). Με τα πρώτα νησιά να διασυνδέονται το 2018, τη διασύνδεση της Κρήτης να είναι ορατή και δύο παγκοσμίως καινοτόμους υβριδικούς σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας να είναι ένα βήμα πριν την ολοκλήρωση, είναι προφανές ότι έχει υπάρξει τεράστια πρόοδος.

Όμως, ενώ σε κάποιες περιπτώσεις νησιών είναι προφανής η βέλτιστη λύση, αρκετά βρίσκονται σε μία γκρίζα ζώνη. Η διασύνδεση της Κρήτης είναι ένα τεχνικά δύσκολο και υψηλού κόστους έργο, όμως είναι κάτι παραπάνω από απαραίτητο. Υπολογίζεται ότι η ετήσια εξοικονόμηση από την μη χρήση πετρελαίου θα ανέρχεται στα 550 εκατομμύρια ευρώ (από τα περίπου 800 συνολικά για όλα τα ΜΔΝ), χωρίς να υπολογίσουμε τα υπόλοιπα κοινωνικά και περιβαλλοντικά πλεονεκτήματα.

Η διασύνδεση των Κυκλάδων είναι απαραίτητη λόγω της τεράστιας τουριστικής ανάπτυξης τα τελευταία χρόνια, αλλά και της σχετικά μικρής απόστασης από το Ηπειρωτικό Σύστημα, που μειώνει τις δυσκολίες και το κόστος.

Στον αντίποδα, για απομακρυσμένα νησιά με μικρή κατανάλωση όπως η Τήλος, το Καστελόριζο, η Αστυπάλαια και άλλα, η διασύνδεση κρίνεται ασύμφορη, τουλάχιστον με τα μέχρι τώρα δεδομένα και πρέπει να εξεταστούν εναλλακτικές μέθοδοι.

Υπάρχουν όμως αρκετά νησιά που βρίσκονται κάπου στη μέση, δεν θεωρούνται μικρά συστήματα, αλλά χρίζουν ειδικής μελέτης.

Με την χρησιμοποίηση των λογισμικών ενεργειακής προσομοίωσης μπορούμε να εξάγουμε συμπεράσματα με ικανοποιητική ακρίβεια σε πολύ μικρότερο χρονικό διάστημα από όσο θα χρειαζόταν για να πραγματοποιηθεί μία μελέτη ακόμα και σε αρχικό στάδιο. Στο τεχνικό κομμάτι μπορούμε να εξετάσουμε τη δυνατότητα διείσδυσης των ΑΠΕ χωρίς να επηρεάζεται η αξιοπιστία του ηλεκτρικού δικτύου, ενώ στο οικονομικό μπορούμε να αξιολογήσουμε μία επένδυση σε ΑΠΕ σε σύγκριση με το κόστος λειτουργίας των υπάρχοντων θερμικών σταθμών λαμβάνοντας υπόψιν το κόστος του καυσίμου αλλά και το κόστος των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα. Επίσης μπορούμε να εξετάσουμε αν είναι συμφέρουσα η διασύνδεση του νησιού με το ηπειρωτικό δίκτυο ή είναι προτιμότερη η ανάπτυξη των ΑΠΕ.

Είναι προφανές ότι επενδύσεις τέτοιου είδους που κοστίζουν αρκετά εκατομμύρια ευρώ δεν μπορούν να εξαρτηθούν μόνο από μία τέτοια ποιοτική ουσιαστικά ανάλυση, ωστόσο είναι πάρα πολύ χρήσιμη, κυρίως λόγω της ευκολίας και του μικρού χρόνου πραγματοποίησής της με τη βοήθεια των λογισμικών ενεργειακής προσομοίωσης.

3.4 ΕΠΙΛΟΓΗ ΚΑΤΑΛΛΗΛΟΥ ΛΟΓΙΣΜΙΚΟΥ

Όπως προαναφέραμε η επιλογή του λογισμικού εξαρτάται από το ενεργειακό σύστημα που μελετάται και τα αποτελέσματα που θέλουμε να πάρουμε. Βλέπουμε πως υπάρχει η δυνατότητα για ανάλυση εξαιρετικά πολύπλοκων συστημάτων. Όμως στη δική μας περίπτωση ενδιαφέρει μόνο η εξέταση της ηλεκτροπαραγωγής, καθώς μία ανάλυση η οποία θα περιλαμβάνει για παράδειγμα μεγάλο εργοστάσιο συμπαραγωγής ή ηλεκτρικά οχήματα σε ένα ελληνικό ΜΔΝ δεν είναι ρεαλιστική κυρίως από οικονομικής πλευράς. Τα βασικά χαρακτηριστικά που ψάχνουμε λοιπόν είναι ένα λογισμικό το οποίο θα διατίθεται δωρεάν, θα έχει τη δυνατότητα προσομοίωσης περιοχών μικρότερων από χώρα, και το κυριότερο, θα έχει τη δυνατότητα ανάλυσης των κυριότερων τεχνολογιών παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ σε συνδυασμό με αποθήκευση ενέργειας. Τέλος δεν μας ενδιαφέρει τόσο η δημιουργία μακροπρόθεσμων σεναρίων πρόβλεψης.

Με τα πιο πάνω δεδομένα και βασιζόμενοι στην κατηγοριοποίηση των λογισμικών όπως παρουσιάστηκε στο [21] έγινε επιλογή του EnergyPlan [24]. Το EnergyPlan αν και καλύπτει ένα τεράστιο εύρος επιλογών που στην προκειμένη περίπτωση δεν μας ενδιαφέρει, όπως για παράδειγμα ο τομέας της βιομηχανίας και των μεταφορών, προτιμήθηκε έναντι του RETScreen [23] το οποίο ήταν η άλλη επιλογή και είναι το πιο ευρέως χρησιμοποιούμενο λογισμικό τέτοιου είδους, κυρίως λόγω της ευκολίας προσομοίωσης του συνδυασμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από θερμικούς σταθμούς, ΑΠΕ και αποθήκευσης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας είτε με μπαταρίες είτε με αναστρέψιμα υδροηλεκτρικά.

Το EnergyPlan δημιουργήθηκε το 1999 από τον Henrik Lund και αναπτύσσεται συνεχώς από τότε. Αρχικά ήταν υπολογιστικό φύλλο στο Excel. Με την πάροδο των χρόνων απέκτησε δικό του περιβάλλον και σε κάθε καινούρια έκδοση ενσωματωνόταν καινούριες τεχνολογίες όπως για παράδειγμα η αναστρέψιμη υδροηλεκτρική, παραγωγή ενέργειας από απόβλητα κλπ. Το EnergyPlan πλέον καλύπτει την πλειοψηφία των χρησιμοποιούμενων τεχνολογιών στον τομέα της ενέργειας γενικότερα, όπως πυρηνικά εργοστάσια, εργοστάσια συμπαραγωγής, τηλεθέρμανση, γεωθερμία, ενέργεια από απόβλητα, μονάδες αφαλάτωσης, αιολική ενέργεια, ηλιακή ενέργεια, αναστρέψιμα υδροηλεκτρικά, θαλάσσια ενέργεια και άλλα, ενώ από τεχνολογίες αποθήκευσης περιλαμβάνει όπως αναφέραμε αναστρέψιμα υδροηλεκτρικά, μπαταρίες, τεχνολογία συμπιεσμένου αέρα και ηλεκτρολύτες για την παραγωγή καυσίμου. Επίσης περιλαμβάνει το σύστημα μεταφορών, θέρμανσης κλπ.

Η ανάλυση του συστήματος πραγματοποιείται με βήμα μιας ώρας κατά τη διάρκεια ενός έτους. Υπάρχει δυνατότητα τεχνικής και οικονομικής ανάλυσης. Πολύ συνοπτικά, στην τεχνική ανάλυση πραγματοποιείται βελτιστοποίηση από τεχνικής πλευράς, για παράδειγμα επίτευξη μέγιστης διείσδυσης των ΑΠΕ, ενώ στην οικονομική ανάλυση πραγματοποιείται βελτιστοποίηση για ελαχιστοποίηση του κόστους.

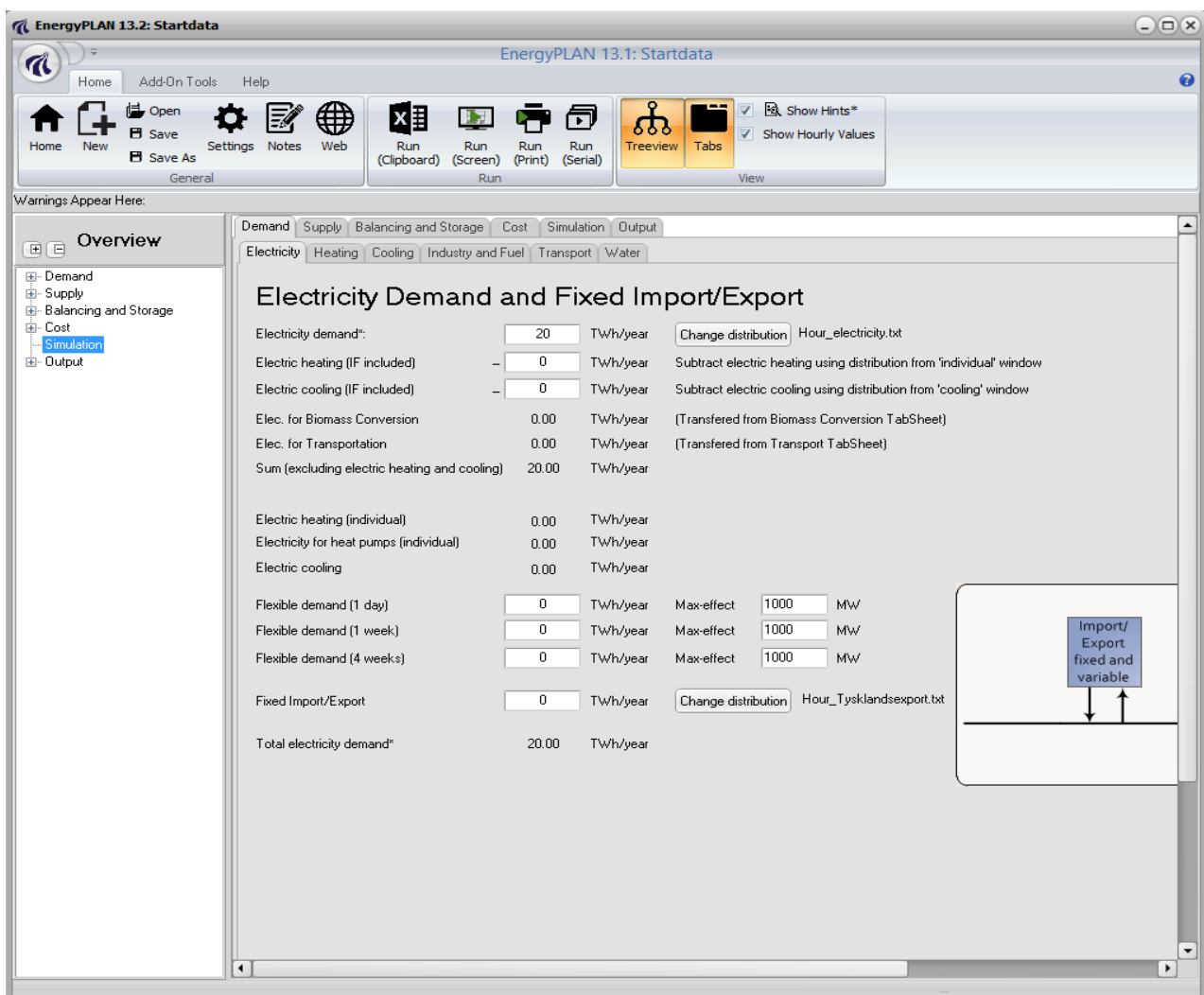
Τα δεδομένα που απαιτούνται χωρίζονται σε δύο κατηγορίες. Η πρώτη κατηγορία είναι δεδομένα όπως για παράδειγμα η συνολική κατανάλωση ηλεκτρισμού, η εγκατεστημένη ισχύς διαφόρων τεχνολογιών, δεδομένα κόστους (για παράδειγμα του διοξειδίου του άνθρακα) κλπ και η δεύτερη κατηγορία είναι οι κατανομές για παράδειγμα της παραγωγής ενέργειας ενός εργοστασίου. Οι κατανομές αποτελούνται από 8784 τιμές μία για κάθε ώρα

του έτους. Το πρόγραμμα διαθέτει μια μεγάλη βιβλιοθήκη που περιλαμβάνει διάφορα χρήσιμα δεδομένα και κατανομές.

Το πρόγραμμα χωρίζεται σε τέσσερις κύριες κατηγορίες οι οποίες απαιτούν δεδομένα για την ανάλυση του συστήματος :

