ΚΑΤΑΝΕΜΗΜΕΝΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ: ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ ΚΑΙ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΑ ΣΕ ΝΗΣΙΩΤΙΚΕΣ ΠΕΡΙΟΧΕΣ: Η ΠΕΡΙΠΤΩΣΗ ΤΗΣ ΛΕΣΒΟΥ

Σ. Γιαννούλης, Η. Πολατίδης και Δ. Χαραλαμπόπουλος
Εργαστήριο Διαχείρισης Ενέργειας, Τμήμα Περιβάλλοντος, Πανεπιστήμιο Αιγαίου, Λόφος Πανεπιστημίου, 811 00 Μυτιλήνη

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Στην παρούσα εργασία, γίνεται μία αποτύπωση του ενεργειακού συστήματος της Λέσβου και αναπτύσσονται δύο σενάρια τα οποία αποτυπώνουν μία ευρύτερη εφαρμογή της κατανεμημένης παραγωγής στο νησί, με την χρήση του μοντέλου HOMER[23]. Το πρώτο σενάριο περιλαμβάνει την περαιτέρω διείσδυση της αιολικής ενέργειας μέχρι και το επιτρεπτό, σήμερα, όριο. Το δεύτερο σενάριο, εκτός από την ανάπτυξη της αιολικής ενέργειας, περιλαμβάνει και την εγκατάσταση ενός γεωθερμικού εργοστασίου ισχύος 7 MW. Τα αποτελέσματα του μοντέλου, μελετώνται ως προς το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και της ενεργειακής επάρκειας και επιχειρείται μία ευρύτερη ενεργειακή και οικονομική αποτίμηση της εκμετάλλευσης του αιολικού και γεωθερμικού δυναμικού του νησιού.

1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Η παραγωγή ηλεκτρισμού σε ένα αυτόνομο, μη διασυνδεδεμένο δηλαδή, σύστημα παρουσιάζει αρκετές ιδιαιτερότητες. Στην Ελλάδα λειτουργούν 38 αυτόνομα ενεργειακά συστήματα που καλύπτουν τις ανάγκες 50 νησιών. Οι κύριες διαφορές των αυτόνομων ενεργειακά συστημάτων σε σχέση με το διασυνδεδεμένο σύστημα μεταφοράς ενέργειας είναι οι εξής:

- Δεν υπάρχει εξωτερική βοήθεια (δυνατότητα κατανομής του φορτίου) σε περιπτώσεις ανάγκης, έτσι κάθε σύστημα θα πρέπει να είναι σε θέση να αντιμετωπίζει τις όποιες δυσκολίες κάλυψης των αναγκών.
- Τα νησιωτικά συστήματα έχουν συνήθως συγκεντρωτικό χαρακτήρα, και στηρίζουν την ενεργειακή τους κάλυψη σε ένα σταθμό. Τα όποια όμως προβλήματα παρουσιάζονται στον υποσταθμό παραγωγής ενέργειας, μεταφέρονται στο δίκτυο διανομής.
- Ο συντελεστής φορτίου είναι συνήθως, σχετικά με το μέγεθος του συστήματος, αρκετά χαμηλός. Αυτό οφείλεται στην παρουσία υψηλής ζήτησης μικρής χρονικής διάρκειας που παρουσιάζεται κάποιες μέρες τον χρόνο και χαμηλής ζήτησης τον υπόλοιπο. Ο χαμηλός συντελεστής φορτίου προϋποθέτει και αυξημένο ενεργειακό απόθεμα, το οποίο με την σειρά του οδηγεί σε υψηλό επενδυτικό κόστος [22].
- Στις περισσότερες των περιπτώσεων, τα νησιωτικά συστήματα παρουσιάζουν αρκετά υψηλά ποσοστά τόσο σε ενεργειακή ζήτηση όσο και σε μέγιστα φορτία (μέχρι και 10% τον χρόνο).

1.1 ΚΑΤΑΝΕΜΗΜΕΝΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ

Ως Κατανεμημένη Παραγωγή (ΚΠ), ορίζεται συνήθως η μικρής κλίμακας παραγωγή ενέργειας κοντά στο φορτίο. Με την μέχρι τώρα βιβλιογραφική έρευνα, τα συμπεράσματα που βγαίνουν γύρω από το θέμα της ΚΠ είναι ότι δεν υπάρχει ένας σαφής ορισμός, είτε στην βιβλιογραφία είτε στις νομοθεσίες των διαφόρων κρατών. Οι Dondi et al. [6] και ο Chambers [3] δίνουν αντίστοιχους ορισμούς που καθορίζονται τόσο από την παραγόμενη ισχύ όσο και από τον τρόπο σύνδεσης (στην πλευρά σύνδεσης των καταναλωτών [11]. Τέλος οι Pepermans et al. [18] ορίζουν ως Κατανεμημένη Παραγωγή την πηγή παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που είναι απευθείας συνδεδεμένη στο δίκτυο διανομής ή στην πλευρά σύνδεσης των καταναλωτών.

