

ΕΛΛΗΝΙΚΟ ΜΕΣΟΓΕΙΑΚΟ ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ



MBA in Engineering

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Οικονομική αξιολόγηση του κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην Κρήτη

Κακουδάκης Κωνσταντίνος

Επιβλέπων: Καθηγητής Καραπιδάκης Εμμανουήλ

2023

Δήλωση - Σελίδα Copyright

Copyright © Κακουδάκης Κωνσταντίνος, 2023
Με την επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

Ευχαριστίες

Ευχαριστώ τα μέλη της οικογένειας μου και τους φίλους για τη στήριξη καθόλη τη διάρκεια του μεταπτυχιακού προγράμματος.

Ευχαριστώ θερμά το κ. Καραπιδάκη για τη συμβολή του στην εκπόνηση της διπλωματικής εργασίας

Περίληψη

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας συνεπάγεται ένα κόστος το οποίο διαφοροποιείται ανάμεσα στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα, και το Μη Διασυνδεδεμένο Σύστημα Νήσων, καθώς και το είδος των μονάδων παραγωγής και του καυσίμου που χρησιμοποιείται. Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στην Κρήτη πραγματοποιείται σε θερμικές μονάδες, με ατμοστρόβιλους, αεριοστρόβιλους, μηχανές Diesel και μία μονάδα Συνδυασμένου Κύκλου, όπου τα χρησιμοποιούμενα καύσιμα είναι το μαζούτ (βαρύ καύσιμο) και το ντίζελ (ελαφρύ καύσιμο) καθώς και Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (αιολικά πάρκα και φωτοβολταϊκές μονάδες).

Οι παράμετροι που προσδιορίζουν τη σειρά με την οποία εντάσσονται οι μονάδες στην παραγωγή είναι η ασφάλεια του συστήματος, η συνεχής και αδιάκοπη ικανοποίηση των αναγκών σε συνδυασμό με τη βέλτιστη οικονομική λειτουργία, που επιτυγχάνεται όταν ελαχιστοποιείται το ειδικό κόστος.

Το κόστος παραγωγής διακρίνεται σε δυο μεγάλα τμήματα, το εξωτερικό και το εσωτερικό κόστος. Το εσωτερικό, με τη σειρά του χωρίζεται σε σταθερό κόστος λειτουργίας το οποίο είναι ανεξάρτητο από το ύψος της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας (το σταθερό κόστος κεφαλαίου), και το μεταβλητό κόστος το οποίο περιλαμβάνει το κόστος προμήθειας καυσίμων και το λειτουργικό/συντήρησης. Το εξωτερικό κόστος είναι το κόστος δικαιώματος εκπομπής ρύπων CO₂.

Το Μέσο Μεταβλητό Κόστος κυμαίνεται μεταξύ 150 €/MWh και 204 €/MWh, με τη διακύμανση του να σχετίζεται με τις τιμές των εισαγόμενων καυσίμων, ενώ το Μέσο Πλήρες Κόστος Παραγωγής κυμαίνεται μεταξύ 180 €/MWh και 270 €/MWh. Το μέσο εξωτερικό κόστος λαμβάνεται ίσο με 4 €/MWh για τις συμβατικές θερμικές μονάδες.

Η παραγόμενη ενέργεια προκύπτει στο μεγαλύτερο ποσοστό (ήτοι 56%) από μαζούτ, ενώ ποσοστό 19% προέρχεται από ντίζελ (χρησιμοποιείται στους αεριοστρόβιλους στα Λινοπεράματα, και στις μονάδες των Χανίων). Το ποσοστό της παραγόμενης ενέργειας που προέρχεται από ΑΠΕ ανέρχεται κατά μέσο όρο σε 25%.

Μεταξύ των συμβατικών μονάδων, το μεγαλύτερο κόστος αντιστοιχεί στους αεριοστρόβιλους οι οποίοι χρησιμοποιούν ως καύσιμο το ακριβότερο diesel, ακολουθούμενο από τον ΣΚ Χανίων όπου επίσης χρησιμοποιείται το diesel. Πέρα του καυσίμου, οι μονάδες διαφοροποιούνται στο έτος θέσεως σε λειτουργία, σε τεχνικά χαρακτηριστικά που σχετίζονται με την ονομαστική τους ισχύ, τη καθαρή ισχύ, την ισχύ που έχουν κάτω από υψηλές θερμοκρασίες καθώς και την ελάχιστη δυνατή ισχύ. Άλλες παράμετροι είναι οι απαιτούμενοι χρόνοι για την έναρξη και τον τερματισμό της λειτουργίας, η θερμοκρασία περιβάλλοντος και η ταχύτητα λειτουργίας. Σαν συνέπεια παρουσιάζονται διαφοροποιήσεις στις λειτουργικές δαπάνες.

Λέξεις κλειδιά

Ηλεκτρική Ενέργεια, Θερμικές Μονάδες, Καύσιμα, Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, Εσωτερικό Κόστος, Εξωτερικό Κόστος, Μεταβλητό Κόστος.

Abstract

Electricity generation involves a cost that varies between the Interconnected System and the Unconnected Islands System, plus the type of generating units and the fuel cost. The electricity production in Crete operates in thermal units, with steam turbines, gas turbines, Diesel engines, a combined cycle unit using heavy and light fuel as well as Renewable Energy Sources (wind parks and photovoltaic units).

The parameters that determine the order that the units are included in the production include the system's safety, the continuous and uninterrupted satisfaction of the needs in combination with the optimal economic operation, which is achieved when the special production costs are minimized.

The cost of electricity production is divided into two major parts, external and internal costs. The interior, in turn is divided into fixed capital costs that are independent of the amount of electricity generated, fixed capital costs, as well as variable costs which include the cost of fuel supply, operating costs / maintenance of the unit. The external cost involves CO₂ emission allowance costs.

The Average Variable Cost ranges between €150/MWh and €204/MWh, with its variation related to the prices of imported fuels, while the Average Full Production Cost ranges between €180/MWh and €270/MWh. The average external cost is taken to be €4/MWh for conventional thermal units.

The majority of the energy produced (i.e. 56%) comes from heavy fuel oil; while 19% comes from diesel (light fuel oil) (used in the gas turbines in Linoperamata, and in the Chania units). The percentage of the produced energy coming from RES amounts to an average of 25%.

Among the conventional units, the highest cost corresponds to the gas turbines which use the more expensive diesel as fuel, followed by Combined Cycle at Chania where diesel is also used. In addition to the fuel, the units differ in the year of operation, in technical characteristics related to their nominal power, net power, the power under high temperatures as well as the minimum possible power. Other parameters are the times required to start and stop the operation, the ambient temperature and the operating speed. As a consequence, there are differences in operating expenses.

Key words

Electricity, Thermal Units, Fuels, Renewable Energy Sources, Internal Costs, External Costs, Variable Cost

Πίνακας Περιεχομένων

Ευχαριστίες	1
Περίληψη.....	2
Abstract.....	3
Κατάλογος Εικόνων.....	6
Κατάλογος Πινάκων	8
Συντομεύσεις.....	10
Κεφάλαιο 1: Εισαγωγή	11
1.1 Το Ελληνικό Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας.....	11
1.2 Το Διασυνδεδεμένο Σύστημα	14
1.3 Μη Διασυνδεδεμένο Σύστημα.....	15
1.4 Χαρακτηριστικά ηλεκτροπαραγωγής Μη Διασυνδεδεμένου Συστήματος.....	17
1.5 Κόστος ηλεκτροπαραγωγής Μη Διασυνδεδεμένου Συστήματος.....	18
1.6 Δομή της εργασίας	21
1.7 Περιορισμοί.....	22
Κεφάλαιο 2. Η Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Κρήτη	23
2.1. Γενικά χαρακτηριστικά ηλεκτρικού δικτύου του ΣΗΕ Κρήτης	23
2.2 Ατμοστρόβιλοι.....	26
2.3 Αεριοστρόβιλοι.....	27
2.4 Μηχανές Diesel.....	28
2.5. Συνδυασμένος Κύκλος.....	29
2.6. ΑΠΕ	31
2.7. Ένταξη των μονάδων παραγωγής σε ΣΗΕ	34
2.8 Τεχνικά ελάχιστα, ονομαστική ισχύς και απόδοση συμβατικών σταθμών.....	39
Κεφάλαιο 3. Κόστος Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας	42
3.1. Εσωτερικό Κόστος.....	43
3.1.1. Συμβατικές Μονάδες	43
3.1.2. Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας.....	44
3.2 Μεταβλητό Κόστος.....	45
3.2. Εξωτερικό Κόστος.....	48
3.3. Περιβαλλοντικές Υποχρεώσεις και Εξωτερικό Κόστος	50
Κεφάλαιο 4. Οικονομική Αξιολόγηση Κόστους Παραγωγής	53
4.1. Levelized cost of electricity (LCOE)	53
4.2. Μεσοσταθμικό Κόστος Κεφαλαίου (WACC).	55
Κεφάλαιο 5. Κόστος Παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην Κρήτη.....	57
5.1. Κόστος παραγωγής στις συμβατικές μονάδες του ΣΗΕ Κρήτης	57

5.2. Ανάλυση του κόστους ηλεκτροπαραγωγής για τις συμβατικές μονάδες του ΣΗΕ Κρήτης.....	59
5.3. Σύγκριση κόστους παραγωγής για συμβατικές μονάδες & ΑΠΕ	62
Κεφάλαιο 6. Συμπεράσματα & Προτάσεις.....	65
6.1. Σύνοψη.....	65
6.2 Συμπεράσματα	69
Βιβλιογραφία	71
Παράρτημα Α	77
Παράρτημα Β	80
Παράρτημα Γ.....	81

Κατάλογος Εικόνων

Εικόνα 1.1. Η αγορά της ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα

Εικόνα 1.2. Εγκατεστημένη ισχύς μονάδων ηλεκτρικής ενέργειας, 1990-2019

Εικόνα 1.3. Εγκατεστημένη ισχύς ανά τύπο παραγωγής πρωτογενούς ενέργειας 2011-2019

Εικόνα 1.4. Γεωγραφική κατανομή σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας

Εικόνα 1.5. Χάρτης του Ελληνικού διασυνδεδεμένου συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας

Εικόνα 1.6. Εξέλιξη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά

Εικόνα 1.7. Ηλεκτροπαραγωγή στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (Ιαν-2016-Ιαν-2018)

Εικόνα 1.8. Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στα ΜΔΝ (Χατζηαργυρίου 2016)

Εικόνα 1.9. Μέσο μεταβλητό κόστος ηλεκτρικής ενέργειας στα ΜΔΝ μεταξύ 2014 – 2017 και Μέση Οριακή Τιμή Συστήματος διασυνδεδεμένου συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας (Κατσουλάκος 2019).

Εικόνα 1.10. Μέσο πλήρες κόστος ηλεκτρικής ενέργειας στα ΜΔΝ 2014– 2017 (Κατσουλάκος 2019).

Εικόνα 2.1. Το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας Κρήτης

Εικόνα 2.2. Δομή Ηλεκτροπαραγωγής Περιφέρειας Κρήτης

Εικόνα 2.3. Γενική διάταξη ενός ατμό-ηλεκτρικού σταθμού

Εικόνα 2.4. Γενική δομή και λειτουργία Συνδυασμένου Κύκλου δύο αεριοστρόβιλων και ατμοστρόβιλου

Εικόνα 2.5. Αιολικά Πάρκα στην Ανατολική Κρήτη

Εικόνα 2.6 Χάρτης του αιολικού δυναμικού της Ελλάδας

Εικόνα 2.7 Χάρτης του ηλιακού δυναμικού της Ελλάδας

Εικόνα 2.8. Χαρακτηριστική καμπύλη βαθμού απόδοσης ατμοστρόβιλου ονομαστικής ισχύος 52MW

Εικόνα 2.9. Χαρακτηριστική καμπύλη βαθμού απόδοσης ντιζελογεννήτριας ονομαστικής ισχύος 50MW με τεχνικό ελάχιστο 5MW

Εικόνα 2.10. Χαρακτηριστική καμπύλη βαθμού απόδοσης αεριοστρόβιλου ονομαστικής ισχύος 32MW με τεχνικό ελάχιστο 3MW

Εικόνα 5.1. Κόστος/ Wh ανά είδος καυσίμου στους τρεις σταθμούς και επιπρόσθετα το κόστος δικαιώματος εκπομπής ρύπων CO₂ (Ενεργειακή ζήτηση και κοινωνικο-οικονομικές επιπτώσεις μιας άναρχης ανάπτυξης, η Περίπτωση της Κρήτης)

Εικόνα 5.2. Επιμερισμός κόστους Ηλεκτροπαραγωγής στο ΣΗΕ Κρήτη για κάθε σταθμό (Ενεργειακός Σχεδιασμός Περιφέρειας Κρήτης, Τελική έκθεση προόδου Μάρτιος 2016)

Εικόνα 5.3. Διάγραμμα ποσοστιαίας συμμετοχής των μονάδων παραγωγής στην κάλυψη της ετήσιας κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας στην Κρήτη το 2016

Εικόνα 5.4. Κατανομή της παραγόμενης ενέργειας βάσει καυσίμου (ΔΕΔΔΗΕ 2016)

Εικόνα Γ.1. Καμπύλη ισχύος-βαθμού απόδοσης αμμοστρόβιλου 1 Λινοπεραμάτων

Εικόνα Γ.2. Καμπύλη ισχύος-βαθμού απόδοσης αμμοστρόβιλων 2 και 3 Λινοπεραμάτων

Εικόνα Γ.3. Καμπύλη ισχύος-βαθμού απόδοσης αμμοστρόβιλου 4 Λινοπεραμάτων

Εικόνα Γ.4. Καμπύλη ισχύος-βαθμού απόδοσης αμμοστρόβιλων 5 και 6 Λινοπεραμάτων

Εικόνα Γ.5. Καμπύλη ισχύος-βαθμού απόδοσης Diesel 1, 2, 3 και 4 Λινοπεραμάτων

Εικόνα Γ.6. Καμπύλη ισχύος-βαθμού απόδοσης αεριοστρόβιλων 1 και 2 Λινοπεραμάτων

Εικόνα Γ.7. Καμπύλη ισχύος-βαθμού απόδοσης αεριοστρόβιλου 3 Λινοπεραμάτων

Εικόνα Γ.8. Καμπύλη ισχύος-βαθμού απόδοσης αεριοστρόβιλου 4 Λινοπεραμάτων

Εικόνα Γ.9. Καμπύλη ισχύος-βαθμού απόδοσης αεριοστρόβιλου 1 Χανίων

Εικόνα Γ.10. Καμπύλη ισχύος-βαθμού απόδοσης αεριοστρόβιλου 4 Χανίων

Εικόνα Γ.11. Καμπύλη ισχύος-βαθμού απόδοσης αεριοστρόβιλου 5 Χανίων

Εικόνα Γ.12. Καμπύλη ισχύος-βαθμού απόδοσης αεριοστρόβιλων 11 και 12 Χανίων

Εικόνα Γ.13. Καμπύλη ισχύος-βαθμού απόδοσης αεριοστρόβιλων 6 και 7 Συνδυασμένου Κύκλου Χανίων

Εικόνα Γ.14. Καμπύλη ισχύος αμμολεβητών-ισχύων αεριοστρόβιλων Συνδυασμένου Κύκλου Χανίων

Εικόνα Γ.15. Καμπύλη ισχύος-βαθμού απόδοσης Συνδυασμένου Κύκλου Χανίων

Κατάλογος Πινάκων

Πίνακας 1.1. Ηλεκτροπαραγωγή στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (2018-2020) (https://energypress.gr/sites/default/files/styles/magnific/public/paragraphs/ilektroparagogi_sta_mdn.png)

Πίνακας 1.2. Μέσο μεταβλητό κόστος ηλεκτροπαραγωγής των ΜΔΝ το έτος 2015

Πίνακας 2.1. Σειρά ένταξης των 27 θερμικών σταθμών στο ΣΗΕ της Κρήτης, η Ελάχιστη Ισχύς (MW), η Μέγιστη Επιτεύξιμη Ισχύς (MW), και χρησιμοποιούμενο καύσιμο

Πίνακας 2.2 Αιολικά Πάρκα στην ανατολική Κρήτη

Πίνακας 2.3. Αριθμός Φ/Β Σταθμών και Αδειοδοτημένη Ισχύς Φ/Β ανά νομό

Πίνακας 2.4. Βασικά χαρακτηριστικά μονάδων παραγωγής που χρησιμοποιούνται στο ΣΗΕ της Κρήτης (Κατσαπρακάκης 2007)

Πίνακας 3.1. Ετήσιο κόστος κεφαλαίου & πάγιες λειτουργικές δαπάνες συμβατικών θερμικών μονάδων στο ΣΗΕ Κρήτης (Ενεργειακός Σχεδιασμός Περιφέρειας Κρήτης, Τελική έκθεση προόδου (Μάρτιος 2015)

Πίνακας 3.2. Εξωτερικό κόστος για διάφορες κατηγορίες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ανάλογα με το υλικό σε χώρες της Ευρώπης

Πίνακας 3.3. Συνολικές ετήσιες εκπομπές SO_2 , NO_x (ως NO_2) και σωματιδίων βάσει της παραχθείσας ηλεκτρικής ενέργειας και κατανάλωση καυσίμων για όλες τις Μονάδες του ΑΗΣ Λινοπεραμάτων για το 2021

Πίνακας 3.4. Συσχετισμός ετήσιων εκπομπών SO_2 , NO_x (ως NO_2) και σωματιδίων με την παραχθείσα ηλεκτρική ενέργεια και την κατανάλωση καυσίμου από τις Μονάδες του ΑΗΣ Λινοπεραμάτων για το 2021

Πίνακας 3.5. Συνολικές ετήσιες εκπομπές SO_2 , NO_x (ως NO_2) και σωματιδίων βάσει της παραχθείσας ηλεκτρικής ενέργειας και κατανάλωση καυσίμων για όλες τις Μονάδες του ΑΗΣ Αθρινόλακκου για το 2021

Πίνακας 3.6. Συσχετισμός ετήσιων εκπομπών SO_2 , NO_x (ως NO_2) και σωματιδίων με την παραχθείσα ηλεκτρική ενέργεια και την κατανάλωση καυσίμου από τις Μονάδες του ΑΗΣ Αθρινόλακκου για το 2021

Πίνακας 5.1. Μεταβλητό Κόστος θερμικών μονάδων Α' Εξάμηνο και Β' Εξάμηνο 2013 (<https://www.e-forosimv.gr/details.asp?ID=18100&cat=1>)

Πίνακας 5.2. παραγόμενη ενέργεια από ΑΠΕ, συμβατικές μονάδες, το Μέσο Πλήρες Κόστος και το Μέσο Μεταβλητό Κόστος στο ΣΗΕ Κρήτης (Ιαν-Οκτ. 2021)

Πίνακας 5.3. Εύρος Μεταβλητού Κόστους Παραγωγής (€/Mwh)/ θερμική μονάδα

Πίνακας 5.4. Παραγωγές ενέργειας, μέσοι βαθμοί απόδοσης και ειδικό κόστος παραγωγής το ΣΗΕ Κρήτης

Πίνακας 5.5. Χαρακτηριστικά στοιχεία των παραμέτρων κόστους των θερμικών μονάδων του ΣΗΕ Κρήτης

Συντομεύσεις

ΑΠΕ	Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας
Α/Π	Αιολικό Πάρκο
ΑΔΜΗΕ	Διαχειριστής του Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΔΕΔΔΗΕ	Διαχειριστής του Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΔΕΗ	Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού
ΔΣ	Διασυνδεδεμένο Σύστημα
ΕΒΑ	Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης
ΕΣΚ	Εθνικά Σχέδια Κατανομής
ΗΕΠ	Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού
ΜΕΚ	Μηχανές Εσωτερικής Καύσης
ΜΥΗΕ	Μικρά υδροηλεκτρικά έργα
ΜΔΣ	Μη αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα
ΡΑΕ	Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας
ΣΕΔΕ	Σύστημα Εμπορίας των Δικαιωμάτων Εκπομπών
ΣΗΕ	Σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας
ΣΠΗΕ	Σταθμοί Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΣΗΘΥΑ	Σταθμοί Συμπαγωγής Ηλεκτρισμού & Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης
ΟΤΣ	Οριακή Τιμή Συστήματος
ΤΕ	Τεχνικό Ελάχιστο
Φ/Β	Φωτοβολταϊκά
ΗFO	Heavy Fuel Oil
LFO	Light Fuel Oil
LCOE	Levelized Cost of Energy
WACC	Weighted Average Cost of Capital

Κεφάλαιο 1: Εισαγωγή

1.1 Το Ελληνικό Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας

Ηλεκτρική ενέργεια παράχθηκε αρχικά στην Ελλάδα το 1889 στην Αθήνα, ενώ δέκα χρόνια μετά, το 1899 παράχθηκε και στη Θεσσαλονίκη. Η παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας αρχικά πραγματοποιήθηκε από μικρές εταιρείες με μετόχους ιδιώτες, ή ξένα κεφάλαια καθώς και με συμπράξεις, σε μερικές εκ των οποίων συμμετείχε και το Ελληνικό Δημόσιο. Σε άλλες πόλεις η κάλυψη των ενεργειακών αναγκών πραγματοποιήθηκε με την δημιουργία τοπικών εταιριών. Ο αριθμός αυτών των εταιριών το 1950 προσέγγισε τις 300, με δημοτικό ή κοινοτικό χαρακτήρα για τις πιο πολλές εξ' αυτών. Η ανάπτυξη του εθνικού συστήματος μέσω της Δημόσιας Επιχείρησης Ηλεκτρισμού (ΔΕΗ) πραγματοποιήθηκε με την εξαγορά των εταιριών που προμήθευαν την ηλεκτρική ενέργεια μέσω μικρών τοπικών δικτύων. Ως το μέσο της δεκαετίας του '40, η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας πραγματοποιούνταν με συνεχές ρεύμα, ενώ σταδιακά από το 1945, διευρύνθηκε η παραγωγή του εναλλασσόμενου ρεύματος. Η τιμή της kWh διαμορφωνόταν ως απόρροια των εξόδων και των εσόδων της κάθε εταιρίας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

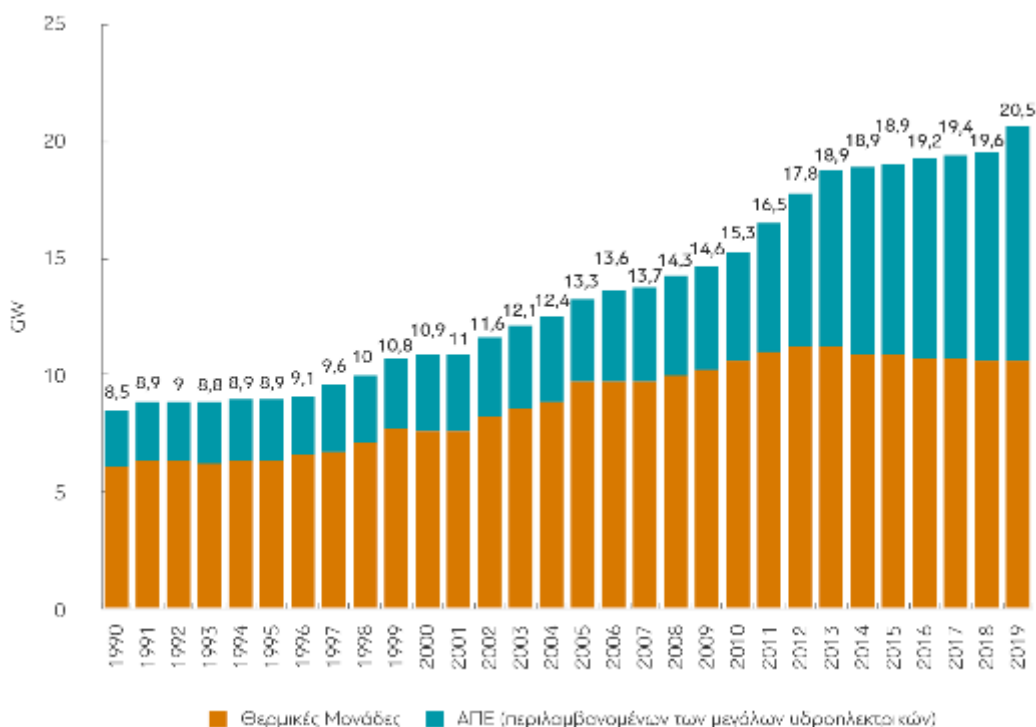
Η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ) επιβλέπει την ομαλή λειτουργία κλάδου της ηλεκτρικής ενέργειας, στον οποίο συμμετέχουν οι Παραγωγοί, ο Διαχειριστής του Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ), ο Διαχειριστής του Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΔΔΗΕ), οι Προμηθευτές (πχ ΔΕΗ) και τέλος οι καταναλωτές (Εικόνα 1.1).



Εικόνα 1.1. Η αγορά της ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα

Η παραγωγή ενέργειας διακρίνεται σε δύο ευρείες ομάδες ανάλογα τη πηγή ενέργειας: παραγωγή ενέργειας που παράγεται από συμβατικά καύσιμα ή από ανανεώσιμες πηγές (Εικόνα 1.2).

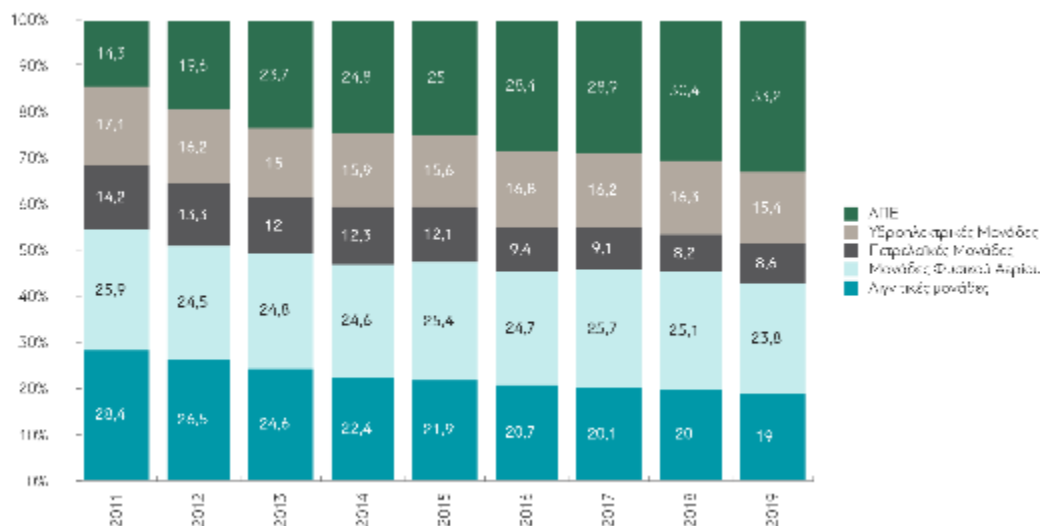
Στην πρώτη κατηγορία, οι πρώτες ύλες περιλαμβάνουν τα ορυκτά καύσιμα στερεής, υγρής και αέριας μορφής, ο σχηματισμός των οποίων έχει συντελεστεί με τη πάροδο μεγάλου χρονικού διαστήματος και είναι αποθηκευμένα στο υπέδαφος. Τα καύσιμα αυτά δεν ανανεώνονται, ενώ η δημιουργία τους απαιτεί ιδιαίτερα μεγάλη χρονική περίοδο. Η δεύτερη κατηγορία ενσωματώνει τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, ήτοι τον ήλιο, τον άνεμο, το νερό κ.ά. Στην Εικόνα 1.2 παρουσιάζεται η κατανομή της εγκατεστημένης ισχύος μονάδων ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ 2011-2019, ανάλογα με το είδος, ενώ στην Εικόνα 1.3 το είδος της “πρώτης ύλης”.



Εικόνα 1.2. Εγκατεστημένη ισχύος μονάδων ηλεκτρικής ενέργειας, 1990-2019

Η αναλογία συμβατικών και ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (Εικόνα 1.3) είναι συνάρτηση μιας σειράς παραγόντων: τους διαθέσιμους πόρους, το κόστος εξόρυξης, το κόστος εγκατάστασης των μονάδων παραγωγής, το κόστος λειτουργίας, τις γεωλογικές, γεωγραφικές και κλιματολογικές ιδιαιτερότητες, καθώς και στόχους τοπικούς και διεθνείς για το ενεργειακό αποτύπωμα.