- Ζήτηση
- Παροχή
- Ισορροπία και αποθήκευση
- Κόστος

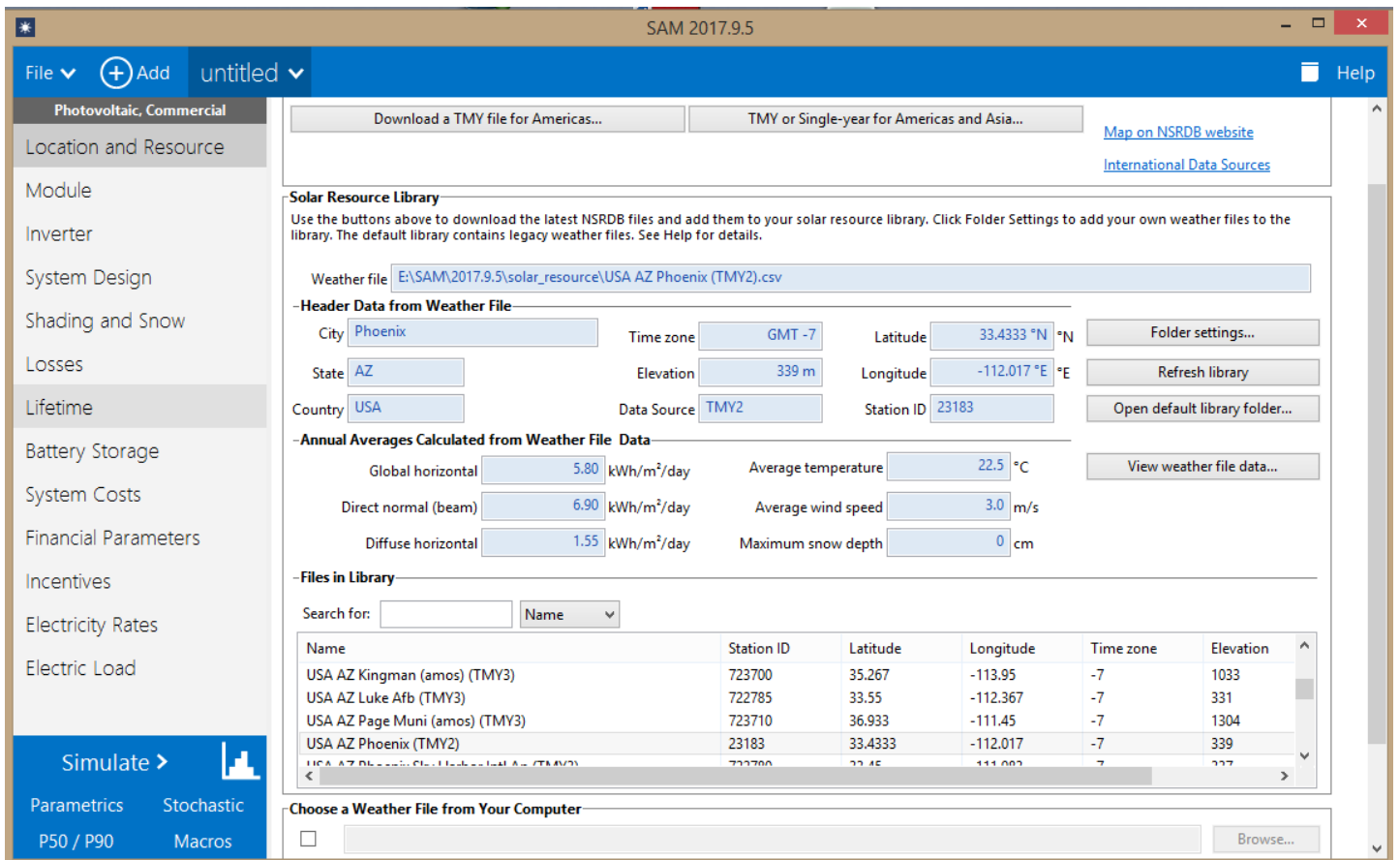
Οι τέσσερις αυτές κατηγορίες έχουν υποκατηγορίες οι οποίες είναι αρκετές για να περιγράψουν πλήρως το ενεργειακό σύστημα. Για παράδειγμα στη ζήτηση έχει υποκατηγορίες για ηλεκτρισμό, θέρμανση, βιομηχανία και καύσιμα, μεταφορές και νερό (χρησιμοποιείται για απομονωμένα συστήματα) και αντίστοιχα για την παροχή.



Σχήμα 3.4, Αρχική οθόνη EnergyPlan

Η κύρια δυσκολία χρήσης του EnergyPlan έγκειται στην δυσκολία συγκέντρωσης των απαιτούμενων δεδομένων. Αν και σε εθνικό επίπεδο υπάρχουν συγκεντρωτικά δεδομένα που αφορούν ολόκληρο το ενεργειακό κομμάτι μιας χώρας, τα περισσότερα βρίσκονται σε δημοσιεύσεις της Eurostat για κάθε χώρα της Ευρωπαϊκής Ένωσης, τα Energy Balance Sheets, [25] για μεμονωμένες περιοχές δεν είναι τόσο εύκολο να βρεθούν.

Επίσης χρησιμοποιήθηκε το λογισμικό SAM (System Advisor Model) [26] για την παραγωγή των κατανομών παραγωγής ενέργειας των εγκατεστημένων φωτοβολταϊκών και αιολικών, από τα αντίστοιχα μετεωρολογικά δεδομένα, που θα χρησιμοποιηθούν στο EnergyPlan. Το SAM αναπτύχθηκε από το Εθνικό Εργαστήριο Ανανεώσιμης Ενέργειας (NREL) των Η.Π.Α. το 2005. Αρχικά χρησιμοποιούνταν από το Υπουργείο Ενέργειας των Η.Π.Α. για την βελτίωση των τεχνολογιών ηλιακής ενέργειας. Το 2007 κυκλοφόρησε η πρώτη δημόσια έκδοση του προγράμματος (ονομαζόταν Solar Advisor Model) και αργότερα κυκλοφόρησαν νέες εκδόσεις που περιείχαν και τεχνολογίες ΑΠΕ εκτός των φωτοβολταϊκών. Το SAM έχει επίσης τη δυνατότητα οικονομικής ανάλυσης. Διαθέτει πολύ μεγάλη βιβλιοθήκη με μετεωρολογικά δεδομένα (κυρίως για τις Η.Π.Α. αλλά και παγκοσμίως) και πάρα πολλά μοντέλα φωτοβολταϊκών αλλά και ανεμογεννητριών με όλα τα χαρακτηριστικά τους. Έτσι καθίσταται δυνατή η ανάλυση με μεγάλη ακρίβεια μιας εγκατάστασης ΑΠΕ με παροχή των μετεωρολογικών και ορισμένων άλλων δεδομένων. Το SAM δεν ανήκει στην κατηγορία των λογισμικών που αναφέραμε παραπάνω καθώς δεν αναλύει ένα ολόκληρο ενεργειακό σύστημα αλλά εξετάζει μία μεμονωμένη εγκατάσταση. Παρόλα αυτά είναι εξαιρετικά χρήσιμο και εύκολο στη χρήση του.



Σχήμα 3.5, System Advisor Model [26]

4 Η ΙΚΑΡΙΑ, ΠΑΡΟΥΣΙΑΣΗ ΤΟΥ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

4.1 Η ΙΚΑΡΙΑ, ΕΠΙΛΟΓΗ ΤΗΣ ΙΚΑΡΙΑΣ ΩΣ ΕΞΕΤΑΖΟΜΕΝΟ ΠΑΡΑΔΕΙΓΜΑ

Ένα πολύ καλό παράδειγμα για την εφαρμογή και αξιολόγηση του παραπάνω λογισμικού EnergyPlan είναι το νησί της Ικαρίας. Η Ικαρία είναι ένα από τα θεωρούμενα νησιά “μέσου μεγέθους” του Νησιωτικού Συστήματος, αλλά η ζήτηση για ηλεκτρική ενέργεια είναι πολύ περισσότερο συγκρίσιμη με τα “μικρά” νησιά παρά με νησιά όπως η Κως, η Ρόδος η Κρήτη κλπ. Αποτελεί δηλαδή μία από τις περιπτώσεις που περιγράψαμε παραπάνω. Επίσης στην Ικαρία αναμένεται πολύ σύντομα να λειτουργήσει ο πρώτος Υβριδικός Σταθμός παραγωγής ενέργειας με αντλησιοταμίευση στην Ελλάδα. Αυτό μας δίνει τη δυνατότητα να εξετάσουμε την δυνατότητα προσομοίωσης των λογισμικών σε πιο σύνθετα συστήματα όπου είναι πολύ σημαντική η σταθερότητα του δικτύου αλλά και η ταυτόχρονη μεγιστοποίηση της διείσδυσης των ΑΠΕ.

Ένα άλλο ενδιαφέρον χαρακτηριστικό της Ικαρίας είναι ότι διαθέτει υψηλό γεωθερμικό δυναμικό, το οποίο μπορεί μελλοντικά να χρησιμοποιηθεί για την παραγωγή θερμότητας ή ακόμα και ηλεκτρισμού με τις τελευταίες εξελίξεις στην τεχνολογία.

4.2 ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΤΗΣ ΙΚΑΡΙΑΣ

Η Ικαρία βρίσκεται στο Ανατολικό Αιγαίο. Είναι από τα μεγαλύτερα νησιά του Ανατολικού Αιγαίου με έκταση 255 τετραγωνικά χιλιόμετρα. Ο πληθυσμός της ανέρχεται σε 8.423 κατοίκους σύμφωνα με την απογραφή του 2011. Το 2012, η μέγιστη ετήσια αιχμή ζήτησης ήταν 7.420 MW, ενώ η ετήσια ζήτηση ήταν 28.977 MWh. Η Ικαρία ηλεκτροδοτείται από το Αυτόνομο Σύστημα Παραγωγής (ΑΣΠ) Ικαρίας. Το ΑΣΠ Ικαρίας βασίζεται στον Τοπικό Σταθμό Παραγωγής (ΤΣΠ) Ικαρίας, έναν θερμικό σταθμό της ΔΕΗ, ο οποίος βρίσκεται σε απόσταση ενός χιλιομέτρου από την πρωτεύουσα του νησιού, τον Άγιο Κήρυκο.

Ο Τοπικός Σταθμός Παραγωγής Ικαρίας είχε συνολική εγκατεστημένη ισχύ 13,56 MW το 2016.

ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΙΚΑΡΙΑΣ ΕΤΟΥΣ 2008

ΙΚΑΡΙΑ '08	ΜΟΝΑΔΑ	ΣΕΡΑ ΒΝΤΑΞΗ	ΚΑΘ. ΕΝΕΡΓΕΙΑ (Mwh)	ΕΙΔ. ΚΑΤ/ΣΗ		ΠΟΣΟΤΗΤΑ diesel		ΠΟΣΟΤΗΤΑ μαζουτ (tn)	ΚΟΣΤΟΣ ΚΑΥΣΙΜΟΥ (€)	Μέσο Μεταβλητό κόστος (καυσίμου) €/MWh	* Μέσο μεταβλητό κόστος €/MWh
				(gr/kwh)	(tn)	(klit)					
ΜΟΝΑΔΑ Νο 1	FIAT	3A	1.100,26	242,54	266,86	315,81	20,21	238.386,13	216,66	218,55	
ΜΟΝΑΔΑ Νο 2	FIAT	3B	1.336,54	243,30	325,18	384,83	20,21	289.232,84	216,40	218,29	
ΜΟΝΑΔΑ Νο 3	CEGIELSKI 12ATV	2	4.112,60	229,48	943,76	1.116,88		822.778,47	200,06	201,95	
ΜΟΝΑΔΑ Νο 4	FIAT	3Γ	1.792,77	240,30	430,80	509,83	20,21	381.316,06	212,70	214,59	
ΜΟΝΑΔΑ Νο 5	FIAT	3Δ	1.244,11	247,00	307,30	363,66	20,21	273.641,87	219,95	221,84	
ΜΟΝΑΔΑ Νο 6	CKD	4A	630,17	233,60	147,21	174,21		128.336,43	203,65	205,54	
ΜΟΝΑΔΑ Νο 7	CKD	4B	365,45	262,40	95,89	113,48		83.600,79	228,76	230,65	
ΜΟΝΑΔΑ Νο 8	CEGIELSKI	1	13.647,64	227,61	3.106,32	3.676,12		2.708.117,62	198,43	200,32	
ΜΟΝΑΔΑ Νο 9	SACM	5A	24,93	235,88	5,88	6,96		5.126,37	205,64	207,53	
ΜΟΝΑΔΑ Νο 10	SACM	5B	5,85	226,70	1,33	1,57		1.155,73	197,64	199,53	
ΕΝΟΙΚ. Η/Ζ			1.301,60	260,00	338,42	400,49		295.035,05	226,67	228,56	
	ΣΥΝΟΛΟ		25.561,91		5.968,93	7.063,83	80,84	5.226.727,37	204,47	206,36	

* Περιλαμβάνει μέσο μεταβλητό κόστος καυσίμου και πρόσθετο μεταβλητό. Δεν περιλαμβάνει κόστος εκπομπών CO₂

Σχήμα 4.1, Στοιχεία μονάδων εγκατεστημένων στον ΑΣΠ Ικαρίας

Στο νησί τον Σεπτέμβριο του 2017 ήταν εγκατεστημένα αιολικά ισχύος 0,99 MW και φωτοβολταϊκά ισχύος 0,4 MW (δεν συμπεριλαμβάνονται τα Φ/Β ειδικού προγράμματος και Net Metering). [13]

4.3 Ο ΥΒΡΙΔΙΚΟΣ ΣΤΑΘΜΟΣ ΤΗΣ ΙΚΑΡΙΑΣ

Ο υβριδικός σταθμός της Ικαρίας αποτελεί τον πρώτο υβριδικό σταθμό με αντλησιοταμίευση στην Ελλάδα και τον δεύτερο παγκοσμίως (ο πρώτος λειτουργεί στο Ελ Ιέρο από το 2014). Είναι ιδιοκτησία 100% της εταιρίας ΔΕΗ Ανανεώσιμες Α.Ε. θυγατρικής εταιρίας της ΔΕΗ Α.Ε. Το συνολικό κόστος της επένδυσης ανέρχεται περίπου στα 23 εκατομμύρια ευρώ και αναμένεται να ξεκινήσει η πιλοτική λειτουργία του εντός του πρώτου τριμήνου του 2019.

Ακολουθεί η σύσταση του ΥΒΣ [27].

α) Οι Μονάδες του Υδροηλεκτρικού σταθμού ΜΥΗΣ Προεσπέρας θα είναι υδροστρόβιλοι ως ακολούθως:

Πλήθος και ισχύς υδροστροβίλων 1 x 1,05 MW, ενδεικτικού τύπου Pelton.

Συνολική εγκατεστημένη ισχύς 1,05 MW και μέγιστη ισχύς παραγωγής 1,05 MW.

Θέση υδροηλεκτρικού σταθμού: «Προεσπέρας» Δήμου Ικαρίας.

β) Οι Μονάδες του Υβριδικού Σταθμού Κάτω Προεσπέρας θα είναι ως ακολούθως:

- Οι Μονάδες ΑΠΕ του Σταθμού θα είναι ανεμογεννήτριες ως εξής:

Πλήθος και ισχύς ανεμογεννητριών 3 x 0,9 MW

Συνολική εγκατεστημένη ισχύς 2,70 MW και μέγιστη ισχύς παραγωγής 2,70 MW.

Θέση: «Στραβοκούντουρας» Δήμου Ικαρίας.

- Οι Μονάδες ελεγχόμενης παραγωγής του Υβριδικού Σταθμού Κάτω Προεσπέρας θα είναι υδροστροβίλοι ως ακολούθως:

Πλήθος και Ισχύς υδροστροβίλων 2 x 1,55 MW, ενδεικτικού τύπου Pelton.

Συνολική εγκατεστημένη ισχύς 3,1 MW και μέγιστη ισχύς παραγωγής 3,1 MW.

Θέση: «Κάτω Προεσπέρας» Δήμου Ικαρίας.

- Οι μονάδες πλήρωσης των αποθηκευτικών συστημάτων του Υβριδικού Σταθμού Κάτω Προεσπέρας θα είναι αντλίες ως ακολούθως:

Πλήθος και ισχύς αντλιών 8 x 0,25 MW σταθερών στροφών και 4 x 0,25 MW μεταβλητών στροφών.

Συνολική εγκατεστημένη ισχύς 3 MW και μέγιστη ισχύς άντλησης 3 MW.

Θέση: «Κάτω Προεσπέρας» Δήμου Ικαρίας.