Για έναν ενιαίο ορισμό υπάρχουν διάφορα αντικείμενα συζήτησης που πρέπει περαιτέρω να αναλυθούν. Αυτά μπορεί να είναι ο σκοπός για τον οποίο γίνεται η παραγωγή, η τοποθεσία, το φορτίο λειτουργίας, η περιοχή διανομής, η τεχνολογία που χρησιμοποιείται, οι επιπτώσεις στο περιβάλλον, ο τρόπος λειτουργίας, το ιδιοκτησιακό καθεστώς και το ποσοστό διείσδυσης της ΚΠ [1]. Οι κυριότερες τεχνολογίες που απαρτίζουν την ΚΠ είναι οι εξής:

Πίνακας 1. Τυπικές τεχνολογίες Κατανεμημένης Παραγωγής [7, 11,14]	
Τεχνολογία	Τυπικό διαθέσιμο μέγεθος ανά μονάδα
Αεροστρόβιλος συνδυασμένου κύκλου	35-400 MW
Μηχανές εσωτερικής καύσης	5 kW-10 MW
Στρόβιλος καύσης	1-250 MW
Μικρο-στρόβιλοι	35 kW-1 MW
Ανανεώσιμες	
Μικρό υδροηλεκτρικό	1-100 MW
Μικρο-υδροηλεκτρικό	25 kW-1 MW
Αιολική	200 Watt-3 MW
Φωτοβολταϊική	20 Watt-100 kW
Ηλιοθερμική, κεντρικός δέκτης	1-10 MW
Ηλιοθερμική, σύστημα Lutz	10-80 MW
Βιομάζα	100kW-20 MW
Ενεργειακές κυψέλες, phosacid	200 kW-2 MW
Ενεργειακές κυψέλες, molten carbonate	250 kW-2 MW
Ενεργειακές κυψέλες, proton exchange	1 kW-250 kW
Ενεργειακές κυψέλες, solid oxide	250 kW-5 MW
Γεωθερμική	5-100 MW
Θαλάσσια ενέργεια	100 kW-1 MW
Μηχανή Stirling	2-10 kW
Αποθήκευση μπαταρίας	500 kW-5 MW

1.1.1 ΠΛΕΟΝΕΚΤΗΜΑΤΑ ΚΠ

Υπάρχει ένα αυξανόμενο ενδιαφέρον από τους προμηθευτές ηλεκτρικής ενέργειας στην Κατανεμημένη Παραγωγή γιατί την βλέπουν ως ένα εργαλείο που μπορεί να τους βοηθήσει στο να πληρώσουν θέσεις στην απελευθερωμένη αγορά [18]. Η διείσδυση της ΚΠ, έχει ως αποτέλεσμα μεγαλύτερη δυνατότητα επιλογής και εξυπηρέτησης για τον πελάτη [16]. Παρά το δέλεαρ για μείωση των εκπομπών σε CO_2, οι μονάδες ΚΠ υιοθετούνται κυρίως λόγω εξοικονόμησης ηλεκτρικής ενέργειας και θερμότητας [20]. Τέλος, η παραγωγή ρεύματος στην τοποθεσία κατανάλωσης μπορεί να επιφέρει μειώσεις κόστους στη μεταφορά και τη διανομή έως και 30% του κόστους του ρεύματος [11].

Η ΚΠ μπορεί να προσφέρει σημαντικά περιβαλλοντικά πλεονεκτήματα συμπεριλαμβανομένης και της μείωσης της κατανάλωσης ορυκτών καυσίμων και της μείωσης των εκπομπών σε CO_2 [19]. Στις περισσότερες περιπτώσεις, όταν αναφέρεται ο όρος ΚΠ, αυτός συμπεριλαμβάνει και τη συμπαραγωγή θερμότητας και ηλεκτρισμού, ανεβάζοντας έτσι τη συνολική απόδοση των μηχανών [13]. Η ΚΠ παρουσιάζει επίσης θετικές επιπτώσεις, ακόμη και όταν δεν είναι συνδεδεμένη στο δίκτυο. Η εκτός δικτύου ΚΠ με ανανεώσιμες πηγές ενέργειας καταφέρνουν να «αναλάβουν» κάποια από τα απομακρυσμένα φορτία ή να καθυστερήσουν την επέκταση του δικτύου από πιθανά μελλοντικά φορτία στο δίκτυο [21]. Αναφορικά με τις θέσεις εργασίας οι εκτιμήσεις είναι ότι οι επενδύσεις σε ΚΠ αναμένεται να