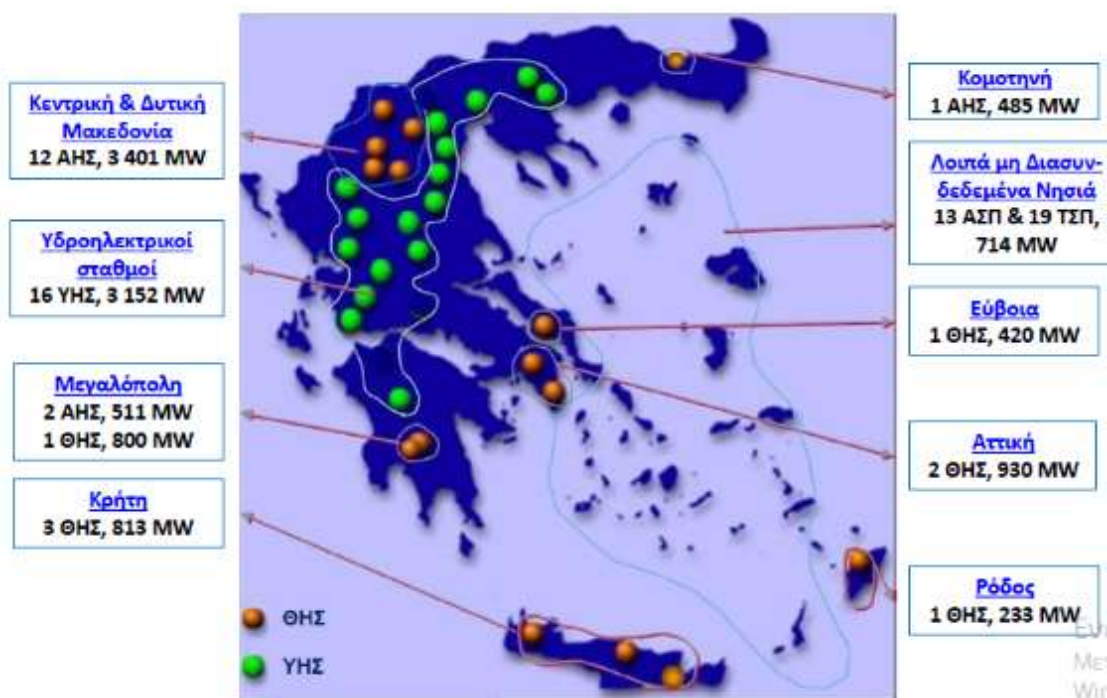
Όπως αποτυπώνεται και στην Εικόνα 1.3 σταδιακά το ποσοστό της ηλεκτροπαραγωγής από λιγνίτη μειώνεται, ενώ αντίθετα το ποσοστό των ΑΠΕ αυξάνεται συνεχόμενα. Η αυξανόμενη διείσδυση των τελευταίων προκύπτει ως αποτέλεσμα πολιτικών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας φιλικότερης προς το περιβάλλον σε συνδυασμό με τις διεθνείς δεσμεύσεις για “καθαρότερη” παραγωγή ενέργειας.



Εικόνα 1.3. Εγκατεστημένη ισχύς ανά τύπο παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας 2011-2019

Το ελληνικό σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, υποδιαιρείται σε δύο μεγάλες κατηγορίες: το διασυνδεδεμένο και το μη διασυνδεδεμένο σύστημα της Κρήτης, της Ρόδου και άλλων αυτόνομων νησιών (λοιπά μη Διασυνδεδεμένα Νησιά) (Εικόνα 1.4).

Στην Εικόνα 1.4 παρουσιάζεται η τοποθεσία στην οποία βρίσκονται οι θερμικοί και υδροηλεκτρικοί σταθμοί στην επικράτεια καθώς και η εγκατεστημένη ισχύς.



Εικόνα 1.4. Γεωγραφική κατανομή σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας

1.2 Το Διασυνδεδεμένο Σύστημα

Η ηλεκτροπαραγωγή του εθνικού διασυνδεδεμένου συστήματος (Εικόνα 1.5) περιλαμβάνει συμβατικές θερμικές μονάδες όπου χρησιμοποιείται λιγνίτης, ή φυσικό αέριο, μονάδες συμπαραγωγής ηλεκτρισμού & θερμότητας (ΣΗΘΥΑ) με χρήση φυσικού αερίου, υδροηλεκτρικές μονάδες και ΑΠΕ που περιλαμβάνουν αιολικά πάρκα, εγκαταστάσεις φωτοβολταϊκών, μικρού μεγέθους, υδροηλεκτρικά έργα και σταθμοί στους οποίους γίνεται καύση βιομάζας (ΔΕΔΔΗΕ 2018).



Εικόνα 1.5. Χάρτης του διασυνδεδεμένου συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας

Τη ραχοκοκαλιά του ΔΣΜ απαρτίζουν οι τρεις γραμμές για μεταφορά ηλεκτρισμού από τη Δυτική Μακεδονία στην οποία παράγεται προσεγγιστικά το 70% της συνολικής ηλεκτρικής παραγωγής σε εγχώριο επίπεδο στο κεντρικό και νότιο τμήμα της χώρας, που αντιστοιχούν στο 65% της συνολικής κατανάλωσης σε εγχώριο επίπεδο (ΔΕΔΔΗΕ 2018) .

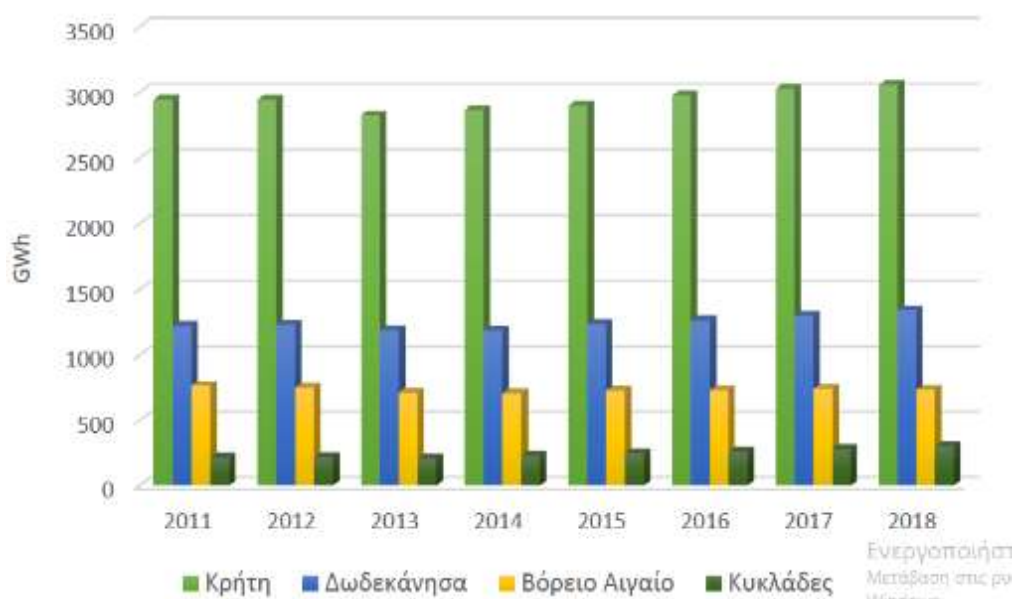
Το ΔΣΜ περιλαμβάνει γραμμές των 400 kV και υποβρύχιες συνδέσεις των 150 kV που χρησιμοποιούνται για τη σύνδεση της ηπειρωτικής χώρας με την Άνδρο τη Κέρκυρα, Λευκάδα, Κεφαλονιά και τη Ζάκυνθο, και την υποβρύχια διασύνδεση Κέρκυρας Ηγουμενίσσας στα 66 kV (ΔΕΔΔΗΕ 2018).

1.3 Μη Διασυνδεδεμένο Σύστημα

Πέρα από το διασυνδεδεμένο, σε νησιωτικές περιοχές, τα 32 μη διασυνδεδεμένα συστήματα (ΜΔΣ) αποτελούν περίπου το 10% της συνολικής κατανάλωσης ενέργειας (ΔΕΔΔΗΕ 2018). Η κάλυψη των αναγκών γίνεται με συμβατικές μονάδες παραγωγής, με καύσιμη πρώτη ύλη το πετρέλαιο, (diesel και μαζούτ), και τις ΑΠΕ (αιολικά πάρκα και φωτοβολταϊκά συστήματα).

Τα μεγαλύτερα αυτόνομα ΜΔΣ είναι των πολυπληθέστερων νησιών, της Κρήτης και της Ρόδου, ενώ κάποια νησιά είναι διασυνδεδεμένα με γειτονικό νησί στο οποίο βρίσκονται αυτόνομοι σταθμοί παραγωγής για την κάλυψη της ζήτησής τους (πχ. Κάρπαθος-Κάσος) (Κατσουλάκος 2019). Τα 32 αυτόνομα νησιωτικά συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας, διαιρούνται σε:

- 19 μικρά συστήματα στα οποία η αιχμή ζήτησης είναι κάτω των 10 MW
- 10 μέσου μεγέθους με αιχμή ζήτησης κυμαίνεται από 10 έως 100 MW
- μεγάλα (Κρήτη, Ρόδος & Κως-Ρόδος), με αιχμή ζήτησης μεγαλύτερη των 100 MW



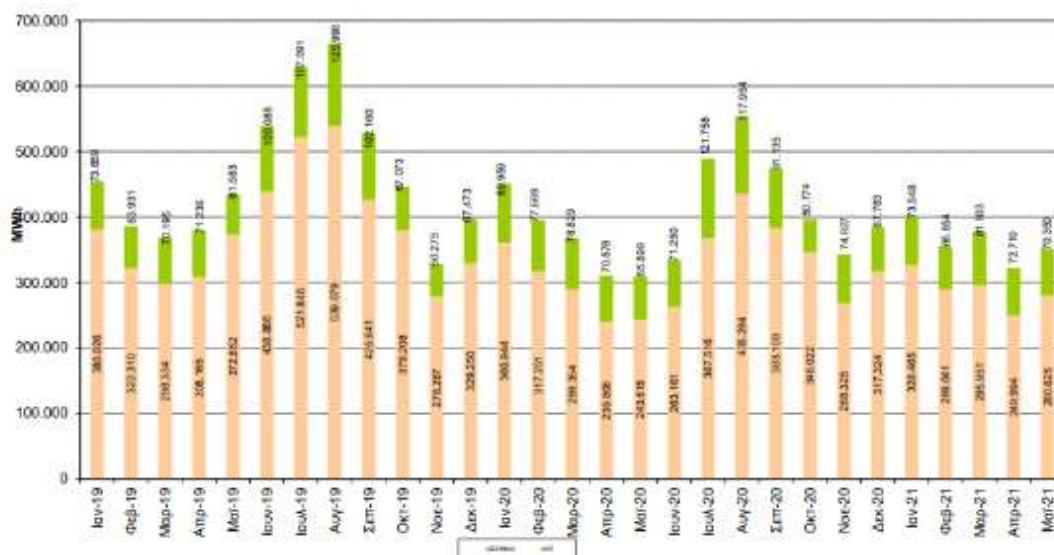
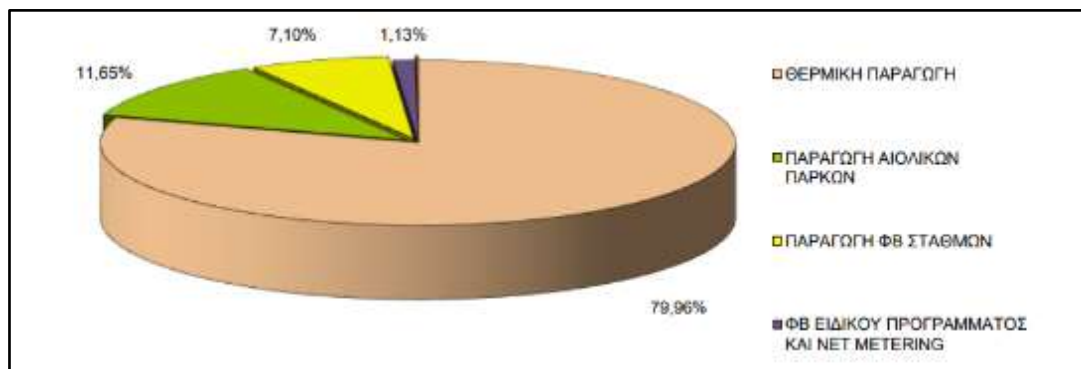
Εικόνα 1.6. Εξέλιξη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά

Η ηλεκτροπαραγωγή στα μη Διασυνδεδεμένα Νησιά πραγματοποιείται από (Κατσουλάκος 2019):

- Μηχανές εσωτερικής καύσης
- Ατμοστρόβιλους
- Αεριοστρόβιλους
- Μικρά υδροηλεκτρικά
- Αιολικά Πάρκα
- Φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις

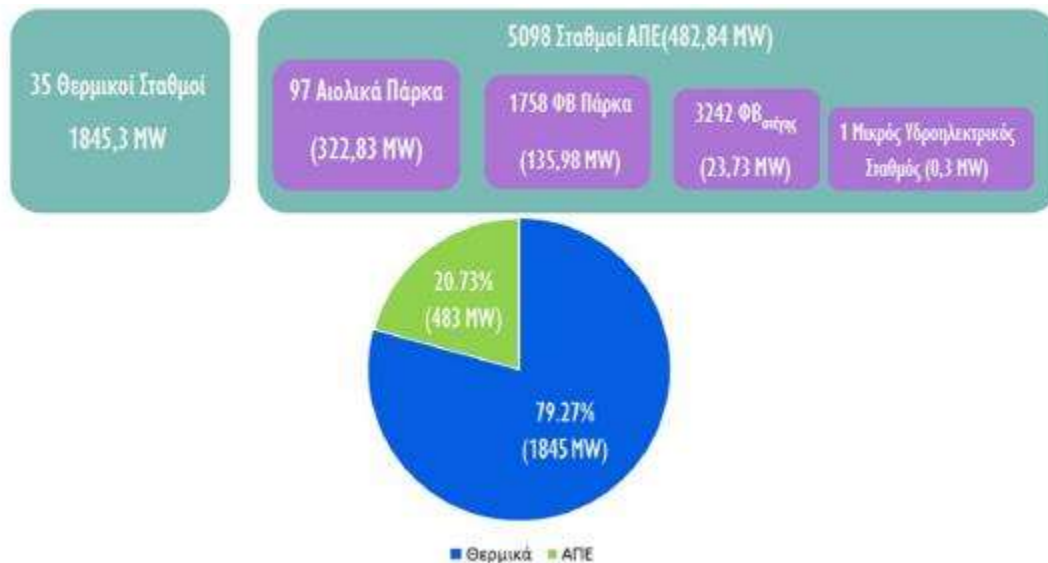
Το 2019, η συνολική εγκατεστημένη ισχύς στα ΜΔΝ ανέρχονταν στα 2.210,15 MW, όπου το 79% παράγεται σε συμβατικούς θερμικούς σταθμούς συνολικής ισχύος 1.746,43 MW, και το εναπομένει από ΑΠΕ ισχύος 463,72 MW (ΔΕΔΔΗΕ 2020b). Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας για συμβατικές μονάδες/ΑΠΕ παρουσιάζεται στον Πίνακα 1.1 και στην Εικόνα 1.7.

Πίνακας 1.1. Συνολική ηλεκτροπαραγωγή (GWh) στα ΜΔΝ (Μηνιαία Δελτία ΑΠΕ και Θερμικής Παραγωγής στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά, Μάιος 2021)



Εικόνα 1.7. Ηλεκτροπαραγωγή από συμβατικές μονάδες (ροζ) και ΑΠΕ (πράσινο) στα ΜΔΝ (Ιανουάριος-2019-Μάιος-2021) (Μηνιαία Δελτία ΑΠΕ και Θερμικής Παραγωγής στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά, Μάιος 2021)

Στην Εικόνα 1.8 παρουσιάζεται η κατανομή της παραγωγής ανάμεσα θερμικούς σταθμούς και ΑΠΕ στα ΜΔΝ. Το μεγαλύτερο ποσοστό της ενέργειας από ΑΠΕ στα ΜΔΝ προέρχεται από τα εγκατεστημένα αιολικά πάρκα, ενώ ακολουθούν οι φωτοβολταϊκοί σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής (Εικόνα 1.8).



Εικόνα 1.8. Συνολική Εγκατεστημένη Ισχύς στα ΜΔΝ (Χατζηαργυρίου 2016)

1.4 Χαρακτηριστικά ηλεκτροπαραγωγής Μη Διασυνδεδεμένου Συστήματος

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στα ΜΔΝ χαρακτηρίζεται από τις κάτωθι παραμέτρους:

- Απαιτείται επάρκεια αυξημένης στρεφόμενης εφεδρείας ώστε να είναι εφικτή η άμεση ανταπόκριση, αν προκύψει συμβάν και διαταραχή της ποιότητας της ισχύος. Τα ηλεκτρικά συστήματα στα ΜΔΝ χαρακτηρίζονται από πιο έντονη τάση και ευαισθησία σε ξαφνικές μεταβολές του φορτίου με συνέπεια, να είναι αναγκαία η πιο αποτελεσματική ανταπόκριση από τις επιμέρους διατάξεις τους.
- Ο συντελεστής φορτίου του συστήματος (ορίζεται ως η μέση ζήτηση δια της εγκατεστημένης ισχύς των μονάδων) τείνει να λαμβάνει χαμηλές τιμές, αναλογικά με το μέγεθος του συστήματος των ΜΔΝ, ως απόρροια της έντονης εποχιακής μεταβλητότητας στη ζήτηση ως συνέπεια της τουριστικής κίνησης κατά τους καλοκαιρινούς μήνες. Οι χαμηλές τιμές του συντελεστή φορτίου, θέτουν σαν προϋπόθεση και ανεβασμένο ενεργειακό απόθεμα, που έχει σα συνέπεια μεγαλύτερο οικονομικό κόστος επένδυσης. Κατά τη διάρκεια του χειμώνα, οι θερμικές μονάδες λειτουργούν κοντά στα ποσοστά της ονομαστικής τους ισχύος, που οδηγεί σε μειωμένο βαθμό απόδοσης.
- Η δυνατότητα κατανομής του φορτίου είναι περιορισμένες και διαφορετικές σε σχέση με το διασυνδεδεμένο σύστημα, όπου η ζήτηση δύναται να καλυφθεί από χώρο παραγωγής ο οποίος είναι γεωγραφικά απομακρυσμένος από το σημείο της ζήτησης. Ο γεωγραφικός περιορισμός των ΜΔΝ, επιβάλλει την τοπική παραγωγή της απαιτούμενης ενέργειας.
- Ο τοπικά περιορισμένος χαρακτήρας της παραγωγής μειώνει την αξιοπιστία του συστήματος, καθώς αυξάνει την πιθανότητα μη κάλυψης των αναγκών καταναλωτών οι οποίοι είναι απομακρυσμένοι.
- Οι γεωγραφικές ιδιαιτερότητες των ΜΔΝ καθιστούν αναγκαίο ένα διευρυμένο δίκτυο διανομής αναλογικά με την κατανάλωση ενέργειας

- Το πετρέλαιο που χρησιμοποιείται έναντι του λιγνίτη στο διασυνδεδεμένο σύστημα είναι ακριβότερο, αλλά πιο ευέλικτο στη μεταφορά του με πλοίο.

Ο διαχειριστής των ΜΔΝ προκαθορίζει τη σειρά ένταξης των θερμικών μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ως συνάρτηση των χαρακτηριστικών τους, ήτοι το είδος του καυσίμου που καταναλώνουν, την ηλικία, την αξιοπιστία τους κ.ά. Οι σημαντικότεροι παράγοντες που καθορίζουν τη λειτουργία των θερμικών μονάδων ενός ΜΔΣ είναι οι ακόλουθοι (Βασιλοκωνσταντάκης & Ξενικάκης 2015):

-Με βάση την ειδική κατανάλωση καυσίμου, προτεραιότητα δίνεται στις πιο αποδοτικές μονάδες, και έπονται στη σειρά οι λιγότερο αποδοτικές.

-Οι μεγαλύτερου μεγέθους μονάδες προηγούνται συνήθως των μικρότερων στην ένταξη. Ο κανόνας αυτός δεν είναι απόλυτος, επειδή η διακύμανση του φορτίου εντός της ημέρας ενδέχεται να προκρίνει τη λειτουργία μικρότερων μονάδων για την αντιμετώπιση αιχμών με μικρή χρονική διάρκεια.

-Η ανάγκη συντήρησης είτε προγραμματισμένης είτε λόγω βλάβης δύναται να επηρεάσει τη σειρά ένταξης.

.-Οι θερμικές μονάδες που χρησιμοποιούνται ως βάσης, τίθενται εκτός λειτουργίας μόνο σε προγραμματισμένες ημερομηνίες. Αντίστοιχα, οι μονάδες της ατμοπαραγωγής δε τίθενται εντελώς εκτός λειτουργίας

-Μονάδες μεγαλύτερης ηλικίας, που έχουν παρουσιάσει προβλήματα κατά το παρελθόν, εντάσσονται τελευταίες.

-Σε περίπτωση συνύπαρξης περισσότερων τους ενός σταθμού στο ίδιο σύστημα, επιβάλλεται τουλάχιστον μια μονάδα να βρίσκεται σε λειτουργία σε κάθε σταθμό.

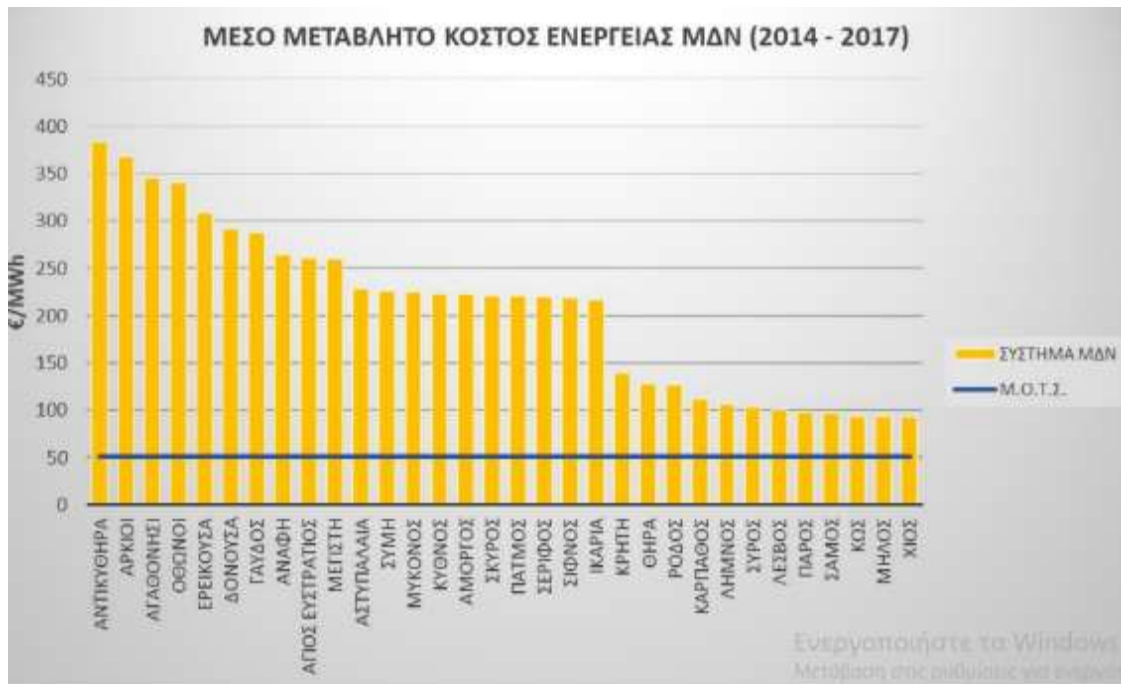
1.5 Κόστος ηλεκτροπαραγωγής Μη Διασυνδεδεμένου Συστήματος

Η σημαντική διαφορά στο μέσο μεταβλητό κόστος ανάμεσα στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα και στο ΜΔΝ έγκειται ότι στα ΜΔΝ γίνεται χρήση εισαγόμενων καυσίμων (Ρ.Α.Ε 2018). Στο Πίνακα 1.2. παρουσιάζεται η τιμή του μέσου μεταβλητού κόστους για το ΜΔΝ σύστημα για το έτος 2015, ήτοι 177,18€/MWh ενώ αντίστοιχα η τιμή του μέσου μεταβλητού κόστους για το διασυνδεδεμένο σύστημα ήταν 41,40€/MWh.

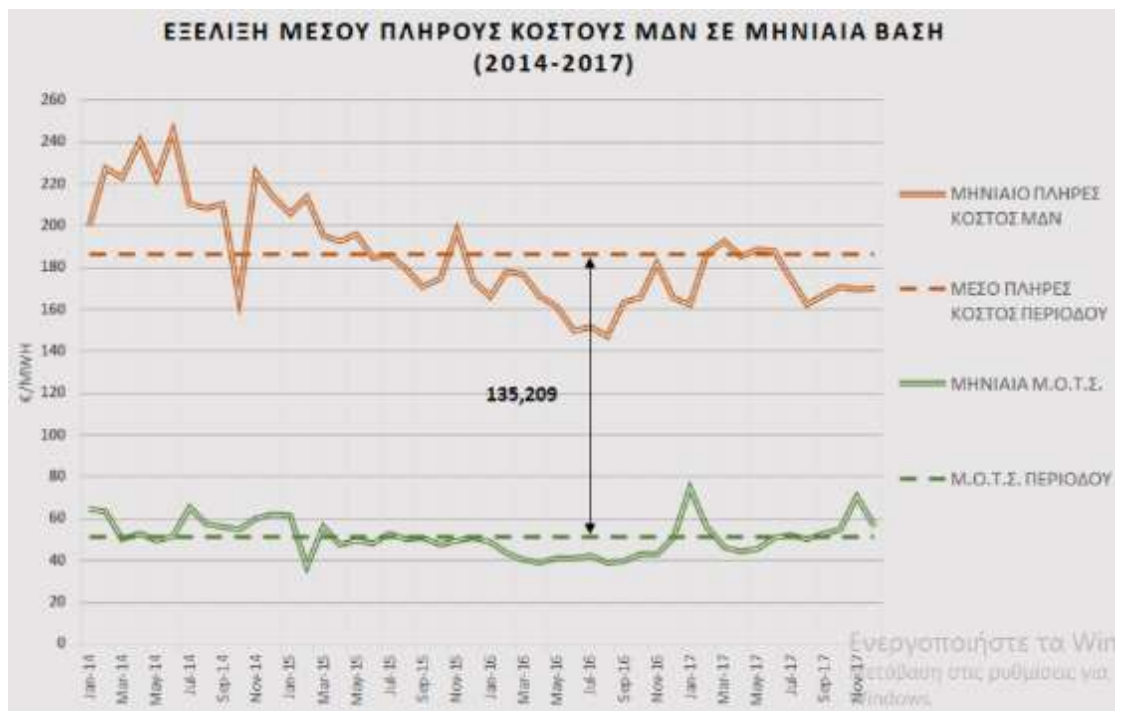
Πίνακας 1.2. Μέσο μεταβλητό κόστος ηλεκτροπαραγωγής των ΜΔΝ το έτος 2015

ΜΔΝ	2015
Συνολική Παραγωγή (GWh)	5.570,78
Παραγωγή Θερμικών	82,1%
Παραγωγή ΑΠΕ	17,9%
Μέσο Μεταβλητό Κόστος	177,18€/MWh

Στο Διάγραμμα 1.9 παρουσιάζονται το Μέσο Μεταβλητό Κόστος (€/MWh) στα ΜΔΝ μεταξύ 2014 – 2017 καθώς και η Μέση Οριακή Τιμή Συστήματος (του Διασυνδεδεμένου Συστήματος) στο ίδιο χρονικό διάστημα. Στο Διάγραμμα 1.10, παρουσιάζεται η αντίστοιχη τάση και για το Μέσο Πλήρες Κόστος ηλεκτρικής ενέργειας και η Μέση Οριακή Τιμή Συστήματος Διασυνδεδεμένου Συστήματος.

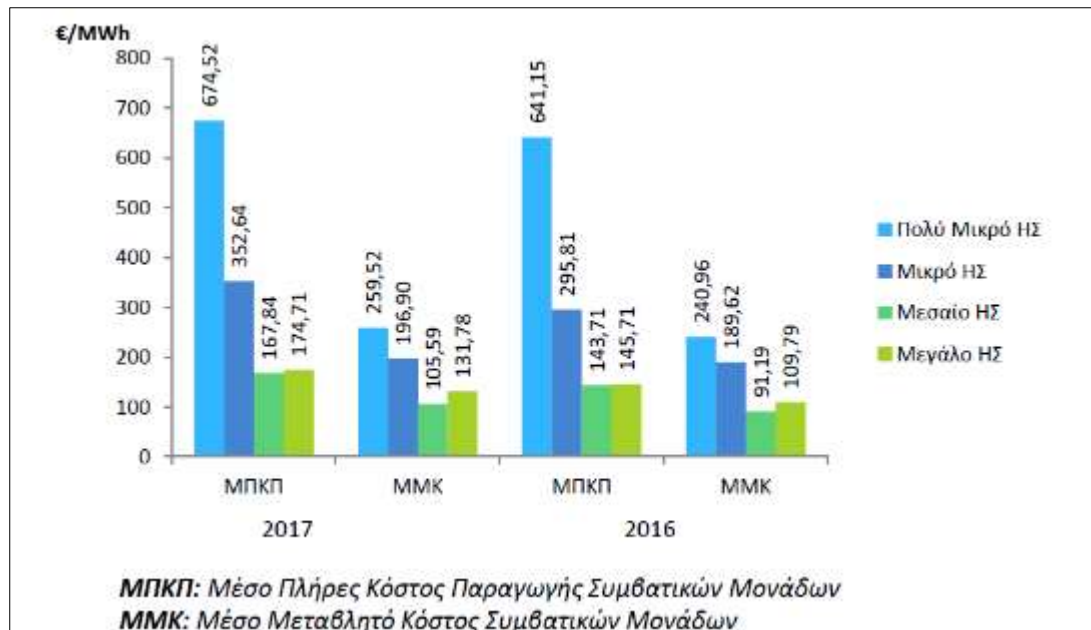


Εικόνα 1.9. Μέσο Μεταβλητό Κόστος για τα ΜΔΝ μεταξύ 2014 και 2017 και Μέση Οριακή Τιμή Συστήματος διασυνδεδεμένου συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας



Εικόνα 1.10. Μέσο πλήρες κόστος παραγωγής στα ΜΔΝ 2014– 2017

Στην Εικόνα 1.11. συγκρίνεται το μέσο πλήρες κόστος παραγωγής συμβατικών μονάδων και το μέσο μεταβλητό κόστος συμβατικών μονάδων, αυτόνομων ΗΣ νησιών ανάλογα με το μέγεθος τους. Από τη σύγκριση προκύπτει ότι το κόστος (μέσο πλήρες και μέσο μεταβλητό) είναι αντιστρόφως ανάλογο του μεγέθους. Πιο έντονη απόκλιση παρουσιάζεται για το μέσο πλήρες κόστος, το οποίο περιλαμβάνει και το ανηγμένο κόστος της επένδυσης. Στην περίπτωση του μέσου μεταβλητού κόστους, όπου το κυριότερο τμήμα του είναι το κόστος του καυσίμου, παρουσιάζεται μικρότερη απόκλιση.