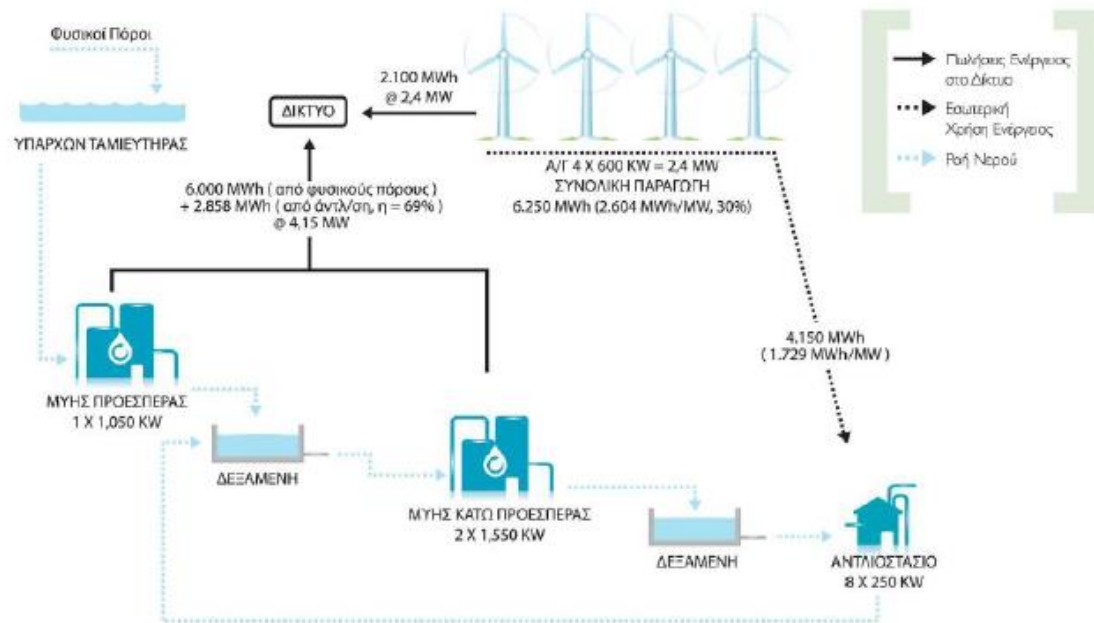
γ) Το σύστημα αποθήκευσης θα έχει ως εξής:

– Άνω ταμιευτήρας, στη θέση «Πέζι» του Δήμου Ικαρίας, με χωρητικότητα περίπου 900.000 κ.μ.

– Ενδιάμεσος ταμιευτήρας, στη θέση «Προεσπέρας» του Δήμου Ικαρίας, με ωφέλιμη χωρητικότητα 80.000 κ.μ.

– Κάτω ταμιευτήρας, στη θέση «Κάτω Προεσπέρας» του Δήμου Ικαρίας, με ωφέλιμη χωρητικότητα 80.000 κ.μ.

Η υψομετρική διαφορά μεταξύ άνω και ενδιάμεσου ταμιευτήρα είναι 150 μ. περίπου. Η υψομετρική διαφορά μεταξύ ενδιάμεσου και κάτω ταμιευτήρα είναι 500 μ. περίπου.



Σχήμα 4.2, Γραφική απεικόνιση Υβριδικού σταθμού Ικαρίας [28]

Ο ταμιευτήρας στη θέση Πέζι είναι προϋπάρχων του έργου, και έχει κατασκευαστεί από το Υπουργείο Γεωργίας για λόγους ύδρευσης και άρδευσης. Ο ΜΥΗΣ Προεσπέρας θα χρησιμοποιεί την περίσσεια νερών του ταμιευτήρα.

Ο ενδιάμεσος ταμιευτήρας θα τροφοδοτείται από την υπερχειλίση του ταμιευτήρα στη θέση Πέζι και από τον κάτω ταμιευτήρα μέσω αντλιών (λειτουργία αντλησιοταμίευσης). Ο ενδιάμεσος και ο κάτω ταμιευτήρας, συνδέονται μέσω διπλού αγωγού, ώστε να είναι δυνατή η ταυτόχρονη παραγωγή και άντληση.

Η ιδιαιτερότητα του συγκεκριμένου έργου, συνίσταται στην εκμετάλλευση του ήδη υπάρχοντος ταμιευτήρα στη θέση Πέζι, που αξιοποιεί την υδροηλεκτρική ενέργεια μέσω της περισσειας του νερού, και αυξάνει την αξιοπιστία του ΥΒΣ αλλά παράλληλα μειώνει το κόστος της απαιτούμενης επένδυσης, αλλά και

στην μεγιστοποίηση της διείσδυσης των αιολικών με τη βοήθεια της αντλησιοταμίευσης.

4.4 ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΤΟΥ ΥΒΣ ΙΚΑΡΙΑΣ

Ο τρόπος λειτουργίας του ΥΒΣ Ικαρίας καθορίζεται από την άδεια παραγωγής του σταθμού, η οποία έχει εκδοθεί από τη ΡΑΕ [27] και τα βασικά της σημεία είναι τα εξής :

- Η διατήρηση ελάχιστου ενεργειακού αποθέματος στο αποθηκευτικό μέσο του υβριδικού σταθμού ορίζεται σε 25% της εγγυημένης ισχύος επί τις ώρες διάθεσης εγγυημένης ισχύος του σταθμού. Η επάρκεια του αποθηκευτικού μέσου θα τηρείται σύμφωνα με τους ειδικούς όρους της παρούσας. [27]
- Η εγγυημένη ισχύς του υβριδικού σταθμού ορίζεται σε 2,55 MW. Η υποχρέωση του σταθμού για παροχή εγγυημένης ισχύος εξαντλείται στη διάθεση της ισχύος αυτής για περίοδο έως 8 ωρών ημερησίως, όπως αυτές προσδιορίζονται ημερησίως, από τον αρμόδιο Διαχειριστή, βάσει των σχετικών προβλέψεων και ρυθμίσεων του Κώδικα Διαχείρισης των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών και της πρότυπης Σύμβασης Πώλησης για υβριδικούς σταθμούς. Η ως άνω υποχρέωση του παραγωγού δεν αναιρεί την υποχρέωση του Διαχειριστή για την απορρόφηση όλης της διαθέσιμης ενέργειας από τις ελεγχόμενες μονάδες παραγωγής σύμφωνα με τους ειδικούς όρους της παρούσας. [27]
- Ο σταθμός υποχρεούται στη παροχή ενέργειας και ισχύος για κάθε ημέρα κατανομής, τουλάχιστον της ποσότητας που ζητείται από τον Διαχειριστή, κατόπιν σχετικής εντολής του προς τον παραγωγό πριν την έναρξη της ημέρας κατανομής. Η ημέρα κατανομής ορίζεται στον Κώδικα Διαχείρισης Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών, άλλως νοείται ημερολογιακή ημέρα. Η ζητούμενη κατ' ελάχιστον υποχρεωτική ποσότητα ενέργειας δεν θα υπερβαίνει την ισοδύναμη ενέργεια βάσει της εγγυημένης ισχύος επί τις ώρες διάθεσης της εγγυημένης ισχύος όπως ορίζονται στη παρούσα, και με μέση ωριαία ισχύ, η οποία δεν υπερβαίνει την εγγυημένη ισχύ του σταθμού. Πέραν της ζητούμενης υποχρεωτικής ποσότητας, ο σταθμός δικαιούται να παρέχει προς το

δίκτυο τη διαθέσιμη ενέργειά του από τις ελεγχόμενες μονάδες παραγωγής. Η διαθέσιμη ενέργεια κατανέμεται ημερησίως βάσει σχετικού προγράμματος που καταρτίζεται από τον Διαχειριστή και κοινοποιείται στον παραγωγό, σύμφωνα με τις σχετικές διατάξεις του οικείου Κώδικα Διαχείρισης.

- Ο σταθμός οφείλει να παρέχει προς το δίκτυο επικουρικές υπηρεσίες (ρύθμιση συχνότητας τάσης κλπ) σύμφωνα με τα ειδικότερα προβλεπόμενα στον ΚΔΜΔΝ. [29]
- Οι μονάδες ΑΠΕ του σταθμού λειτουργούν ως ακολούθως:
 - α) είτε για την απορρόφηση ενέργειας σε πραγματικό χρόνο από τις μονάδες πλήρωσης των συστημάτων αποθήκευσης του σταθμού.
 - β) είτε για την συνεισφορά σε πραγματικό χρόνο στη παροχή της εγγυημένης ισχύος που ζητείται από το Διαχειριστή, σύμφωνα με τους ειδικούς όρους της παρούσας, εφόσον αυτό είναι τεχνικά εφικτό, με βάση τα τεχνικά χαρακτηριστικά του έργου, και στο βαθμό που αυτό επιτρέπεται από τις σχετικές ρυθμίσεις του ΚΔΜΔΝ.
 - γ) είτε για την απευθείας έγχυση ενέργειας από ΑΠΕ στο σύστημα, σύμφωνα με την σχετική εντολή λειτουργίας (set point) που δίνεται από το Διαχειριστή σε πραγματικό χρόνο, όπως ειδικότερα καθορίζεται στον Κώδικα ΔΜΔΝ. Η εντολή αυτή εκδίδεται ειδικά για υβριδικούς σταθμούς και αφορά δυνατότητα απορρόφησης ηλεκτρικής ενέργειας από το δίκτυο σε ώρες κατανομής κατά τις οποίες δεν έχει τεθεί ανάλογος περιορισμός σε αιολικούς σταθμούς που λειτουργούν στο οικείο αυτόνομο σύστημα νησί και δεν αποτελούν τμήμα υβριδικού σταθμού.
 - δ) είτε σε συνδυασμό των ανωτέρω περιπτώσεων
- Το ποσοστό προτεραιότητας ένταξης των μονάδων ΑΠΕ του υβριδικού σταθμού ορίζεται σε ποσοστό 100% της ζητούμενης ενέργειας αποθήκευσης από το σταθμό. Επί του ποσοστού αυτού ορίζεται ανοχή η οποία δεν υπερβαίνει, για τις αντίστοιχες ποσότητες ενέργειας, το 5% ωριαίως και το 3% ημερησίως. Σε κάθε περίπτωση, η απόκλιση της παραγόμενης ισχύος του αιολικού σταθμού και του αντλητικού συστήματος δεν θα πρέπει να υπερβαίνει τα αντίστοιχα όρια στιγμιαίας λειτουργίας που καθορίζονται στον ΚΔΜΔΝ. Για το λόγο αυτό, ο

σχεδιασμός του αντλητικού-αιολικού συστήματος θα πρέπει να ανταποκρίνεται στις ως άνω απαιτήσεις.

- Ο υβριδικός σταθμός δύναται να δηλώσει απορρόφηση ενέργειας από το δίκτυο μόνο στη περίπτωση που ζητείται από το Διαχειριστή εγγυημένη ισχύς για την επόμενη ημέρα κατανομής, η οποία δεν δύναται να ικανοποιηθεί πλήρως από την αποθηκευμένης ενέργεια του σταθμού. Στην περίπτωση αυτή, η αιτούμενη προς απορρόφηση ενέργεια από το δίκτυο θα είναι εύλογη σε σχέση με την ποσότητα ενέργειας που ζητείται από τον Διαχειριστή και λαμβάνοντας υπόψη την απόδοση του ενεργειακού κύκλου λειτουργίας του αποθηκευτικού συστήματος (απορρόφηση-αποθήκευση-παραγωγή) του σταθμού.

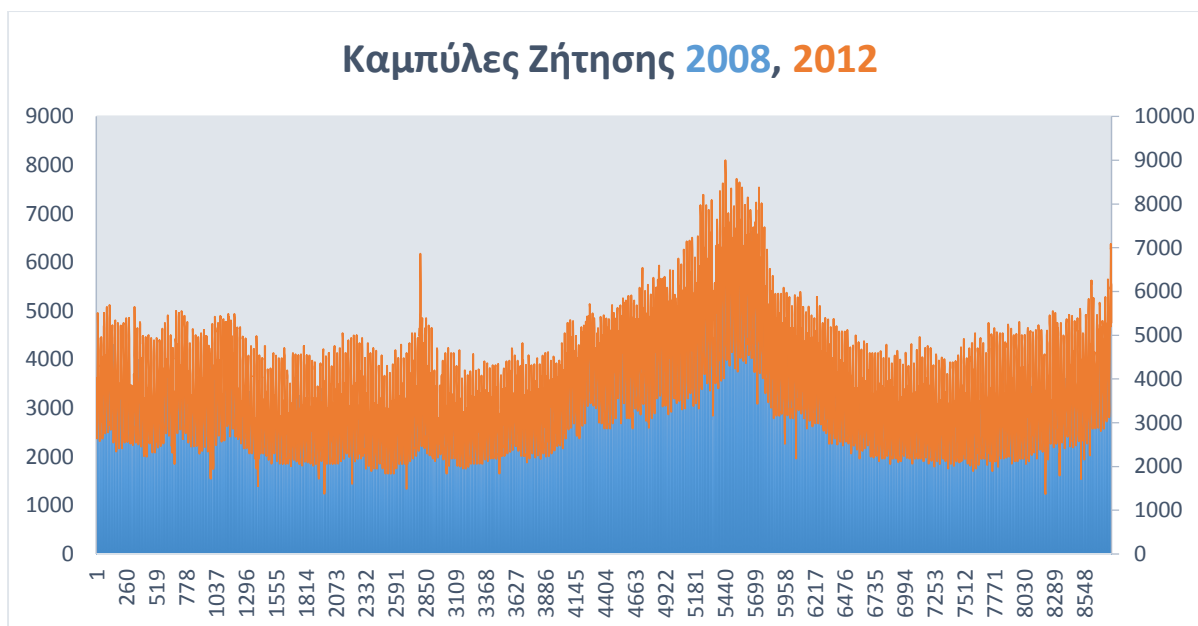
5 ΑΝΑΛΥΣΗ ΤΟΥ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΜΕ ΤΟ ENERGYPLAN

5.1 ΔΕΔΟΜΕΝΑ

Η πρώτη ανάλυση του συστήματος της Ικαρίας θα γίνει χωρίς να περιλαμβάνει τον υβριδικό σταθμό. Αυτό θα γίνει αφενός γιατί ο υβριδικός σταθμός αν και αναμένεται πολύ σύντομα, δεν έχει δοθεί ακόμα σε λειτουργία, και αφετέρου για να ελεγχθούν τα αποτελέσματα του προγράμματος σε σύγκριση με αυτά που έχουμε από τα επίσημα στοιχεία, καθώς ουσιαστικά με την προσθήκη του υβριδικού σταθμού στην ανάλυση δεν θα υπάρχουν επίσημα στοιχεία παρά μόνο προβλέψεις.

Αρχικά έχουμε την εγκατεστημένη ισχύ των θερμικών, των αιολικών και των φωτοβολταϊκών. Όπως έχουμε ήδη αναφέρει όμως, το EnergyPlan απαιτεί επίσης ωριαίες κατανομές.