δημιουργήσουν πενταπλάσιες θέσεις εργασίας αναλογικά με τους συμβατικούς κεντρικούς σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής [15].
Η ΚΠ είναι κατάλληλη στο να προσφέρει ηλεκτρισμό εκεί ακριβώς όπου υπάρχει ανάγκη. Αυτό το γεγονός μπορεί να άρει περιορισμούς στην παραγωγή, μεταφορά και διανομή και να αποφευχθεί η ανάγκη για τη δημιουργία νέων κεντρικών σταθμών [14]. Οι μικρότερες μονάδες ΚΠ μπορούν επίσης να μειώσουν την ζήτηση αιχμής, να μειώσουν τις απώλειες μεταφοράς και να βελτιώσουν την ποιότητα των υπηρεσιών σε απομακρυσμένες περιοχές [13]. Επίσης σε περιοχές όπου είναι δύσκολη η υποστήριξη της τάσης του δικτύου, η ΚΠ μπορεί να συνεισφέρει, καθώς η σύνδεση ενός σταθμού ΚΠ, οδηγεί γενικά σε άνοδο της τάσης του δικτύου [11].

1.1.2 ΜΕΙΟΝΕΚΤΗΜΑΤΑ ΚΠ

Για να αντιμετωπισθούν τα οικονομικά και περιβαλλοντικά μειονεκτήματα της ΚΠ, είναι αναγκαίος ένας ολοκληρωμένος σχεδιασμός των αρνητικών επιπτώσεων, οι οποίες με την εφαρμογή μιας ορθής πολιτικής μπορεί να εξομαλυνθούν ή και να εξαλειφθούν [9]. Πιο συγκεκριμένα, οι τεχνολογίες ΚΠ παρουσιάζουν ένα μεικτό περιβαλλοντικό προφίλ. Τεχνολογίες που χρησιμοποιούν ΑΠΕ για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας θεωρούνται 'καθαρές', ενώ αυτές που χρησιμοποιούν στερεά καύσιμα επιβαρύνουν άμεσα το ατμοσφαιρικό περιβάλλον [4]. Επιπλέον, η εγγύτητα στο φορτίο, ένα από τα μεγαλύτερα πλεονεκτήματα της ΚΠ, μπορεί να στραφεί και εναντίον της [9]. Αυτό συμβαίνει διότι με τον τρόπο αυτό μεταφέρεται η ρυπογόνα πηγή μέσα στις πόλεις, με αποτέλεσμα την περαιτέρω επιβάρυνση του αστικού χώρου. Η διαθεσιμότητα επομένως των ενεργειακών πόρων (ανανεώσιμων και μη) σε μία περιοχή και η οικονομικότητα των έργων θα καθορίσουν την τεχνολογία παραγωγής και την αντίστοιχη περιβαλλοντική υποβάθμιση [2].
Σε πολλές Ευρωπαϊκές χώρες, η αξιοπιστία των δικτύων ηλεκτρικής ενέργειας είναι υψηλή, λόγω αυστηρών τεχνικών προδιαγραφών. Αυτό μπορεί να αλλάξει σε μια απελευθερωμένη αγορά, διότι υψηλή αξιοπιστία συνεπάγεται μεγάλο αρχικό κόστος επένδυσης και υψηλά έξοδα συντήρησης και λειτουργίας [18].

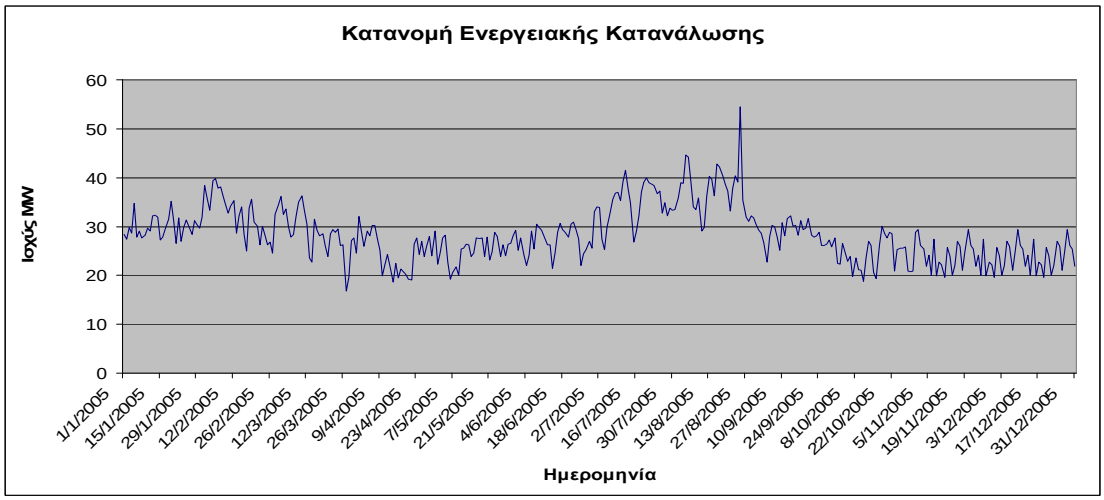
Πίνακας 2: Μονάδες ηλεκτροπαραγωγής Υ/Σ Λέσβου