Εικόνα 1.11. Μέσο Πλήρες Κόστος Παραγωγής Συμβατικών Μονάδων & Μέσο Μεταβλητό Κόστος Συμβατικών Μονάδων, αυτόνομων ΗΣ νησιών

1.6 Δομή της εργασίας

Η διπλωματική έχει ως στόχο να αξιολογήσει το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην Κρήτη. Αρχικά γίνεται μια εκτενής παρουσίαση των σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και στη συνέχεια γίνεται εκτίμηση του κόστους ανάλογα με το είδος τους και το είδος του καυσίμου που χρησιμοποιούν.

Κεφάλαιο 1: Εισαγωγή

Στο 1ο κεφάλαιο περιγράφεται η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και αναλύονται τα χαρακτηριστικά της ηλεκτροπαραγωγής στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα και στο ΜΔΝ. Στην τελευταία ενότητα παρουσιάζεται η σημαντική διαφορά του κόστους ανάμεσα στα ΜΔΝ και στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα.

Κεφάλαιο 2: Η Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Κρήτη

Στο 2ο κεφάλαιο γίνεται παρουσίαση των σταθμών ηλεκτροπαραγωγής στο ΣΗΕ της Κρήτης, ήτοι συμβατικές μονάδες που περιλαμβάνουν ατμοστρόβιλους, αεριοστρόβιλους, μηχανές Diesel, και μονάδα συνδυασμένου κύκλου καθώς και των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Περιγράφονται τα βασικά χαρακτηριστικά λειτουργίας, τα πλεονεκτήματα και μειονεκτήματά τους του κάθε συστήματος .

Κεφάλαιο 3: Κόστος Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας

Στο 3ο κεφάλαιο αναλύεται το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στις δύο μεγάλες κατηγορίες που το αποτελούν, το εσωτερικό και το εξωτερικό. Περαιτέρω αναλύεται η διάκριση του εσωτερικού κόστους, σε σταθερό και σε μεταβλητό. Τέλος παρουσιάζεται και η προσέγγιση του κώδικα διαχείρισης των Μη Διασυνδεδεμένων Νήσων για τον υπολογισμό του μεταβλητού κόστους.

Κεφάλαιο 4: Οικονομική Αξιολόγηση Κόστους Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας

Στην ενότητα αυτή παρουσιάζονται οι κυριότερες μέθοδοι που χρησιμοποιούνται για το συνολικό κόστος παραγωγής ενέργειας, ήτοι levelized cost of electricity (LCOE) και για το ανηγμένο κόστος της ηλεκτροπαραγωγής weighted average cost of capital (WACC).

Κεφάλαιο 5: Κόστος Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Κρήτη

Στην κεφάλαιο αυτό παρουσιάζονται συγκεντρωτικά το κόστος παραγωγής ανά κατηγορία στο ΣΗΕ Κρήτης. Ειδικότερα αναλύεται σε επίπεδο ΑΗΣ αλλά και ειδικότερα για κάθε συμβατική μονάδα εντός ΑΗΣ. Παράλληλα γίνεται παρουσίαση του κόστους κατασκευής και λειτουργίας των ΑΠΕ.

Κεφάλαιο 6: Συμπεράσματα και προτάσεις

Στο 6ο κεφάλαιο συνοψίζονται τα σημαντικότερα στοιχεία της διπλωματικής εργασίας, παρουσιάζονται τα κυριότερα αποτελέσματα.

1.7 Περιορισμοί

Στην παρούσα εργασία δε λαμβάνεται υπόψη η σύνδεση του συστήματος της Κρήτης με το διασυνδεδεμένο σύστημα με χρήση υποβρυχίων καλωδίων, το ΣΗΕ Κρήτης αναλύεται ως ΜΔΣ.

Η σύνδεση περιλαμβάνει τη διασύνδεση με καλώδιο 150 kV AC 2x200 MVA ανάμεσα στην Κρήτη και την Πελοπόννησο. Η διαδικασία σύνδεσης υλοποιείται με υποβρύχια σύνδεση, καθώς και βελτιώσεις υπάρχοντων και κατασκευή καινούργιων εναέριων γραμμών μεταφοράς, νέες υπόγειες συνδέσεις σε τοπικούς σταθμούς στην Πελοπόννησο και την Κρήτη, καθώς και εγκατάσταση του συστήματος ελεγχόμενης σύγχρονης αντιστάθμισης άεργου ισχύος (STATCOM) στην περιοχή του Ηρακλείου. Οι περιοχές προσγειάωσης των υποβρυχίων συνδέσεων βρίσκονται στην Κίσσαμο (Κρήτη) και στο Μαλέα (Πελοπόννησος). Το τμήμα που έχει υλοποιηθεί είναι αυτός της μικρής διασύνδεσης μεταξύ Χανίων και Πελοποννήσου.

Κεφάλαιο 2. Η Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Κρήτη

2.1. Γενικά χαρακτηριστικά ηλεκτρικού δικτύου του ΣΗΕ Κρήτης

Το ηλεκτρικό σύστημα της Κρήτης (Εικόνα 2.1.) περιλαμβάνει:

- Τρεις Θερμικούς Σταθμούς που περιλαμβάνουν 27 Συμβατικές Μονάδες, συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 820,02MW και αποδιδόμενης καθαρής ισχύος θέρους 695,86MW
- 35 Αιολικά Πάρκα με ισχύ 200MW, 1047 Φ/Β σταθμούς με συνολική χωρητικότητα 78.29 MW και 1920 μικρά Φ/Β
- 23 Υποσταθμούς Συστήματος Μεταφοράς
- Γραμμές Μεταφοράς Υψηλής Τάσης, συνολικού μήκους περίπου 600χλμ
- Γραμμές Διανομής μήκους 6.601χλμ Μέσης Τάσης και 7.360χλμ Χαμηλής Τάσης
- 10.725 Υποσταθμούς Διανομής Μέσης Τάσης/Χαμηλής Τάσης



Εικόνα 2.1. Το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας Κρήτης

Οι κύριοι σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην Κρήτη, ήτοι Λινοπεράματα Ηρακλείου, Ξυλοκαμάρα Χανίων και Αθρινόλακος Λασιθίου χρησιμοποιούν για την λειτουργία τους συμβατικά καύσιμα και καλύπτουν το μεγαλύτερο ποσοστό της ζήτησης στο νησί. Οι συμβατικοί σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής στο σύστημα της Κρήτης διακρίνονται ανάλογα με την χρήση τους σε (Ασλανίδης 2020):

- α) τους σταθμούς βάσης
- β) τους σταθμούς αιχμής

Οι σταθμοί βάσης λειτουργούν για σημαντική χρονική περίοδο για να ανταποκρίνονται στις βασικές απαιτήσεις κατανάλωσης, ενώ οι δεύτεροι λειτουργούν σε περιπτώσεις υψηλής κατανάλωσης. Για την εξασφάλιση της ασφάλειας τροφοδοσίας στα μη ΔΜΝ απαιτείται η εγκατεστημένη ισχύς να ξεπερνάει τη ζήτηση, σύμφωνα με τον Κώδικα Διαχείρισης ΜΔΝ (ΦΕΚ 304/11.02.2014, 2221/15.10.2015 και 3286/13.10.2016). Η εγκατεστημένη χωρητικότητα λαμβάνει τιμές με μεταξύ 30%-65% παραπάνω από την αιχμή ζήτησης στα ΜΔΝ, με αποτέλεσμα χαμηλότερο βαθμό εκμετάλλευσης της λειτουργίας των μονάδων αιχμής (ΔΕΔΔΗΕ 2020).

Σταθμός Ηρακλείου (Λινοπεράματα)

Ο πρώτος εγκατεστημένος σταθμός του νησιού ο οποίος ειδικότερα προ της κατασκευής αυτού στον Αθρινόλακο Λασιθίου ανταποκρινόταν στο μεγαλύτερο μερίδιο της ζήτησης. Διαθέτει 6 ατμοστρόβιλους, 4 Μονάδες Εσωτερικής Καύσης Diesel και 5 αεριοστρόβιλους. Η αθροιστική μέγιστη επιτεύξιμη ισχύς όλων των μονάδων ανέρχεται προσεγγιστικά στα 265MW (106MW ατμοστρόβιλοι, 115MW αεριοστρόβιλοι, 44MW Diesel). Ο σταθμός των Λινοπεραμάτων είναι ο μοναδικός στην Κρήτη, ο οποίος διαθέτει και τους τρεις τύπους θερμικών μονάδων.

Σταθμός Λασιθίου (Αθρινόλακος)

Ο πιο πρόσφατα κατασκευασμένος σταθμός στην Κρήτη, διαθέτει δύο μονάδες εσωτερικής καύσης Diesel και δύο ατμοστροβιλικές μονάδες (όλες λειτουργούν με πρώτη ύλη το μαζούτ). Η συνολική ισχύς κυμαίνεται στα 195MW (93MW ατμοστρόβιλοι, 102MW Diesel).

Σταθμός Χανίων (Ξυλοκαμάρας)

Ο σταθμός περιλαμβάνει 6 αεριοστρόβιλους καθώς και μία μονάδα ΣΚ με δύο αεροστρόβιλους και έναν ατμοστρόβιλο. Ο συνδυασμένος κύκλος περιλαμβάνει τη λειτουργία των αεριοστρόβιλων ΑΕΡ 6 Σ.Κ. & ΑΕΡ 7 Σ.Κ. και του ατμοστρόβιλου ΑΤΜ Σ.Κ. Για συνδυασμένη λειτουργία των δύο αεριοστρόβιλων και της ατμομονάδας, το καθεστώς λειτουργίας του συνδυασμένου κύκλου είναι πλήρης. Η δυναμικότητά του σε αυτή τη λειτουργία προσεγγίζει τα 110,6MW και το Τεχνικό Ελάχιστο τα 40MW. Για λειτουργία του ενός από τους δύο αεριοστρόβιλους, τότε στον ΣΚ το καθεστώς λειτουργίας είναι το μισό, και η δυναμικότητά του προσεγγίζει τα 73,7 MW ενώ το Τεχνικό Ελάχιστο τα 20 MW. Για τους δύο αεριοστρόβιλους υπάρχει η δυνατότητα ανεξάρτητης λειτουργίας από την ατμομονάδα, ενώ ο ένας δύναται να περισσεύει όταν ο ΣΚ είναι σε καθεστώς μισής λειτουργίας. Κάθε μονάδα του ΣΚ είναι αναγκαίο να βρεθεί εκτός λειτουργίας για χρονική διάρκεια 1 μήνα ώστε να γίνει η αναγκαία συντήρηση. Η συνολική ισχύς του σταθμού των Χανίων κυμαίνεται στα 348 MW (216MW αεριοστρόβιλοι, 132MW Συνδυασμένος Κύκλος).

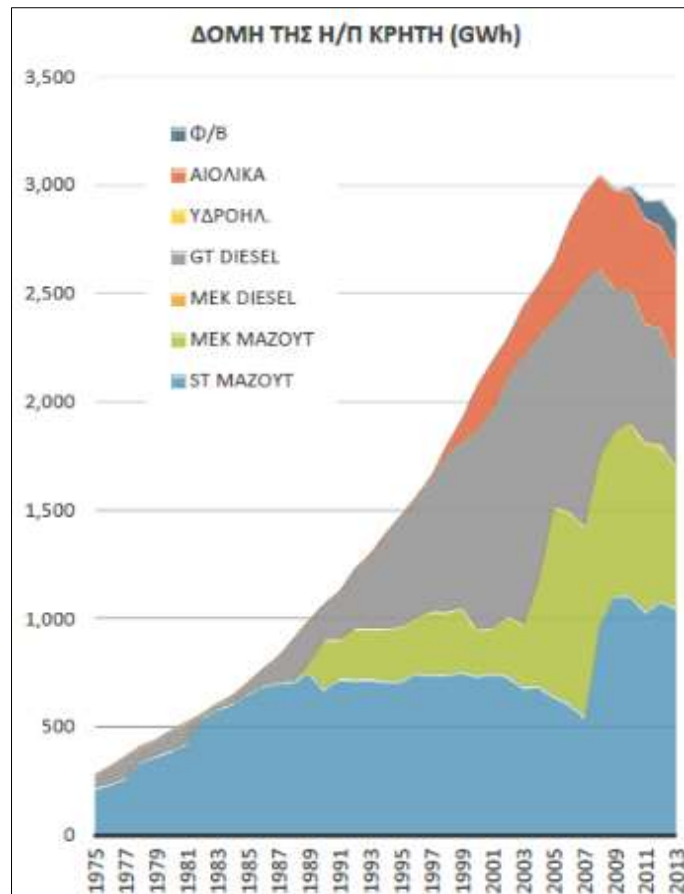
Οι αεριοστροβιλικές μονάδες είναι μονάδες μεγάλης εγκατεστημένης ισχύος καθώς χρησιμοποιούνται ως μονάδες αιχμής. Στον Πίνακα 2.1 παρουσιάζονται οι 27 θερμικοί σταθμοί στο ΣΗΕ της Κρήτης, η Ελάχιστη Ισχύς (MW), η Μέγιστη Επιτεύξιμη Ισχύς (MW), , το χρησιμοποιούμενο καύσιμο (βαρύ ή ελαφρύ καύσιμο) καθώς και η σειρά ένταξής τους. Οι μονάδες Ατμοστρόβιλος Ι του ΑΗΣ στα Λινοπεράματα έχει τεθεί εκτός λειτουργίας ενώ οι μονάδες Αεροστρόβιλος Ι του ΑΗΣ στα Λινοπεράματα και ο Αεριοστρόβιλος ΙV στον ΑΗΣ Ξυλοκαμάρας Χανίων διατηρούνται σε λειτουργία ψυχρής εφεδρείας.

Πίνακας 2.1. Σειρά ένταξης των 27 θερμικών σταθμών στο ΣΗΕ της Κρήτης, η Ελάχιστη Ισχύς (MW), η Μέγιστη Επιτεύξιμη Ισχύς (MW), και χρησιμοποιούμενο καύσιμο

Θερμική μονάδα	Λίστα προτεραιότητας	Ελάχιστη ισχύς (MW)	Μέγιστη ισχύς (MW)	Τύπος Καυσίμου
Ατμοστρόβιλος Λινοπεράματα 2	1	8	14	Βαρύ Καύσιμο
Ατμοστρόβιλος Λινοπεράματα 3	2	8	14	Βαρύ Καύσιμο
Ατμοστρόβιλος Λινοπεράματα 4	3	18	24	Βαρύ Καύσιμο
Ατμοστρόβιλος Λινοπεράματα 5	4	18	24	Βαρύ Καύσιμο
Ατμοστρόβιλος Λινοπεράματα 6	5	18	24	Βαρύ Καύσιμο
Συνδυασμένος Κύκλος Χανιά (1)	6	17,5	63	Ελαφρύ Καύσιμο
Ατμοστρόβιλος Αθερινόλακος 1	7	22	43	Βαρύ Καύσιμο
Ατμοστρόβιλος Αθερινόλακος 2	8	43	43	Βαρύ Καύσιμο
Συνδυασμένος Κύκλος Χανιά (2)	9	17,5	63	Ελαφρύ Καύσιμο
Ντίζελ 1 Αθερινόλακος	10	35	50	Βαρύ Καύσιμο
Ντίζελ 2 Αθερινόλακος	11	25	50	Βαρύ Καύσιμο
Ντίζελ 1 Λινοπεράματα	12	3	11	Βαρύ Καύσιμο
Ντίζελ 2 Λινοπεράματα	13	3	11	Βαρύ Καύσιμο
Ντίζελ 3 Λινοπεράματα	14	6	11	Βαρύ Καύσιμο
Ντίζελ 4 Λινοπεράματα	15	3	11	Βαρύ Καύσιμο
Αεριοστρόβιλος Λινοπεράματα 3	16	5	43	Βαρύ Καύσιμο
Αεριοστρόβιλος 13 Χανιά	17	5	28	Ελαφρύ Καύσιμο
Αεριοστρόβιλος Λινοπεράματα 5	18	5	28	Ελαφρύ Καύσιμο
Αεριοστρόβιλος 11 Χανιά	19	10	58	Ελαφρύ Καύσιμο
Αεριοστρόβιλος 12 Χανιά	20	10	58	Ελαφρύ Καύσιμο
Αεριοστρόβιλος Λινοπεράματα 4	21	3	14	Ελαφρύ Καύσιμο
Αεριοστρόβιλος 5 Χανιά	22	5	28	Ελαφρύ Καύσιμο
Αεριοστρόβιλος Λινοπεράματα 2	23	3	15	Ελαφρύ Καύσιμο
Αεριοστρόβιλος 1 Χανιά	24	3	14	Ελαφρύ Καύσιμο
Αεριοστρόβιλος 4 Χανιά	25	3	20	Ελαφρύ Καύσιμο
Αεριοστρόβιλος Λινοπεράματα 1	26	3	15	Ελαφρύ Καύσιμο
Ατμοστρόβιλος Λινοπεράματα 1	27	4	6	Βαρύ Καύσιμο

Το καύσιμο που χρησιμοποιείται στους θερμικούς σταθμούς στη Ξυλοκαμάρα Χανίων είναι το ντίζελ, στους θερμικούς σταθμούς στον Αθερινόλακο το βαρύ καύσιμο-μαζούτ και στα Λινοπεράματα γίνεται χρήση τόσο από βαρύ καύσιμο-μαζούτ όσο και diesel (αεριοστρόβιλοι).

Στην Εικόνα 2.2 αποτυπώνεται η διαχρονική εξέλιξη της ηλεκτροπαραγωγής στην Κρήτη (μεταξύ 1975 και 2013) ανάλογα με είδος του καυσίμου που χρησιμοποιείται καθώς και των ΑΠΕ. Το κυριότερο καύσιμο που χρησιμοποιείται είναι το Μαζούτ και το Diesel (για την εξεταζόμενη περίοδο). Το μερίδιο τους παρουσιάζει σταδιακά πτωτική τάση από το 2000, και καταλήγει περίπου στο 77.3% (60% Μαζούτ) το 2013 (Εικόνα 2.2.), ενώ το 23.7% παράγεται από ανεμογεννήτριες, και φωτοβολταϊκά με ισχνή συμμετοχή από τα υδροηλεκτρικά. Όπως παρουσιάζεται στην Εικόνα 2.2., η ηλεκτροπαραγωγή με καύση Μαζούτ, αυξήθηκε τη χρονική περίοδο που ακολούθησε 2005 λόγω της εγκατάστασης νέων μονάδων ατμοστρόβιλων και ΜΕΚ. Αντίθετα, η χρήση Diesel περιορίστηκε κυρίως εξαιτίας του υψηλότερου κόστους.



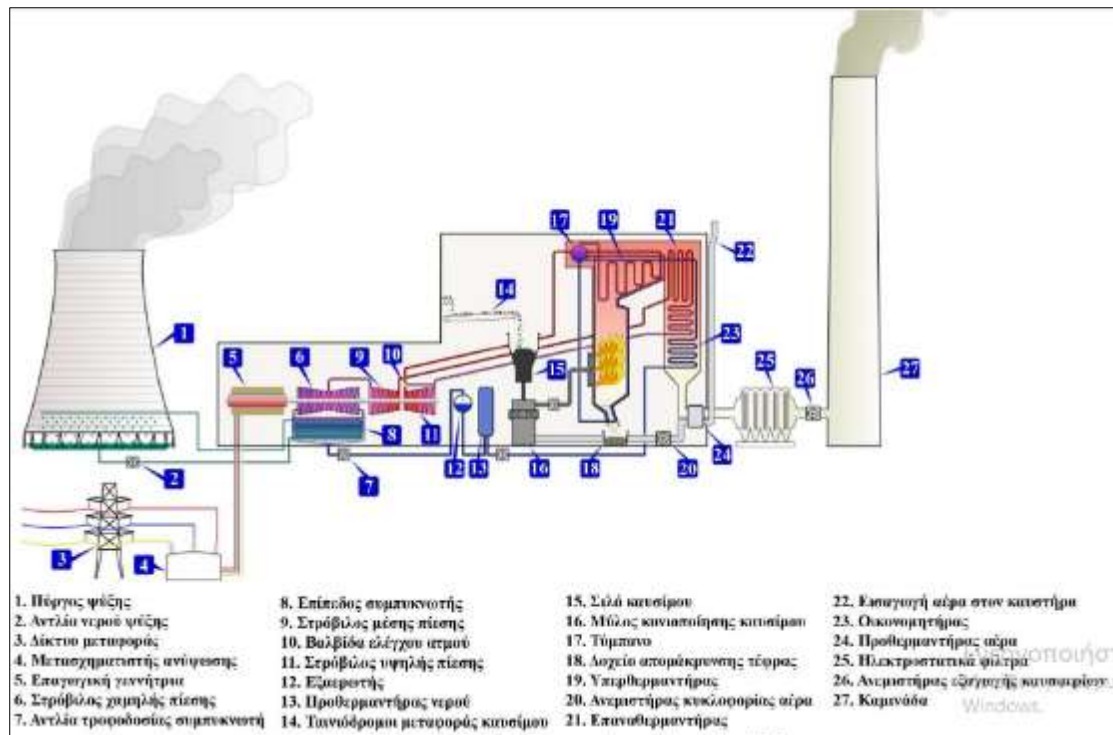
Εικόνα 2.2. Δομή Ηλεκτροπαραγωγής Περιφέρειας Κρήτης

Η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας στο ΜΔΝ της Κρήτης, δύναται να διακριθεί σε δύο μεγάλες περιόδους, τη χειμερινή και τη θερινή (υπερτερεί σημαντικά της χειμερινής). Κατά τη διάρκεια της χειμερινής, η αιχμή σε ημερήσιο επίπεδο παρατηρείται μεταξύ 11:00 έως 15:00 το πρωί και 18:00 έως 22:00 το βράδυ, ενώ κατά τη θερινή περίοδο μεταξύ 11:00 έως 15:00 το πρωί και 17:00 έως 23:00 το βράδυ.

2.2 Ατμοστρόβιλοι

Οι ατμοστρόβιλοι είναι οι μηχανές στις οποίες γίνεται μετατροπή της ενέργειας του ατμού σε κινητική ενέργεια μιας στρεφόμενης μάζας, ο οποίος είναι ο στροφέας του στροβίλου. Ο στρόβιλος μεταφέρει την κινητική του ενέργεια στην ηλεκτρογεννήτρια με τη οποία βρίσκεται σε μηχανική ζεύξη, διαθέτουν δηλαδή έχουν κοινό άξονα περιστροφής. Στις ατμοστροβλικές μονάδες, ο ατμός αποτελεί το εργαζόμενο μέσο, ενώ γίνεται χρήση μμαζούτ σαν καύσιμο. Ατμοστροβλικές μονάδες βρίσκονται σε λειτουργία στους σταθμούς των Λινοπεραμάτων και του Αθρινόλακου όπως και στη μονάδα του Σ.Κ. στη Ξυλοκαμάρα. Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σε ένα ατμοηλεκτρικό σταθμό διακρίνεται σε τρία στάδια (Εικόνα 2:3).

- Παρασκευή ατμού
- Εκτόνωση ατμού για την παραγωγή μηχανικής ισχύος
- Υγροποιείται ξανά ο ατμός αφού θα εκτονωθεί στις βαθμίδες στροβίλου



Εικόνα 2.3. Γενική διάταξη ατμο-ηλεκτρικού σταθμού

- Οι ατμοστρόβιλοι διακρίνονται από χαμηλό συνολικό βαθμό απόδοσης, μεταξύ 30 – 35%. Στο στάδιο όπου μετατρέπεται η παραγόμενη θερμότητα σε μηχανικό έργο, εντοπίζονται οι σημαντικότερες απώλειες λόγω της μετατροπής της αρχικά χημικής ενέργειας σε ηλεκτρική που είναι και η τελική μορφή (Κατσαπρακάκης 2007). Η έκφραση των απωλειών πραγματοποιείται μέσω του θερμοδυναμικού βαθμού απόδοσης, ο οποίος κυμαίνεται μεταξύ 40 – 45%. Οι απώλειες που παρατηρούνται στις ίδιες καταναλώσεις, σχετίζονται με τις απώλειες λόγω καύσης, τις μηχανικές εξαιτίας των τριβών μεταξύ τμημάτων του ατμοστρόβιλου καθώς και στην επαγωγική γεννήτρια (Κατσαπρακάκης 2007).
- Το κόστος εγκατάστασης ενός ατμοστρόβιλου διαφοροποιείται ως συνάρτηση του μεγέθους και του τύπου του θερμοηλεκτρικού σταθμού.
- Η υψηλή ροπή αδράνειας που διέπει τους ατμοστρόβιλους οφείλεται στις μεγάλες περιστρεφόμενες μάζες, και παράλληλα δυσκολεύει τη ρύθμιση της ισχύος σε αντιστοιχία των μεταβολών φορτίου.
- Η απαιτούμενη διαδικασία παρασκευής του ατμού τοποθετείται χρονικά πριν την παραγωγή μηχανικού έργου, με συνέπεια να απαιτείται μια χρονική περίοδος, (η οποία στις μεγάλες μονάδες δύναται να διαρκεί έως και μερικές ώρες) ώστε να επιτευχθεί η κατάσταση πλήρους ικανότητας παραγωγής, με αφετηρία από την παύση. Κατά συνέπεια, χαρακτηρίζονται ως μονάδες με αργή εκκίνηση (Πασχαλίδης 2016; Κατσαπρακάκης 2007).

2.3 Αεριοστρόβιλοι

Οι τρεις διακριτές συνιστώσες-τμήματα της μηχανής ενός αεριοστρόβιλου, περιλαμβάνουν τον συμπιεστή, το θάλαμο καύσης καθώς και το στρόβιλο. Όταν περιστρέφεται ο άξονας πραγματοποιείται αναρρόφηση αέρα, και ο οποίος αέρας στη συνέχεια κατόπιν συμπίεσης οδηγείται στο θάλαμο καύσης, για την εκτέλεση του πεκασμού του καυσίμου. Σαν συνέπεια, το μίγμα αέρα – καυσίμου υψηλής πίεσης

οδηγείται σε ανάφλεξη και τα παραγόμενα καυσαέρια υψηλής ενθαλπίας κινούνται αρχικά στην υψηλή, και έπειτα στη χαμηλή βαθμίδα, για να εκτονωθούν, και να αποδώσουν μηχανική ισχύ. Τμήμα της παραγόμενης μηχανικής ισχύος χρησιμοποιείται ώστε να περιστραφεί ο άξονας του στροβίλου και να τροφοδοτηθεί με την απαιτούμενη μηχανική ισχύ ο συμπιεστής. Το υπόλοιπο και μεγαλύτερο κομμάτι της μηχανικής ισχύος που έχει παραχθεί, είναι το ωφέλιμο μηχανικό έργο. Η ισχύς της αεριοστροβλικής εγκατάστασης και ο βαθμός απόδοσης, μεταβάλλονται αναλόγως της θερμοκρασίας του αέρα, όταν εισέρχεται στον συμπιεστή.

Η άνοδος της θερμοκρασίας στον αέρα του περιβάλλοντος οδηγεί σε μειωμένη ισχύ, ενώ σε αντίθετη περίπτωση για χαμηλότερες θερμοκρασίες, αυξάνεται η αποδιδόμενη ισχύς των αεριοστροβίλων. Η αιτία έγκειται στο ότι η άνοδος της θερμοκρασίας του αέρα του περιβάλλοντος αυξάνει τη θερμοκρασία του εισαγόμενου αέρα με συνέπεια να μειώνεται η πυκνότητά του και να αυξάνεται ο όγκος. Άρα μειώνεται η μάζα του αέρα που συμπιέζεται και αντίστοιχα η μάζα εισόδου στο θάλαμο που οδηγεί σε μείωση της ισχύς.

- Έχουν χαμηλό βαθμό απόδοσης, με μέγιστη τιμή που προσεγγίζει το 35%, ενώ τις περισσότερες φορές διαμορφώνεται και χαμηλότερα του 30%. ενώ την καλοκαιρινή περίοδο η απόδοσή τους μπορεί να μειωθεί περαιτέρω (Κατσαπρακάκης 2007).
- Το καύσιμο που τείνουν να καταναλώνουν, είναι ελαφρύ καύσιμο, του οποίου η τιμή είναι υψηλή.
- Η χαμηλή απόδοση που επιτυγχάνουν οι αεριοστροβίλοι, σε συνδυασμό με τη χρήση ελαφρύ καυσίμου, έχει σαν συνέπεια υψηλό ειδικό κόστος παραγωγής (Κατσαπρακάκης 2007).
- Είναι ταχείς μηχανές, με γρήγορη διαδικασία εκκίνησης, που διαρκεί μόλις μερικά λεπτά και διακρίνονται από ευελιξία στο να παρακολουθούν τις μεταβολές του φορτίου.
- Οι αεριοστροβίλοι είναι οικονομικοί στην προμήθεια με εύκολη διαδικασία εγκατάστασης.
- Είναι δυνατό να λειτουργούν αυτόνομα, αλλά παράλληλα μπορούν να ενταχθούν σε μονάδα ΣΚ.

2.4 Μηχανές Diesel

Μία ντιζελογεννήτρια είναι το αποτέλεσμα του συνδυασμού μιας εμβολοφόρου ΜΕΚ με μία επαγωγική γεννήτρια. Στις μηχανές Diesel αξιοποιούνται τα καυσαέρια σε συνθήκες υψηλών θερμοκρασιών και πίεσης, καθιστώντας δυνατή την επίτευξη σημαντικού βαθμού απόδοσης διασφαλίζοντας έτσι χαμηλό κόστος παραγωγής. Επίσης, η προμήθεια των μηχανών Diesel είναι εύκολη, οικονομική και τίθενται σε λειτουργία σε σύντομο χρονικό διάστημα. Χρησιμοποιούνται ευρέως στο ΜΔΝ και κυμαίνονται σε μεγάλο εύρος από μεγέθη από μερικά kW έως δεκάδες MW.