Διαθέτουμε την ωριαία καμπύλη ζήτησης ενέργειας για την Ικαρία για τα έτη 2008 και 2012. Όπως έχουμε αναφέρει, σε ένα ελληνικό ΜΔΝ η ζήτηση ενέργειας διαφέρει πολύ από την ηπειρωτική χώρα. Όμως, παρατηρούμε στο παρακάτω διάγραμμα (Σχήμα 5.1), πως αν και η συνολική ζήτηση ενέργειας είναι μεγαλύτερη για το έτος 2012, η ζήτηση ποιοτικά παραμένει ίδια με το 2008. Άρα μπορούμε να χρησιμοποιήσουμε μία εκ των δύο κατανομών ακόμα και για μελλοντικά έτη με ικανοποιητική ακρίβεια προσαρμόζοντας τη συγκεκριμένη κατανομή για να προκύπτει η συνολική ζήτηση ενέργειας (πολλαπλασιάζοντας απλώς με έναν συντελεστή). Στη συγκεκριμένη περίπτωση ως έτος αναφοράς επιλέξαμε το 2016 διότι υπήρχαν πιο αναλυτικά στοιχεία αλλά και γιατί μπορεί να θεωρηθεί κοντά σε ένα αντιπροσωπευτικό έτος βάσει της παραγωγής των ΑΠΕ.



Σχήμα 5.1, Σύγκριση ετήσιας ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας των ετών 2008, 2012 για το νησί της Ικαρίας

5.1.1 ΗΛΙΑΚΑ ΔΕΔΟΜΕΝΑ

Στην Ικαρία υπάρχουν 400kW εγκατεστημένης ισχύος φωτοβολταϊκών. Υπάρχουν συγκεντρωτικά στοιχεία για την παραγωγή ενέργειας που ανακοινώνονται από τον ΔΕΔΔΗΕ [13], ωστόσο δεν ήταν δυνατόν να βρεθεί η ωριαία παραγωγή των φωτοβολταϊκών. Έτσι, όπως αναφέραμε δημιουργήσαμε τις τιμές με τη χρήση του SAM [26]. Για να γίνει αυτό έπρεπε να γίνουν κάποιες παραδοχές. Αρχικά ήταν δύσκολο να βρεθούν τιμές ηλιακής ακτινοβολίας για την Ικαρία, έτσι χρησιμοποιήθηκαν οι αντίστοιχες της Αθήνας, λόγω της μικρής διαφοράς του γεωγραφικού πλάτους. Το SAM απαιτεί ακριβή δεδομένα για τα εγκατεστημένα φωτοβολταϊκά πάνελ, οπότε θεωρήθηκε πως όλα τα φωτοβολταϊκά που είναι εγκατεστημένα στην Ικαρία αποτελούνται από τον ίδιο τύπο πάνελ. Επιλέχθηκε από τη βιβλιοθήκη δεδομένων του SAM, πάνελ πολυκρυσταλλικού πυριτίου, με ονομαστική ισχύ 250W και βαθμό απόδοσης 15%. Τα συγκεκριμένα πάνελ επιλέχθηκαν καθώς αποτελούν μία μέση λύση τόσο σε βαθμό απόδοσης όσο και τιμή. Όσον αφορά την τοποθέτηση θεωρήθηκε ότι είναι σταθερά, με νότιο προσανατολισμό και κλίση 30° για μεγιστοποίηση της ετήσιας παραγόμενης ενέργειας. Έτσι προέκυψε η ωριαία παραγόμενη ενέργεια. Η συνολική ετήσια ενέργεια που προέκυψε με τη χρήση του SAM παρουσιάζει απόκλιση κατά μόλις 2%. Αυτό συμβαίνει διότι αν και υπάρχει απόκλιση στην προσπίπτουσα

ηλιακή ακτινοβολία από έτος σε έτος και ποιοτικά αλλά και ποσοτικά, εντούτοις δεν είναι τόσο σημαντική έτσι ώστε να μεταβάλλεται σημαντικά η συνολική παραγόμενη ενέργεια ή το ωριαίο προφίλ παραγωγής ενέργειας.

5.1.2 ΑΙΟΛΙΚΑ ΔΕΔΟΜΕΝΑ

Δεν συμβαίνει όμως το ίδιο και με την αιολική ενέργεια. Αν και στο Αιγαίο υπάρχει μια σχετικά προβλεπόμενη συμπεριφορά του ανέμου, για παράδειγμα υψηλής έντασης άνεμοι κατά την καλοκαιρινή περίοδο, είναι ιδιαίτερα σημαντική η επιλογή σωστών αιολικών δεδομένων για την προσομοίωση παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από τις ανεμογεννήτριες. Είναι χαρακτηριστικό το γεγονός πως για την Ικαρία συγκεκριμένα, η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τα αιολικά το 2016 ήταν 2.600 MWh ενώ το 2017 ήταν 1.980 MWh. Παρατηρούμε μία πτώση της τάξεως του 25%, ενώ μπορούν να παρατηρηθούν και ακόμα μεγαλύτερες διακυμάνσεις είτε μεταξύ ετών, αλλά ακόμα περισσότερο μεταξύ μηνών. Γίνεται λοιπόν εύκολα αντιληπτό ότι είναι πολύ σημαντική η επιλογή των αιολικών δεδομένων που θα χρησιμοποιηθούν για την ανάλυση του συστήματος.

Τα αιολικά δεδομένα που χρησιμοποιήσαμε προέρχονται από τον άτλαντα ανέμου που δημιουργήθηκε στο [30]. Ουσιαστικά αποτελούν στατιστικά στοιχεία. Έχει κατασκευαστεί ένα τυπικό έτος από ανεξάρτητους μήνες που θεωρούνται οι πιο αντιπροσωπευτικοί σε διάρκεια 20 ετών. Έτσι, μπορεί η παραγωγή των αιολικών να μην συμπίπτει ακριβώς για συγκεκριμένα έτη, όμως έτσι θα είναι πιο σωστή η ανάλυση του ενεργειακού συστήματος. Επίσης το EnergyPlan μας δίνει τη δυνατότητα να εισάγουμε έναν συντελεστή διόρθωσης που όπως περιγράψαμε παραπάνω πολλαπλασιάζει τη δοσμένη κατανομή με τον δοσμένο συντελεστή και έτσι προκύπτει η ζητούμενη παραγωγή ενέργειας. Αυτό δεν είναι απόλυτα ακριβές όμως μπορεί να προσεγγίσει ικανοποιητικά έτη τα οποία διαφέρουν από το τυπικό έτος.

Έτσι, με τα αιολικά δεδομένα που προέκυψαν από το [30] για την Ικαρία και με τη χρήση του λογισμικού SAM [26], δημιουργούμε την κατανομή της ωριαίας παραγωγής ενέργειας από τις ανεμογεννήτριες. Στην Ικαρία αυτή τη στιγμή λειτουργεί μία ανεμογεννήτρια ιδιωτικών συμφερόντων ισχύος 600 kW και επιπλέον υπάρχουν εγκατεστημένες άλλες 7 μικρές ανεμογεννήτριες συνολικής ισχύος 385 kW από τη ΔΕΗΑΝ. Η ανεμογεννήτρια ιδιωτικών συμφερόντων είναι της γερμανικής εταιρίας Enercon μοντέλο E-40. Για τις

υπόλοιπες ανεμογεννήτριες υποτέθηκε ότι παρουσιάζουν ίδια χαρακτηριστικά (καμπύλη ισχύος) αλλά μικρότερη ισχύ.

5.1.3 ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΔΕΔΟΜΕΝΑ

Απαιτούνται επίσης δεδομένα για την οικονομική ανάλυση του συστήματος. Αρχικά ζητείται η τιμή των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα και το επιτόκιο αναγωγής. Έπειτα ζητούνται για κάθε τεχνολογία που χρησιμοποιείται η αρχική επένδυση, ο χρονικός ορίζοντας της επένδυσης και τα σταθερά ετήσια κόστη λειτουργίας και συντήρησης. Επίσης ζητούνται τα μεταβλητά ετήσια κόστη λειτουργίας και συντήρησης. Το EnergyPlan διαθέτει αρχείο με όλα τα κόστη που απαιτούνται, στα οποία έγιναν αλλαγές, αρχικά για να συμβαδίζουν με τις τρέχουσες τιμές καυσίμων και εμπορίας ρύπων, αλλά και γιατί ενώ το κόστος εγκατάστασης φωτοβολταϊκών και ανεμογεννητριών στην Ελλάδα μπορεί να θεωρηθεί ότι συμβαδίζει με τις διεθνείς τιμές, δεν συμβαίνει το ίδιο με τους Αυτόνομους Σταθμούς Παραγωγής των νησιών οι οποίοι λόγω της ξεπερασμένης τους τεχνολογίας και του σχετικά μικρού τους μεγέθους, έχουν πολύ υψηλό κόστος παραγωγής ανά kWh, σε σύγκριση με τα κόστη για τους μεγάλους θερμικούς σταθμούς για τους οποίους διαθέτει οικονομικά δεδομένα το EnergyPlan. Μιας και δεν υπήρχαν δεδομένα για το ύψος αρχικής επένδυσης των μονάδων αυτών αλλά ούτε και για το σταθερό ετήσιο κόστος συντήρησης, αυτά διαμορφώθηκαν έτσι ώστε να συμβαδίζουν με τα στοιχεία της ΔΕΗ για το σταθερό κόστος λειτουργίας των σταθμών.

Εδώ πρέπει να σημειωθεί (αν και ουσιαστικά δεν επηρεάζει την οικονομική ανάλυση του συστήματος) πως το EnergyPlan υπολογίζει το μεταβλητό κόστος παραγωγής ενέργειας ανεξάρτητα από το κόστος των καυσίμων, το οποίο υπολογίζεται ξεχωριστά, ενώ στα επίσημα στοιχεία της ΔΕΗ στο μεταβλητό κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας συνυπολογίζεται και το κόστος των καυσίμων.

Επίσης, καθώς η κατανάλωση μαζούτ για το σταθμό της Ικαρίας αποτελεί το 1,5% της συνολικής κατανάλωσης, θεωρήθηκε ότι χρησιμοποιείται εξ' ολοκλήρου Diesel.

5.2 ΑΝΑΛΥΣΗ ΧΩΡΙΣ ΝΑ ΠΕΡΙΛΑΜΒΑΝΕΤΑΙ Ο ΥΒΡΙΔΙΚΟΣ ΣΤΑΘΜΟΣ

Η ανάλυση λοιπόν πραγματοποιήθηκε με βάση το έτος 2016, για το οποίο έχουμε στοιχεία παραγωγής των αιολικών και των φωτοβολταϊκών και της συνολικής ζήτησης. Οι κατανομές που χρησιμοποιήθηκαν περιγράφονται παραπάνω ενώ για την κατανομή των αιολικών χρησιμοποιήθηκε όπως αναφέραμε ένας συντελεστής διόρθωσης (1,2) , έτσι ώστε να προσεγγίσουμε με καλύτερη ακρίβεια την ετήσια παραγόμενη ενέργεια, για να είναι πιο σωστή η οικονομική ανάλυση.

Για την οικονομική ανάλυση θεωρήθηκε επιτόκιο αναγωγής 5%. Μία συνηθισμένη τιμή για επενδύσεις τέτοιου τύπου είναι το 3%. Εμείς επιλέξαμε ελαφρώς υψηλότερο βασιζόμενοι στο [14] όπου λαμβάνεται υπόψιν η απόδοση των απασχολούμενων κεφαλαίων του ΑΔΜΗΕ που έχουν δεσμευτεί. Ως χρονικός ορίζοντας της επένδυσης θεωρήθηκαν τα 30 έτη. Ο προσδιορισμός του αρχικού κόστους επένδυσης, όπως αναφέραμε έγινε έτσι ώστε το σταθερό ετήσιο κόστος επένδυσης να συμπίπτει με τα επίσημα στοιχεία της ΔΕΗ. Το σταθερό κόστος συντήρησης και λειτουργίας του θερμικού σταθμού επιλέχθηκε λίγο μεγαλύτερο από το κόστος που υπήρχε στη βιβλιοθήκη του EnergyPlan για τους μεγάλους θερμικούς σταθμούς (αύξηση περίπου 2% ετησίως). Αυτό έγινε όπως αναφέραμε γιατί οι ΑΣΠ λόγω του μικρού τους μεγέθους και της ξεπερασμένης τεχνολογίας απαιτούν μεγαλύτερα έξοδα ανά παραγόμενη kWh.

Είναι σημαντικό να επισημάνουμε πως η ΔΕΗ αναλύει μόνο το κόστος του ΑΣΠ Ικαρίας καθώς η ανεμογεννήτρια αλλά και τα φωτοβολταϊκά ανήκουν σε ιδιώτες. Ωστόσο εμείς μελετάμε ολόκληρο το σύστημα ηλεκτροπαραγωγής του νησιού, και καθώς η εγκατεστημένη ισχύς των ΑΠΕ δεν καλύπτει σε καμία περίπτωση εξ' ολοκλήρου τις ανάγκες ηλεκτροδότησης, ακόμα και στην πιο χαμηλή ζήτηση, θεωρούμε πως όλη η ενέργεια που παράγεται από τις ΑΠΕ χρησιμοποιείται στην Ικαρία. Έτσι τα συνολικά ετήσια έξοδα πρέπει να είναι ελαφρώς αυξημένα σε σύγκριση με τα στοιχεία που παρέχονται από τη ΔΕΗ. Επίσης θεωρούμε πως το κόστος της παραγόμενης ενέργειας των ΑΠΕ είναι αυτό που προκύπτει από το κόστος αρχικής επένδυσης και λειτουργίας και όχι από την συμφωνηθείσα τιμή πώλησης στην ΔΕΗ.

Η συνολική ζήτηση ενέργειας είναι 27,13 GWh. Η παραγωγή των αιολικών είναι 2,68 GWh και των φωτοβολταϊκών 0,72 GWh. Συνεπώς οι υπόλοιπες 23,73 GWh της ζήτησης καλύφθηκαν από τον ΑΣΠ. Το μερίδιο των ΑΠΕ στην παραγωγή ηλεκτρισμού ήταν 12,5%.

Από τα στοιχεία της ΔΕΗ γνωρίζουμε τον βαθμό απόδοσης του θερμικού σταθμού. Για την παραγωγή 27,73 GWh ηλεκτρικής ενέργειας καταναλώθηκαν 67,8 GWh diesel, δηλαδή 5.436 τόνοι. Παράχθηκαν 18.060 τόνοι διοξειδίου του άνθρακα.

ΤΕΧΝΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ				
	ΑΣΠ	Α/Γ	ΦΒ	ΜΥΗΣ
ΕΓΚ. ΙΣΧΥΣ (MW)	13,56	0,99	0,4	-
ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (GWh)	23,73	2,68	0,72	-
ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΑΝΤΛΙΩΝ (GWh)	-			
ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΚΑΥΣΙΜΟΥ (tonnes)	5.436			
ΕΚΠΟΜΠΕΣ CO ₂ (tonnes)	18.061			
ΑΠΟΡΡΙΠΤΟΜΕΝΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ (GWh)	0			
ΕΙΣΑΓΩΓΕΣ (GWh)	-			
ΕΞΑΓΩΓΕΣ (GWh)	-			

Πίνακας 5.1.1 Τεχνικά στοιχεία ανάλυσης χωρίς να περιλαμβάνεται ο ΥΒΣ Ικαρίας

Η ανάλυση του ετήσιου κόστους έχει ως εξής (συμπεριλαμβάνονται και οι ΑΠΕ):

- Ετήσιο κόστος επένδυσης : 2.222.000 €
- Σταθερό κόστος συντήρησης και λειτουργίας : 1.661.000 €
- Μεταβλητό κόστος λειτουργίας (συμπεριλαμβάνεται το κόστος καυσίμου και το κόστος εκπομπών CO₂) : 4.286.000 €
- Κόστος καυσίμου : 3.725.000 €
- Κόστος εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα : 517.000 €
- Συνολικό κόστος : 8.169.000 €

Όπου ετήσιο κόστος επένδυσης θεωρείται το αρχικό κόστος επένδυσης, το οποίο έχει αναχθεί σε ετήσια ποσά βασιζόμενοι στον χρονικό ορίζοντα της επένδυσης και το επιτόκιο αναγωγής.

ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ					
ΚΕΥΡ	ΑΣΠ	Α/Γ	ΦΒ	ΜΥΗΣ	ΣΥΝΟΛΟ
ΚΟΣΤΟΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ (ΣΥΝΟΛΙΚΟ)	32.544	1.188	408	-	34.140
ΚΟΣΤΟΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ (ΕΤΗΣΙΟ)	2.117	77	28	-	2.222
ΣΤΑΘΕΡΟ ΚΟΣΤΟΣ Σ&Λ	1.627	30	4	-	1.661
ΜΕΤΑΒΛΗΤΟ ΚΟΣΤΟΣ	45				45
ΚΟΣΤΟΣ ΚΑΥΣΙΜΟΥ	3.725				3.725
ΚΟΣΤΟΣ ΕΚΠΟΜΠΩΝ CO ₂	517				517
ΚΟΣΤΟΣ ΕΙΣΑΓΩΓΩΝ	-				-
ΕΣΟΔΑ ΕΞΑΓΩΓΩΝ	-				-

Πίνακας 5.1.2 Οικονομικά στοιχεία ανάλυσης χωρίς να περιλαμβάνεται ο ΥΒΣ Ικαρίας

Η διείδυση των ΑΠΕ είναι : 12,5%

Το συνολικό ετήσιο κόστος είναι : 8.169.000 €

5.3 ΑΝΑΛΥΣΗ ΣΥΜΠΕΡΙΛΑΜΒΑΝΟΜΕΝΟΥ ΤΟΥ ΥΒΡΙΔΙΚΟΥ ΣΤΑΘΜΟΥ

Η λειτουργία του υβριδικού σταθμού έρχεται να προστεθεί στο ήδη υπάρχον δίκτυο. Έτσι, δεν υπάρχουν αλλαγές στις ήδη εγκατεστημένες μονάδες είτε θερμικές είτε ΑΠΕ. Ο τρόπος λειτουργίας του ΥΒΣ περιγράφηκε παραπάνω βάσει της ισχύουσας άδειας παραγωγής από τη ΡΑΕ [27].

Υπάρχουν κάποια σημεία τα οποία δεν είναι εύκολο να προσομοιωθούν με το EnergyPlan. Αρχικά για τον υπολογισμό της ετήσιας ενέργειας που παράγεται από τον υδροηλεκτρικό σταθμό μεγέθους 1,05 MW στη θέση Προεσπέρα και τροφοδοτείται από το φράγμα στη θέση Πέζι, απαιτείται η ωριαία κατανομή παραγωγής ενέργειας. Δεν είναι δυνατόν να βρεθεί τέτοια κατανομή μιας και ο ΥΒΣ δεν βρίσκεται ακόμα σε λειτουργία, έτσι υποτέθηκε σταθερή κατανομή, η οποία είναι η καλύτερη επιλογή σύμφωνα με τις οδηγίες χρήσης του προγράμματος, σε περίπτωση που δεν μπορούμε να βρούμε είτε την ζητούμενη είτε κάποια που να την προσεγγίζει ικανοποιητικά. Η συνολική παραγόμενη ισχύς από τους ΜΥΗΣ του σταθμού ορίστηκε να είναι λίγο μεγαλύτερη από τη συνολική ενέργεια που υποχρεούται να παρέχει ο ΥΒΣ στη διάρκεια του έτους.

Επίσης, κάποιοι περιορισμοί που τίθενται όσον αφορά τον τρόπο λειτουργίας του σταθμού από την απαίτηση παροχής ανά πάσα ώρα της εγγυημένης ισχύος (για παράδειγμα η διατήρηση στον ταμιευτήρα συγκεκριμένης ποσότητας για την παροχή εγγυημένης ισχύος για τουλάχιστον 8 ώρες), δεν είναι δυνατόν να προσομοιωθούν από το πρόγραμμα. Αυτό θα έχει ως αποτέλεσμα μία μικρή υπερεκτίμηση της παραγόμενης ενέργειας από τον ΥΒΣ.

Κατά τα άλλα ο τρόπος προσομοίωσης των αναστρέψιμων υδροηλεκτρικών από το EnergyPlan είναι πολύ κοντά στην πραγματικότητα, αρχικά δίνεται προτεραιότητα στην διείσδυση των αιολικών, στη συνέχεια των υδροστροβίλων και τέλος εάν είναι απαραίτητο των θερμικών σταθμών. Η άντληση από τον κάτω στον πάνω ταμιευτήρα γίνεται όταν υπάρχει περίσσεια παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από τα αιολικά. Τέλος σε περίπτωση που υπάρχει περίσσεια παραγωγής και ο άνω ταμιευτήρας είναι πλήρης, η παραγόμενη ενέργεια απορρίπτεται.

Ο χρονικός ορίζοντας της επένδυσης για τον ΥΒΣ ορίστηκε στα 25 έτη, βασιζόμενοι στην βιβλιογραφία για τα μικρά υδροηλεκτρικά έργα, αλλά και στην άδεια παραγωγής [27]. Όσον αφορά το συνολικό κόστος της επένδυσης, το οποίο είναι γνωστό και ανέρχεται στα 17,5 εκατομμύρια ευρώ, αυτό κατανεμήθηκε σύμφωνα με τα κόστη ανά KWh για την κάθε τεχνολογία (αιολικά, υδροστρόβιλοι, αντλίες, κατασκευή ταμιευτήρων). Δεν ελήφθησαν υπόψιν κόστη αναβάθμισης του δικτύου, καθώς και κόστη άντλησης που απαιτείται έτσι ώστε ο ΥΒΣ να είναι σε θέση να ανταποκρίνεται στην παροχή εγγυημένης ισχύος.

Είναι σημαντικό στο σημείο αυτό να τονίσουμε την σημασία της σταθερότητας του δικτύου. Σύμφωνα με τους κανονισμούς της ΡΑΕ στα ΜΔΝ [31] υπάρχουν περιορισμοί όσον αφορά τη διείσδυση των ΑΠΕ μη ελεγχόμενης παραγωγής, δηλαδή αιολικά και φωτοβολταϊκά για λόγους σταθερότητας δικτύου. Πιο συγκεκριμένα, αρχικά πρέπει πάντα να τηρούνται τα τεχνικά ελάχιστα που των θερμικών σταθμών που προτείνονται από τον κατασκευαστή της εκάστοτε μονάδας. Όσον αφορά τα αιολικά ο επιπλέον περιορισμός που τίθεται είναι ότι η συνολική αιολική ισχύς δεν θα πρέπει να ξεπερνά ένα ποσοστό της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος των μονάδων ελεγχόμενης παραγωγής. Σε γενικές γραμμές, για τα ΜΔΝ το ποσοστό αυτό κυμαίνεται στο 30%. Τα ακριβή ποσοστά προσδιορίζονται από τον ΚΔΜΔΝ [29]. Για τα φωτοβολταϊκά, σε περίπτωση που στο υπό εξέταση ΜΔΝ έχουν

αδειοδοτηθεί αιολικοί σταθμοί σημαντικής ισχύος, η μέγιστη επιτρεπόμενη ισχύς που δύναται να αναπτυχθεί ανέρχεται στο 15% της μέσης ωριαίας ισχύος της ζήτησης που έχει υπολογισθεί. Αν δεν υπάρχει σημαντική εγκατεστημένη ισχύς αιολικών, το ποσοστό αυτό ανέρχεται στο 35%.

Στην περίπτωση του ΥΒΣ, μονάδες ελεγχόμενης παραγωγής θεωρούνται οι υδροστρόβιλοι του ΜΥΗΣ Κάτω Προεσπέρας, και πιο συγκεκριμένα η εγγυημένη ισχύς λαμβάνεται ίση με 2,55 MW όπως έχει προσδιορισθεί στην άδεια λειτουργίας του σταθμού [27].

Έτσι, λαμβάνοντας υπόψιν τα τεχνικά ελάχιστα του θερμικού σταθμού αλλά και την εγγυημένη ισχύ του ΥΒΣ, απαιτήθηκε στο EnergyPlan το 50% της ισχύος να προέρχεται από μονάδες ελεγχόμενης παραγωγής. Αυτό έχει σημαντική επίπτωση στο ποσό της παραγόμενης ενέργειας των αιολικών που απορρίπτεται.

Τα αποτελέσματα που προέκυψαν από την ανάλυση είναι τα εξής. Για το ίδιο έτος αναφοράς (όπως ορίσαμε στο κεφάλαιο 5.1) η ζήτηση ενέργειας ανέρχεται στις 27,13 GWh. Η συνολική διείσδυση των ΑΠΕ είναι 45,5%. Η παραγωγή των φωτοβολταϊκών παρέμεινε αμετάβλητη καθώς έχουμε την ίδια εγκατεστημένη ισχύ, στις 0,72 GWh. Η παραγωγή των αιολικών με την εγκατεστημένη ισχύ να ανέρχεται πλέον στα 3,69 MW είναι 11,07 GWh. Η παραγωγή των ΜΥΗΣ είναι 7,81 GWh. Η αντλίες κατανάλωσαν 6,49 GWh. Επίσης η απορριπτόμενη ενέργεια (στο πρόγραμμα θεωρείται ως εξαγωγή) είναι 1,05 GWh.

Ο θερμικός σταθμός παράγει 15,07 GWh ηλεκτρικής ενέργειας, και καταναλώνει 43,05 GWh ή 3.452 τόνους diesel ενώ παράγει 10.672 τόνους διοξειδίου του άνθρακα.

Η ανάλυση του ετήσιου κόστους είναι :

- Ετήσιο κόστος επένδυσης : 3.546.000 €
- Σταθερό κόστος συντήρησης και λειτουργίας : 2.014.000 €
- Μεταβλητό κόστος λειτουργίας (συμπεριλαμβάνεται το κόστος καυσίμου και το κόστος εκπομπών CO₂) : 2.739.000 €
- Κόστος καυσίμου : 2.365.000 €
- Κόστος εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα : 328.000 €
- Συνολικό κόστος : 8.298.000 €

ΤΕΧΝΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ				
	ΑΣΠ	Α/Γ	ΦΒ	ΜΥΗΣ
ΕΓΚ. ΙΣΧΥΣ (MW)	13,56	3,69	0,4	4150
ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (GWh)	15,07	11,07	0,72	7,81
ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΑΝΤΛΙΩΝ (GWh)	6,49			
ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΚΑΥΣΙΜΟΥ (tonnes)	3.452			
ΕΚΠΟΜΠΕΣ CO ₂ (tonnes)	11.468			
ΑΠΟΡΡΙΠΤΟΜΕΝΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ (GWh)	1,05			
ΕΙΣΑΓΩΓΕΣ (GWh)	-			
ΕΞΑΓΩΓΕΣ (GWh)	-			

Πίνακας 5.2.1 Τεχνικά στοιχεία ανάλυσης συμπεριλαμβανομένου του ΥΒΣ Ικαρίας

Εδώ βλέπουμε πως το πρόγραμμα στην παραγωγή των αιολικών εμφανίζει τη συνολική ενέργεια που παράχθηκε από τις Α/Γ. Όμως λόγω των περιορισμών για την ευστάθεια του δικτύου η αιολική ενέργεια που δεν μπορεί να εγχυθεί απ' ευθείας στο δίκτυο χρησιμοποιείται για την άντληση από τον κάτω στον άνω ταμιευτήρα. Τέλος αν δεν μπορεί να χρησιμοποιηθεί διότι ο άνω ταμιευτήρας είναι γεμάτος τότε απορρίπτεται. Άρα ουσιαστικά η χρησιμοποιούμενη αιολική ενέργεια είναι :

- έμμεσα αυτή που καταναλώνουν οι αντλίες του ΥΒΣ
- άμεσα η συνολική παραγόμενη μείον την έμμεση και την απορριπτόμενη

ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ					
κΕUR	ΑΣΠ	Α/Γ	ΦΒ	ΜΥΗΣ	ΣΥΝΟΛΟ
ΚΟΣΤΟΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ (ΣΥΝΟΛΙΚΟ)	32.544	4.428	408	14.210	51.590
ΚΟΣΤΟΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ (ΕΤΗΣΙΟ)	2.117	288	28	1.113	3.629
ΣΤΑΘΕΡΟ ΚΟΣΤΟΣ Σ&Λ	1.627	111	4	271	2.013
ΜΕΤΑΒΛΗΤΟ ΚΟΣΤΟΣ	45				45
ΚΟΣΤΟΣ ΚΑΥΣΙΜΟΥ	1.298				1.298
ΚΟΣΤΟΣ ΕΚΠΟΜΠΩΝ CO ₂	180				180
ΚΟΣΤΟΣ ΕΙΣΑΓΩΓΩΝ	-				-
ΕΣΟΔΑ ΕΞΑΓΩΓΩΝ	-				-

Πίνακας 5.2.2, Οικονομικά στοιχεία ανάλυσης συμπεριλαμβανομένου του ΥΒΣ Ικαρίας

Η διείσδυση των ΑΠΕ είναι 44,5%.