Α/Α	**ΚΑΤΑΣΚΕΥΑΣΤΗΣ**	**ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗ ΤΑΣΗ**	**ΙΣΧΥΣ ΓΕΝΝΗΤΡΙΑΣ**	**ΑΠΟΔΙΔΟΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ**	**ΠΑΡΑΤΗΡΗΣΕΙΣ**
		(KV)	**(KVA)**	**(KW)**	
No2	GMT	6.3	7310	5300	
No3	GMT	6.3	7310	5300	
No4	GMT	6.3	7310	5300	
No6	FINCANTIERI	6.3	13400	8000	
No7	FIAT	6.3	5000	2800	
No8	FIAT	6.3	5000		ΑΠΟΞΗΛΩΣΗ
No9	FIAT	6.3	5000	2800	
No10	WARTSILA	6.3	13350	10360	
No11	CEGIELSKI	6.3	13750	9500	
No12	ABB STAL (Α/Σ)	11.2	18400	14000	
No13	CEGIELSKI	6.3	3880	3104	Container
	ΣΥΝΟΛΟ		**99710**	**66464**	

2. ΤΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΤΗΣ ΛΕΣΒΟΥ

Το νησί της Λέσβου είναι το τρίτο μεγαλύτερο της Ελλάδας με έκταση 1630 τετραγωνικών χιλιομέτρων και με πληθυσμό που ξεπερνά τους 90,000 κατοίκους. Η ζήτηση ηλεκτρικής

ενέργειας παρουσιάζει σταθερά αυξητική τάση της τάξεως του 4-5% κάθε χρόνο, με αποτέλεσμα η ετήσια συνολική παραγωγή από τις 300,000 MWh που βρίσκεται το 2005, αναμένεται να φτάσει στις 400,000 MWh το 2010.
Το ενεργειακό σύστημα της Λέσβου αποτελείται από ένα σταθμό παραγωγής ενέργειας, έναν υποσταθμό υψηλής-μέσης τάσης και δύο αιολικά πάρκα.
Το ενεργειακό σύστημα της Λέσβου αποτελείται επίσης από δύο αιολικά πάρκα, ένα στην περιοχή της Άντισσας που αποτελείται από 18 ανεμογεννήτριες 600kW τύπου Enercon, και ένα στην περιοχή του Σιγρίου που αποτελείται από 9 ανεμογεννήτριες 225kW τύπου Vestas.
Ο τουριστικός χαρακτήρας του νησιού, η παρουσία γεωργικών και κτηνοτροφικών μονάδων καθώς και η ανάπτυξη του οικιστικού τομέα, δημιουργούν αυξητικές τάσεις στην ζήτηση ενέργειας και μεγάλη περιοδικότητα στα φορτία κατά την διάρκεια του έτους. Όλα αυτά συντελούν στην μείωση της ενεργειακής απόδοσης και στην υπερβολική χρήση του αεροστρόβιλου για την αντιμετώπιση των μέγιστων φορτίων. Είναι κοινά αποδεκτό ότι είναι επιτακτική η μετεγκατάσταση του εργοστασίου της ΔΕΗ και η αξιοποίηση του αιολικού και γεωθερμικού πεδίου του νησιού.



Σχήμα 1. Ωριαία φορτία έτους 2005 (ΔΕΗ)