- Χαρακτηρίζονται από υψηλότερο βαθμό απόδοσης συγκριτικά με άλλες βασικές θερμοηλεκτρικές μονάδες, που υπερβαίνει το 40% για λειτουργία η οποία είναι κοντά στο ονομαστικό τους φορτίο.
- Δύναται να καταναλώσουν είτε υγρά είτε αέρια καύσιμα (πχ. πετρέλαιο, φυσικό αέριο) ενώ αν προηγηθεί ειδική προθέρμανση είναι δυνατή και η κατανάλωση μαζούτ.
- Η ικανότητα τους να καταναλώνουν μαζούτ ταυτόχρονα με τις υψηλές τιμές απόδοσης συνεπάγονται και χαμηλό ειδικό κόστος παραγωγής. Το κόστος όμως αυτό, μπορεί να υπερδιπλασιαστεί σε μικρές μονάδες παραγωγής όταν γίνεται κατανάλωση ελαφρύ καυσίμου.

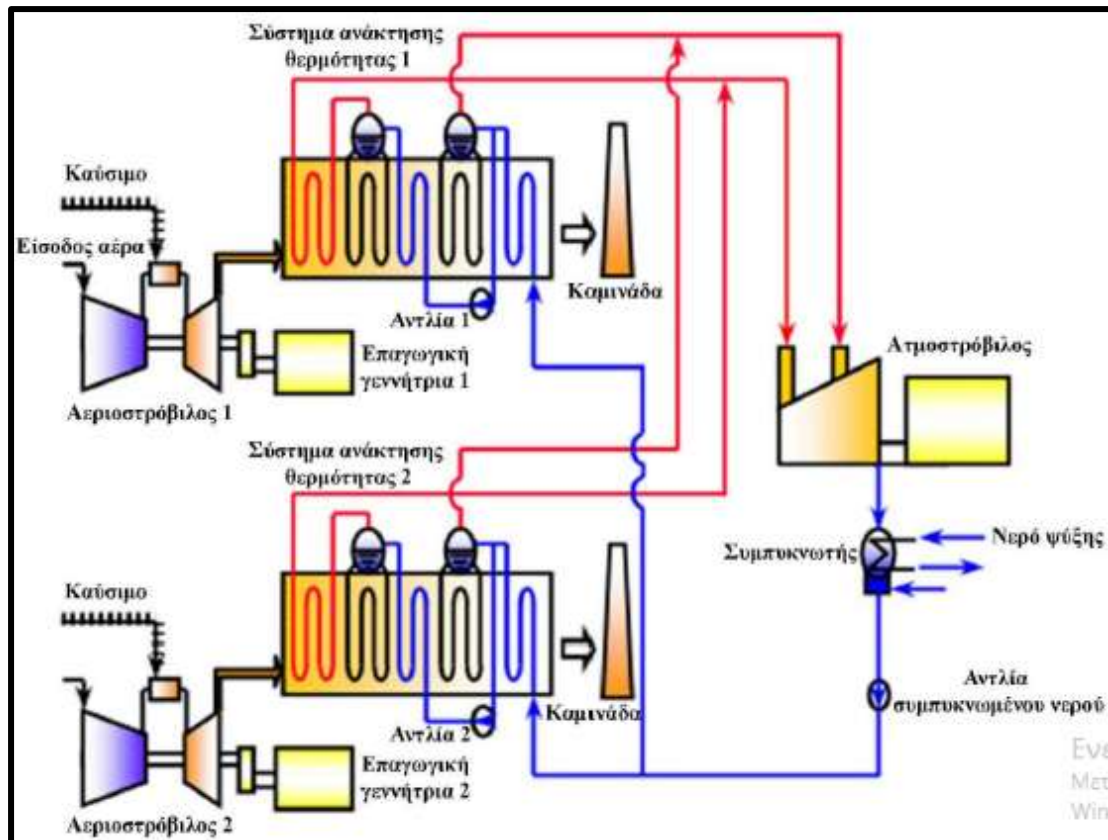
- Σε μικρούς σταθμούς, διακρίνονται από την ικανότητα να ανταποκρίνονται στις αλλαγές του ενεργειακού φορτίου. Η δυνατότητα αυτή τείνει να μειώνεται σχετικά, με την αύξηση του μεγέθους της diesel-γεννήτριας.
- Έχουν τη δυνατότητα για άμεση και σύντομης διάρκειας διαδικασία εκκίνησης, η οποία όμως είναι ελάχιστη για τις diesel-γεννήτριες που έχουν μικρό μέγεθος.
- Δεν απαιτούν ιδιαίτερα μεγάλο χώρο για τις εγκαταστάσεις και δεν υπάρχει ανάγκη για πολύ προσωπικό.
- Τα τμήματά των μηχανών Diesel εκτελούν παλινδρομική κίνηση και φθείρονται εντονότερα ώστε να απαιτείται συχνότερη συντήρηση, με αποτέλεσμα να έχουν σχετικά μεγαλύτερο κόστος συντήρησης συγκριτικά με άλλες θερμικές μονάδες παραγωγής.

2.5. Συνδυασμένος Κύκλος

Πέρα των άνωθεν κυριότερων τύπων θερμικών μονάδων, δύναται να συνδυαστεί η λειτουργία μερικών, για αυξημένη απόδοση του συστήματος. Οι υλοποιήσεις ως απόρροια της συνδυαστικής λειτουργίας βασικών θερμοηλεκτρικών μονάδων είναι οι Συνδυασμένοι Κύκλοι. Ο σταθμός στην Ξυλοκαμάρα Χανίων περιλαμβάνει τη λειτουργία ΣΚ με δύο αεριοστρόβιλους και 1 ατμοστρόβιλο, όπως σχηματικά-ενδεικτικά περιγράφεται στην Εικόνα 2.4. Στην πλειοψηφία ενός Συνδυασμένου Κύκλου χρησιμοποιούνται δύο μονάδες βάσης, ενώ η τελική, δηλαδή ο ατμοστρόβιλος, είναι πάντα μία. Η λειτουργία των δύο αεριοστρόβιλων δύναται να είναι αυτόνομη από την συνολική μονάδα, ενώ αντίστοιχη κατάσταση δύναται να συμβεί σε περίπτωση περίσσειας, όταν και λειτουργεί ο μισός ΣΚ. Οι μονάδες του ΣΚ τίθενται κάθε χρόνο εκτός λειτουργίας για ένα μήνα για την αναγκαία συντήρησή τους. Ο ΣΚ προηγείται στη σειρά ένταξης των αεριοστρόβιλων και ακολουθεί αμέσως μόλις οι ατμομονάδες φτάσουν στο μέγιστο της δυναμικότητάς τους. Διαιρείται σε δύο τμήματα: Α) ως βασικές μονάδες χρησιμοποιούνται, συνήθως, αεριοστρόβιλοι, ενώ τέτοιο ρόλο μπορούν να έχουν και ντιζελογεννήτριες, Β) και τον ατμοστρόβιλο που είναι πάντα η τελική μονάδα.

- Ένας ΣΚ έχει υψηλό βαθμό απόδοσης, που κυμαίνεται μεταξύ 50 – 55%.
- Έχει χαμηλότερο ειδικό κόστος παραγωγής σε σχέση με αυτό των αεριοστρόβιλων, ειδικότερα για χρησιμοποίηση ελαφρύ καυσίμου (π.χ. πετρέλαιο κίνησης) (Πασχαλίδης 2016).
- Συνολικά ο ΣΚ, λόγω του ατμοστρόβιλου, χαρακτηρίζεται από αργή διαδικασία εκκίνησης. Ωστόσο, εξαιτίας των αεριοστρόβιλων είναι δυνατή η απόκριση όταν μεταβάλλεται σημαντικά το φορτίο από αυτούς (Κατσαπρακάκης 2007).

Όπως παρατηρείται στην Εικόνα 2.4 τα θερμά καυσαέρια των δύο αεριοστρόβιλων οι οποίοι είναι η μονάδα βάσης του ΣΚ, πριν την απορρόφηση τους στον ατμοσφαιρικό αέρα, κινούνται σε δύο συστήματα για την ανάκτηση της θερμότητας, στα οποία συστήματα κατευθύνεται συμπυκνωμένο νερό. Στα συστήματα αυτά, το νερό θερμαίνεται και στη συνέχεια μετατρέπεται σε ατμό κάνοντας χρήση της θερμότητας των καυσαερίων. Στη συνέχεια τα χαμηλής ενθαλπίας καυσαέρια, αποβάλλονται στην ατμόσφαιρα και ο παραγόμενος αέρας οδηγείται στον ατμοστρόβιλο που επιτυγχάνεται περαιτέρω παραγωγή ισχύος, που προστίθεται στην παραγωγή, η οποία γίνεται αυτόνομα στους αεριοστρόβιλους. Η έξτρα παραγωγή ηλεκτρικής ισχύος στον ατμοστρόβιλο δεν απαιτεί την κατανάλωση επιπρόσθετης ποσότητας καυσίμου.



Εικόνα 2.4. Γενική δομή και λειτουργία ΣΚ αποτελούμενου από δύο αεριοστρόβιλους και έναν ατμοστρόβιλο (Κατσαπρακάκης 2007)

Ορίζοντας ως m_{f1} και m_{f2} το παρεχόμενο καύσιμο στους αεριοστρόβιλους 1 και 2, H_u τη θερμογόνο ικανότητα του καυσίμου και P_{GT1} , P_{GT2} , P_{ST} την παραγόμενη ισχύ σε αεριοστρόβιλους και τον ατμοστρόβιλο, τότε:

-Η συνολική απόδοση των αεριοστρόβιλων για ανεξάρτητη, από τον ατμοστρόβιλο λειτουργία ορίζεται ως:

$$\eta_{GT} = \frac{P_{GT1} + P_{GT2}}{(m_{f1} + m_{f2})H_u} \quad (2.1)$$

-Ο συνολικός βαθμός απόδοσης του ΣΚ προκύπτει ως:

$$\eta_{GT} = \frac{P_{GT1} + P_{GT2} + P_{ST}}{(m_{f1} + m_{f2})H_u} \quad (2.2)$$

Ο μεγαλύτερος βαθμός απόδοσης του ΣΚ συγκρίνοντας τις άνωθεν σχέσεις, προκύπτει από τη πρόσθεση του έξτρα όρου στη εξίσωση 2.2.

2.6. ΑΠΕ

Οι σταθμοί παραγωγής ΑΠΕ, στην Κρήτη περιλαμβάνουν 35 Αιολικά Πάρκα με ισχύ 200,29MW, 1047 Φ/Β σταθμούς με συνολική χωρητικότητα 78.29 MW. Επιπρόσθετα, λειτουργεί ένας μικρός ΥΗΣ ισχύος 0.3 MW (στοιχεία Δεκέμβριος 2019). Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των ΑΠΕ κυμαίνεται στα 279,88 MW. Η παραγωγή ενέργειας των αιολικών πάρκων είναι 36.618,84 MW, των φωτοβολταϊκών συστημάτων 11.301,68 MW και η συνολική παραγωγή από όλες τις ΑΠΕ είναι 48.363,47 MW.

Το μεγαλύτερο τμήμα της ισχύος των φωτοβολταϊκών συστημάτων είναι εγκατεστημένο στην Περιφερειακή Ενότητα Ηρακλείου (Πίνακας 2.3) και στην Περιφερειακή Ενότητα Λασιθίου, και ειδικότερα στην περιοχή της Σητείας (Πίνακας 2.2 & Εικόνα 2.5) απαντάται αναλογικά ένα μεγάλο τμήμα των αιολικών πάρκων της Κρήτης.



Εικόνα 2.5. Αιολικά Πάρκα στην Ανατολική Κρήτη

Πίνακας 2.2. Αιολικά Πάρκα στην ανατολική Κρήτη

Εταιρία	Ισχύς (MW)	Περιοχή	Θέση
Αιολικά Πάρκα Κρύων ΑΕ	11,2	Σητείας	Βούβαλοι
Ανεμόεσσα Αιολικά Πάρκα ΑΕ	6,2	Σητείας	Βιγλί
ΑΕΟΛΟΣ	9,9	Λεύκης	Χάνδρα
Ροκας Αιολική ΑΒΕΕ	10,2	Ιτάνου	Πλατοκερατιά Μητάτου
Έντεκα Αιολικά Πάρκα ΑΕ (Τμηματικά)	11,9	Ιτάνου	Πισκοπιανές
ENERGON Ελλάς ΑΕ	2,7	Σητείας	Πλατύβολο
WRE Hellas SA	2,5	Σητείας	Πλατύβολο Κρύων
Αιολικά Πάρκα Αχλαδιών ΑΕ	11,2	Σητείας	Αγριλίδα /Βέληρας

Πίνακας 2.3 Αριθμός Φ/Β Σταθμών και Αδειοδοτημένη Ισχύς Φ/Β ανά νομό (Κοτούλα 2019)

Νομός	Αριθμός Φ/Β Σταθμών	Αδειοδοτημένη Ισχύς Φ/Β (MW)
Λασιθίου	262	19,9
Ηρακλείου	501	35,91
Ρεθύμνου	241	18,26
Χανίων	200	14,75
Σύνολο	1.204	88,82

Το συνολικό κόστος εγκατάστασης στην Ελλάδα κυμαίνεται μεταξύ 1.000 – 1.200€/kW για τα φωτοβολταϊκά συστήματα και τα αιολικά πάρκα (Κοτούλα 2019).

Η απόδοσή των αιολικών πάρκων κυμαίνεται μεταξύ 45 – 50%, (Gigantidou 2013) για γεωγραφικές ενότητες όπου εντοπίζεται υψηλό αιολικό δυναμικό (η μέση ετήσια ταχύτητα του ανέμου υπερβαίνει τα 10m/s), με παρόμοιες τιμές να παίρνει και ο συντελεστής απασχόλησης (Katsigiannis 2013). Η υψηλότερη απόδοση των φωτοβολταϊκών σταθμών είναι μεταξύ 15 – 17%. Ο συντελεστής απασχόλησης για τις περιπτώσεις ηλιακής ακτινοβολίας που συναντιούνται στο νότιο τμήμα της χώρας και με παράλληλη ικανότητα να προσανατολιστούν τα φωτοβολταϊκά σε κάθετη διεύθυνση από αυτή της προσβολής της ηλιακής ακτινοβολίας, δύναται να υπερβεί το 20%.

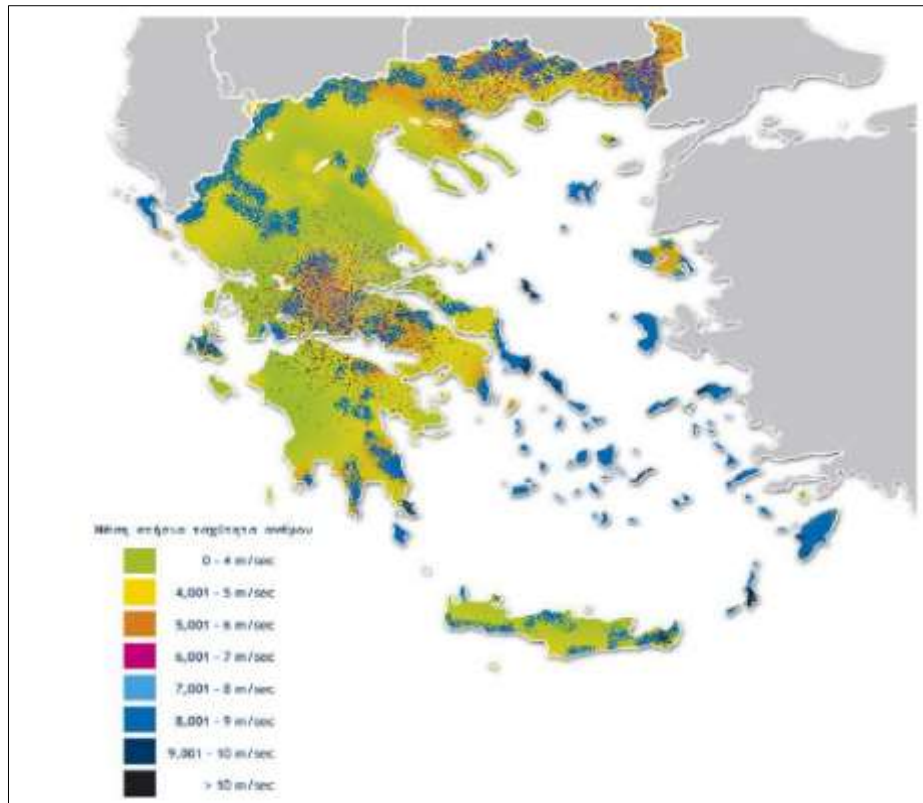
Το ειδικό κόστος παραγωγής, είναι συνάρτηση πρωτίστως των αποσβέσεων του αρχικού κόστους και της παραγωγής ετησίως. Για διακύμανση των συντελεστών απασχόλησης σε τιμές κοντά στο 40% σε ένα αιολικό πάρκο και 17% σε φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις, με ειδικό αρχικό κόστος περίπου στα 1.000€/kW, το ειδικό κόστος παραγωγής καταλήγει γύρω στα 0,04€/kWh για τις ανεμογεννήτριες και στα 0,08€/kWh για τα φωτοβολταϊκά (Κοτούλα 2019).

Ο συντελεστής χρησιμοποίησης (Capacity Factor) συνιστά το κριτήριο αξιολόγησης της βιωσιμότητας των αιολικών πάρκων και προκύπτει ως η παραγόμενη ενέργεια ετησίως προς τη θεωρητική μέγιστη ενέργεια που δύναται να παραχθεί σε καθεστώς συνεχούς λειτουργίας υπό ονομαστική ισχύ. Γνωρίζοντας την ετήσια ενεργειακή απόδοση, ο συντελεστής χρησιμοποίησης υπολογίζεται ως:

$$CF = \frac{E}{8760 * P_{\eta}} \quad (2.3)$$

Όπου: E: Η πραγματική ετήσια παραγόμενη ενέργεια και P_{η} : Η ονομαστική Ισχύς Αιολικού Πάρκου.

Ο συντελεστής χρησιμοποίησης κυμαίνεται συνήθως μεταξύ 25% και 35%, ενώ υψηλότερες τιμές, επιτυγχάνονται σε αιολικά πάρκα σε περιοχή όπου καταγράφεται υψηλή μέση ταχύτητα ανέμου. Λαμβάνεται τιμές που προσεγγίζουν το 30% για σταθμούς που είναι εγκατεστημένοι στα ΜΔΝ. Στην Εικόνα 2.6 παρουσιάζεται ο χάρτης του αιολικού δυναμικού της χώρας.

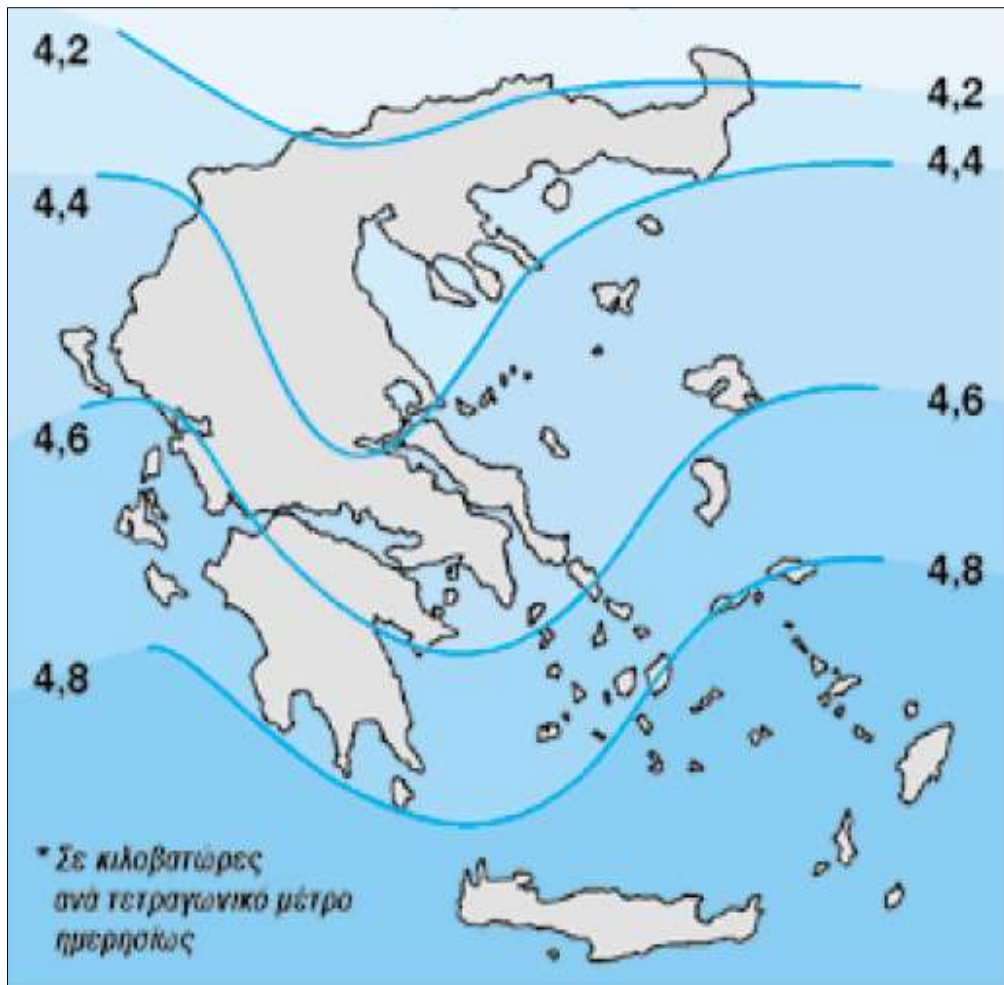


Εικόνα 2.6 Χάρτης του αιολικού δυναμικού της Ελλάδας

Τα χαρακτηριστικά που προσδιορίζουν τη λειτουργικότητα των ανεμογεννητριών είναι (Κατσαπρακάκης 2007; Χατζηαργυρίου 2016; Χαραλαμπίκης 2017):

- Μείωση του κόστους λειτουργίας μια ανεμογεννήτριας μπορεί να επιτευχθεί με την εγκατάσταση πολλών ανεμογεννητριών στην ίδια τοποθεσία για το σχηματισμό "αιολικού πάρκου". Τα «πάρκα» μεγάλων ανεμογεννητριών με υψηλό δυναμικό ανέμου δύνανται να παράγουν ηλεκτρική ενέργεια με χαμηλό κόστος που κυμαίνεται 0,035€/KWh.
- Η παραγόμενη ισχύς των ανεμογεννητριών αυξάνεται με τον κύβο περίπου της ταχύτητας που φυσάει ο άνεμος και συνεπώς, η βέλτιστη επιλογή τοποθεσίας εγκατάστασης είναι καθοριστική για την επίτευξη μεγάλης αποδοτικότητας (Liu 2018).
- Το πλεονέκτημα της αιολικής ενέργειας είναι ότι είναι άφθονη, ανεξάντλητη και δεν αυξάνει τη θερμοκρασία του περιβάλλοντος (Karnavas 2006; Kuang 2016; Biza κ.ά 2019), ενώ το κόστος λειτουργίας τους δεν επηρεάζεται από τη διακύμανση στις τιμές εισαγόμενων πρώτων υλών.
- Στον αντίποδα, το μειονέκτημα είναι η μεταβλητότητα με συνέπεια για την αξιοπιστία της παραγόμενης ηλεκτρικής ισχύος να είναι αναγκαίος ο συνδυασμός της με άλλες πηγές ενέργειας. Η διαθεσιμότητα της ενεργειακής πηγής είναι αβέβαιη και έχει σαν χαρακτηριστικό τον περιορισμένο έλεγχο (Karapidakis 2011).

Το ποσό της ωφέλιμης ηλεκτρικής ενέργειας ενός φωτοβολταϊκού στοιχείου είναι άμεση συνάρτηση της έντασης που έχει η φωτεινή ενέργεια που πέφτει στην επιφάνεια μετατροπής. Στα Φ/Β συστήματα ο μέσος ετήσιος συντελεστής προσδιορίζεται κοντά στο 16,5% και είναι ανεξάρτητος από την ισχύ. Στην Εικόνα 2.7 παρουσιάζεται ο χάρτης του ηλιακού δυναμικού της χώρας.



Εικόνα 2.7 Χάρτης του ηλιακού δυναμικού της Ελλάδας

2.7. Ένταξη των μονάδων παραγωγής σε ΣΗΕ

Οι κυριότεροι παράμετροι που προσδιορίζουν τη σειρά με ένταξης των θερμοηλεκτρικών μονάδων στο ΣΗΕ Κρήτης, σε συνάρτηση με τα τεχνικά χαρακτηριστικά τους είναι: (Πίνακας 2.4) (Κατσαπρακάκης 2007):

A) Η ασφάλεια του συστήματος, και η συνεχής και αδιάκοπη ικανοποίηση των αναγκών, δηλαδή η ικανότητα του συστήματος να διατηρεί τη λειτουργία του, σε περιπτώσεις απρόβλεπτων διαταραχών (πχ. βραχυκύκλωμα) ή σε προγραμματισμένες συντηρήσεις του εξοπλισμού

B) Η βέλτιστη οικονομική λειτουργία, που επιτυγχάνεται όταν ελαχιστοποιείται το ειδικό κόστος παραγωγής

Κατά τον προγραμματισμό ένταξης των συμβατικών μονάδων απαιτείται η ικανοποίηση περιορισμών όπως:

-Ελάχιστος χρόνος λειτουργίας: Ο ορισμένος χρόνος από την ένταξη της μονάδας μέχρι να αποσυνδεθεί από το δίκτυο

-Ελάχιστος χρόνος κράτησης: Ο ορισμένος χρόνος από την αποσύνδεση της μονάδας μέχρι να ξανασυνδεθεί στο δίκτυο.

-Κόστος εκκίνησης: το κόστος της επιπλέον ενέργειας για την εκκίνηση της μονάδας, το οποίο προκύπτει από τον προηγούμενο χρόνο κράτησης. Η υψηλότερη τιμή που δύναται να λάβει είναι το κόστος ψυχρής εκκίνησης.

-Υποχρεωτική λειτουργία μονάδων: Η ασφάλεια και η ευστάθεια του συστήματος υποχρεώνουν ορισμένες μονάδες να είναι σε λειτουργία παρά το κόστος λειτουργίας τους.

Πίνακας 2.4. Βασικά χαρακτηριστικά μονάδων παραγωγής που χρησιμοποιούνται στο ΣΗΕ της Κρήτης (Κατσαπρακάκης 2007)

Μονάδα	Βαθμός Απόδοσης (%)	Τύπος καυσίμου	Απόκριση/ Εκκίνηση
Ατμοστρόβιλοι	30-35	μαζούτ	αργή/αργή
Diesel μηχανές	40-45	μαζούτ	ταχεία/ταχεία
		ελαφρύ καύσιμο	
Αεριοστρόβιλοι	30-35	ελαφρύ καύσιμο	ταχεία/ταχεία
Συνδυασμένος Κύκλος	45-55	ελαφρύ καύσιμο	ταχεία/αργή
Ανεμογεννήτριες	40-50		
Φωτοβολταϊκά	15-17		

Επισημάνσεις:

1. Οι βαθμοί απόδοσης αιολικών και φωτοβολταϊκών επιτυγχάνονται για συντελεστές απασχόλησης μεγαλύτερους του 40% για τις ανεμογεννήτριες και του 15% για τις φωτοβολταϊκές μονάδες.
2. Η γρήγορη αντίδραση των Diesel-γεννητριών αναφέρεται κυριότερα σε μικρότερου μεγέθους μονάδες
3. Η γρήγορη αντίδραση ενός ΣΚ σχετίζεται μόνο με τους αεριοστρόβιλους.

Οι μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στο ΣΗΕ της Κρήτης με βάση τη διάκρισή του ως μονάδες βάσης και αιχμής ζήτησης, συνοπτικά διακρίνονται σε (Κατσαπρακάκης 2007):

- Ατμοστροβιλικές Μονάδες (Μονάδες βάσης)
- Μηχανές Εσωτερικής Καύσης (Μ.Ε.Κ. Diesel) (Μονάδες βάσης & αιχμής)
- Συνδυασμένου Κύκλου (Μονάδες βάσης & αιχμής)
- Αεριοστρόβιλοι (Μονάδες αιχμής)

Οι βασικές παράμετροι που λαμβάνονται υπόψη για την βελτιστοποίηση της σειράς ένταξης των μονάδων στο Σ.Η.Ε της Κρήτης, είναι: α) οι απαιτήσεις του φορτίου τη δεδομένη χρονική στιγμή, β) τα χαρακτηριστικά λειτουργίας των μονάδων παραγωγής (με εξαίρεση αυτές που είναι εκτός για συντήρηση) και γ) ενδεχόμενοι περιορισμοί. Η απαίτηση για ασφάλεια καθιστά αναγκαία τη χρήση των συμβατικών μονάδων με τη χαμηλότερη ανταπόκριση όταν μεταβάλλεται το φορτίο χωρίς γρήγορη εκκίνηση, δηλαδή να χρησιμοποιούνται οι ατμοστρόβιλοι και οι Συνδυασμένοι Κύκλοι, ως μονάδες βάσης. Η ένταξη σε ένα ΣΗΕ ως μονάδα βάσης επιφέρει τη χρήση αυτής πριν όποια οποιαδήποτε άλλη μονάδα. Ταυτόχρονα, είναι αναγκαία η χωρίς διακοπή λειτουργία μονάδων αυτών, ακόμα και σε περιόδους με χαμηλές φορτίσεις που

προσεγγίζουν τα τεχνικά ελάχιστα τους, μειώνοντας ίσως την παραγόμενη ισχύ από άλλες μονάδες που διακρίνονται από μικρότερο κόστος. Οι καταστάσεις αυτές τείνουν να παρουσιάζονται τη νύχτα σε περιόδους με χαμηλή ζήτηση ισχύος, κυρίως τους φθινοπωρινούς και τους ανοιξιάτικους μήνες.