Συνολικό ετήσιο κόστος : 8.298.000 €

6 ΑΝΑΛΥΣΗ ΜΕΛΛΟΝΤΙΚΩΝ ΣΕΝΑΡΙΩΝ

6.1 ΑΝΑΛΥΣΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΜΕ ΑΥΞΗΜΕΝΗ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ ΑΠΕ

Όπως αναφέραμε η ΡΑΕ έχει θέσει περιορισμούς ως προς τη διείσδυση των ΑΠΕ σε ΜΔΝ για να εξασφαλίζεται η σταθερότητα του δικτύου. Στο κεφάλαιο 5 είδαμε πως με την ενσωμάτωση του ΥΒΣ στο σύστημα της Ικαρίας η διείσδυση των ΑΠΕ είναι ήδη κατά πολύ μεγαλύτερη από τον μέσο όρο για τα ΜΔΝ που κυμαίνεται κάτω από το 15% στις περισσότερες περιπτώσεις. Επίσης εξετάσαμε ένα τυπικό έτος, που σημαίνει ότι σε ένα έτος με κλιματολογικές συνθήκες που ευνοούν περισσότερο την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ η διείσδυση θα μπορούσε να αυξηθεί ακόμα περισσότερο. Για να δούμε όμως πως εκφράζονται αυτοί οι περιορισμοί για το σύστημα της Ικαρίας.

Θεωρούμε μονάδες ελεγχόμενης παραγωγής τον θερμικό σταθμό και τους ΜΥΗΣ. Άρα η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων ελεγχόμενης παραγωγής είναι 17,71 MW. Άρα η εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών δεν θα πρέπει να ξεπερνάει τα 5,31 MW.

Όσον αφορά τα φωτοβολταϊκά, από τη στιγμή που έχουμε σημαντική εγκατεστημένη αιολική ισχύ τότε, η μέγιστη ισχύς που επιτρέπεται να εγκατασταθεί στο νησί είναι το 15% της μέσης ετήσιας ζήτησης. Αυτή για το έτος που εξετάζουμε (2016) είναι 3,09 MW άρα έχουμε 465 MW μέγιστη εγκατεστημένη ισχύ φωτοβολταϊκών.

Με αυτές τις τιμές η διείσδυση των ΑΠΕ φτάνει στο 52%, ενώ η απορριπτόμενη ενέργεια τις 5,85 GWh.

Για να μπορέσει να επιτευχθεί διείσδυση των ΑΠΕ σε ποσοστό πάνω από 70-80% θα πρέπει να θεωρήσουμε ότι πρέπει να τηρούνται μόνο τα τεχνικά ελάχιστα του θερμικού σταθμού έτσι ώστε να μπορεί να καλύπτει άμεσα την επιπλέον ζήτηση. Επίσης θα πρέπει να αδειοδοτηθεί εγκατεστημένη ισχύς αιολικών και φωτοβολταϊκών πάνω από αυτή που επιτρέπεται με τις ισχύουσες διατάξεις.

Έτσι, για να γίνει ανάλυση του συστήματος της Ικαρίας με πιθανή μελλοντική ανάπτυξη των ΑΠΕ σε ποσοστό μεγαλύτερο του 70%, θεωρήθηκε εγκατάσταση επιπλέον τεσσάρων ανεμογεννητριών ιδίου τύπου, δηλαδή επιπλέον εγκατεστημένη ισχύς 4,3 MW και εγκατάσταση φωτοβολταϊκών

επιπλέον ισχύος 1 MW. Η εγκατεστημένη ισχύς των ΜΥΗΣ θεωρήθηκε αμετάβλητη. Άρα η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών θεωρήθηκε ίση με 7,29 MW και των φωτοβολταϊκών 1,4 MW.

Η ετήσια ζήτηση παραμένει 27,13 GWh. Η συνολική διείσδυση των ΑΠΕ είναι 69,7%. Η παραγωγή των φωτοβολταϊκών είναι 2,53 GWh. Η παραγωγή των αιολικών είναι 21,87 GWh. Η παραγωγή των ΜΥΗΣ είναι 10,89 GWh. Η αντλίες κατανάλωσαν 10,3 GWh. Επίσης η απορριπτόμενη ενέργεια (στο πρόγραμμα θεωρείται ως εξαγωγή) είναι 6,13 GWh.

Ο θερμικός σταθμός παράγει 8,27 GWh ηλεκτρικής ενέργειας, και καταναλώνει 23,62 GWh ή 1.894 τόνους diesel ενώ παράγει 6.292 τόνους διοξειδίου του άνθρακα.

Η ανάλυση του ετήσιου κόστους είναι :

- Ετήσιο κόστος επένδυσης : 3.893.000 €
- Σταθερό κόστος συντήρησης και λειτουργίας : 2.133.000 €
- Μεταβλητό κόστος λειτουργίας (συμπεριλαμβάνεται το κόστος καυσίμου και το κόστος εκπομπών CO₂) : 1.519.000 €
- Κόστος καυσίμου : 1.298.000 €
- Κόστος εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα : 180.000 €
- Συνολικό κόστος : 7.544.000 €

ΤΕΧΝΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ				
	ΑΣΠ	Α/Γ	ΦΒ	ΜΥΗΣ
ΕΓΚ. ΙΣΧΥΣ (MW)	13,56	7,29	1,4	4,150
ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (GWh)	8,27	21,87	2,53	10,89
ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΑΝΤΛΙΩΝ (GWh)	10,3			
ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΚΑΥΣΙΜΟΥ (tonnes)	1.894			
ΕΚΠΟΜΠΕΣ CO ₂ (tonnes)	6.292			
ΑΠΟΡΡΙΠΤΟΜΕΝΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ (GWh)	6,13			
ΕΙΣΑΓΩΓΕΣ (GWh)	-			
ΕΞΑΓΩΓΕΣ (GWh)	-			

Πίνακας 6.1.1, Τεχνικά στοιχεία ανάλυσης για μεγιστοποίηση διείσδυσης των ΑΠΕ

Η αιολική ενέργεια που χρησιμοποιείται είτε απευθείας στο δίκτυο είτε από τις αντλίες τους ΥΒΣ υπολογίζεται όπως στο κεφάλαιο 5.3.

ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ					
	ΑΣΠ	Α/Γ	ΦΒ	ΜΥΗΣ	ΣΥΝΟΛΟ
ΚΟΣΤΟΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ (ΣΥΝΟΛΙΚΟ)	32.544	8.748	1.428	11.270	53.990
ΚΟΣΤΟΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ (ΕΤΗΣΙΟ)	2.117	569	93	1.113	3.893
ΣΤΑΘΕΡΟ ΚΟΣΤΟΣ Σ&Λ	1.627	220	14	271	2.133
ΜΕΤΑΒΛΗΤΟ ΚΟΣΤΟΣ	1.519	0	0	0	1.519
ΚΟΣΤΟΣ ΚΑΥΣΙΜΟΥ	1.298				1.298
ΚΟΣΤΟΣ ΕΚΠΟΜΠΩΝ CO ₂	180				180
ΚΟΣΤΟΣ ΕΙΣΑΓΩΓΩΝ	-				-
ΕΣΟΔΑ ΕΞΑΓΩΓΩΝ	-				-

Πίνακας 6.1.2, Οικονομικά στοιχεία ανάλυσης για μεγιστοποίηση διείσδυσης των ΑΠΕ

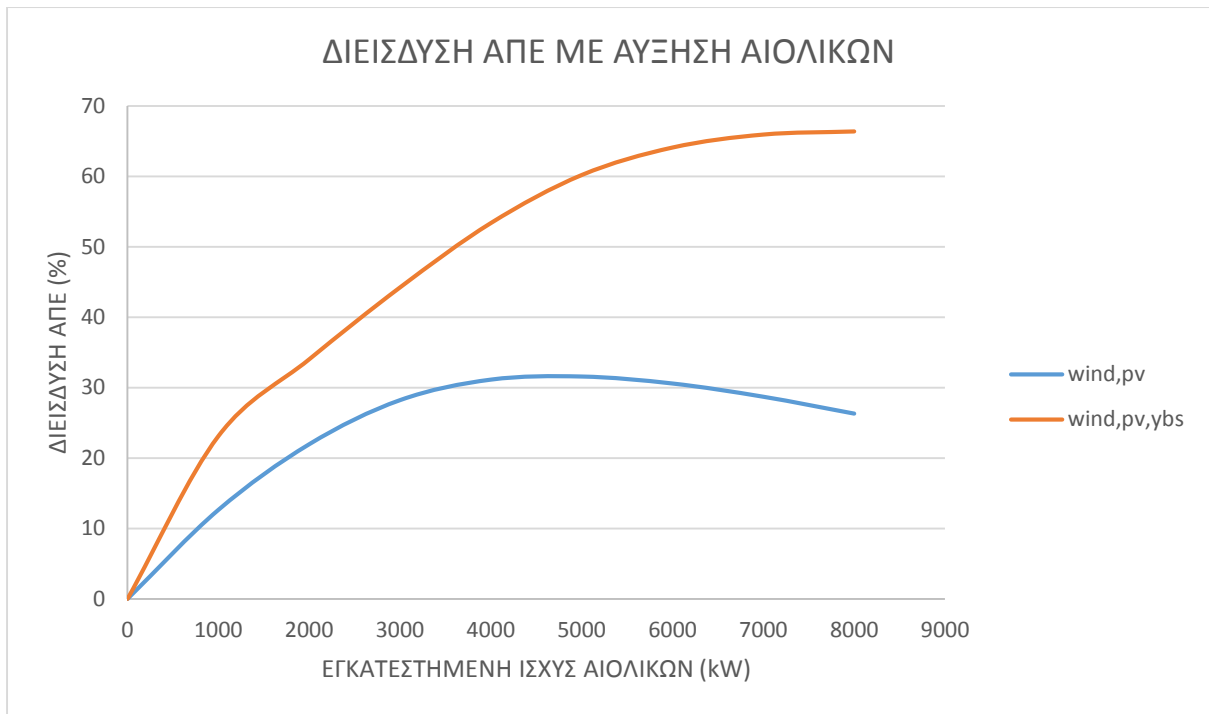
Διείσδυση ΑΠΕ : 69,7%

Συνολικά ετήσια έξοδα : 7.544.000 €

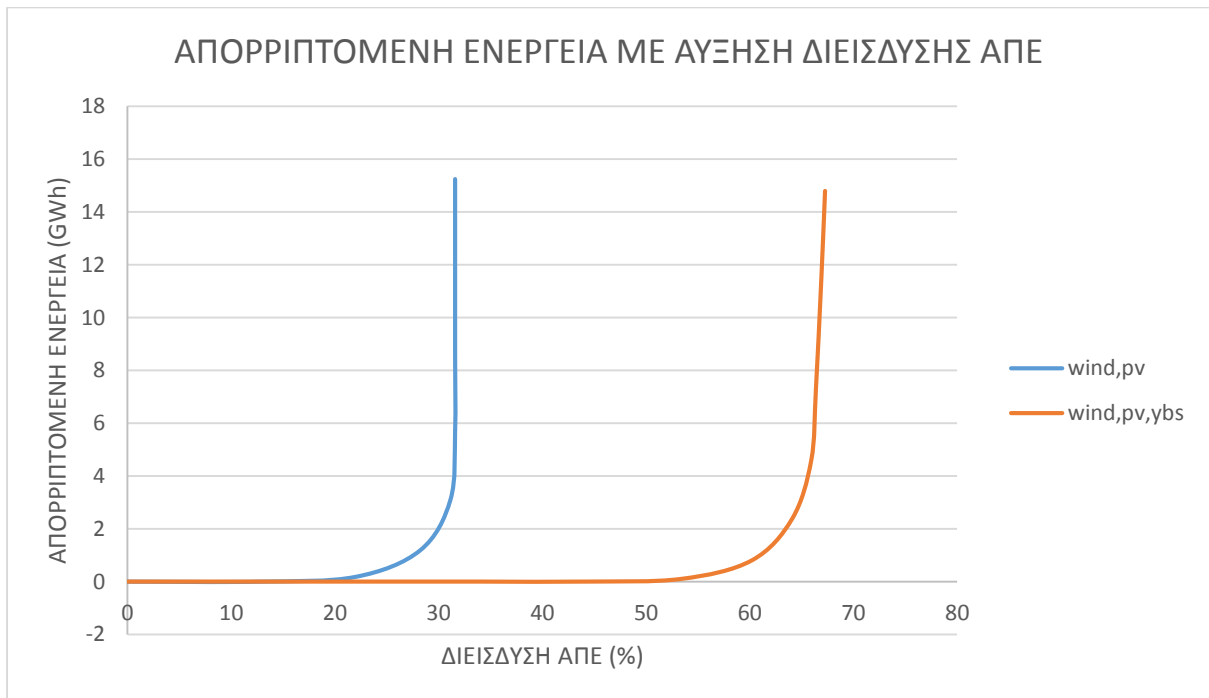
6.2 ΠΙΘΑΝΗ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ ΜΕ ΤΟ ΗΠΕΙΡΩΤΙΚΟ ΔΙΚΤΥΟ

Όσο προσπαθούμε να αυξήσουμε την διείσδυση των ΑΠΕ γίνεται εύκολα αντιληπτό ότι λόγω των περιορισμών για την σταθερότητα του δικτύου, ακόμα και των μειωμένων που υιοθετήσαμε στο κεφάλαιο 5.3, μετά από κάποιο σημείο η αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των ΑΠΕ συνεισφέρει ελάχιστα έως και καθόλου στην αύξηση της συμμετοχής των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή. Το πρόβλημα προφανώς ελαττώνεται με την λειτουργία της αντλησιοταμίευσης (γί αυτό μπορούμε και να επιτύχουμε τόσο υψηλή διείσδυση με ταυτόχρονη ευστάθεια του δικτύου) όμως λόγω της περιορισμένης χωρητικότητας των ταμιευτήρων, αντίστοιχα αύξηση των ΑΠΕ πέρα από κάποια ισχύ δεν συνεισφέρει στην ηλεκτροπαραγωγή. Έτσι για επίτευξη αύξησης διείσδυσης των ΑΠΕ της τάξεως του 2-5% η αύξηση της απορριπτόμενης ενέργεια είναι πολλαπλάσια, φτάνοντας ή και ξεπερνώντας το 50%. Έτσι το πλούσιο αιολικό και ηλιακό δυναμικό των νησιών παραμένει ανεκμετάλλευτο.

Παρουσιάζονται δύο ενδεικτικά διαγράμματα που προέκυψαν με ανάλυση του συστήματος της Ικαρίας με και χωρίς την λειτουργία του ΥΒΣ αυξάνοντας μόνο την εγκατεστημένη ισχύ των αιολικών.



Σχήμα 6.1, Ποσοστό διείσδυσης ΑΠΕ για αυξανόμενη εγκατεστημένη ισχύ αιολικών



Σχήμα 6.2, Ποσό απορριπτόμενης ενέργειας για αυξανόμενη διείσδυση των ΑΠΕ

Η πιο αξιόπιστη λύση στο πρόβλημα αυτό, θα ήταν η διασύνδεση των ΜΔΝ με το ηπειρωτικό σύστημα με πολλαπλά άλλα οφέλη όπως αναφέραμε στο κεφάλαιο 2.4, το κυριότερο εκ των οποίων είναι η κατάργηση των ΑΣΠ και συνεπώς η δραματική μείωση του κόστους παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας για τα νησιά.