3. ΤΟ ΔΙΚΤΥΟ ΤΗΣ ΛΕΣΒΟΥ

Το δίκτυο διανομής ενέργειας στην νήσο Λέσβο, όπως και στα περισσότερα νησιά του Βορειοανατολικού Αιγαίου, δεν είναι διασυνδεδεμένο με το εθνικό δίκτυο μεταφοράς ενέργειας. Αποτελείται από δεκατρείς γραμμές μεταφοράς ρεύματος, εκ των οποίων η δώδεκα είναι μέσης τάσης (20kV) και μία υψηλής τάσης (66kV). Οι γραμμές μέσης τάσης αποτελούνται από πέντε γραμμές για την διανομή ενέργειας από το εργοστάσιο στην πόλη της Μυτιλήνης, όπου και παρουσιάζονται τα υψηλότερα φορτία, δύο γραμμές από τον σταθμό σε ορισμένα χωριά του νησιού και πέντε γραμμές από τον υποσταθμό της Καλλονής σε χωριά του νησιού. Η γραμμή μεταφοράς υψηλής τάσης συνδέει τον σταθμό με τον υποσταθμό της Καλλονής. Το δίκτυο της Λέσβου ακολουθεί βρογχοειδή διάταξη, δηλαδή οι γραμμές μεταφοράς ρεύματος είναι διασυνδεδεμένες μεταξύ τους, έτσι ώστε να είναι ευκολότερη η συντήρηση του δικτύου και επιπλέον, σε περίπτωση βλάβης σε ένα τμήμα του δικτύου υπάρχει η δυνατότητα παράκαμψης και συνέχισης της παροχής ρεύματος.
Ένα πρόβλημα που παρουσιάζεται στο τοπικό δίκτυο αλλά και σε νησιωτικά δίκτυα γενικότερα, είναι η καθαλάτωση στους μονωτήρες, κατά κύριο λόγο στις γραμμές που βρίσκονται δίπλα στην θάλασσα, και η οποία δημιουργεί επιφανειακή διαρροή ρεύματος. Για την αντιμετώπιση του γίνεται πλύσιμο των μονωτήρων με την χρήση πιεστικών μηχανημάτων ώστε να απομακρυνθεί το αλάτι.

Η περιοδική αύξηση των φορτίων δυσχεραίνει περαιτέρω την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και οδηγεί στην υπερφόρτωση του δικτύου. Τα ελαιοτριβεία, τυροκομεία και άλλες γεωργικές μονάδες που λειτουργούν στο νησί, τα 'τουριστικά φορτία' κ.α., δημιουργούν πολλές φορές βύθιση τάσης και υπερφόρτωση στο δίκτυο. Για την αντιμετώπιση των βυθίσεων τάσης, ζητείται από τους μεγάλους καταναλωτές (ελαιοτριβεία) να εγκαταστήσουν ιδιόκτητους μετασχηματιστές. Όσον αφορά την υπερφόρτωση δικτύου αυτή αντιμετωπίζεται με ποικίλους τρόπους. Γίνεται ενίσχυση του δικτύου με γραμμές μεταφοράς με μεγαλύτερη διατομή και με αντικατάσταση των μετασχηματιστών στους τοπικούς υποσταθμούς με μετασχηματιστές μεγαλύτερου φορτίου.
Προβλήματα στο δίκτυο διανομής επίσης παρουσιάζονται και λόγω καιρικών φαινομένων, όπως είναι οι ατμοσφαιρικές υπερτάσεις αλλά και πυρκαγιών σε περιοχές με πυκνή βλάστηση. Αν και είναι δύσκολη η αποφυγή τέτοιας φύσης βλαβών, η εγκατάσταση αλεξικέραυνων ελαχιστοποιεί τον κίνδυνο διακοπής ρεύματος και η αντικατάσταση των γραμμών με μονωμένους αγωγούς (συνεστραμμένα καλώδια) μειώνει τον κίνδυνο πυρκαγιάς.

4. ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΜΟΝΤΕΛΟ - HOMER

Στην παρούσα εργασία έγινε χρήση ενός ενεργειακού μοντέλου που ονομάζεται HOMER. Το λογισμικό αυτό εργαλείο, είναι ένα μοντέλο ενεργειακού σχεδιασμού, το οποίο υπολογίζει τον οικονομικότερο συνδυασμό μονάδων παραγωγής ενέργειας, οι οποίες καλύπτουν την ενεργειακή ζήτηση. Συγκεκριμένα, προσομοιώνει την λειτουργία ενός συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας κάνοντας υπολογισμούς του ενεργειακού ισοζυγίου για όλες τις ώρες στην διάρκεια ενός χρόνου. Εφόσον το εξεταζόμενο σύστημα καλύπτει τις ενεργειακές ανάγκες για όλο τον χρόνο, γίνεται ανάλυση του κόστους ζωής, συμπεριλαμβανομένου του κόστους εγκατάστασης, αντικατάστασης, λειτουργίας και συντήρησης, καθώς και το κόστος καυσίμου.
Το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας είναι μία πολύ σημαντική παράμετρος σε νησιωτικά συστήματα αφού είναι ήδη πάρα πολύ υψηλό. Στην περίπτωση της Λέσβου, η χρήση του συγκεκριμένου μοντέλου δίνει την δυνατότητα υπολογισμού της οικονομικής απόδοσης των ενεργειακών σεναρίων. Έτσι μπορεί να γίνει μία ολοκληρωμένη αποτίμηση (οικονομική και ενεργειακή) των υπό μελέτη σεναρίων για την ανάπτυξη του ενεργειακού τομέα.

5. ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΑ ΣΕΝΑΡΙΑ

Το ενεργειακό σύστημα της νήσου Λέσβου αναλύθηκε με την ανάπτυξη 2 (δύο) σεναρίων, όπως και με την αποτύπωση της υπάρχουσας κατάστασης. Το πρώτο σενάριο στηρίζεται στην υπάρχουσα ενεργειακή κατάσταση του νησιού αλλά με περαιτέρω διείσδυση της αιολικής ενέργειας όπως ορίζεται από την προεδρική απόφαση 8295/1995 που θέτει ως ανώτατο όριο διείσδυσης της μέγιστης εγκατεστημένης ισχύος ανανεώσιμων πηγών ενέργειας σε αυτόνομα ενεργειακά συστήματα το 30% της μέγιστης ανά ώρα ζήτησης του τελευταίου χρόνου. Το δεύτερο σενάριο, στηρίζεται στο πρώτο σενάριο και περιλαμβάνει επιπλέον την εγκατάσταση γεωθερμικού εργοστασίου ισχύς 7MW από την ΔΕΗ.

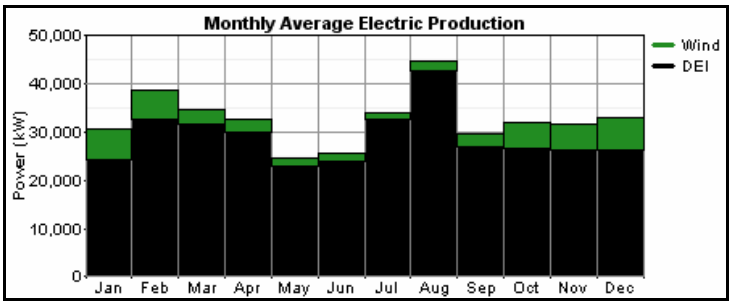
Πίνακας 3: Χαρακτηριστικά ενεργειακής ισχύς σεναρίων ανάπτυξης ενεργειακού συστήματος Λέσβου

	Υπάρχουσα κατάσταση	Σενάριο 1	Σενάριο 2
Αιολική	10800 kW	20400 kW	20400 kW
Γεωθερμία	0 kW	0 kW	7000 kW
Συμβατικό εργοστάσιο	66464 kW	66464 kW	66464 kW

Υπάρχουσα κατάσταση

Στο Σχήμα 2 δίνεται η ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας τόσο από το εργοστάσιο της ΔΕΗ όσο και από τα αιολικά πάρκα. Η συνεισφορά της αιολικής ενέργειας κατά τους καλοκαιρινούς μήνες είναι αρκετά χαμηλότερη σε σχέση με τους χειμερινούς λόγω μικρότερης ταχύτητας ανέμων. Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από το εργοστάσιο της ΔΕΗ κανονίζεται σύμφωνα με το φορτίο του νησιού, όπως επίσης και από την αποδιδομένη ισχύ του αιολικού πάρκου.

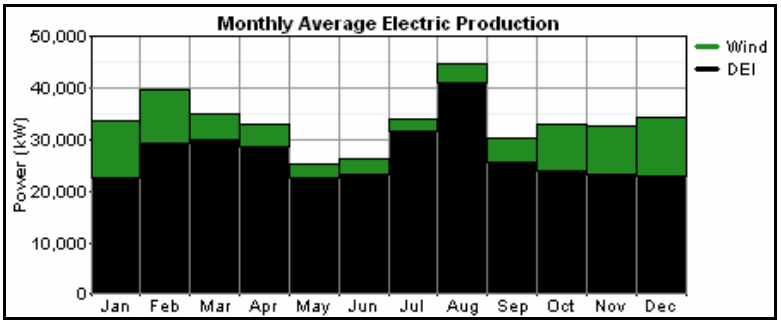
Σύμφωνα με το μοντέλο Homer, το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας αυτή τη στιγμή για το νησί της Λέσβου, ανέρχεται στα 0,199 €/kWh. Το ποσοστό διείσδυσης των ΑΠΕ είναι περίπου 10% της συνολικής παραγωγής ενέργειας.