Ατμοστρόβιλοι

Οι κυριότεροι λόγοι ένταξης των ατμοστροβίλων είναι οι εξής (Κατσαπρακάκης 2007):

- Διαθεσιμότητα καυσίμου, μη αξιοποιήσιμου από άλλη θερμική μηχανή
- Ως βασική μονάδα για να διατηρείται και να ρυθμίζεται η συχνότητα του συστήματος, εξαιτίας της υψηλής ροπής αδράνειας λόγω των μεγάλων περιστρεφόμενων μαζών.

Λόγω του μεγάλου μεγέθους και της συνεπακόλουθης συνθετότητας τους και υψηλού κόστους, ενδείκνυται η ένταξή τους σε ΣΗΕ μεγάλου μεγέθους, όπως στο αυτόνομο σύστημα Κρήτης. Οι ατμοστρόβιλοι, χρησιμοποιούνται ως μονάδες βάσης επειδή δύναται να στηρίξουν τη βασική συχνότητα του συστήματος, συνδυαστικά με την αργή εκκίνηση και να παρακολουθούν όταν μεταβάλλεται το φορτίο. Η χρήση τους ως μονάδες βάσης έχει σαν συνέπεια την αδιάκοπη λειτουργία τους, που δύναται να μειωθεί σε περιόδους με μειωμένη ζήτηση φορτίου σε τιμές κοντά στα τεχνικά ελάχιστα τους. Ο ατμοστρόβιλος τίθεται εκτός λειτουργίας του, εκτός απρόβλεπτων συμβάντων, αποκλειστικά για προγραμματισμένη συντήρηση. Οι ατμοστρόβιλοι στο σύστημα της Κρήτης χρησιμοποιούν μαζούτ (βαρύ πετρελαϊκό καύσιμο).

Αεριοστρόβιλοι

Οι αεριοστρόβιλοι δεν επηρεάζονται από το είδος καυσίμου και διακρίνονται από υψηλό ειδικό κόστος, το οποίο προκύπτει λόγω χαμηλότερου βαθμού απόδοσής. Πλεονέκτημά αποτελεί η γρήγορη εκκίνηση και η δυνατότητα ανταπόκρισης στις μεταβολές του φορτίου. Λόγων των χαρακτηριστικών, καθορίζονται ως μονάδες αιχμής, αποκλειστικά για απόκριση στις ημερήσιες αιχμές ζήτησης ισχύος με την προϋπόθεση ότι έχουν εξαντληθεί οι άλλες εναλλακτικές με χαμηλότερο ειδικό κόστος παραγωγής.

Τα κυριότερα πλεονεκτήματά τους συνοψίζονται σε:

- αποτελούν απλούστερες κατασκευές και απαιτούν λιγότερο εξειδικευμένο προσωπικό
- δεν απαιτούν νερό τροφοδοσίας
- η διαδικασία εκκίνησης είναι απλή και επιτυγχάνουν γρήγορα πλήρη φόρτιση, με αποτέλεσμα να είναι δυνατόν να εξυπηρετηθεί η αιχμή φορτίου
- χαρακτηρίζονται από χαμηλή πίεση λειτουργίας

Τα πλεονεκτήματά τους συγκριτικά με τους ατμοστρόβιλους είναι τα κάτωθι:

- δεν εκτελούν παλινδρομικές κινήσεις σε κανένα τμήμα τους και έχουν ελάχιστες μηχανικές απώλειες
- δεν έχουν προβλήματα ζυγοστάθμισης
- απλή και οικονομική συντήρηση
- δεν απαιτούν νερό ψύξης
- ομαλή και αθόρυβη λειτουργία χωρίς υψηλές πιέσεις

Diesel-γεννήτριες

Οι ντιζελογεννήτριες διακρίνονται για την ευελιξία τους συγκριτικά με τις υπόλοιπες θερμοηλεκτρικές μονάδες, να καταναλώνουν ή μαζούτ, ή ελαφρύ καύσιμο. Επιτυγχάνουν υψηλό βαθμός απόδοσης που μεταφράζεται σε χαμηλές τιμές του ειδικού κόστους παραγωγής όταν χρησιμοποιείται μαζούτ. Χαρακτηριστικά τους η ευκολία, η ταχύτητα ένταξης σε λειτουργία και η οικονομία στην εγκατάστασή τους. Διακρίνονται από γρήγορη εκκίνηση και ευελιξία να ρυθμίζουν την ισχύ, με υψηλή δυνατότητα απόκρισης στις μεταβολές φορτίου. Μειονεκτούν συγκριτικά με τις λοιπές θερμικές μονάδες, εξαιτίας της αυξημένης ανάγκης συντήρησης ως αποτέλεσμα των παλινδρομικών κινήσεων των εμβόλων. Συμπερασματικά (Κατσαπρακάκης 2007):

- Εντάσσονται σε ένα ΣΗΕ ως μονάδες βάσης, σε περιπτώσεις υψηλής ισχύος (γύρω στα 50MW) και χρησιμοποιείται καύσιμο μαζούτ ώστε να ελαχιστοποιηθεί το κόστος
- Εντάσσονται σε ένα ΣΗΕ ως μονάδες αιχμής, σε μικρές μονάδες χωρίς να επηρεάζονται από το είδος του χρησιμοποιούμενου καυσίμου.

Συνδυασμένος Κύκλος

Η παρουσία του ατμοστρόβιλου σε ένα ΣΚ καθιστά την εκκίνηση αργή, με συνέπεια το χαρακτηρισμό του ως μονάδα βάσης. Ταυτόχρονα, η παρουσία των αεριοστρόβιλων, παρέχει δυνατότητα απόκρισης στις μεταβολές του φορτίου, κατ' ελάχιστο μέχρι την εξάντληση της αθροιστικής δυνατότητας παραγωγής με χρήση των αεριοστρόβιλων. Ένας ΣΚ αρχικά χρησιμοποιείται ως μονάδα βάσης, με αδιάκοπη λειτουργία στα τεχνικά ελάχιστα, με λειτουργία όπως αυτή των ατμοστρόβιλων, η οποία διακόπτεται μόνο για προγραμματισμένη συντήρηση και σε περίπτωση βλάβης. Παράλληλα, δύναται να παρακολουθούν τις μεταβολές του φορτίου παρουσιάζοντας γρήγορη απόκριση. Η αύξηση της ισχύος του συστήματος όταν απαιτηθεί είναι δυνατή λόγω της υψηλής περιεκτικότητας οξυγόνου στα καυσαέρια η οποία καθιστά δυνατή τη καύση συμπληρωματικών καυσίμων στο λέβητα καυσαερίων. Η συμπληρωματική αυτή καύση οδηγεί σε υψηλότερους βαθμούς απόδοσης για λειτουργία σε μερικό φορτίο αλλά έχει σαν συνέπεια πιο περίπλοκη εγκατάσταση.

Η σειρά ένταξης ενός ΣΚ σε μεγάλο βαθμό προσδιορίζεται από τον τύπο του καυσίμου. Για χρήση ελαφρύ καυσίμου, η αυξημένη παραγωγή του ΣΚ πάνω από τα τεχνικά ελάχιστα γίνεται εφόσον εξαντληθούν οι μονάδες με χαμηλότερο ειδικό κόστος (ατμοστρόβιλοι, diesel-γεννήτριες που χρησιμοποιούν μαζούτ).

ΑΠΕ

Ο ρόλος των ΑΠΕ ως μονάδες μη εγγυημένης ισχύος προσδιορίζεται βασικά από τη δεδομένη στιγμιαία διείσδυση ισχύος που δύναται να επιτύχουν, συνδυαστικά με την αναγκαία ισχύ για την ασφάλεια και την ευστάθεια του συστήματος (Vourdoubas 2021a). Αρα ως μονάδες μη εγγυημένης ισχύος δύναται να διεισδύουν στην παραγωγή ισχύος μέχρι ένα ανώτατο ποσοστό, το οποίο προσδιορίζεται μεταξύ άλλων, από το μέγεθος του συστήματος, τις καιρικές συνθήκες, τις άλλες ενταγμένες θερμικές μονάδες και το είδος της εφεδρείας κ.ά. (Vourdoubas 2021b).

Ένα μη διασυνδεδεμένο σύστημα με αυξημένη διείσδυση ισχύος τεχνολογιών ΑΠΕ έχει σημαντικές διαφορές από ένα διασυνδεδεμένο σύστημα ισχύος. Πρώτον, το μη διασυνδεδεμένο σύστημα παρουσιάζει χαμηλό λόγο ελάχιστης προς μέγιστη ζήτηση και σημαντικά μεγαλύτερες αποκλίσεις συχνότητας με σχετικά μικρές αλλαγές παραγωγής ή ζήτησης σε σύγκριση με ένα διασυνδεδεμένο σύστημα ισχύος. Επιπλέον, οι εγκατεστημένες θερμικές μονάδες τείνουν να έχουν σημαντικές τιμές τεχνικού ελάχιστου που δημιουργούν προβλήματα στη συνεργασία μεταξύ θερμικών μονάδων και αιολικής ενέργειας, αναγκάζοντας τους φορείς εκμετάλλευσης να αποσυνδέουν μέρος της παραγωγής αιολικής ενέργειας για να αποφευχθούν παραβιάσεις τεχνικών ορίων (Tsikalakis et al. 2006).

Η διείσδυση των ΑΠΕ στο ΣΗΕ εμπεριέχει την επίλυση τεχνικών ζητημάτων (Γεωργίου 2010). Η διείσδυση των ΑΠΕ δύναται να μεταβάλλει τη ροή, ο αρχικός σχεδιασμός της οποίας είναι για να μεταφέρει ενέργεια μέσω των δικτύων διανομής με μία κατεύθυνση ροής προς την πλευρά των καταναλωτών. Εφόσον μικροί καταναλωτές συμμετέχουν στην παραγωγή ενέργειας με ανεμογεννήτριες ή ΦΒ στοιχεία και πλαίσια, συνεισφέρουν στην τροφοδοσία του δικτύου με συνέπεια αντίθετη φορά από αυτή του σχεδιασμού (Husin and Zaki 2021).

Η ηλεκτρική ενέργεια από τις ΑΠΕ επηρεάζει αρνητικά την ποιότητα και την αξιοπιστία του ηλεκτρικού δικτύου, επειδή η αιολική ενέργεια μειώνει την τάση και την ποιότητα της συχνότητας δικτύου στο ηλεκτρικό δίκτυο (Twidell 2015; Ahshan et al. 2017). Επιπλέον, η αιολική ενέργεια αυξάνει την ανάγκη σταθεροποίησης του φορτίου του δικτύου για να εξισορροπηθεί η κατανάλωση και η παραγωγή κατά τη διάρκεια της αιολικής παραγωγής (Notton 2018). Αυξημένη ποσότητα αιολικής ενέργειας σημαίνει αυξημένη ποσότητα συσκευών ελέγχου που απαιτούνται για τη σταθεροποίηση του δικτύου. Η ταχύτητα του ανέμου αλλάζει, προκαλώντας εναλλασσόμενη τροφοδοσία στο ηλεκτρικό δίκτυο και επομένως, η διαφορά στην τάση, τη συχνότητα και τη φάση χρειάζεται μεγαλύτερη ισχύ βραχυκυκλώματος για να συνδέσει την παραγωγή αιολικής ενέργειας στο ηλεκτρικό δίκτυο. Η αιολική ενέργεια αυξάνει την ανάγκη για λειτουργικά αποθέματα στο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας (η πλεονάζουσα παραγωγή μπορεί να χρειαστεί να μειωθεί για να διατηρηθεί μια ισορροπία σε πραγματικό χρόνο μεταξύ παραγωγής και κατανάλωσης) (Ippolito et al. 2014; Li et al. 2015).

Συμπερασματικά, οι ΑΠΕ χρησιμοποιούνται με ταυτόχρονο στόχο για να μειωθούν οι εκπομπές των αέριων ρύπων και το ειδικό κόστος παραγωγής του συστήματος, σε βάθος χρόνου λαμβάνοντας υπόψη τα παρακάτω πλεονεκτήματα παρά τα τεχνικής φύσεως προβλήματα που απορρέουν από την ένταξή τους στο ΣΗΕ:

- είναι γεωγραφικά διάσπαρτες αποκεντρώνοντας το ενεργειακό σύστημα, με συνέπεια μικρότερες απώλειες κατά τη μεταφορά ενέργειας και αποσυμφορίζοντας τα δίκτυα μεταφοράς ενέργειας
- είναι ανεξάντλητες και φιλικές προς το περιβάλλον
- της χαμηλότερης τιμής λειτουργικού κόστους σε σχέση με τις συμβατικές μονάδες
- εντοπιότητα του διαθέσιμου δυναμικού που επιτρέπει τη μείωση της εξάρτησης από τις εισαγωγές ενεργειακών πόρων

2.8 Τεχνικά ελάχιστα, ονομαστική ισχύς και απόδοση συμβατικών σταθμών

Η ένταξη των συμβατικών μονάδων σε ένα ΣΗΕ είναι συνάρτηση των τεχνικών ελαχίστων που λειτουργού, της ονομαστικής τους ισχύος και της απόδοσης. Οι μονάδες διακρίνονται από τη μέγιστη και την ελάχιστη παραγωγή ισχύος. Αυτές προσδιορίζουν το πεδίο της λειτουργίας σε συνάρτηση με την ισχύ που εξέρχεται τελικά.

Το τεχνικό ελάχιστον είναι η ελάχιστη ισχύς που παράγεται από την θερμοηλεκτρική μονάδα και είναι το ελάχιστο όριο παραγωγής της μονάδας, κάτω από το οποίο είναι αδύνατη η λειτουργία της. Σε καθεστώς λειτουργίας, η ελάχιστη δυνατή ισχύς ταυτίζεται με το τεχνικό ελάχιστο. Στον αντίποδα, το ανώτατο όριο της τελικής ισχύος που εξέρχεται είναι η μέγιστη ισχύς. Στην πλειοψηφία των περιπτώσεων, η μέγιστη ισχύς ταυτίζεται με την ονομαστική. Ο συνολικός βαθμός απόδοσης μιας θερμικής μονάδας μεταβάλλεται στο εύρος λειτουργίας της. Όταν η λειτουργία προσεγγίζει το τεχνικό ελάχιστό της, τείνει προς ελαχιστοποίηση, αντίθετα για τιμές που κυμαίνονται πλησίον της ονομαστικής ισχύος, αυξάνει και συγκλίνει με την ονομαστική ισχύ, στις στροβιλομηχανές (ατμοστρόβιλοι και αεριοστρόβιλοι), είτε σε ελαφρώς χαμηλότερες τιμές για τις εμβολοφόρες Μ.Ε.Κ. Ο βαθμός απόδοσης κυμαίνεται ως συνάρτηση του σημείου λειτουργίας στην χαρακτηριστική καμπύλη, την οποία προσδιορίζει ο κατασκευαστής.

Ο συνολικός βαθμός απόδοσης μιας μονάδας, ορίζεται από την παρακάτω σχέση:

$$\eta_{el} = \frac{P_{el}}{m_f H_u} = \frac{P_{el}}{P_{ch}} \quad (2.4)$$

Όπου:

P_{el} : η ισχύς που εξέρχεται τελικά

m_f : το παρεχόμενο καύσιμο

P_{ch} : η χημική ισχύος που εισρέει

H_u : η θερμογόνος ικανότητα του καυσίμου

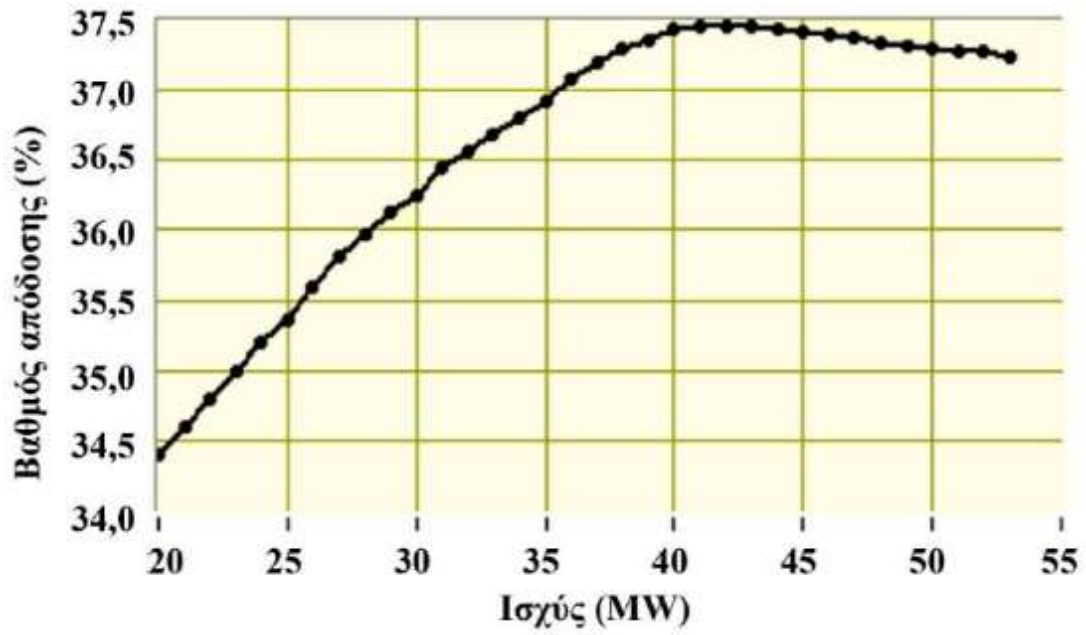
η_{el} : ο συνολικός βαθμός απόδοσης

Τα ενδεικτικά διαγράμματα 2.8-2.10 απεικονίζουν τη διακύμανση του βαθμού απόδοσης ατμοστρόβιλων, ντεζελογεννήτριας και αεριοστρόβιλου ως συνάρτηση της εξερχόμενης ισχύος σε μονάδες του ΣΗΕ Κρήτης.

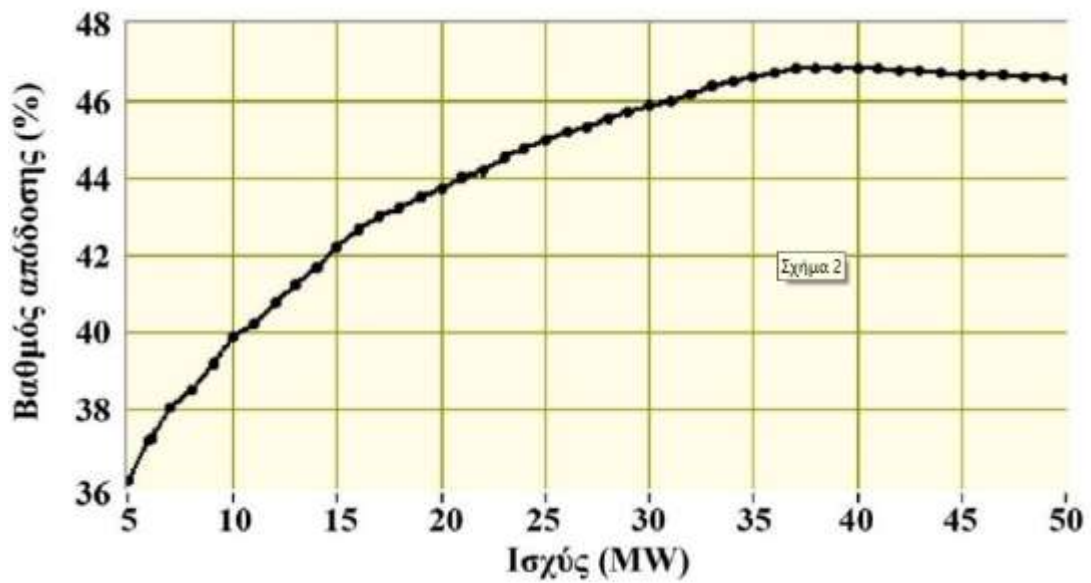
Από τα διαγράμματα, προκύπτει ότι ο βαθμός απόδοσης αυξάνεται για ισχύς λειτουργίας κοντά στην ονομαστική ισχύ. Άρα, για να επιτευχθεί ο κύριος στόχος της βέλτιστης λειτουργίας, ήτοι η ελαχιστοποίηση του κόστους, συνίσταται η μη λειτουργία πλησίον των τεχνικών ελαχίστων και η λειτουργία όσο το δυνατόν εγγύτερα στην ονομαστική ισχύ.

Τα τεχνικά ελάχιστα των συμβατικών μονάδων καθορίζουν την ευελιξία στη λειτουργία ενός ηλεκτρικού συστήματος. Ιδανικά, για μια συμβατική μονάδα είναι επιθυμητό το χαμηλότερο τεχνικό ελάχιστο, ώστε να είναι δυνατή η μείωση παραγόμενης ισχύος σε χαμηλές τιμές, σε περιπτώσεις μειωμένης ισχύος με μεγαλύτερης διείσδυσης ΑΠΕ. Υψηλότερες τιμές τεχνικών ελαχίστων, μειώνουν την ευελιξία του συστήματος, ειδικά για αργή εκκίνηση (ατμοστρόβιλοι και ΣΚ) με συνέπεια να μην είναι η έναρξη και η σβέση της μονάδας για περιορισμένα χρονικά διαστήματα. Στις καταστάσεις αυτές, απαιτείται η διατήρηση των μονάδων αυτών σε λειτουργία τεχνικού ελαχίστου, μειώνοντας πιθανή διείσδυση των ΑΠΕ.

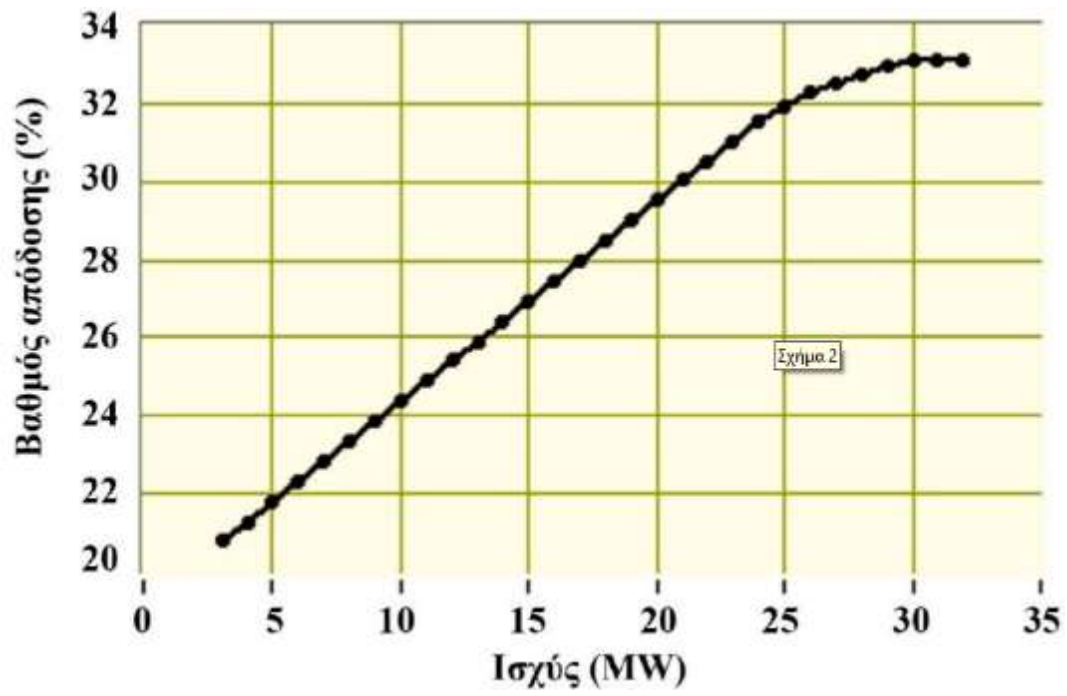
Αναλυτικότερα διαγράμματα για την καμπύλη ισχύος-βαθμού απόδοσης για τις συμβατικές μονάδες του ΣΗΕ Κρήτης, παρουσιάζονται στο Παράρτημα Γ.



Εικόνα 2.8. Χαρακτηριστική καμπύλη βαθμού απόδοσης ατμοστρόβιλου ονομαστικής ισχύος 52MW



Εικόνα 2.9. Χαρακτηριστική καμπύλη βαθμού απόδοσης ντιζελογεννήτριας ονομαστικής ισχύος 50MW με τεχνικό ελάχιστο 5MW



Εικόνα 2.10. Χαρακτηριστική καμπύλη βαθμού απόδοσης αεριοστρόβιλου ονομαστικής ισχύος 32MW με τεχνικό ελάχιστο 3MW..

Κεφάλαιο 3. Κόστος Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας

Η οικονομική λειτουργία ενός ΣΗΕ επιτυγχάνεται όταν οι απαιτήσεις ηλεκτρικής ενέργειας εκ μέρους των καταναλωτών, ικανοποιούνται ελαχιστοποιώντας το κόστος παραγωγής. Η οικονομική λειτουργία των ΣΗΕ εμπεριέχει τη διαχείριση των εξής κυριότερων παραμέτρων:

-Οικονομική κατανομή φορτίου: Προσδιορισμός της ισχύος των θερμικών μονάδων, ώστε να καλύπτεται η ζήτηση σε ηλεκτρική ενέργεια με ταυτόχρονη ελαχιστοποίηση του λειτουργικού κόστους.

-Ένταξη θερμικών μονάδων: Η κατάρτιση προγράμματος ένταξης/διατήρησης των θερμικών μονάδων για μια χρονική περίοδο λειτουργίας του ΣΗΕ. Η βέλτιστη επιλογή καθίσταται πολύπλοκη επειδή τα ΣΗΕ περιλαμβάνουν ένα μεγάλο εύρος σταθμών παραγωγής, διαφορετικής ηλικίας και απόδοσης. Επίσης, το κόστος παραγωγής των που είναι συνάρτηση της ισχύος που παράγεται ενώ και οι συνολικές απώλειες του ΣΗΕ συναρτήσκει της κατανομής της παραγόμενης ισχύος στις μονάδες, εντείνουν τη συνθετότητα του προβλήματος ελαχιστοποίησης του κόστους παραγωγής.

Ένας βασικός τρόπος διάκρισης του κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας σε ένα ΣΗΕ είναι σε εσωτερικό και εξωτερικό (Samadi 2017; Lu et al. 2020).

Το εσωτερικό τμήμα με τη σειρά του, διακρίνεται σε δύο μέρη. Το σχετικά σταθερό το οποίο είναι ανεξάρτητο της παραγόμενης ποσότητας ηλεκτρικής ενέργειας και αφορά το κόστος εγκαταστάσεων, εξοπλισμού, τακτικής συντήρησης και προσωπικού. Το δεύτερο μέρος, αφορά το κόστος του καυσίμου που ξοδεύεται στους θερμικούς σταθμούς, και το οποίο εξαρτάται από την παραγόμενη ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας. Οι δαπάνες των οποίων η ποσότητα μεταβάλλεται σε συνάρτηση με τη παραγωγή, αποτελούν το μεταβλητό κόστος, (πχ. καύσιμα) (και τμήμα του συνολικού μεταβλητού τμήματος). Αντίθετα, το σταθερό κόστος είναι το τμήμα του κόστους που είναι ανεξάρτητο από τη ποσότητα παραγωγής (πχ. μισθοί των εργαζομένων). Το εσωτερικό κόστος δύναται να διακριθεί σε τρεις πυλώνες:

- Το μεταβλητό κόστος (το οποίο στο μεγαλύτερο τμήμα του είναι το κόστος του καυσίμου) εξαρτώμενο της παραγόμενης ενέργειας
- Το σταθερό κόστος (έξοδα συντήρησης μονάδων, μισθοί εργαζομένων κτλ) το οποίο είναι ανεξάρτητο της παραγόμενης ενέργειας
- Το σταθερό κόστος κεφαλαίου, που ορίζεται ως το κόστος κατασκευής ανηγμένο στη χρονική περίοδο που είναι σε λειτουργία λαμβάνοντας υπόψη ένα επιτόκιο (το λεγόμενο Weighted Cost of Capital-WACC)

Το συνολικό κόστος περιλαμβάνει ένα ακόμα τμήμα, το εξωτερικό ((Hirschberg et al. 2000; Fouquet et al. 2001) το οποίο προκύπτει από τις περιβαλλοντικές επιπτώσεις της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (Rafaj and Kyrgios 2007; Karkour et al. 2020). Το μέγεθος του εξωτερικού κόστους επηρεάζεται άμεσα από Σύστημα Εμπορίας των Δικαιωμάτων Εκπομπών (ΣΕΔΕ) της ΕΕ, που περιλαμβάνει και της μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και θέτει περιορισμούς στις ανώτατες ποσότητες εκπομπής συγκεκριμένων αερίων του θερμοκηπίου (GHG).

3.1. Εσωτερικό Κόστος

Το συνολικό κόστος παραγωγής εμπεριέχει αυτά της αρχικής επένδυσης, της λειτουργίας καθώς και συντήρησης της μονάδας και την αγορά των καυσίμων (όταν πρόκειται για θερμικές μονάδες). Οι δαπάνες για την επένδυση περιλαμβάνουν τη φάση της κατασκευής, την ανακαίνιση του έργου καθώς και την αποσυναρμολόγηση στο τέλος της λειτουργίας. Στα κόστη λειτουργίας συμπεριλαμβάνονται οι αμοιβές του προσωπικού, τα έξοδα ασφάλισης, τα έξοδα τακτικής συντήρησης, το κόστος των καυσίμων καθώς και το κόστος εναπόθεσης των παραγόμενων αποβλήτων (Μαρκοπούλου 2018). Το συνολικό κόστος της ηλεκτροπαραγωγής περιλαμβάνει το κόστος εξοπλισμού, το λειτουργικό κόστος, το κόστος επανάκτησης των κεφαλαίων της επένδυσης και το κόστος του δανεισμού. Τμήμα από αυτές τις κατηγορίες εξαρτάται από την εγκατεστημένη ισχύ, άλλο τμήμα είναι ανάλογο με την παραγόμενη ενέργεια, ενώ το τελευταίο τμήμα αποτελεί σταθερό έξοδο ανεξάρτητα από το μέγεθος του έργου.