Μέχρι στιγμής δεν υπάρχει κάποια μελέτη, ούτε σε αρχικό στάδιο για τη διασύνδεση των νησιών του Βορειανατολικού Αιγαίου. Έτσι για να κάνουμε μία εκτίμηση του κόστους διασύνδεσης, υποθέτουμε ότι η Ικαρία θα διασυνδεθεί στο ηπειρωτικό δίκτυο μέσω της Μυκόνου. Η απόσταση τους είναι 46 χιλιόμετρα.

Βασιζόμενοι στο [14] το κόστος επένδυσης θεωρείται 730.000€ ανά χιλιόμετρο καλωδίου (τύπος καλωδίου EP 140MVA) και το κόστος κατασκευής υποσταθμού κλειστού τύπου στην Ικαρία 5.000.000€, άρα το συνολικό κόστος επένδυσης ανέρχεται στα 38.580.000€. Το ετήσιο κόστος συντήρησης και λειτουργίας ανέρχεται περίπου στο 0,5% της αρχικής επένδυσης.

Για να γίνει μία πρώτη ανάλυση με τη χρήση του EnergyPlan, η Ικαρία θα υποτεθεί ως αυτόνομο σύστημα διασυνδεδεμένο με το ηπειρωτικό δίκτυο, και θα θεωρηθούν ως εισαγωγές η ηλεκτρική ενέργεια που θα παραγόταν από τον ΑΣΠ ενώ ως εξαγωγές η απορριπτόμενη ενέργεια των αιολικών.

Ως τιμή για τις εισαγωγές ενέργειας θεωρήθηκε η μέση οριακή τιμή συστήματος (ΟΤΣ) του ηπειρωτικού δικτύου (€/MWh) για κάθε μήνα, ενώ ως τιμή για τις εξαγωγές ορίστηκε η τιμή πώλησης για τα αιολικά σε ΜΔΝ, καθώς η απορριπτόμενη ενέργεια προέρχεται σχεδόν εξ' ολοκλήρου από αιολικά.

Έτσι, για λόγους ευκολίας θεωρούμε πως καταργείται ο ΑΣΠ, άρα δεν επηρεάζει καθόλου την οικονομική ανάλυση (αυτό δεν ισχύει διότι ακόμα και σε περίπτωση διασύνδεσης θα υπάρχει μεγάλο ποσοστό της ήδη εγκατεστημένης ισχύος σε κατάσταση ψυχρής εφεδρείας), και προσθέτουμε το κόστος της διασύνδεσης.

Τα μεγέθη της τεχνικής ανάλυσης είναι όπως έχουν προσδιοριστεί στα κεφάλαια 5.3 και 6.1.

Για την ανάλυση του κεφαλαίου 5.3 :

ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ					
	ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ	Α/Γ	ΦΒ	ΜΥΗΣ	ΣΥΝΟΛΟ
ΚΟΣΤΟΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ (ΣΥΝΟΛΙΚΟ)	38.580	4.428	408	11.270	54.636
ΚΟΣΤΟΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ (ΕΤΗΣΙΟ)	2.737	288	28	1.113	4.166
ΣΤΑΘΕΡΟ ΚΟΣΤΟΣ Σ&Λ	193	111	4	271	579
ΚΟΣΤΟΣ ΚΑΥΣΙΜΟΥ	0				0
ΚΟΣΤΟΣ ΕΚΠΟΜΠΩΝ CO ₂	0				0
ΚΟΣΤΟΣ ΕΙΣΑΓΩΓΩΝ	881				881
ΕΣΟΔΑ ΕΞΑΓΩΓΩΝ	104				104

Πίνακας 6.2.1, Οικονομικά στοιχεία ανάλυσης Διασύνδεσης με παράλληλη λειτουργία του ΥΒΣ Ικαρίας

Συνολικό ετήσιο κόστος : 5.522.000 €

Για την ανάλυση του κεφαλαίου 6.1 :

ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ					
	ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ	Α/Γ	ΦΒ	ΜΥΗΣ	ΣΥΝΟΛΟ
ΚΟΣΤΟΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ (ΣΥΝΟΛΙΚΟ)	38.580	8.748	1.428	11.270	60.026
ΚΟΣΤΟΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ (ΕΤΗΣΙΟ)	2.737	569	93	1.113	4.512
ΣΤΑΘΕΡΟ ΚΟΣΤΟΣ Σ&Λ	193	220	14	271	698
ΚΟΣΤΟΣ ΚΑΥΣΙΜΟΥ	0				0
ΚΟΣΤΟΣ ΕΚΠΟΜΠΩΝ CO ₂	0				0
ΚΟΣΤΟΣ ΕΙΣΑΓΩΓΩΝ	488				488
ΕΣΟΔΑ ΕΞΑΓΩΓΩΝ	610				610

Πίνακας 6.2.2, Οικονομικά στοιχεία ανάλυσης Διασύνδεσης με παράλληλη μεγιστοποίηση διείσδυσης ΑΠΕ

Συνολικό ετήσιο κόστος : 5.088.000 €

7 ΑΝΑΛΥΣΗ, ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

7.1 ΤΕΧΝΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ

Ως προς την τεχνική ανάλυση δεν υπάρχουν πολλές παρατηρήσεις. Το σύστημα είναι σχετικά απλό, κυρίως στην παρούσα μορφή του, χωρίς δηλαδή την λειτουργία του ΥΒΣ. Ο μοναδικός ουσιαστικά περιορισμός που υπάρχει είναι οι απαιτήσεις για ευστάθεια του δικτύου. Το EnergyPlan μας δίνει τη δυνατότητα να καθορίσουμε το ποσοστό το οποίο θα προέρχεται από μονάδες οι οποίες συμβάλλουν στην ευστάθεια του δικτύου και ανάλογα πραγματοποιεί την ανάλυση. Τέτοιες μονάδες είναι στην περίπτωση μας ο θερμικός σταθμός και οι ΜΥΗΣ του ΥΒΣ.

Η μοναδική δυσκολία έγκειται στην προσπάθεια προσομοίωσης της λειτουργίας των ΜΥΗΣ του ΥΒΣ . Αυτό διότι αποτελείται από ένα ιδιαίτερο σύστημα ταμιευτήρων το οποίο είναι δύσκολο να μοντελοποιηθεί στο πρόγραμμα. Η περίσσεια των νερών του μεγαλύτερου ταμιευτήρα στην θέση Πέζι χρησιμοποιείται και από τον ΜΥΗΣ Άνω Προεσπέρας (1,05MW) αλλά στη συνέχεια και από τον ΜΥΗΣ Κάτω Προεσπέρας (3,1MW). Έτσι η διαθέσιμη υδραυλική πτώση είναι περίπου 650 μέτρα. Όμως ο άνω ταμιευτήρας χρησιμοποιείται και για γεωργικούς σκοπούς. Έτσι η χρησιμοποίησή του θα είναι μικρότερη από την αναμενόμενη. Επίσης ο ταμιευτήρας στην Άνω Προεσπέρα μπορεί να πληρώνεται είτε από τις αντλίες σε περίπτωση που υπάρχει διαθέσιμη ενέργεια παραγόμενη από τις Α/Γ είτε από τον ταμιευτήρα στη θέση Πέζι εάν υπάρχει περίσσεια νερού. Τέλος προβλέπεται από την άδεια παραγωγής του ΥΒΣ [27] απορρόφηση ηλεκτρικής ενέργειας παραγόμενης από τον ΑΣΠ για τις ανάγκες πλήρωσης του ταμιευτήρα. Κάτι τέτοιο δεν γίνεται να προσεγγιστεί από το πρόγραμμα.

Η λύση για πιο ακριβή ανάλυση θα ήταν ιδανικά η παροχή των ωριαίων κατανομών αρχικά της περίσσειας νερού του ταμιευτήρα στην θέση Πέζι ή και της παραγωγής των ΜΥΗΣ του ΥΒΣ, οι οποίες θα προέκυπταν μετά τον πρώτο χρόνο λειτουργίας. Σε περίπτωση που κάτι τέτοιο δεν είναι δυνατόν θα βοηθούσε να υπήρχαν έστω συγκεντρωτικά στοιχεία (μηνιαία) από την παραγωγή των ΜΥΗΣ.

Τέλος όπως αναφέραμε, το ιδανικό για να επιτύχουμε τη μέγιστη ακρίβεια, θα ήταν οι κατανομές να είχαν δημιουργηθεί από στατιστικά στοιχεία. Ένας άλλος τρόπος είναι να λάβουμε υπόψιν μας μοντέλα πρόβλεψης (ζήτησης ενέργειας, μετεωρολογικά κλπ) που υπάρχουν.

7.2 ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ

Για την οικονομική ανάλυση πρέπει να γίνουν πολλές παραδοχές. Ξεκινώντας από τον ΑΣΠ, τα δεδομένα που έχουμε στην διάθεση μας είναι ο συνολικός βαθμός απόδοσης (χωρίς να λαμβάνουμε υπόψιν σειρά ένταξης μονάδων με διαφορετικό βαθμό απόδοσης κλπ) άρα και η κατανάλωση καυσίμου ανά μονάδα παραγόμενης ενέργειας. Επίσης έχουμε το μέσο μεταβλητό κόστος παραγωγής για τον ΑΣΠ (εκτός του κόστους καυσίμου και εκπομπών). Δεν έχουμε δεδομένα για την αρχική επένδυση, αλλά από το κόστος της παραγόμενης ενέργειας από τα επίσημα στοιχεία της ΔΕΗ, γνωρίζοντας το μεταβλητό κόστος μπορούμε να βρούμε το σταθερό ετήσιο κόστος. Όμως όσον αφορά τον ΑΣΠ δεν έχουμε λάβει υπόψιν μας μελλοντικές επενδύσεις για πιο σύγχρονες μονάδες όπως για παράδειγμα φυσικού αερίου ή το γεγονός ότι καθώς αρκετές από τις μονάδες είναι ήδη αρκετά παλιές ενδέχεται σύντομα να θεωρηθεί πως αποπληρώθηκε η αρχική επένδυση (οπότε να μειωθεί το ετήσιο σταθερό κόστος). Μιας και δεν έχουμε όμως αναλυτικά στοιχεία προσδιορίσαμε το σταθερό ετήσιο κόστος από τα επίσημα στοιχεία για το έτος 2016.

Επίσης πρέπει για ανάλυση μελλοντικών σεναρίων να ληφθούν υπόψιν οι τιμές καυσίμου και κόστους εκπομπών CO₂. Υπάρχουν για τις δύο αυτές κατηγορίες πολλές προβλέψεις από επίσημους φορείς για την πορεία των τιμών οι οποίες ωστόσο δεν παρουσιάζουν πάντα την αναμενόμενη εξέλιξη.

Για τον ΥΒΣ γνωρίζουμε το αρχικό ύψος της επένδυσης. Το κόστος της κατασκευής των επιμέρους μερών του ΥΒΣ προσαρμόστηκε από τα ενδεικτικά κόστη που υπάρχουν στο EnergyPlan τα οποία ήταν αρκετά κοντά στην πραγματικότητα (το συνολικό κόστος επένδυσης που προέκυψε ήταν ελαφρώς χαμηλότερο), οπότε έγιναν μικρές αλλαγές.

Αντιστοίχως χρησιμοποιήθηκαν τα κόστη που δίνει το EnergyPlan για τις ανεμογεννήτριες και τα φωτοβολταϊκά.

Το EnergyPlan δεν κάνει ολοκληρωμένη οικονομική ανάλυση. Υπολογίζει με τα οικονομικά στοιχεία που εισάγουμε τα ετήσια έξοδα. Επίσης έχει τη δυνατότητα επιλογής του τρόπου ανάλυσης, τεχνική ή οικονομική όπου στην τεχνική η ανάλυση του συστήματος γίνεται με βάση την μέγιστη διείσδυση ΑΠΕ κλπ ενώ στην οικονομική γίνεται με βάση το συνολικά χαμηλότερο κόστος παραγόμενης ενέργειας.

Εμείς στην προκειμένη περίπτωση ουσιαστικά συγκρίναμε τα πιθανά σενάρια μεταξύ τους (λειτουργία ΥΒΣ, υψηλή διείδυση ΑΠΕ, διασύνδεση) και δεν εξετάσαμε την οικονομική βιωσιμότητα του κάθε ενός ξεχωριστά. Η προσέγγιση αυτή δεν είναι τόσο κοντά στην πραγματικότητα καθώς δεν υπάρχει το αρχικό κεφάλαιο από τον Διαχειριστή του συστήματος (ΔΕΗ) να υλοποιήσει τα απαιτούμενα έργα (ή δεν κρίνεται συμφέρον) και έτσι οι ανάπτυξη των ΑΠΕ πραγματοποιείται στην συντριπτική πλειοψηφία από ιδιώτες. Όμως έργα που απαιτούν μεγάλη αρχική επένδυση όπως για παράδειγμα ο ΥΒΣ είναι δύσκολα οικονομικά βιώσιμα. Γι' αυτό και η ΔΕΗ καθορίζει ειδικές συμβάσεις με υψηλότερες και εγγυημένες τιμές πώλησης της παραγόμενης ενέργειας για να γίνει η επένδυση ελκυστική σε ιδιώτες.

Παρόλα αυτά, από τα δεδομένα της ανάλυσης, μπορούμε εύκολα να κατασκευάσουμε τις ετήσιες χρηματοροές και να πραγματοποιήσουμε μια πιο ολοκληρωμένη οικονομική ανάλυση. Πρέπει επίσης να ληφθεί υπόψιν η υπολειμματική αξία των μονάδων μετά το πέρας του χρονικού ορίζοντα της επένδυσης.

7.3 ΚΟΙΝΩΝΙΚΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΚΑΙ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ

Τα περιβαλλοντικά οφέλη από την χρησιμοποίηση ΑΠΕ για την παραγωγή ενέργειας παγκοσμίως είναι γνωστά. Πιο συγκεκριμένα για τα ελληνικά ΜΔΝ η μεγιστοποίηση της αύξησης των ΑΠΕ επιφέρει μείωση της λειτουργίας των ΑΣΠ με πιο άμεσα και ορατά αποτελέσματα πέραν των μακροπρόθεσμων. Εκτός από τις εκπομπές του διοξειδίου του άνθρακα, που είναι το μεγαλύτερο περιβαλλοντικό όφελος, η μείωση της λειτουργίας των ΑΣΠ επιφέρει μείωση της ρύπανσης στους οικισμούς κοντά στους οποίους είναι εγκατεστημένοι. Όπως έχουμε αναφέρει στα νησιά συνήθως οι ΑΣΠ είναι εγκατεστημένοι κοντά στους μεγαλύτερους οικισμούς του κάθε νησιού με την λειτουργία τους να επιφέρει σημαντική ρύπανση, τόσο ατμοσφαιρική όσο και οπτική και ακουστική. Είδαμε ότι με την ενσωμάτωση του ΥΒΣ μειώθηκε κατά 40% περίπου η λειτουργία του σταθμού και οι εκπομπές του διοξειδίου του άνθρακα.