Σχήμα 2: Ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας

Σενάριο 1

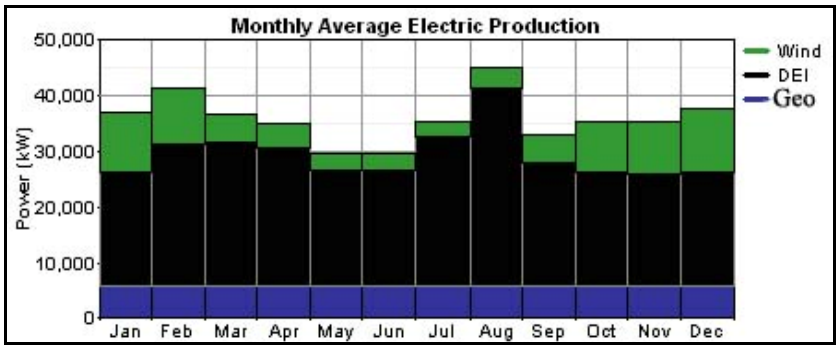
Στο πρώτο σενάριο σύμφωνα με το οποίο η εγκατεστημένη ισχύς του αιολικού πάρκου ανέρχεται στα 18600 kW, το ποσοστό διείσδυσης της αιολικής ενέργειας, φτάνει το 19% της συνολικής παραγωγής. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα την χαμηλότερη λειτουργία του σταθμού, μειώνοντας με αυτό τον τρόπο τα λειτουργικά έξοδα (καύσιμο, συντήρηση και λειτουργία) το οποίο κατ' επέκταση οδηγεί σε μικρότερο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, σε σχέση με την υπάρχουσα κατάσταση κατά 0.5%.



Σχήμα 3. Ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας

Σενάριο 2

Στο δεύτερο σενάριο, με την εισαγωγή στο σύστημα του γεωθερμικού εργοστασίου, υπάρχει μία σταθερή παραγωγή ισχύς 7MW σε όλη την διάρκεια του χρόνου. Συνεπώς, με την υπόθεση ότι η ενεργειακή ζήτηση παραμένει σταθερή, επιτυγχάνεται μία διείσδυση των ΑΠΕ στο σύστημα σε ποσοστό 35% της συνολικής παραγωγής ενέργειας. Από αυτό το ποσοστό, το 18% αφορά την αιολική ενέργεια και 17% το γεωθερμικό εργοστάσιο. Αυτό έχει ως συνέπεια την περαιτέρω μείωση του κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στα 0,19€/kWh, τάξη μείωσης 4.5% σε σχέση με την υπάρχουσα κατάσταση.



Σχήμα 4. Ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας

6. Συμπεράσματα

Η ενεργειακή ανάλυση χρησιμοποιήθηκε αρχικά για την εξαγωγή αποτελεσμάτων ως προς την υπάρχουσα ενεργειακή κατάσταση του νησιού, δίνοντας έτσι την δυνατότητα της σύγκρισης με αυτά της ΔΕΗ για το έτος 2005, και επιβεβαιώνοντας τα σε ένα μεγάλο βαθμό. Με την χρήση του ενεργειακού μοντέλου HOMER, προέκυψαν ποσοτικά και ποιοτικά στοιχεία για τα δύο σενάρια επέκτασης της ενεργειακής παραγωγής.

Συγκεκριμένα, η περαιτέρω ανάπτυξη των ΑΠΕ στο νησί της Λέσβου, και ειδικότερα των μονάδων ΚΠ, μπορεί να μειώσει σημαντικά το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, αν και το κόστος αρχικής επένδυσης είναι αρκετά υψηλό. Επίσης δίνεται η δυνατότητα στήριξης της τάσης του δικτύου σε απομακρυσμένες από το εργοστάσιο περιοχές όπου και παρουσιάζονται υψηλά φορτία (ελαιοτριβεία, τυροκομεία κτλ.) διότι οι μονάδες ΚΠ που μπορούν να εγκατασταθούν στο νησί, βρίσκονται κατά κύριο λόγο σε αγροτικές περιοχές. Επίσης, η διαφοροποίηση των πηγών ενέργειας βοηθάει σημαντικά στην αύξηση της ενεργειακής ασφάλειας του νησιού.

Πίνακας 4. Συγκεντρωτικά αποτελέσματα μοντέλου HOMER

	Υπάρχουσα Κατάσταση	Σενάριο 1	Σενάριο 2
Μέση παραγωγή εργοστασίου (kW)	28991	27335	24199
Ελάχιστη παραγωγή εργοστασίου (kW)	19939	19939	19939
Μέγιστη παραγωγή εργοστασίου (kW)	60447	60447	54443
Μέση παραγωγή αιολικών πάρκων (kW)	3725	6416	6416
Ελάχιστη παραγωγή αιολικών πάρκων (kW)	0	0	0
Μέγιστη παραγωγή αιολικών πάρκων (kW)	10800	18600	18600
Μέση παραγωγή γεωθερμικού εργοστασίου (kW)	-	-	6004
Ελάχιστη παραγωγή γεωθερμικού εργοστασίου(kW)	-	-	6004
Μέγιστη παραγωγή γεωθερμικού εργοστασίου (kW)	-	-	6004
Ποσοστό παραγωγής εργοστασίου (%)	89	81	65
Ποσοστό παραγωγής αιολικής (%)	11	19	18
Ποσοστό παραγωγής γεωθερμίας (%)	-	-	17
Κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (€/kWh)	0,199	0,198	0.19
Συνολικό κόστος εγκατάστασης (€)	60000000	73000000	87000000
Συνολικό ετήσιο κόστος συντήρησης και λειτουργίας (€)	5655400	5902889	6162889