3.1.1. Συμβατικές Μονάδες

Με βάση τη χρονική φάση, το κόστος υποδιαιρείται σε δύο κατηγορίες (Μαρκοπούλου 2018):

A) Τη συνολική επένδυση μέχρι την έναρξη λειτουργίας της μονάδας που περιλαμβάνει:

- Κόστος γης
- Κόστος μελετών/αδειοδοτήσεων
- Κατασκευαστικό κόστος
 - Βάσει στοιχείων διαγωνισμών της ΔΕΗ ΑΕ για την εγκατάσταση νέας συμβατικής μονάδας, το κόστος για να εγκατασταθούν καινούργιες συμβατικές μονάδες προσεγγίζει (Πρόγραμμα Ανάπτυξης Συστημάτων ΜΔΝ-Μάρτιος 2021):
 - 800.000 €/MW για τις ΜΕΚ,
 - 650.000 €/MW για τις αεριοστροβιλικές μονάδες
 - 500.000 €/MW για σταθερά Η/Ζ ισχύος 1,0 MW έκαστο,
 - 550.000 €/MW για σταθερά Η/Ζ ισχύος 0,5 MW έκαστο,
 - 100.000 €/MW για μετεγκατάσταση Η/Ζ από ΗΣ που διασυνδέονται
- Κόστος έργων/υποδομών σύνδεσης
- Χρηματοοικονομικό κόστος

B) Τις δαπάνες λειτουργίας στις οποίες περιλαμβάνονται:

- Το κόστος επισκευών και τακτικής συντήρησης που υπολογίζεται είτε ως ποσοστό επί του προϋπολογισμού ή είναι ανάλογο της ενέργειας που παράγεται.
- Κόστος ασφάλισης και κόστος ασφάλισης των ετήσιων εσόδων
- Κόστος μισθοδοσίας του προσωπικού
- Κόστος διοίκησης & λογιστικής παρακολούθησης

Το αθροιστικό κόστος των ανωτέρω παραμέτρων, συνιστά το συνολικό κόστος της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, το οποίο όταν διαιρεθεί με την εγκατεστημένη ισχύ αποτελεί το ανηγμένο κόστος κατασκευής (Μαρκοπούλου 2018).

Στον Πίνακα 3.1 παρατίθενται τα κόστη κεφαλαίου και των σταθερών λειτουργικών εξόδων για τις συμβατικές μονάδες παραγωγής στο ΣΗΕ της Κρήτης

Πίνακας 3.1. Ετήσιο κόστος κεφαλαίου & πάγιες λειτουργικές δαπάνες συμβατικών θερμικών μονάδων στο ΣΗΕ Κρήτης (Ενεργειακός Σχεδιασμός Περιφέρειας Κρήτης, Τελική έκθεση προόδου (Μάρτιος 2015)

Τύπος Μονάδας	Ισχύς αναφοράς (MW)	Overnight Κόστος εγκατάστασης ('000 €/MW)	Ετήσια Κόστος Κεφαλαίου (€/MW- Έτος)	Ετήσιο Σταθερό Κόστος Λειτουργίας (€/MW- Έτος)	Συνολικό Κόστος (€/MW- Έτος)
Συνδυασμένος Κύκλος (CC)	180	750	95.625	37.500	133.125
Αεριοστρόβιλος (CT)	50	550	70.125	27.500	97.625
ΜΕΚ	50	900	114.750	45.000	159.750
Ατμοστρόβιλος (ΑΤΜ)	50	1200	153.000	60.000	213.000
Μηχανή Εσωτερικής Καύσης (ΜΕΚ)	50	700	82.000	21.000	103.000

Τα κόστη στον Πίνακα 3.1 υπολογίζονται βάση μεσοσταθμικού κόστους κεφαλαίων 12% λαμβάνοντας υπόψη 25ετή απόσβεση για τις υποδομές.

Τα κόστη αυτά περιλαμβάνουν τη προμήθεια και την εγκατάσταση στο χώρο του εξοπλισμού και των βοηθητικών υποδομών που είναι αναγκαίες για τη λειτουργία της μονάδας. Στα σταθερά λειτουργικά κόστη περιλαμβάνονται αυτά της λειτουργίας και της συντήρησης, καθώς και αυτά που απαιτούνται για την ασφάλιση και το κόστος διοίκησης.

3.1.2. Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

Αιολικά Πάρκα

Το κόστος ενός χερσαίου αιολικού πάρκου περιλαμβάνει τα ακόλουθα στοιχεία (Μαρκοπούλου 2018):

-Το κόστος κατασκευής, ήτοι το κόστος προμήθειας του εξοπλισμού, το κόστος για τις μελετών/αδειοδότησης και το χρηματοοικονομικό κόστος κατασκευής του έργου το οποίο κυμαίνεται μεταξύ 1,1 έως 1,2 εκατ. €/MW. Η προσέγγιση αυτή είναι ένα μέσο κόστος κατασκευής, καθώς ενδέχεται να διαφοροποιηθεί μέχρι και την τάξη του 15%, ειδικά σε κατασκευές αιολικών πάρκων στη νησιωτική χώρα.

-Κόστος διασύνδεσης που ποικίλει ανάλογα το ανάγλυφο το οποίο κυμαίνεται από 0,1 έως 0,25 εκατ. €/MW, το οποίο προσεγγιστικά είναι περίπου το 15% του κόστους κατασκευής του πάρκου. Για αιολικά πάρκα στη νησιωτική χώρα το κόστος διασύνδεσης είναι περίπου 0,3 εκατ. €/MW.

Συνοψίζοντας τα άνωθεν κόστη, το συνολικό για την κατασκευή ενός αιολικού πάρκου ισούται με (Μαρκοπούλου 2018):

-1.350 €/kW για αιολικό πάρκο στην ηπειρωτική χώρα, και στα ΜΔΝ, για μια ισχύ της τάξεως των 30 MW

-1.550 €/kW για τα ΜΔΝ, με μια τυπική ισχύ των 10MW.

Έπειτα, το ετήσιο κόστος για τη λειτουργία και συντήρησης προσεγγίζει το 4% του συνολικού κόστους κατασκευής, για το ηπειρωτικό σύστημα και τα διασυνδεδεμένα νησιά (Μαρκοπούλου 2018).

Φωτοβολταϊκά πάρκα

Το κόστος εγκατάστασης και λειτουργίας ενός φωτοβολταϊκού πάρκου επί εδάφους κυμαίνεται μεταξύ (Μαρκοπούλου 2018):

-900 – 1.000 €/kW

Τα έξοδα συντήρησης και λειτουργίας ανά έτος προσεγγίζουν το 2,5-3,5% του συνολικού κόστους κατασκευής, ενώ το κόστος παραγωγής 1kWh προσεγγίζει τα 0,08-0,09€ (Μαρκοπούλου 2018).

Μικρά Υδροηλεκτρικά Έργα

Τα έξοδα κατασκευής των μικρών υδροηλεκτρικών έργων (ΜΥΗΕ) είναι αντιστρόφως ανάλογα της υδραυλικής πτώσης (Μαρκοπούλου 2018). Σαν συνέπεια, σε ΜΥΗΕ με χαμηλό διαθέσιμο ύψος πτώσης του νερού απαιτείται υψηλότερη επένδυση για τον εξοπλισμό και την εγκατάσταση, συγκριτικά με άλλο ΜΥΗΕ ίσης ισχύος, όπου η πτώση του νερού γίνεται από μεγαλύτερο ύψος.

Το κόστος κατασκευής και προμήθειας εξοπλισμού ενός ΜΥΗΕ κυμαίνεται μεταξύ (Μαρκοπούλου 2018):

-2.500 €/kW όπου η πτώση του νερού γίνεται από ύψος <20m

-2.100 €/kW όπου η πτώση του νερού γίνεται από ύψος >20m

Στο ποσό αυτό εμπεριέχεται και η διασύνδεση, που είναι της τάξης του 8% επί του συνόλου. Τα έξοδα σε ανά έτος για τη λειτουργία και συντήρηση του ΜΥΗΕ κυμαίνονται περίπου στο 3% του συνολικού κόστους εγκατάστασης (Μαρκοπούλου 2018).

3.2 Μεταβλητό Κόστος

Μεγάλο τμήμα του συνολικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής στις συμβατικές μονάδες στο μη-διασυνδεδεμένο σύστημα της Κρήτης αποτελεί το μεταβλητό κόστος. Οι παράμετροι του για το υπολογισμό του περιγράφονται στον Κώδικα Διαχείρισης Συστημάτων Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών (κώδικας ΜΔΝ). Σύμφωνα με τον ορισμό που παρατίθεται στον κώδικα ΜΔΝ: *Το πλήρες μέσο μεταβλητό κόστος παραγωγής στα ΜΔΝ αποτελεί το άθροισμα τού συνολικού κόστους καυσίμων (καθαρό κόστος καθώς και Ειδικός Φόρος Κατανάλωσης), το πρόσθετο μεταβλητό κόστος λειτουργίας των συμβατικών μονάδων και το κόστος για την αγορά των δικαιωμάτων των αέριων ρύπων CO₂, σύμφωνα με τον ορισμό του κώδικα ΜΔΝ.*

Το μεταβλητό κόστος στις θερμικές (ειδικά στις μεγαλύτερου μεγέθους) μονάδες αποτελεί το μεγαλύτερο τμήμα του μέσου πλήρους κόστους. Σύμφωνα με το άρθρο 159 του κώδικα Διαχείρισης Ηλεκτρικών Συστημάτων ΜΔΝ της ΡΑΕ (2020):

1. Ως Μεταβλητό Κόστος Παραγωγής ορίζεται το ανά MWh κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από μία Συμβατική Μονάδα για κάθε σημείο λειτουργίας της (€/MWh), και περιλαμβάνει το κόστος καυσίμου, το κόστος εκπομπών CO₂, καθώς και

το πρόσθετο μεταβλητό κόστος λειτουργίας και συντήρησης της Μονάδας. Το Μεταβλητό Κόστος Παραγωγής Μονάδας για κάθε Ώρα Κατανομής, προσδιορίζεται με βάση την Καμπύλη Μεταβλητού Κόστους Παραγωγής της Μονάδας, σύμφωνα με τα οριζόμενα στα άρθρα 160 και 162 του κώδικα Διαχείρισης Ηλεκτρικών Συστημάτων ΜΔΝ της ΡΑΕ, και τη μέση ωριαία ισχύ στην οποία λειτούργησε η Μονάδα κατά την Ώρα Κατανομής. Η Καμπύλη Μεταβλητού Κόστους της Μονάδας προσδιορίζεται πριν την έναρξη της περιόδου εκκαθάρισης στην οποία αφορά.

2. Το κόστος καυσίμου προσδιορίζεται χρησιμοποιώντας την καμπύλη ειδικής κατανάλωσης καυσίμου της θερμικής μονάδας (kg ή lt καυσίμου/MWh) σε κάθε σημείο λειτουργίας της, με βάση τα οριζόμενα στα άρθρα 160 & 162 του κώδικα Διαχείρισης Ηλεκτρικών Συστημάτων ΜΔΝ της ΡΑΕ και των τιμών καυσίμου (€/kg ή lt καυσίμου), όπως αυτές υπολογίζονται, ανά τύπο καυσίμου, μηνιαίως με βάση διεθνώς αναγνωρισμένους δείκτες τιμών καυσίμου. Στις τιμές των καυσίμων συμπεριλαμβάνεται το εύλογο κόστος μεταφοράς καυσίμου προς το Σύστημα ΜΔΝ όπου είναι εγκατεστημένες οι Συμβατικές Μονάδες, καθώς και λοιποί φόροι ή τέλη.

3. Το κόστος εκπομπών CO₂ προσδιορίζεται με βάση την καμπύλη εκπομπών CO₂ της Μονάδας (kg CO₂/MWh) για κάθε σημείο λειτουργίας της, με βάση τα οριζόμενα στα άρθρα 160 και 162 και των τιμών δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ (€/tn CO₂), όπως αυτές προσδιορίζονται μηνιαίως με βάση διεθνώς αναγνωρισμένους δείκτες τιμών δικαιωμάτων εκπομπών CO₂, οι οποίοι είναι διαφανείς και επαληθεύσιμοι.

4. Το Πρόσθετο Μεταβλητό Κόστος λειτουργίας και συντήρησης της Μονάδας προσδιορίζεται με την Απόφαση Καθορισμού Παραμέτρων Ρυθμιστικής Περιόδου, σε ευρώ ανά μονάδα παραγόμενης ενέργειας (€/MWh), με βάση τα οριζόμενα στα άρθρα 160 και 162 του κώδικα Διαχείρισης Ηλεκτρικών Συστημάτων ΜΔΝ της ΡΑΕ, και περιλαμβάνει το κόστος λειτουργίας της Μονάδας, εκτός κόστους καυσίμου και δικαιωμάτων εκπομπών CO₂, το μέρος του κόστους συντήρησης της Μονάδας που συνδέεται με τη λειτουργία της, καθώς και το κόστος περιθωρίου για τη λειτουργία της Μονάδας. Το κόστος περιθωρίου είναι ενιαίο ανά κατηγορία Συμβατικών Μονάδων (π.χ. τεχνολογία και μέγεθος ισχύος) των ΜΔΝ και δεν υπερβαίνει το 2% του ελάχιστου συνολικού μεταβλητού κόστους της οικονομικότερης Μονάδας από το σύνολο των Μονάδων των Συστημάτων ΜΔΝ.

Για τον υπολογισμό του κόστους λειτουργίας των θερμικών μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας οι παράμετροί του που λαμβάνονται υπόψη είναι σύμφωνα με τη μεθοδολογία του ΔΕΔΔΗΕ (ΔΕΔΔΗΕ 2020):

α. Το Μεταβλητό Κόστος Καυσίμου (Fuel Variable Cost)

Μεταβλητό Κόστος Καυσίμου (GF_u): Το κόστος που προκύπτει από την Ειδική Κατανάλωση Θερμότητας πολλαπλασιασμένη με έναν σταθερό συντελεστή μετατροπής θερμότητας σε κόστος και εκφράζεται σε €/MWh. Το Μεταβλητό Κόστος Καυσίμου μίας θερμικής Μονάδας Παραγωγής υπολογίζεται στα 10 επίπεδα της καθαρής παραγωγής, P_u , στα οποία ορίζεται η Ειδική Κατανάλωση Θερμότητας ως εξής:

$$G_{Fu} = \frac{E_{Hu}(P_u) \sum_{f=1}^F \frac{FC_u^f}{Q_u^f} FuelMix_u^f(P_u)}{1 \text{ hour}}$$

Όπου: $FuelMix_u^f$ είναι το ποσοστό συμμετοχής κάθε καυσίμου στο μίγμα καθορίζεται για κάθε επίπεδο παραγωγής για το οποίο ορίζεται η Ειδική Κατανάλωση Θερμότητας

P_u είναι το επίπεδο καθαρής παραγωγής

Η Ειδική Κατανάλωση Θερμότητας, E_H , εκφράζεται από την σχέση: $E_H = \frac{F_C}{E_{net}} \cdot 3,6$

F_C η ενέργεια καυσίμου, που απαιτείται για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σε GJ

E_{net} ορίζεται ως η καθαρή παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια, η οποία προκύπτει μετά την αφαίρεση της ενέργειας της εσωτερικής υπηρεσίας και των βοηθητικών φορτίων της Μονάδας Παραγωγής σε MWh

β. Το Μεταβλητό Κόστος Μονάδας στο μετρητή (Unit Variable Cost at meter point)

Μεταβλητό Κόστος Μονάδας στο μετρητή ($G_u(P_u)$): Το κόστος στο μετρητή της Μονάδας Παραγωγής, το οποίο υπολογίζεται) στα δέκα (10) επίπεδα καθαρής παραγωγής στα οποία καθορίζεται η Ειδική Κατανάλωση Θερμότητας και εκφράζεται σε €/MWh ως:

$$G_u(P_u) = G_{Fu}(P_u) + G_{RU} + G_{MU} + G_{CO_2U}$$

G_{RU} είναι το Μέσο Ειδικό Κόστος πρώτων υλών εκτός καυσίμου

G_{MU} το Μέσο Ειδικό Κόστος πρόσθετων δαπανών συντήρησης λόγω λειτουργίας, εκτός των δαπανών συντήρησης πάγιου χαρακτήρα

G_{CO_2U} είναι το Μέσο Ειδικό Κόστος Εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα

Τα παραπάνω Μέσα Ειδικά Κόστη ισχύουν για όλα τα επίπεδα καθαρής παραγωγής της συνάρτησης Ειδικής Κατανάλωσης Θερμότητας, και εκφράζονται σε €/MWh.

γ. Το Ελάχιστο Μεταβλητό Κόστος Μονάδας (Unit Minimum Variable Cost)

Το Ελάχιστο Μεταβλητό Κόστος Μονάδας (G_u^{min}) είναι η μικρότερη από τις τιμές του Μεταβλητού Κόστους Μονάδας στο μετρητή που προκύπτουν από την καμπύλη Μεταβλητού Κόστους.

δ. Το Ωριαίο Κόστος Λειτουργίας Μονάδας (Unit Hourly Cost)

Το Ωριαίο Κόστος Λειτουργίας Μονάδας ($HC_u(P_u)$): Το κόστος, το οποίο υπολογίζεται στα δέκα (10) επίπεδα καθαρής παραγωγής για τα οποία καθορίζεται η Ειδική Κατανάλωση Θερμότητας και εκφράζεται σε €/h, με βάση την παρακάτω εξίσωση:

$$HC_u(P_u) = G_u(P_u) P_u$$

ε. Το Κόστος Χωρίς Φορτίο (Unit No-Load Cost)

Το Κόστος Χωρίς Φορτίο (NLC_u) ορίζεται ως το υποθετικό Ωριαίο Κόστος Λειτουργίας σε μηδενική ισχύ εξόδου μιας Μονάδας Παραγωγής u και εκφράζεται σε €/h.

στ. Το Κόστος Ελαχίστου Φορτίου (Unit Minimum Load Cost)

Το Κόστος Ελαχίστου Φορτίου (MC_u) ορίζεται ως το Ωριαίο Κόστος Λειτουργίας στην Τεχνικά Ελάχιστη Παραγωγή μιας Μονάδας Παραγωγής u και εκφράζεται σε €/h.

ζ. Το Διαφορικό Κόστος Μονάδας (Unit Incremental Cost)

Το Διαφορικό Κόστος Μονάδας ($IC_u(P_u)$): Σε δεδομένο επίπεδο καθαρής παραγωγής (P_u) μίας Μονάδας Παραγωγής u , είναι η πρώτη παράγωγος του Ωριαίου Κόστους Λειτουργίας στο συγκεκριμένο επίπεδο παραγωγής της Μονάδας Παραγωγής u .

η. Κόστος Εκκίνησης (Start-Up Cost, SUC)

Ένα άλλο μέγεθος που σχετίζεται με το λειτουργικό κόστος των θερμικών μονάδων είναι το κόστος εκκίνησης. Το κόστος εκκίνησης αντιστοιχεί στη δαπάνη μέχρι τη στιγμή του συγχρονισμού της μονάδας με το δίκτυο. Το κόστος, η διάρκεια και η διαδικασία εκκίνησης μιας ατμοηλεκτρικής μονάδας εξαρτάται από το μέγεθος της μονάδας (παραγωγική δυνατότητα), το καύσιμο που χρησιμοποιείται και το χρόνο κράτησης, δηλαδή το χρόνο παραμονής εκτός λειτουργίας, της μονάδας. Ανάλογα με το χρόνο κράτησης της μονάδας, η εκκίνηση χαρακτηρίζεται ως ψυχρή εκκίνηση (για μεγάλους χρόνους κράτησης) ή ως θερμή εκκίνηση (για μικρούς χρόνους κράτησης). Το κόστος θερμής εκκίνησης είναι μικρότερο από το κόστος ψυχρής εκκίνησης. Γενικά το κόστος εκκίνησης αυξάνεται όσο αυξάνεται ο χρόνος προηγούμενης κράτησης της μονάδας και έχει ως μέγιστη τιμή κορεσμού το κόστος ψυχρής εκκίνησης.

θ Κόστος Αποσυγχρονισμού (Shut-Down Cost, SDC)

Την περίοδο αποσυγχρονισμού, η οποία ορίζεται από τη χρονική στιγμή που η μονάδα βρίσκεται στο τεχνικό της ελάχιστο για αποσυγχρονισμό έως τον αποσυγχρονισμό της από το ηλεκτρικό δίκτυο, γίνεται η παραδοχή ότι η μονάδα κατεβαίνει από το ελάχιστο φορτίο στο μηδέν με γραμμική μείωση της καθαρής παραγωγής της. Το κόστος αποσυγχρονισμού λαμβάνεται ίσο με το Ειδικό Κόστος Εκκίνησης από ενδιάμεση κατάσταση κράτησης ή αναμονής. Η ρύθμιση αυτή εφαρμόζεται έτσι ώστε μονάδες με χαμηλό κόστος λειτουργίας και υψηλό κόστος εκκίνησης να έχουν την δυνατότητα ένταξης στον ΗΕΠ σύμφωνα με την αντίστοιχη προσφορά έγχυσης.

3.2. Εξωτερικό Κόστος

Το εξωτερικό κόστος αντιπροσωπεύει τη μη αντισταθμισμένη χρηματική αξία των περιβαλλοντικών και υγειονομικών ζημιών που προκαλείται από την παραγωγή

ηλεκτρικής ενέργειας και τις συναφείς διαδικασίες (Vrhovcak et al. 2005; Burtraw & Knyrnick 2012).

Το Ευρωπαϊκό Σύστημα Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών (EU ETS), που άρχισε να εφαρμόζεται στις αρχές του 2005, συνιστά το πιο σημαντικό πλάνο ορισμού ανωτάτου ορίου και εμπορίου σε παγκόσμιο επίπεδο και συνιστά ένα βασικό εργαλείο των δράσεων ενάντια στην κλιματική αλλαγή. Ταυτόχρονα, αποτελεί το κύριο όργανο της ΕΕ για την εναρμόνιση με το Πρωτόκολλο του Κιότο περιλαμβάνοντας παραπάνω από 11.500 εγκαταστάσεις εντός Ε.Ε., όπου παράγονται οι μισές εκπομπές CO₂ στην ευρωπαϊκή ήπειρο. Το Ευρωπαϊκό Σύστημα Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών συνιστά το σύστημα εμπορίας αδειών εκπομπής CO₂ και άλλων αερίων του θερμοκηπίου. Η λειτουργία του έχει σαν βάση την τιμολόγηση της εκπομπής αερίων άνθρακα, με στόχο την προώθηση επενδύσεων τεχνολογιών με χαμηλές εκπομπές αερίων άνθρακα. Αφετηριακή ιδέα πάνω στην οποία βασίζεται το σύστημα είναι πως η τιμολόγηση των εκπομπών συνιστά την αποτελεσματικότερη μέθοδο ώστε να επιτευχθούν μεγάλες μειώσεις εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου. Η κοινοτική οδηγία 2003/87/ΕΚ καθόρισε το πλαίσιο του εν λόγω συστήματος. Βάσει της οδηγίας, κάθε άδεια εκπομπών παρέχει και δικαίωμα εκπομπής 1 tn CO₂. Οι χώρες της ΕΕ υποχρεούνται να αναπτύξουν τα Εθνικά Σχέδια Κατανομής (ΕΣΚ), για τον ορισμό της συνολικής ποσότητας των εκπομπών CO₂ καθώς και την κατανομή στις ενεργοβόρες επιχειρήσεις.

Στις αγορές ενέργειας, οι τιμές της ηλεκτροπαραγωγής από ορυκτά καύσιμα είναι συχνά χαμηλότερες από τις τιμές της ενέργειας που παράγονται από ανανεώσιμες πηγές, όπως ηλιακά, αιολικά. Αυτές οι τιμές ωστόσο, δεν λαμβάνουν υπόψη το «πραγματικό συνολικό κόστος» της ενέργειας, επειδή αγνοούν το εξωτερικό κόστος που προκαλείται από τη ρύπανση και τα συνακόλουθα βάρη της, συμπεριλαμβανομένων των ζημιών στη δημόσια υγεία και στο περιβάλλον. Ο υπολογισμός αυτών των εξωτερικών επιπτώσεων μπορεί να αυξήσει σημαντικά το κόστος ορισμένων ορυκτών καυσίμων (Burtraw & Knyrnick 2012). Επειδή οι ανανεώσιμες μορφές ενέργειας έχουν πολύ χαμηλότερο εξωτερικό κόστος από την ενέργεια που παράγεται από ορυκτά καύσιμα. Η εφαρμογή πολιτικών που ενσωματώνουν αυτό το εξωτερικό κόστος στην τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από όλες τις τεχνολογίες, θα συντελέσει ώστε οι όροι του ανταγωνισμού για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας είναι πιο δίκαιοι σε οικονομική βάση. Η πρόκληση έγκειται στο να καθοριστεί αυτό το «πραγματικό κόστος» (Sundqvist & Söderholm 2002). Η ακριβής εκτίμηση του πραγματικού κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας είναι αρκετά περίπλοκη. Είναι πολύπλοκη γιατί πρέπει να λαμβάνει υπόψη πολλούς παράγοντες, συμπεριλαμβανομένης ενδεικτικά της πυκνότητας πληθυσμού κοντά σε μια μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, και την τεχνολογία μείωσης της ρύπανσης (Samadi 2017). Το εξωτερικό κόστος υπολογίζεται με τον πολλαπλασιασμό του μέσου εξωτερικού κόστους για κάθε μονάδα εκπεμπόμενου ρύπου (European/kg) με την ποσότητα του εκπεμπόμενου ρύπου /παραγόμενη μονάδα ηλεκτρικής ενέργειας (kg/kWh). Το κόστος αυτό διαφοροποιείται σημαντικά, ανάλογα με το είδος που καυσίμου που χρησιμοποιείται, ενώ διαφοροποίηση δύναται να υπάρξει ανάμεσα σε διαφορετικές χώρες για το ίδιο είδος καυσίμου.

Στο Πίνακα 3.2. αποτυπώνονται οι τιμές του εξωτερικού κόστους (euro€/kWh)για διάφορες κατηγορίες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ανάλογα με το υλικό.

Πίνακας 3.2. Εξωτερικό κόστος (ευρο/kWh) συναρτήσει του χρησιμοποιούμενου καυσίμου (Πίνακας Ευρωπαϊκής Επιτροπής 2003, Owen 2004)

Country	Coal & Lignite	Peat	Oil	Gas	Nuclear	Biomass	Hydro	PV	Wind
Austria				1-3		2-3	0.1		
Belgium	4-15			1-2	0.5				
Germany	3-6		5-8	1-2	0.2	3		0.6	0.05
Denmark	4-7			2-3		1			0.1
Spain	5-8			1-2		3-5			0.2
Finland	2-4	2-5				1			
France	7-10		8-11	2-4	0.3	1	1		
Greece	5-8		3-5	1		0-0.8	1		0.25
Ireland	6-8	3-4							
Italy			3-6	2-3			0.3		
Netherlands	3-4			1-2	0.7	0.5			
Norway				1-2		0.2	0.2		0-0.25
Portugal	4-7			1-2		1-2	0.03		
Sweden	2-4					0.3	0-0.7		
United Kingdom	4-7		3-5	1-2	0.25	1			0.15

Για την Ελλάδα, το μεγαλύτερο κόστος εντοπίζεται για το λιγνίτη, ακολουθούμενο από το μαζούτ και το diesel που χρησιμοποιούνται στα ΜΔΝ., ενώ τα φωτοβολταϊκά πάρκα έχουν το χαμηλότερο εξωτερικό κόστος.