Πέραν όμως από τα καθαρά οικονομικά μεγέθη, πρέπει σε κάθε τέτοια επένδυση να γίνεται μία κοινωνικοοικονομική ανάλυση. Μιας και πολλές φορές τέτοιες επενδύσεις δεν είναι βιώσιμες με αυστηρά οικονομικούς

όρους, πρέπει να εξετάζονται τα κοινωνικοοικονομικά οφέλη της επένδυσης. Μία τέτοια περίπτωση έχει αναλυθεί εκτενώς στο [14] όπου ποσοτικοποιούνται με ακρίβεια τέτοια οφέλη αλλά και κόστη από την μείωση ή και την παύση λειτουργίας των ΑΣΠ. Τα κυριότερα από αυτά είναι :

- αποφευγόμενο κόστος λειτουργίας ΑΣΠ
- αποφευγόμενο κεφαλαιουχικό κόστος επέκτασης ΑΣΠ
- κοινωνικό όφελος από την ανάπτυξη των ΑΠΕ
- Οφέλη από τη μείωση του κόστους των Υπηρεσιών Κοινής Ωφέλειας (ΥΚΩ)
- Οφέλη από τουριστική δραστηριότητα

Βλέπουμε πως επηρεάζονται κυρίως οι κάτοικοι των νησιών αλλά κατ' επέκτασιν και όλης της χώρας, μέσω του κόστους των Υπηρεσιών Κοινής Ωφέλειας.

Επίσης, δεν θα πρέπει να ξεχνάμε και το Κοινωνικό κόστος λόγω μειωμένης λειτουργίας των ΑΣΠ που είναι πολύ εμφανές στα νησιά λόγω της μείωσης της απασχόλησης εργατικού προσωπικού.

7.4 ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

7.4.1 ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ ΓΙΑ ΤΗΝ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ ΤΩΝ ΑΠΕ ΣΤΑ ΜΔΝ

Παρατηρούμε από τα αποτελέσματα στα οποία καταλήξαμε με την χρήση του EnergyPlan ότι όλες οι περιπτώσεις πλην αυτής του κεφαλαίου 5.3 είναι οικονομικά πιο συμφέρουσες συγκριτικά με την υπάρχουσα κατάσταση. Τα μεγάλα αρχικά κεφάλαια που απαιτούνται για την επένδυση αντισταθμίζονται από την αποφυγή κατανάλωσης καυσίμου για τον ΑΣΠ που είναι και με μεγάλη διαφορά το μεγαλύτερο ποσοστό ετήσιου κόστους. Επίσης δεν έχουμε λάβει υπόψιν μελλοντικές αναγκαίες επενδύσεις για αναβάθμιση των μονάδων του ΑΣΠ.

Το πιο οικονομικό σενάριο είναι αυτό που συνδυάζει την διασύνδεση του ΜΔΝ με παράλληλη μεγιστοποίηση των ΑΠΕ. Όμως ουσιαστικά απαιτείται σημαντικό αρχικό κεφάλαιο, μεγαλύτερο από αυτό που υπολογίσαμε διότι ένα τέτοιο έργο δεν πρόκειται ποτέ να πραγματοποιηθεί μόνο για ένα νησί,

αλλά για περισσότερα, κάτι που σημαίνει πολύ μεγαλύτερο αρχικό κόστος επένδυσης. Είναι χαρακτηριστικό ότι το κόστος διασύνδεσης τεσσάρων νησιών των Κυκλάδων (Σύρο, Πάρο, Μύκονο, Τήνο) που ολοκληρώθηκε πρόσφατα ανήλθε περίπου στα 500 εκατομμύρια ευρώ. Οπότε αντιλαμβανόμαστε ότι είναι και το πιο δύσκολα πραγματοποιήσιμο σενάριο.

Το σενάριο με το μεγαλύτερο κόστος που εξετάσαμε είναι αυτό του κεφαλαίου 5.3 όπου θεωρήθηκε ότι λειτουργεί ο ΥΒΣ. Παρόλο που ο ΥΒΣ ανεβάζει αρκετά το ετήσιο κόστος σε συνδυασμό με την εκτενή χρησιμοποίηση του ΑΣΠ, είναι πολύ σημαντικό το γεγονός ότι προσφέρει στην ευστάθεια του δικτύου, κάτι που μπορεί να οδηγήσει σε περαιτέρω ανάπτυξη των ΑΠΕ στο νησί, ενώ χωρίς τον ΥΒΣ θα οδηγούμασταν σε μεγάλα ποσά απορριπτόμενης ενέργειας, άρα μικρή μείωση της λειτουργίας τους ΑΣΠ. Έτσι έχουμε τη δυνατότητα να φτάσουμε στο σενάριο του κεφαλαίου 6.1 το οποίο είναι και το πιο οικονομικά συμφέρον αν εξαιρέσουμε το σενάριο της διασύνδεσης.

Καταλήγουμε στο συμπέρασμα πως η ανάπτυξη υβριδικών σταθμών κρίνεται απαραίτητη και μάλιστα οικονομικά συμφέρουσα αν συνοδεύεται με πολύ αυξημένη διείσδυση των ΑΠΕ σε σύγκριση με την υφιστάμενη κατάσταση σε ΜΔΝ.

Για να επιτύχουμε διείσδυση κοντά στο 100% σε απομονωμένο σύστημα με αποδεκτό κόστος, μία πολύ καλή λύση είναι η δημιουργία μικροδικτύου που ελέγχει και βελτιστοποιεί τη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας με βάση την παραγωγή, όπως στην περίπτωση της Τήλου, που επιτυγχάνεται 100% διείσδυση των ΑΠΕ, κάτι που συνιστά παγκόσμια πρωτοτυπία.

7.4.2 ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ ΓΙΑ ΤΗΝ ΧΡΗΣΗ ΤΟΥ EnergyPlan

Είδαμε την χρησιμότητα των λογισμικών ενεργειακής προσομοίωσης και συγκεκριμένα του EnergyPlan. Σε συστήματα όπως αυτά των ελληνικών ΜΔΝ τα αποτελέσματα ήταν πολύ κοντά στην πραγματικότητα, κρίνοντας από τα στοιχεία που είχαμε στη διάθεση μας. Ακόμα και στις περιπτώσεις που έγιναν κάποιες παραδοχές δεν υπήρξε σημαντική διαφορά των αποτελεσμάτων. Έτσι γίνεται εύκολα αντιληπτό ότι με πιο ακριβή δεδομένα μπορούμε να επιτύχουμε μία πολύ ακριβή προσέγγιση του υπό εξέταση συστήματος, ακόμα και αν είναι πιο περίπλοκο.

Φάνηκε επίσης η ευκολία πραγματοποίησης μιας αρκετά ακριβούς οικονομικής προσέγγισης απ' ευθείας από το πρόγραμμα αλλά και η δυνατότητα πραγματοποίησης εκτενούς οικονομικής ανάλυσης από τον χρήστη στη συνέχεια, με την δημιουργία των χρηματοροών της εκάστοτε επένδυσης, καθώς αναλύονται τα λειτουργικά έξοδα αλλά και η παραγόμενη ενέργεια.

Επίσης δίνεται η δυνατότητα να εξεταστούν και πολλές άλλες κατηγορίες πέρα από αυτή της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, όπως αυτή της παραγωγής θερμότητας, της συμπαραγωγής θερμότητας και ηλεκτρισμού σε μεγάλη ή και σε μικρή κλίμακα, που εμείς δεν χρησιμοποιήσαμε αλλά μπορεί να είναι εξαιρετικά χρήσιμη. Η χρήση του προγράμματος είναι εύκολη και η επιφάνεια εργασίας πολύ φιλική προς τον χρήστη.

7.5 ΠΡΟΤΑΣΕΙΣ ΓΙΑ ΣΥΝΕΧΙΣΗ

Θα ήταν ενδιαφέρουσα μία ενεργειακή ανάλυση ολόκληρου του ενεργειακού συστήματος ενός ΜΔΝ που να περιλαμβάνει την θέρμανση και τις μεταφορές χρησιμοποιώντας το EnergyPLAN. Σε αυτή την πιο ολοκληρωμένη ανάλυση μπορούν να ενσωματωθούν/προταθούν και καινοτόμες τεχνολογίες που να εκμεταλλεύονται περαιτέρω τις ΑΠΕ, όπως μονάδες αφαλάτωσης που θα χρησιμοποιούν την απορριπτόμενη ενέργεια ή εκμετάλλευση των γεωθερμικών δυναμικών ορισμένων νησιών όπως η Ικαρία ή η Λέσβος.

Επίσης ένας εξαιρετικά ενδιαφέρων τομέας έρευνας είναι ανάπτυξη έξυπνων δικτύων, όπως στην περίπτωση της Τήλου, που έχουν ως στόχο την συνεχή βελτιστοποίηση της ζήτησης της ηλεκτρικής ενέργειας που θα εξαρτάται σε πραγματικό χρόνο από την διαθέσιμη παραγωγή. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα την μεγιστοποίηση της διείσδυσης των ΑΠΕ χωρίς προβλήματα σταθερότητας για το δίκτυο.

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- [1] www.iea.org, IEA World energy outlook 2016 (τελευταία πρόσβαση 5/5/2018)
- [2] Αρθούρος Ζερβός, *Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας*, 2008
- [3] https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020_en
- [4] ΦΕΚ Α 85/2010, Ν. 3851/2010
- [5] https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Europe_2020_indicators_-_climate_change_and_energy#General_overview
- [6] https://ec.europa.eu/info/business-economy-euro/economic-and-fiscal-policy-coordination/eu-economic-governance-monitoring-prevention-correction/european-semester/european-semester-your-country/greece/europe-2020-targets-statistics-and-indicators-greece_en#share-of-renewable-energy
- [7] Ευρωπαϊκή Επιτροπή, *Roadmap for moving to a competitive low-carbon economy in 2050*, 2011
- https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/strategies/2050/docs/roadmap_fact_sheet_en.pdf
- [8] Ευρωπαϊκός Οργανισμός Περιβάλλοντος, *Report No 22/2016-Transforming the EU power sector: avoiding a carbon lock-in*, 2016
- [9] Ευρωπαϊκή Επιτροπή, *Energy Efficiency Plan 2011*, 2011
- https://www.eceee.org/policy-areas/energy-efficiency-policy/eep_2011/
- [10] WWF Ελλάς, *Μακροχρόνιος Σχεδιασμός για το Ενεργειακό Σύστημα της Ελλάδας*, 2017
- [11] <http://www.admie.gr/to-systima-metaforas/dedomena-stoicheia-systimatos/perigrafi-systimatos-metaforas/> (τελευταία πρόσβαση 17/5/2018)
- [12] ΑΔΜΗΕ, *Έκθεση για την Απόδοση Λειτουργίας του Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (Έτος 2017)*, 2018
- [13] ΔΕΔΔΗΕ, *Πληροφοριακό Δελτίο Παραγωγής για τα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά για τον Σεπτέμβριο 2017*, 2017
- [14] ΑΔΜΗΕ, *Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς 2014-2023 (Σχέδιο προς ΡΑΕ), Παράρτημα Ι Μελέτη Κόστους/Οφέλους για τη Διασύνδεση των Κυκλάδων με το Ηπειρωτικό Σύστημα*, 2013
- [15] <https://ec.europa.eu/programmes/horizon2020/> (τελευταία πρόσβαση 22/5/2018)
- [16] <https://www.tiloshorizon.eu/to-erqo-tilos/skopos.html> (τελευταία πρόσβαση 22/5/2018)
- [17] Ιωάννης Αναγνωστόπουλος, Δημήτριος Παπαντώνης, *Pumping station design for a pumped-storage wind-hydro power plant*, *Energy Conversion and Management* Τόμος 48, Τεύχος 11, Σελίδες 3009-3017, Νοέμβριος 2007
- [18] Δημήτριος Κατσαπρακάκης, *Hybrid power plants in non-interconnected insular systems*, *Applied Energy*, Τόμος 164, Σελίδες 268-283, Φεβρουάριος 2016

- [19] <https://unfccc.int/process/the-kyoto-protocol> (τελευταία πρόσβαση 14/6/2018)
- [20] <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement> (τελευταία πρόσβαση 14/6/2018)
- [21] D. Connolly et al, A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems, *Applied Energy* Τεύχος 87, Σελίδες 1059-1082, Οκτώβριος 2010
- [22] <https://ceeesa.es.anl.gov/projects/Enpepwin.html>
- [23] <http://www.nrcan.gc.ca/energy/software-tools/7465>
- [24] EnergyPLAN Model Version 13.2, Sustainable Energy Planning Research group, Aalborg University, <https://www.energyplan.eu/>
- [25] <http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/energy-balances>
- [26] System Advisor Model Version 2017.9.5 (SAM 2017.9.5). National Renewable Energy Laboratory. Golden, CO. (τελευταία πρόσβαση 22/6/2018).
<https://sam.nrel.gov/content/downloads>
- [27] ΡΑΕ, ΑΠΟΦΑΣΗ Ρ.Α.Ε. ΥΠ' ΑΡΙΘΜ. 1147/2011, Τροποποίηση και Μεταβίβαση άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από υβριδικό σταθμό ισχύος 2,70 MW (Αιολικά Πάρκα) – 2,55 MW (Εγγυημένη Ισχύς), στις θέσεις «Στραβοκούντουρας», «Προεσπέρας» και «Κάτω Προεσπέρας» του Δήμου Ικαρίας, της εταιρείας «ΔΕΗ Α.Ε.» στην εταιρεία «ΔΕΗ Ανανεώσιμες Α.Ε.»
- [28] Ελένη-Μαργαρίτα Μιχοπούλου, Μελέτη του ΣΗΕ της Ικαρίας και του προς ανέγερση Υβριδικού Σταθμού της Ικαρίας, ανάπτυξη του νομοθετικού πλαισίου ένταξης του σταθμού στο νησί, Διπλωματική Εργασία, 2013
- [29] ΡΑΕ, Κώδικας Διαχείρισης Ηλεκτρικών Συστημάτων Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών (Κώδικας ΜΔΝ) Έκδοση 2^η, Απρίλιος 2018
- [30] Β. Κοτρώνη κ.α., High-resolution model-based wind atlas for Greece, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* Τεύχος 30, Σελίδες 479-489, Νοέμβριος 2013
- [31] ΡΑΕ, ΑΠΟΦΑΣΗ Ρ.Α.Ε. ΥΠ' ΑΡΙΘ. 85/2007, Έγκριση Μεθοδολογίας για τον Προσδιορισμό του Περιθωρίων Ανάπτυξης Σταθμών ΑΠΕ σε Κορεσμένα Δίκτυα, Σύμφωνα με τις Διατάξεις του Άρθρου 4 παρ. 1 του Κανονισμού Αδειών Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας από ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