Ευχαριστίες

Η παρούσα παρουσίαση αποτελεσμάτων εντάσσεται στο πρόγραμμα ενίσχυσης ερευνητικού δυναμικού (ΠΕΝΕΔ 2003). Το πρόγραμμα χρηματοδοτείται από την ΓΓΕΤ και συγχρηματοδοτείται από την Ε.Ε (25% εθνικοί πόροι, 75% Ευρωπαϊκό Κοινοτικό Ταμείο).

ΒΙΒ.ΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

1. Ackermann, T., Andersson, G., Soder, L., 2001. Distributed generation: a definition. Electric Power Systems Research 57, 195–204.
2. Allison J. E., Lents J., 2002. Encouraging distributed generation of power that improves air quality: can we have our cake and eat it too?, Energy Policy 30, 737-752.
3. Chambers, A., 2001. Distributed generation: a nontechnical guide. PennWell, Tulsa, OK, p. 283.
4. Clark, W.W.,Bradshaw T., 2004. Agile Energy Systems in Complex Societies: the case of the Californian Energy Crisis. Elsevier Press, London, UK (In Press).
5. Danish Wind Industry Association. Wind turbines and power quality issues. World wide web http://www.windpower.org/en/tour/grid/rein.htm, 2005.
6. Dondi, P., Bayoumi, D., Haederli, C., Julian, D., Suter, M., 2002. Networkintegration of distributed power generation. Journal of Power Sources 106, 1–9.
7. Duffie, J.A., W. A. Beckman W.A., 1991. Solar Engineering of Thermal Processes, Second, John Wiley & Sons, New York, USA.
9. Greene N., Hammerschlag R., 2000. Small and Clean is Beautiful: Exploring the Emissions of Distributed Generation and Pollution Prevention Policies, The Electricity Journal, 50-60.
10. Grubb, M., Renewable Energy Strategies for Europe-Volume I, Foundations and Context, The Royal Institute of International Affairs, London, UK, 1995.
11. IEA, 2002. Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets, Paris.
12. Lasseter R.H., Control of distributed resources, in: L H. Fink, C.D. Vournas (Eds.), Proceedings: Bulk Power Systems Dynamics and Control IV, Restructuring, organised by IREP and National Technical University of Athens, Santorini, Greece, August 23–28, 1998, pp. 323–329.
13. Laurie R. A., March 2001. Distributed Generation: Reaching the Market Just in Time, The Electricity Journal, 87-94.
14. Linden, H.R., Distributed Power Generation – The Logical Response to Restructuring and Convergence, διαθέσιμο http://www.dpc.org/publications/index.html.
15. Lovins A., Lotspeich C., 1999. Energy Surprises for the 21st Century, Journal for International Affairs, 53, 1.
16. Maskovitz D., 1999. Profits and Progress through Distributed Resources, The Regulatory assistance Project (RAPMAINE), http://www.rapmaine.org/P&pdr.html.
17. Meyers E. M, Hu M.G., January/February 2001. Clean Distributed Generation: Policy Options to Promote Clean Air Reliability, The Electricity Journal, 89-98.
18. Pepermans, G., Driesen, G., J., Haeseldonckx, D., Belmans, R., D'haeseleer W., 2003. Distributed generation: definition, benefits and issues. Energy Policy, In Press.
19. Shelor F.M., 1998. Mini-Merchants for Distributed Generation, Power Engineering, v 102, n8, pp34-38.
20. Strachan N., Dowlatabadi H., 2002. Distributed generation and distribution utilities. Energy Policy 30, 649-661.
21. Wijayatunga P. D. C, Fernando W. J. L. S., Shrestha R. M., in press. Impact of distributed and independent power generation on greenhouse gas emissions: Sri Lanka, Energy Conversion and Management, In Press.
22. Zouros N., Contaxis G.C., Kabouris J., 2005. Decision support tool to evaluate alternative policies regulating wind integration into autonomous energy systems. Energy Policy 33, 1541-1555.
23. HOMER 2.19, National Renewable Energy Laboratory (NREL), 617 Cole Boulevard, Golden, CO 80401-3393, URL: http://www.nrel.gov/homer.