3.3. Περιβαλλοντικές Υποχρεώσεις και Εξωτερικό Κόστος

Το εξωτερικό κόστος προκύπτει από τις περιβαλλοντικές επιπτώσεις λόγω της παραγόμενης ενέργειας και τα συνεπακόλουθα παράγωγά τους, ήτοι εκπομπές SO_2 , εκπομπές NO_x (ως NO_2) καθώς και αέρια σωματίδια. Στους Πίνακες 3.3 έως 3.6 παρουσιάζονται οι συνολικές ετήσιες εκπομπές SO_2 , NO_x (ως NO_2) και σωματιδίων, καθώς και ο συσχετισμός με την παραχθείσα ηλεκτρική ενέργεια και κατανάλωση καυσίμων από τις Μονάδες του ΑΗΣ Αθρινόλακκου (https://ypen.gov.gr/wp-content/uploads/2021/10/%CE%95%CF%84%CE%AE%CF%83%CE%B9%CE%B1-%CE%88%CE%BA%CE%B8%CE%B5%CF%83%CE%B7-%CE%91%CE%97%CE%A3-%CE%91%CE%B8%CE%B5%CF%81%CE%B9%CE%BD%CF%8C%CE%B%CE%B1%CE%BA%CE%BA%CE%BF%CF%85-2020_%CF%84%CE%B5%CE%BB%CE%B9%CE%BA%CF%8C1.pdf) και του ΑΗΣ Λινοπεραμάτων (<https://ypen.gov.gr/wp-content/uploads/2022/11/%CE%95%CE%BA%CE%B8%CE%B5%CF%83%CE%B7-%CE%91%CE%97%CE%A3-%CE%9B%CE%B9%CE%BD%CE%BF%CF%80%CE%B5%CF%81%CE%B1%CE%BC%CE%B1%CF%84%CF%89%CE%BD-2021-%CE%94%CE%95%CE%A0%CE%91%CE%9D.pdf>)

Πίνακας 3.3. Συνολικές ετήσιες εκπομπές SO_2 , NO_x (ως NO_2) και σωματιδίων βάσει της παραχθείσας ηλεκτρικής ενέργειας και κατανάλωση καυσίμων για όλες τις Μονάδες του ΑΗΣ Λινοπεραμάτων για το 2021

ΣΥΝΟΛΟ ΜΟΝΑΔΩΝ ΑΗΣ ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ								
Μήνας	Ώρες Λειτουργίας	Παραχθείσα ενέργεια (MWh)	Κατανάλωση μαζούτ (t)	Κατανάλωση diesel (kl)	Εκπομπές SO_2^{14} (tn)	Εκπομπές NO_x (tn)	Εκπομπές CO (tn)	Εκπομπές Σωματιδίων (tn)
Ιανουάριος	4.526	64.732	18.198,9	1.014,5	307,3	248,1	11,0	18,0
Φεβρουάριος	3.728	54.811	15.991,6	723,7	270,0	182,7	9,0	15,0
Μάρτιος	4.092	57.316	16.177,7	819,9	273,2	272,0	10,0	16,2
Απρίλιος	3.392	47.316	13.928,1	736,1	235,2	212,3	7,8	13,4
Μάιος	3.313	54.289	14.183,9	2.277,8	239,5	212,6	9,4	13,4
Ιούνιος	3.563	65.701	15.099,8	4.499,3	255,0	221,4	10,7	14,2
Ιούλιος	4.428	68.877	18.698,5	2.299,6	315,8	280,7	12,0	17,8
Αύγουστος	4.399	63.597	16.951,9	2.305,2	286,3	308,6	12,2	17,3
Σεπτέμβριος	3.160	42.379	11.748,3	934,8	198,4	192,0	7,6	11,7
Οκτώβριος	2.552	37.383	8.842,6	1.387,6	149,3	217,3	7,8	9,9
Νοέμβριος	3.487	55.039	15.865,8	432,5	267,9	221,8	9,7	14,9
Δεκέμβριος	3.883	60.181	16.557,9	1.582,0	279,6	249,7	10,2	15,5
Έτος	44.523	671.621	182.245,1	19.012,9	3.077,5	2.819,2	117,4	177,4

Πίνακας 3.4. Συσχετισμός ετήσιων εκπομπών SO_2 , NO_x (ως NO_2) και σωματιδίων με την παραχθείσα ηλεκτρική ενέργεια και την κατανάλωση καυσίμου από τις Μονάδες του ΑΗΣ Λινοπεραμάτων για το 2021

ΣΥΝΟΛΟ ΜΟΝΑΔΩΝ ΑΗΣ ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ						
Μήνας	Συσχετισμός με ηλεκτροπαραγωγή			Συσχετισμός με κατανάλωση καυσίμου		
	SO_2 (kg/MWh)	NO_x (ως NO_2) (kg/MWh)	PM (kg/MWh)	SO_2 (kg/t _{καυσίμου})	NO_x (ως NO_2) (kg/t _{καυσίμου})	PM (kg/t _{καυσίμου})
Ιανουάριος	4,75	3,83	0,28	16,14	13,03	0,94
Φεβρουάριος	4,93	3,33	0,27	16,28	11,01	0,90
Μάρτιος	4,77	4,75	0,28	16,21	16,14	0,96
Απρίλιος	4,97	4,49	0,28	16,18	14,60	0,92
Μάιος	4,41	3,92	0,25	14,91	13,23	0,84
Ιούνιος	3,88	3,37	0,22	13,55	11,76	0,76
Ιούλιος	4,58	4,08	0,26	15,33	13,63	0,86
Αύγουστος	4,50	4,85	0,27	15,18	16,36	0,92
Σεπτέμβριος	4,68	4,53	0,28	15,84	15,33	0,94
Οκτώβριος	3,99	5,81	0,26	14,95	21,75	0,99
Νοέμβριος	4,87	4,03	0,27	16,51	13,67	0,92
Δεκέμβριος	4,65	4,15	0,26	15,65	13,97	0,87
Έτος	4,58	4,20	0,26	15,54	14,24	0,90

Πίνακας 3.5. Συνολικές ετήσιες εκπομπές SO_2 , NO_x (ως NO_2) και σωματιδίων βάσει της παραχθείσας ηλεκτρικής ενέργειας και κατανάλωση καυσίμων για όλες τις Μονάδες του ΑΗΣ Αθρινόλακκου για το 2021

ΕΤΟΣ 2021							
Μονάδα	Ώρες λειτουργίας	Παραχθείσα ενέργεια ³	Κατανάλωση καυσίμου		Εκπομπές SO_2	Εκπομπές NO_x (ως NO_2)	Εκπομπές σωματιδίων
	(h)	(MWh)	μαζούτ (t)	diesel (klt)	(t)	(t)	(t)
ΜΕΚ Νο 1	6.863	282.451	56.345,96	2,3	1.065,19	4.931,53	98,24
ΜΕΚ Νο 2	6.080	250.149	50.031,98	0,0	854,21	4.280,76	79,85
Α/Η Νο 1	6.255	234.080	57.511,29	39,8	1.047,89	290,15	13,01
Α/Η Νο 2	7.796	288.244	70.323,95	42,6	1.305,36	334,32	27,43
Φ1 - 9	6.863	6.212	-	1.609,9	0,02	77,84	1,41
Φ11 - 20	7.431	6.622	-	1.714,6	0,02	84,28	1,53
Σύνολο ΑΗΣ	41.288	1.067.758	234.213,17	3.409,2	4.272,69	9.998,88	221,47
							PM₁₀:166,10⁴

Πίνακας 3.6. Συσχετισμός ετήσιων εκπομπών SO_2 , NO_x (ως NO_2) και σωματιδίων με την παραχθείσα ηλεκτρική ενέργεια και την κατανάλωση καυσίμου από τις Μονάδες του ΑΗΣ Αθρινόλακκου για το 2021

ΕΤΟΣ 2021						
Μονάδα	Συσχετισμός με ηλεκτροπαραγωγή			Συσχετισμός με κατανάλωση καυσίμου		
	SO_2 (kg/MWh)	NO_x (ως NO_2) (kg/MWh)	PM (kg/MWh)	SO_2 (kg/t _{καυσίμου})	NO_x (ως NO_2) (kg/t _{καυσίμου})	PM (kg/t _{καυσίμου})
ΜΕΚ Νο 1	3,771	17,460	0,348	18,904	87,519	1,743
ΜΕΚ Νο 2	3,415	17,113	0,319	17,073	85,560	1,596
Α/Η Νο 1	4,477	1,240	0,056	18,210	5,042	0,226
Α/Η Νο 2	4,529	1,160	0,095	18,553	4,752	0,390
Φ1 - 9	0,003	12,531	0,227	0,015	58,215	1,055
Φ11 -20	0,003	12,727	0,231	0,014	59,179	1,072
Σύνολο ΑΗΣ	4,002	9,364	0,207	18,025	42,181	0,934

Κεφάλαιο 4. Οικονομική Αξιολόγηση Κόστους Παραγωγής

Τα κριτήρια βάσει των οποίων γίνεται η ένταξη σε ένα ΣΗΕ χωρίζονται σε τεχνικά κριτήρια, οικονομικά κριτήρια καθώς και κριτήρια αξίας ισχύος (διαθεσιμότητα και αξιοπιστία). Η οικονομική αξιολόγηση είναι αναγκαία για τη βελτιστοποίηση της λειτουργίας ενός ΣΗΕ, και κατ' επέκταση η σύγκριση του κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας κάθε τεχνολογίας. Στη βιβλιογραφία έχουν χρησιμοποιηθεί μια σειρά από μεθόδους, όπως το σταθμισμένο κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας (Levelized Cost of Electricity, LCOE) και το σταθμισμένο μέσο κόστος κεφαλαίου (Weighted Average Cost of Capital, WACC)

4.1. Levelized cost of electricity (LCOE)

Η μέθοδος Levelized cost of electricity (LCOE) χρησιμοποιείται ευρέως για την αξιολόγηση του κόστους διαφορετικών τεχνολογιών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Αντιπροσωπεύει την αξία του ανά μονάδα κόστους ηλεκτρικής ενέργειας σε σχέση με την οικονομική διάρκεια ζωής μιας μονάδας παραγωγής. Υπολογίζεται ως ο λόγος του προεξοφλημένου συνολικού κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας προς το άθροισμα της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας κατά τη διάρκεια ζωής μιας εγκατάστασης.

Ο γενικός μαθηματικός τύπος για τον υπολογισμό του LCOE είναι:

$$LCOE = \frac{I + \sum_{t=1}^T \frac{C_t}{(1+r)^t} + D_T}{\sum_{t=1}^T \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (4.1)$$

Όπου:

- T είναι η διάρκεια της οικονομικής ζωής
- I το αρχικό κόστος επένδυσης
- C_t τα ετήσια έξοδα λειτουργίας/συντήρησης
- E_t η ετήσια παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια
- r το επιτόκιο προεξόφλησης
- D_t το κόστος παροπλισμού στο τέλος της οικονομικής ζωής

Όπως παρουσιάζεται στην εξίσωση 4.1, υπάρχουν πέντε βασικές παράμετροι που επηρεάζουν το αναφερόμενο LCOE: το κόστος εγκατεστημένου κεφαλαίου, οι ετήσιες λειτουργικές δαπάνες, η ετήσια παραγωγή ενέργειας, το προεξοφλητικό επιτόκιο, και η λειτουργική ζωή καθώς και το κόστος παροπλισμού στο τέλος της οικονομικής ζωής (Cory & Schwabe 2009).

Το εκτιμώμενο συνολικό κόστος παροχής ηλεκτρικής ενέργειας στο σημείο σύνδεσης με το δίκτυο περιλαμβάνει συνήθως την αρχική επένδυση κεφαλαίου και το κόστος λειτουργίας και συντήρησης, το κόστος των καυσίμων κ.ά. Οι ροές του κόστους και της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας σε κάθε έτος του, ανάγονται με βάση τη χρονική αξία του χρήματος. Το υπολογισμένο LCOE θεωρείται ως η ελάχιστη μέση τιμή στην οποία η ηλεκτρική ενέργεια πρέπει να πουληθεί για να φτάσει στο “νεκρό σημείο” κατά τη διάρκεια της οικονομικής ζωής του εργοστάσιου ηλεκτρισμού ή η τιμή που πρέπει να ληφθεί ανά μονάδα παραγωγής ως πληρωμή για την παραγωγή ενέργειας προκειμένου να επιτευχθεί μια προκαθορισμένη οικονομική απόδοση (Zhao et al. 2017; Rahman et al. 2018).

Για τη σύγκριση του κόστους εναλλακτικής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από διάφορες τεχνολογίες, χρησιμοποιείται συχνά το LCOE, καθώς αναζητείται η τεχνολογία του πιο χαμηλού κόστους (Benes & Augustin 2016). Οι Larsson et al. (2014) εντόπισαν ένα ευρύ φάσμα παραγωγής του κόστους για κάθε τύπο τεχνολογίας λαμβάνοντας υπόψη τη τοποθεσία των εγκαταστάσεων, το μέγεθος, τον τύπο λειτουργίας, το χρόνο λειτουργίας και των υποθέσεων σχετικά με το προεξοφλητικό επιτόκιο, και τη τιμή των καυσίμων. Δεδομένου ότι το LCOE αναδεικνύει τους κύριους παράγοντες του κόστους των εναλλακτικών επιλογών παραγωγής και εφόσον πολλά τμήματα του κόστους ποικίλλουν εκτενώς από τοποθεσία σε τοποθεσία και εγκατάσταση σε εγκατάσταση, δύναται να πραγματοποιηθούν αναλύσεις ευαισθησίας για να αξιολογηθεί ο αντίκτυπος των αλλαγών σε βασικές παραμέτρους στο κόστος της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Έτσι, το LCOE μπορεί να εκτιμήσει το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από μια νέα μονάδα ηλεκτροπαραγωγής ή για μια δεδομένη τεχνολογία. Ως εκ τούτου, δύναται να χρησιμοποιηθεί ως εργαλείο συγκριτικής αξιολόγησης του κόστους διαφορετικών τεχνολογιών παραγωγής ενέργειας.

Πλεονέκτημα της μεθόδου αποτελεί ότι εμπεριέχει τη χρονική αξία του χρήματος, ενώ αποτελεί εύκολα κατανοήσιμο εργαλείο σύγκρισης. Σημαντικό μειονέκτημα αποτελεί η ευαισθησία του στις σημαντικές μεταβολές κόστους που παρατηρούνται στις συμβατικές μονάδες που χρησιμοποιούν εισαγόμενα καύσιμα. Το LCOE συνδέεται με αβεβαιότητες επειδή απαιτείται ο υπολογισμός των αξιών που σχετίζονται με ολόκληρη την οικονομική ζωή της εγκατάστασης, και αδυναμία της μεθόδου αποτελεί η επικέντρωση στην στατική αξία του κόστους παραγωγής (Benes & Augustin 2016; Rahman et al. 2018).

Το πλεονέκτημα της μεθόδου LCOE έναντι της μεθόδου Καθαρής Παρούσας Αξίας συνίσταται ότι δεν τίθενται περιορισμοί στην κλίμακα του έργου, ενώ το ΚΠΑ δεν μπορεί να χρησιμοποιείται για τη σύγκριση μεταξύ έργων με μεγάλες διαφορές σε κλίμακα, ακόμα και σε έργα με την ίδια τεχνολογία (Benes & Augustin 2016). Γενικά, το έργο είναι οικονομικά εφικτό όταν το ΚΠΑ είναι μηδέν ή υψηλότερο, έτσι ώστε ένας επενδυτής θα λάμβανε απόδοση ανάλογη με το προεξοφλητικό επιτόκιο της επένδυσης. Αλλά συνήθως έργα μεγάλης κλίμακας τείνουν να έχουν μεγαλύτερο ΚΠΑ από αυτά μικρής κλίμακας, επομένως το ΚΠΑ δεν μπορεί να χρησιμοποιηθεί για να συγκριθούν ικανοποιητικά τα πλεονεκτήματα και τα μειονεκτήματα δύο τέτοιων έργων, εκτός αν είναι κοντά σε κλίμακα έργου (Benes & Augustin 2016).

Μελετώντας ένα ευρύ φάσμα εφαρμογών για τον υπολογισμό του κόστους παραγωγής, οι Larsson et al. (2014) και οι Gomez-Rios & Galvez-Cruz (2021) υποστηρίζουν ότι οι μεθοδολογίες για τον υπολογισμό του LCOE επικεντρώνονται μόνο στο κόστος παραγωγής, ενώ εξωτερικό κοινωνικό κόστος (π.χ. εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου και κοινωνικο-περιβαλλοντικές ζημιές κατά την κατασκευή και λειτουργία του εργοστάσιου, κ.λπ.) θα πρέπει να ληφθούν υπόψη εάν τα αποτελέσματα πρόκειται να χρησιμοποιηθούν για την ακριβή συνολική αξιολόγηση. Οι Hwang et al.

(2019) προκειμένου να συμπεριλάβουν και το έμμεσο κόστος (πχ περιβαλλοντικές επιπτώσεις), χρησιμοποίησαν την μέθοδο rLCOE η οποία διαφοροποιείται ως προς την πρόσθεση ενός ακόμα παράγοντα που λαμβάνει υπόψη ο εξωτερικό κόστος.

Σε ορισμένες περιπτώσεις, η μέθοδος LCOE έχει τροποποιηθεί για να περιλαμβάνει εξωτερικούς παράγοντες, όπως οι (Lucheroni & Mari 2017), που χρησιμοποίησαν μια στοχαστική εκδοχή της μεθόδου LCOE για να συμπεριλάβει αβεβαιότητες.

Η απλούστερη εφαρμογή της μεθόδου LCOE περιλαμβάνει μόνο το κόστος "στο επίπεδο της εγκατάστασης" και δεν λαμβάνει υπόψη τις επιδράσεις σε ευρύτερο επίπεδο υπό την έννοια ότι συγκεκριμένες τεχνολογίες απαιτούν πρόσθετες επενδύσεις σε δίκτυα μεταφοράς και διανομής ή απαιτούν συγκεκριμένα πρόσθετα αναδιαρθρώσεις των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας (Aldersey-Williams & Rubert 2019).

4.2. Μεσοσταθμικό Κόστος Κεφαλαίου (WACC).

Το σταθμισμένο μέσο κόστος κεφαλαίου (WACC) αξιολογείται ως αποτελεσματικό μέσο για να εκτιμηθούν οι επενδυτικοί κίνδυνοι και να ποσοτικοποιηθεί το αντίστοιχο κόστος κεφαλαίου. Το WACC συνιστά κατάλληλο δείκτη ώστε να ποσοτικοποιηθεί το σύνολο του κόστους κεφαλαίου και για αυτό επιλέγεται ως κατάλληλο εργαλείο για να επιλεγεί το προεξοφλητικό επιτόκιο στην αξιολόγηση των ΑΠΕ (Angelopoulos et. al. 2016).

Περαιτέρω το WACC συνιστά (Angelopoulos et. al. 2016):

- Συγκριτικό μέσο ανάμεσα σε εταιρείες με παραπλήσιους κινδύνους καθώς και τη μεσοσταθμική τιμή του τομέα. Εταιρία που επιτυγχάνει χαμηλότερες τιμές του δείκτη WACC, συγκριτικά με κάποια άλλη του ίδιου τομέα, διαθέτει πλεονέκτημα και δύναται να παράξει μεγαλύτερη αξία.
- Συμβουλευτικό εργαλείο στην αξιολόγηση ώστε να γίνει αποδεκτό ή να απορριφθεί ένα έργο όταν συγκρίνεται χρησιμοποιώντας τον Εσωτερικό Βαθμό Απόδοσης (EBA). Γίνεται σύγκριση ανάμεσα στο κόστος κεφαλαίου και τον EBA ώστε να κριθεί αν το έργο αποτελεί βιώσιμη επιλογή. Για τιμές του EBA μεγαλύτερες του κόστους κεφαλαίου, το έργο είναι υλοποιήσιμο αλλιώς κρίνεται απορριπτό.

Το κόστος του κεφαλαίου είναι καθοριστικό στοιχείο για τη λήψη επενδυτικών αποφάσεων στη διαδικασία αποτίμησης από τους επενδυτές (Clayman et al. 2012). Το κόστος κεφαλαίου αντιπροσωπεύει τις δαπάνες και τους τόκους που πρέπει να καταβληθούν για τα αναγκαία κεφάλαια, ώστε να χρηματοδοτηθούν πιθανές επενδύσεις και, ως εκ τούτου, αντιπροσωπεύει το εσωτερικό ποσοστό απόδοσης που ισούται με την τρέχουσα τιμή της μετοχής στην παρούσα αξία των αναμενόμενων μελλοντικών ταμειακών ροών (Ng AC and Rezaee 2015). Στο πλαίσιο αυτό αντιπροσωπεύει το κόστος ευκαιρίας ή, ισοδύναμα, το συγκεκριμένο ποσοστό απόδοσης ενός κεφαλαίου όπου ο προμηθευτής απαιτεί ως αποζημίωση για την επένδυση κεφαλαίου (Clayman et al. 2012). Το WACC λειτουργεί ως μέσο αποτίμησης του μέσου κόστους κεφαλαίου των επενδύσεων (Cuthbert and Cuthbert 2012; Vartiainen et al. 2020). Όπου το συνολικό κόστος κεφαλαίου δύναται να ενσωματώνει και τον εξωτερικό δανεισμό και ίδια κεφάλαια. Το WACC αποτελεί στο σταθμισμένο άθροισμα των στοιχείων.

Ο γενικός μαθηματικός για να αποτιμηθεί το WACC (Frank and Shen 2015):

$$WACC = \frac{E}{E+D} * CoE + \frac{D}{E+D} * CoD * (1-Tax)$$

Όπου:

- CoE: κόστος ιδίων κεφαλαίων
- E: αγοραία αξία ιδίων κεφαλαίων
- CoD: το κόστος δανεισμού
- D: η αγοραία αξία του χρέους
- Tax: φορολογικός συντελεστής

Κεφάλαιο 5. Κόστος Παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην Κρήτη

5.1. Κόστος παραγωγής στις συμβατικές μονάδες του ΣΗΕ Κρήτης

Για το έτος 2015, το Μέσο Πλήρες Κόστος Παραγωγής του ΣΗΕ Κρήτης ανήλθε σε 180,45 €/MWh, ενώ το Μέσο Μεταβλητό Κόστος Παραγωγής Συμβατικών Μονάδων σε 137,68 €/MWh. Οι ίδιες τιμές για τα 2016 ήταν 158,85€/MWh και 110,07€/MWh, για το 2018 ήταν 191,91€/MWh και 158,07€/MWh. Οι ίδιες τιμές για τα 2020 ήταν 188,86€/MWh και 152,00€/MWh (<https://deddie.gr/el/themata-tou-diaxeiristi-mi-diasundedemenwn-nisiwn/stoixeia-ekkathariseon-kai-minaion-deltion-mdn/stoixeia-ekathariseon-mdn>).

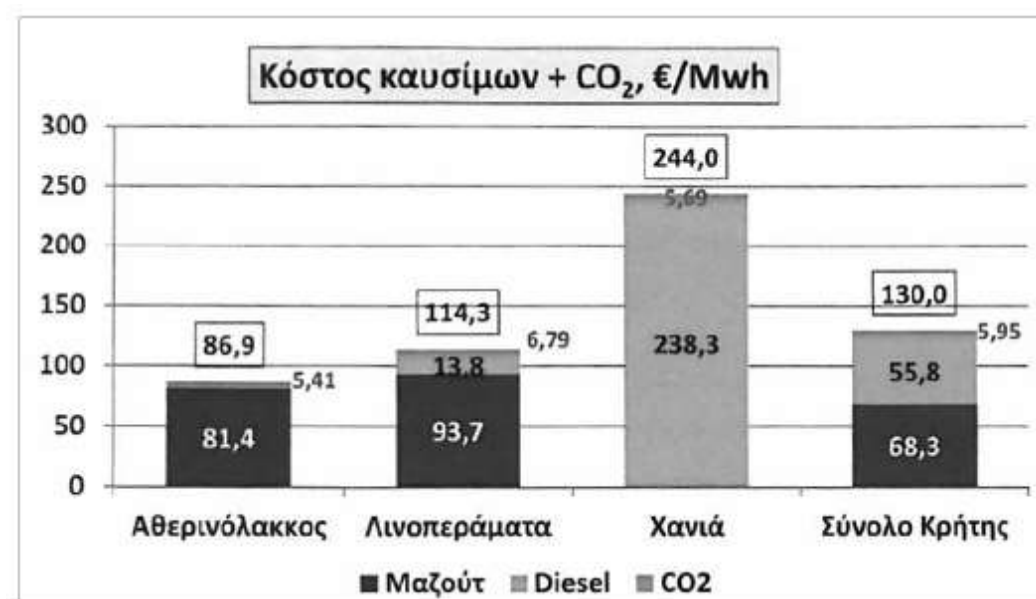
Στον Πίνακα 5.1 παρουσιάζονται τα τμήματα που απαρτίζουν το πλήρες μεταβλητό κόστος, ήτοι το κόστος καυσίμου, η επιβάρυνση ΕΦΚ και το πρόσθετο μεταβλητό κόστος θερμικών μονάδων για όλες τις θερμικές μονάδες της Κρήτης, για τα δύο πρώτα τρίμηνα του 2013. Οι τιμές δικαιωμάτων CO₂, όπως διαμορφώθηκαν σε διεθνές επίπεδο από τις δημοπρασίες ρύπων κατά τη διάρκεια του 2013 συνέκλιναν στην τιμή των 4 €/tn, ώστε να διαμορφωθεί "εύλογη τιμή" βάσης για την αγορά δικαιωμάτων CO₂ η τιμή των 5 ευρώ/tn. Το πλήρες μέσο μεταβλητό κόστος παραγωγής στα ΜΔΝ (για το α' και το β' εξάμηνο) υπολογίζεται αθροιστικά ως το συνολικό κόστος καυσίμου (καθαρό κόστος καυσίμου και Ε.Φ.Κ.), το πρόσθετο μεταβλητό κόστος παραγωγής των συμβατικών μονάδων και το κόστος αγοράς των δικαιωμάτων CO₂. Η απόφαση της Ρ.Α.Ε. Αριθμ. απόφ. 163/10.04.2013 (ΦΕΚ Β' 1119/10.05.2013) για τον υπολογισμό του μέσου μεταβλητού κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από συμβατικές μονάδες στα ΜΔΝ, στο πλαίσιο των διατάξεων του άρθρου 143 του Ν. 4001/2011, προϋπολογιστικά για το α' εξάμηνο του 2013.

Πίνακας 5.1. Μεταβλητό Κόστος θερμικών μονάδων Α' Εξάμηνο και Β' Εξάμηνο 2013 (<https://www.e-forosimv.gr/details.asp?ID=18100&cat=1>)

		Κρήτη
Πρόσθετο μεταβλητό κόστος θερμικών μονάδων (€/Mwh)	Α' Τρίμηνο 2013	1,39(€/Mwh)
	Β' Τρίμηνο 2013	2,81(€/Mwh)
Κόστος καυσίμου πλην ΕΦΚ (€/Ah)	Α' Τρίμηνο 2013	148,14(€/Mwh)
	Β' Τρίμηνο 2013	154,65(€/Mwh)
Επιβάρυνση ΕΦΚ (€/Ah)	Α' Τρίμηνο 2013	26,95(€/Mwh)
	Β' Τρίμηνο 2013	36,85(€/Mwh)
Κόστος ηλεκτροπαραγωγής (€/Ah)	Α' Τρίμηνο 2013	176,48(€/Mwh)
	Β' Τρίμηνο 2013	194,31(€/Mwh)

Συγκεκριμένα για τον ΑΗΣ Λινοπεραμάτων το συνολικό κόστος λειτουργίας ανέρχεται στα 204,4€/MWh για το 34% της ηλεκτροπαραγωγής, στον ΑΗΣ Χανίων οι αντίστοιχες τιμές είναι 330,2€/MWh και 22% ενώ τέλος για τον ΑΗΣ Αθρινόλακκου είναι 156,4€/MWh και 44% αντίστοιχα. Σε μελέτη του ΕΜΠ, αποτυπώνεται μια σημαντική απόκλιση μεταξύ του κόστους παραγωγής εξαιτίας το κόστους καυσίμου που χρησιμοποιείται, με κόστος για τον σταθμό στον Αθρινόλακο να είναι 122 € ενώ το αντίστοιχο στην Ξυλοκαμάρα 271€. (Ενεργειακός Σχεδιασμός Περιφέρειας Κρήτης, Μελέτη ερευνητικής ομάδας του ΕΜΠ υπό τον καθηγητή κ. Παντελή Κάπτρο, Τελική Έκθεση Προόδου, 09.05.2016).

Στην Εικόνα 5.1. παρουσιάζεται το μεταβλητό κόστος €/MWh ανά είδος του καυσίμου και τους τρεις σταθμούς και το σύνολο της Κρήτης, και επιπρόσθετα το κόστος δικαιώματος εκπομπής ρύπων CO₂ για το έτος 2016.



Εικόνα 5.1. Μεταβλητό Κόστος/ Wh ανά είδος καυσίμου στους τρεις σταθμούς και επιπρόσθετα το κόστος δικαιώματος εκπομπής ρύπων CO₂ (Ενεργειακή ζήτηση και κοινωνικο-οικονομικές επιπτώσεις μιας άναρχης ανάπτυξης, η Περίπτωση της Κρήτης)

Οι μονάδες στο σταθμό της Ξυλοκαμάρας Χανίων χρησιμοποιούν ελαφρύ καύσιμο με συνέπεια αυξημένο μεταβλητό κόστος συγκριτικά με τους σταθμούς στον Αθρινόλακο και τα Λινοπεράματα. Η σημαντική διαφορά τιμών μεταξύ των δυο ειδών καυσίμων (μαζούτ ή diesel) διευρύνεται εξαιτίας και της απόκλισης του Ειδικού Φόρου Κατανάλωσης (ΕΦΚ: 39 €/MT για το μαζούτ - 330 €/ Klit για το diesel) για το έτος 2016 (Χατζηαργυρίου 2016). Παράλληλα με το υψηλό λειτουργικό κόστος, το οποίο αυξάνεται αναλόγως του είδους καυσίμου, η διαφοροποίηση στο κόστος σχετίζεται και τη χρήση κάθε σταθμού είτε ως σταθμός βάσης είτε ως σταθμός αιχμής.

Το μεταβλητό κόστος της ηλεκτρο-παραγωγής στις συμβατικές μονάδες του ΣΗΕ είναι συνάρτηση μιας σειράς παραγόντων συμπεριλαμβανομένης, της ηλικίας των μονάδων παραγωγής, καθώς της χρήσης Ελαφριού Πετρελαίου (diesel) που είναι είναι ακριβότερο έναντι του Βαρέως Πετρελαίου (μαζούτ).

Στον Πίνακα 5.2 παρουσιάζεται ανά μήνα η παραγόμενη ενέργεια από ΑΠΕ, συμβατικές μονάδες, το Μέσο Πλήρες Κόστος και το Μέσο Μεταβλητό Κόστος στο

ΣΗΕ Κρήτης (από την 1η Νοεμβρίου 2021, η Κρήτη εκκαθαρίζεται διακριτά ως Μικρό Συνδεδεμένο Σύστημα (ΜΣΣ) για την Συμβατική παραγωγή).

Πίνακας 5.2. Παραγόμενη ενέργεια από ΑΠΕ και συμβατικές μονάδες, Μέσο Πλήρες Κόστος και το Μέσο Μεταβλητό Κόστος στο ΣΗΕ Κρήτης (Ιαν-Οκτ. 2021)

ΣΗΕ Κρήτης	ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΑΠΕ (MWh)	ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΣΥΜΒΑΤΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ (MWh)	ΜΠΚΠ (€/MWh)	ΜΜΚ (€/MWh)
Ιανουάριος -21	48.864,30	181.755,52	184,36	151,13
Φεβρουάριος-21	42.350,99	164.140,08	190,94	154,14
Μάρτιος-21	53.221,87	167.066,71	181,69	150,14
Απρίλιος-21	48.659,93	142.290,85	213,05	170,61
Μάιος -21	46.725,05	164.576,96	212,22	175,16
Ιούνιος-21	51.314,75	209.867,54	233,56	203,38
Ιούλιος-21	85.604,17	216.332,83	224,06	186,55
Αύγουστος-21	82.926,09	231.334,93	237,05	203,31
Σεπτέμβριος-21	77.654,36	144.443,51	247,28	198,53
Οκτώβριος-21	68.129,64	132.425,69	272,34	192,99

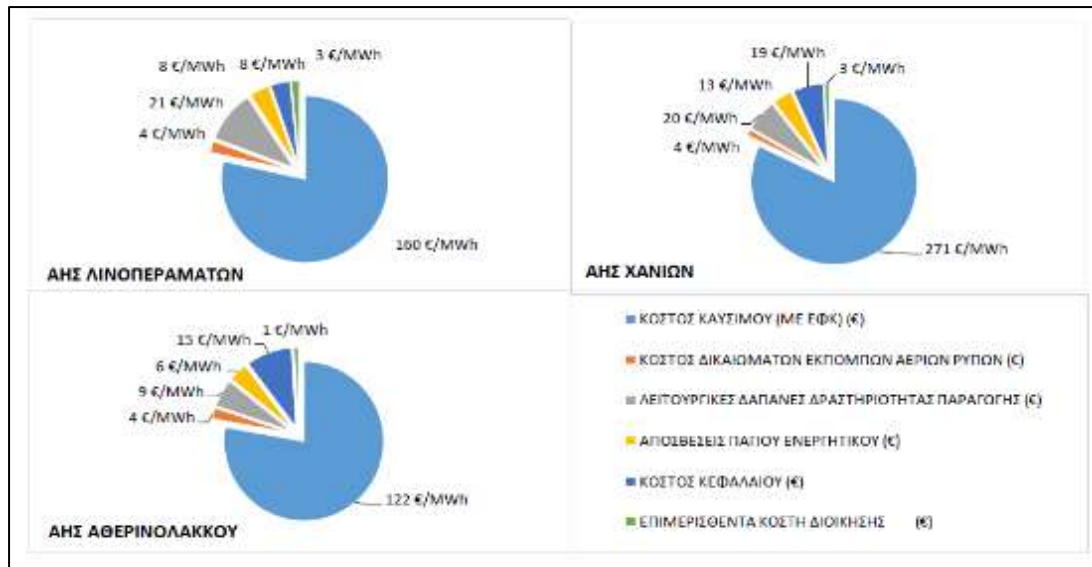
Η συμμετοχή των ΑΠΕ στην παραγωγή ενέργειας κυμαίνεται μεταξύ 19,50% και 35% για την εξεταζόμενη χρονική περίοδο. Το ΜΜΚ κυμαίνεται μεταξύ 150 €/MWh και 204 €/MWh, με τη διακύμανση του να σχετίζεται με τις τιμές των εισαγόμενων καυσίμων, ενώ το ΜΠΚΠ κυμαίνεται μεταξύ 180 €/MWh και 270 €/MWh.

5.2. Ανάλυση του κόστους ηλεκτροπαραγωγής για τις συμβατικές μονάδες του ΣΗΕ Κρήτης

Στην Εικόνα 5.2 αναλύεται το κόστος ηλεκτροπαραγωγής στις εξής επιμέρους κατηγορίες για όλους τους σταθμούς ΣΗΕ Κρήτης:

- Κόστος καυσίμου (με ΕΦΚ)
- Κόστος δικαιωμάτων εκπομπών αέριων ρύπων
- Λειτουργικές δαπάνες δραστηριότητας παραγωγής
- Αποσβέσεις παγίου ενεργητικού
- Κόστος κεφαλαίου
- Επιμερισμένα κόστη διοίκησης

Το εσωτερικό κόστος δεν περιλαμβάνει το κόστος δικαιωμάτων εκπομπών αέριων ρύπων που αποτελεί το εξωτερικό κόστος, ενώ το κόστος καυσίμου και οι λειτουργικές δαπάνες αποτελούν το μεταβλητό τμήμα του εσωτερικού κόστους.



Εικόνα 5.2. Επιμερισμός κόστους Ηλεκτροπαραγωγής στο ΣΗΕ Κρήτη για κάθε σταθμό (Ενεργειακός Σχεδιασμός Περιφέρειας Κρήτης, Τελική έκθεση προόδου Μάρτιος 2016)

Τα κόστη καυσίμων θεωρήθηκαν 370 €/tn για το μαζούτ και 789 €/klt για το diesel, ενώ το κόστος εκπομπών θεωρήθηκε ίσο με 28 €/tn CO₂, με βάση υφιστάμενες μέσες απολογιστικές τιμές. Το μέσο εξωτερικό κόστος (τμήμα του μεταβλητού κόστους) θεωρήθηκε ίσο με 4 €/MWh.

Στον Πίνακα 5.3 παρουσιάζεται το εύρος του μεταβλητού Κόστους Παραγωγής (€/Mwh)/ θερμική μονάδα, η εγκατεστημένη ισχύς, το είδος του καυσίμου και η τεχνολογία παραγωγής.

Στον ΑΗΣ Ξυλοκαμάρας το υψηλότερο μεταβλητό κόστος παραγωγής παρουσιάζεται για τις αεριοστροβολικές μονάδες ΑΣ4 και ΑΣ5, ακολουθούμενες από τις αεριοστροβολικές μονάδες ΑΣ12 & ΑΣ12 οι οποίες οι οποίες διαθέτουν και τη μεγαλύτερη εγκατεστημένη ισχύ. Το χαμηλότερο κόστος εντοπίζεται για τη αεριοστροβιλική μονάδα ΑΣ1 με τη χαμηλότερη εγκατεστημένη ισχύ.

Στον ΑΗΣ Λινοπεραμάτων το χαμηλότερο κόστος παρουσιάζεται για ΜΕΚ 1, 2, 3 & 4 λόγω της χρησιμοποίησης μαζούτ, το οποίο είναι σημαντικά φθηνότερο. Αντίστοιχα, οι ατμο-ηλεκτρικές μονάδες έχουν το αμέσως υψηλότερο κόστος και χαμηλότερο έναντι των αεριοστροβιλικών οι οποίες χρησιμοποιούν diesel το οποίο είναι υψηλότερου κόστους.

Συνολικά το χαμηλότερο εύρος μεταβλητού κόστους μεταξύ των 3 ΑΗΣ του ΣΗΕ Κρήτης παρουσιάζεται στο σταθμό του Αθρινόλακου ο οποίος είναι ο πιο πρόσφατα κατασκευασμένος και στον οποίο χρησιμοποιείται μαζούτ.

Για την σύγκριση θεωρήθηκε ότι το 2016 η μέση τιμή μαζούτ: 487,083€/tn, και η μέση τιμή ντίζελ: 990,607€/klt.

Πίνακας 5.3. Εύρος Μεταβλητού Κόστους Παραγωγής (€/Mwh)/ θερμική μονάδα

Σταθμός	Θερμική μονάδα	Τεχνολογία Παραγωγής	Καύσιμο	Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)	Εύρος Μεταβλητού κόστους παραγωγής (€/Mwh)
ΕΥΛΟΚΑΜΑΡΑ	XAN_AΣ1	Αεριοστροβιλική	Diesel	10	124,2
	XAN_AΣ4	Αεριοστροβιλική	Diesel	18	284,79
	XAN_AΣ5	Αεριοστροβιλική	Diesel	28	281,5
	XAN_AΣ11	Αεριοστροβιλική	Diesel	52	204,50-224,50
	XAN_AΣ12	Αεριοστροβιλική	Diesel	52	204,50-224,50
	XAN_AΣ13	Αεριοστροβιλική	Diesel	28	145,50-156,30
	XAN_CCGT	Συνδυασμένος Κύκλος	Diesel	110	147,8
Συνολική Ισχύς				298	
ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	LIN_ATM2	Ατμοηλεκτρική	Μαζούτ	13	123,70-166,10
	LIN_ATM3	Ατμοηλεκτρική	Μαζούτ	13	123,70-166,10
	LIN_ATM4	Ατμοηλεκτρική	Μαζούτ	24	117,80-145
	LIN_ATM5	Ατμοηλεκτρική	Μαζούτ	23	127-136,40
	LIN_ATM6	Ατμοηλεκτρική	Μαζούτ	23	127-136,40
	LIN_AS1	Αεριοστροβιλική	Diesel	13	188,70-237,20
	LIN_AS2	Αεριοστροβιλική	Diesel	13	188,70-237,20
	LIN_AS3	Αεριοστροβιλική	Diesel	43	140,60-168,50
	LIN_AS4	Αεριοστροβιλική	Diesel	14	248,8
	LIN_AS5	Αεριοστροβιλική	Diesel	28	145,50-156,30
	LIN_D1	Εσωτερικής Καύσης	Μαζούτ	10	95,50-103,20
	LIN_D2	Εσωτερικής Καύσης	Μαζούτ	10	95,50-103,20
	LIN_D3	Εσωτερικής Καύσης	Μαζούτ	10	95,50-103,20
	LIN_D4	Εσωτερικής Καύσης	Μαζούτ	10	95,50-103,20
Συνολική Ισχύς				247	
ΑΘΕΡΙΝΟΛ ΑΚΚΟΣ	ATHEP_D1	Εσωτερικής Καύσης	Μαζούτ	51	76,90-125,90
	ATHEP_D1	Εσωτερικής Καύσης	Μαζούτ	51	76,90-125,90
	ATHEP_ATM1	Ατμοηλεκτρική	Μαζούτ	50	95,50-163,50
	ATHEP_ATM1	Ατμοηλεκτρική	Μαζούτ	50	70-119
Συνολική Ισχύς				202	

Το κόστος καυσίμου στον ΑΗΣ Χανίων είναι αυξημένο συγκριτικά με του ΑΗΣ Λινοπεραμάτων και Αθρινόλακκου ως απόρροια της χρησιμοποίησης ακριβότερου καυσίμου. Πέρα του καυσίμου, οι μονάδες διαφοροποιούνται στο έτος θέσεως σε λειτουργία, σε τεχνικά χαρακτηριστικά που σχετίζονται με την ονομαστική τους ισχύ, τη καθαρή ισχύ, την ισχύ που έχουν κάτω από υψηλές θερμοκρασίες καθώς και την ελάχιστη δυνατή ισχύ. Άλλες παράμετροι είναι οι απαιτούμενοι χρόνοι για την έναρξη και τον τερματισμό της λειτουργίας, η θερμοκρασία περιβάλλοντος και η ταχύτητα λειτουργίας. Σαν συνέπεια παρουσιάζονται διαφοροποιήσεις στις λειτουργικές δαπάνες. Οι παλαιότεροι ΑΗΣ Λινοπεραμάτων και Χανίων παρουσιάζουν διπλάσιο κόστος συγκριτικά με το νεώτερο σταθμό του Αθρινόλακκου.

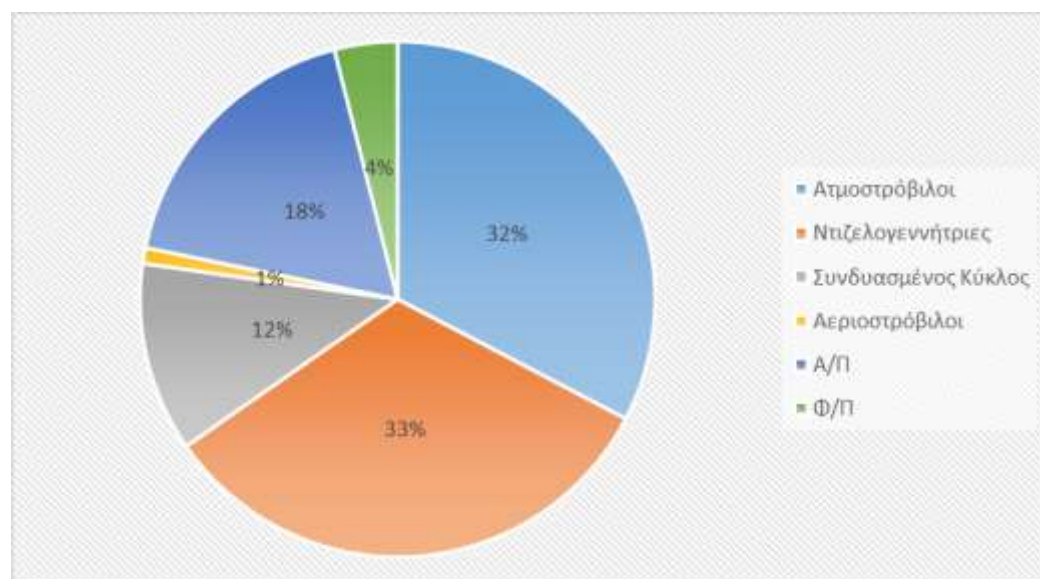
5.3. Σύγκριση κόστους παραγωγής για συμβατικές μονάδες & ΑΠΕ

Στο Πίνακα 5.4 αποτυπώνεται ο βαθμός απόδοσης και το ειδικό κόστος παραγωγής ανάλογα με τη μονάδα στο ΣΗΕ Κρήτης. Μεταξύ των συμβατικών μονάδων, το μεγαλύτερο κόστος αντιστοιχεί στους αεριοστρόβιλους οι οποίοι χρησιμοποιούν ως καύσιμο το ακριβότερο diesel, ακολουθούμενο από ΣΚ Χανίων όπου επίσης χρησιμοποιείται το diesel.

Πίνακας 5.4. Παραγωγές ενέργειας, μέσοι βαθμοί απόδοσης και ειδικό κόστος παραγωγής το ΣΗΕ Κρήτης

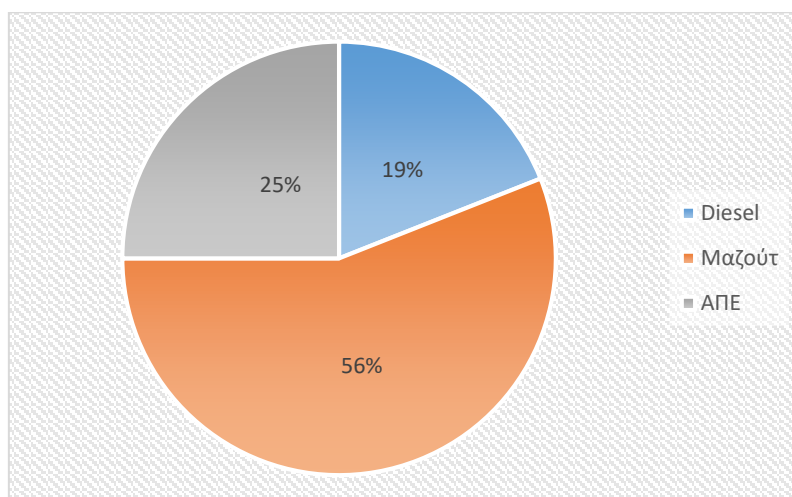
Μονάδα / διαδικασία	Παραγωγή ενέργειας (MWh)	Βαθμός απόδοσης (%)	Ειδικό κόστος παραγωγής (€/kWh)
Ατμοστρόβιλοι	1.018.969,00	34,63	0,123
Diesel	1.009.943,00	46,46	0,092
Συνδυασμένος Κύκλος	356.539,00	38,31	0,265
Αεριοστρόβιλοι	4.222,00	25,04	0,405
Α/Π	561.677,00	-	0,095
Φ/Π	123.425,00	-	0,195

Στην Εικόνα 5.3. παρουσιάζεται η ποσοστιαία συμμετοχή των μονάδων παραγωγής στην κάλυψη της ετήσιας κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας στην Κρήτη το 2016. Το μεγαλύτερο μέρος της παραγόμενης ενέργειας προέρχεται από τους ατμοστρόβιλους και τις ντιζελογεννήτριες που χρησιμοποιούνται ως σταθμοί βάσης.



Εικόνα 5.3. Διάγραμμα ποσοστιαίας συμμετοχής των μονάδων παραγωγής στην κάλυψη της ετήσιας κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας στην Κρήτη το 2016

Στην Εικόνα 5.4. παρουσιάζεται η κατανομή της παραγόμενης ενέργειας βάσει καυσίμου, με το μεγαλύτερο ποσοστό (ήτοι 56%) να προέρχεται από μαζούτ, ενώ ποσοστό 19% προέρχεται από ντίζελ (χρησιμοποιείται στους αεριοστρόβιλους στα Λινοπεράματα, στις μονάδες των Χανίων). Το ποσοστό της παραγόμενης ενέργειας που προέρχεται από ΑΠΕ ανέρχεται σε 25%.



Εικόνα 5.4. Κατανομή της παραγόμενης ενέργειας βάσει καυσίμου (ΔΕΔΔΗΕ 2016)

Η γενική μορφή υπολογισμού του κόστους παραγωγής για τις συμβατικές μονάδες του ΣΗΕ Κρήτης, ορίζεται από μια εξίσωση τρίτου βαθμού (Εξ. 5.1.) Στην εξίσωση προστίθεται το κόστος εκκίνησης $start_up$ σε περίπτωση αλλαγής της λειτουργικής κατάστασης του σταθμού.

$$F_i(x, t) = [cubcoef f_i x_i^3(t) + sqcoef f_i x_i^2(t) + lincoef f_i x_i(t) + constcoef f_i] * Fuel_cost_i$$

Εξ. 5.1

Όπου:

$cubcoef f_i$: κυβικός όρος εξίσωσης κόστους μονάδας (kg/MWh^3)

$sqcoef f_i$: τετραγωνικός όρος εξίσωσης κόστους μονάδας (kg/MWh^2)

$lincoef f_i$: γραμμικός όρος εξίσωσης κόστους μονάδας (σε kg/MWh)

$constcoef f_i$: σταθερός όρος εξίσωσης κόστους μονάδας (σε kg)

$Fuel_cost_i$: Κόστος κιλού ή λίτρου καυσίμου για κάθε μία μονάδα (σε €/kg-lt)

$startyp_cost_i$: κόστος εκκίνησης μονάδας (σε €)

Στον Πίνακα 5.5. παρουσιάζονται τα χαρακτηριστικά στοιχεία των παραμέτρων κόστους των θερμικών μονάδων του συστήματος,

Πίνακας 5.5. Χαρακτηριστικά στοιχεία των παραμέτρων κόστους των θερμικών μονάδων του ΣΗΕ Κρήτης

Συμβολισμός μονάδων	cubcoeff _i (Kg/MWh ³)	sqcoeff _i (Kg/MWh ²)	lincoeff _i (Kg/MWh)	constcoeff _i (Kg-lt)	Τιμή καυσίμου fuel_cost _i (€/Kg-lt)	Κόστος εκκίνησης startup_cost _i (€)
ATM 1ΛIN	17,377	-167,2	727,6	0,001	0,4149	2,500
ATM 2 ΛIN	0,476	-11,824	378,937	0,001	0,4149	2,500
ATM 3 ΛIN	0,476	-11,824	378,937	0,001	0,4149	2,500
ATM 4 ΛIN	0,18	-8,053	355,088	0	0,4149	4,000
ATM 5 ΛIN	0,092	-4,166	300,58	0	0,4149	4,000
ATM 6 ΛIN	0,092	-4,166	300,58	0	0,4149	4,000
DIESEL1ΛIN	0,421	-8,378	230,368	0	0,4149	220
DIESEL2ΛIN	0,421	-8,378	230,369	0	0,4148	220
DIESEL3ΛIN	0,421	-8,378	230,368	0	0,4149	219
DIESEL4ΛIN	0,421	-8,378	230,369	0,01	0,4148	220
AEP 1ΛIN	2,48	-5,87	881,5	1,2	0,6982	179,1
AEP 2ΛIN	0,3195	-6,777	280,49	1622,8	0,6982	500
AEP 3 ΛIN	0,0001	0,2533	197,65	2418	0,6982	1413
AEP 4 ΛIN	0,0001	0,7913	234,95	1093,8	0,6982	858
AEP 5 ΛIN	0,001	0,3605	196,29	1675,8	0,6982	350
AEP 6 Σ.Κ	0,001	0,01	145,54	5120	0,6962	440,01
AEP 7Σ.Κ	0,001	0,01	145,64	5120	0,6962	440,41
AEP 1 XAN	0	0,01	267	2170	0,6962	99
AEP 4 XAN	0	0,01	219	2865	0,6962	1300
AEP 5 XAN	0	0,01	275	3757	0,6962	400
AEP 11 XAN	0,001	0,01	227	5000	0,6962	0,1
AEP 12 XAN	0,001	0,01	227	5000	0,6962	0,1
AEP 13 XAN	0,001	0,3605	196,29	1675,8	0,6962	858
DIESEL1AΘEP	0,017	-1,3	222,6	0,27	0,3919	270
DIESEL2AΘEP	0,017	-1,3	222,6	0,27	0,3919	270
ATM 1 AΘEP	-0,003	-0,958	282,91	0,8	0,3919	350
ATM 2 AΘEP	-0,003	-0,958	282,91	0,8	0,3919	350

Κεφάλαιο 6. Συμπεράσματα & Προτάσεις

6.1. Σύνοψη

Στην παρούσα διπλωματική εργασία γίνεται οικονομική αξιολόγηση του κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στο ΣΗΕ Κρήτης. Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας συνεπάγεται ένα κόστος το οποίο διαφοροποιείται αναλόγως του είδους των μονάδων παραγωγής (τεχνικά χαρακτηριστικά λειτουργίας) και του καυσίμου που χρησιμοποιείται.

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στην Κρήτη πραγματοποιείται σε θερμικές μονάδες, με ατμοστρόβιλους, αεριοστρόβιλους, μηχανές εσωτερικής καύσης diesel, μία μονάδα Συνδυασμένου Κύκλου καθώς και Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (αιολικά πάρκα και φωτοβολταϊκές μονάδες).

Οι παράμετροι που προσδιορίζουν τη σειρά με την οποία εντάσσονται οι μονάδες στην παραγωγή είναι η ασφάλεια του συστήματος, η συνεχής και αδιάκοπη ικανοποίηση των αναγκών σε συνδυασμό με τη βέλτιστη οικονομική λειτουργία, που επιτυγχάνεται όταν ελαχιστοποιείται το ειδικό κόστος. Για το σχεδιασμό και τη λειτουργία ενός ΣΗΕ πρέπει να ληφθούν υπόψη οι περιορισμοί λόγω της αυξημένης διείσδυσης ΑΠΕ. Τα βασικότερα προβλήματα στη λειτουργία ενός ΣΗΕ προκαλούνται από τη στοχαστικότητα της παραγωγής από ΑΠΕ, τη δυσκολία πρόβλεψης της και την μη ελεγχόμενη παραγωγή τους. Επίσης τα ηλεκτρικά δίκτυα έχουν σχεδιαστεί για να λειτουργούν με μονό-κατευθυντική ροή στους καταναλωτές μέσω των δικτύων διανομής, αλλά με τις διεσπαρμένες ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, η κατεύθυνση της ροής της ισχύος μπορεί να αλλάξει στα δίκτυα διανομής επηρεάζοντας έτσι ολόκληρη τη λειτουργία τους.

Το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας διακρίνεται σε δυο μεγάλα τμήματα, το εξωτερικό και το εσωτερικό κόστος. Το εσωτερικό, με τη σειρά του χωρίζεται σε σταθερό κόστος λειτουργίας το οποίο είναι ανεξάρτητο από το ύψος της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας (το σταθερό κόστος κεφαλαίου), και μεταβλητό κόστος το οποίο περιλαμβάνει το κόστος προμήθειας καυσίμων, το λειτουργικό/συντήρησης, τον ΕΦΚ καθώς και το κόστος δικαιώματος εκπομπής ρύπων CO₂. Ο τρόπος υπολογισμού αυτής της παραμέτρου γίνεται μέσω μιας πάγιας ποσόστωσης αναλογικά με την κατανάλωση, για όλους του τύπους των ορυκτών καυσίμων και βάσει Κοινοτικών Οδηγιών προσδιορίζεται ως «δικαιώματα εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα (CO₂ ανά MWh).

Μεγάλο τμήμα του συνολικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής στις συμβατικές μονάδες στο μη-διασυνδεδεμένο σύστημα της Κρήτης αποτελεί το μεταβλητό κόστος. Οι παράμετροι του για το υπολογισμό του περιγράφονται στον Κώδικα Διαχείρισης Συστημάτων Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών (κώδικας ΜΔΝ).

Το ηλεκτρικό σύστημα της Κρήτης περιλαμβάνει: α) τρεις Θερμικούς Σταθμούς που περιλαμβάνουν 27 Συμβατικές Μονάδες, συνολικής εγκατεστημένης ισχύος

820,02MW και αποδιδόμενη καθαρή ισχύος θέρους 695,86MW και β) 35 Αιολικά Πάρκα με ισχύ 200MW, 1047 Φ/Β σταθμούς με συνολική χωρητικότητα 78.29 MW και 1920 μικρά Φ/Β. Οι κύριοι σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην Κρήτη, ήτοι Λινοπεράματα Ηρακλείου, Ξυλοκαμάρα Χανίων και Αθρινόλακος Λασιθίου χρησιμοποιούν για την λειτουργία τους συμβατικά καύσιμα και καλύπτουν το μεγαλύτερο ποσοστό της ζήτησης στο νησί.

Ατμοηλεκτρικοί σταθμοί

Δομή: Οι ατμοηλεκτρικοί σταθμοί περιλαμβάνουν μία ή παραπάνω μονάδες με παράλληλη λειτουργία. Καθεμία από αυτές τις μονάδες έχει ξεχωριστό λέβητα, στρόβιλο, γεννήτρια, πύργο ψύξης, καμινάδα.

Λειτουργία: Ο υπέρθερμος ατμός παράγεται από την καύση του καυσίμου στον λέβητα και στη συνέχεια δίνει ώθηση στον αμοστρόβιλο ο οποίος έπειτα κινεί την ηλεκτρογεννήτρια. Η συμπύκνωση του ατμού σε νερό στην έξοδο του στροβίλου πραγματοποιείται με τη συνεισφορά το διαρεόμενου από νερό εναλλάκτη θερμότητας. Η μη χρησιμοποιούμενη θερμότητα αποβάλλεται από το ψυγείο και μέσω του πύργου ψύξης στο περιβάλλον.

Απόδοση: Το εύρος του βαθμού απόδοσης κυμαίνεται μεταξύ 30-45%.

Αεριοστροβιλικί σταθμοί

Δομή: Αποτελούνται από μία ή και παραπάνω μονάδες που απαρτίζονται από το συμπιεστή το θάλαμο καύσης, τον αεριοστρόβιλο και τη γεννήτρια.

Λειτουργία: Ο αέρας αφού συμπιεστεί προσεγγιστικά στα 10bar, καταλήγει στο θάλαμο καύσης όπου γίνεται ο ψεκασμός με diesel. Τα καυσαέρια, ως απόρροια της καύσης, με θερμοκρασία γύρω στους 850 C μεταφέρονται στον αεριοστρόβιλο όπου γίνεται η εκτόνωση και μέρος αυτής της ενέργειας μετατρέπεται σε ωφέλιμο έργο (μηχανική ενέργεια).

Καύσιμα και απόδοση: Ο βαθμό απόδοσης κυμαίνεται μεταξύ 25-35% εξαιτίας της απαιτούμενης υψηλής ισχύος για να κινηθεί ο συμπιεστής και εξαιτίας της υψηλής θερμοκρασίας εξόδου των αέριων προϊόντων.

Σαν συνέπεια του χαμηλού βαθμού απόδοσης και του κόστους καυσίμου, διακρίνονται από υψηλό κόστος λειτουργίας. Όμως λόγω της δυνατότητας γρήγορης εκκίνησης τους από τη στιγμή εντολής εκκίνησης χρησιμοποιούνται για την κάλυψη των αιχμών του φορτίου.

Ντιζελοηλεκτρικοί σταθμοί

Οι ντιζελοηλεκτρικοί σταθμοί χρησιμοποιούν εμβολοφόρους κινητήρες με καύσιμο το diesel. όπου συμπιεσμένος αέρας αναφλέγεται σε θάλαμο καύσης και ο βαθμός απόδοσης σε μεγάλες μονάδες φτάνει το 50%.

Σταθμοί συνδυασμένου κύκλου

Δομή: Ένας σταθμός συνδυασμένου κύκλου (αεριοστρόβιλων ή μηχανών diesel και ατμοστρόβιλων) περιλαμβάνει μια ή, επικρατέστερα παραπάνω αεριοστρόβιλους και τους αντίστοιχους λέβητες καυσαερίων από το ζεύγος ατμοστρόβιλου – γεννήτριας.

Λειτουργία: Λειτουργούν ως αρχικές μονάδες καύσης του καυσίμου με παραγόμενα αέρια προϊόντα σε θερμοκρασίες μεταξύ 300-600C τα οποία στη συνέχεια διοχετεύονται σε λέβητα ανακομιδής θερμότητας όπου γίνεται η παραγωγή ατμού για την κίνηση του ατμοστρόβιλου.

Καύσιμα και απόδοση: Οι σταθμοί ΣΚ χρησιμοποιούν τα καύσιμα των αεριοστρόβιλων, ήτοι πετρέλαιο diesel, ενώ ο συνολικός βαθμός της απόδοσης προσεγγίζει το 50%.

-Ο βαθμός απόδοσης προσεγγίζει το 50%,(20% υψηλότερα από τις άλλες θερμικές μονάδες) λόγω της υψηλής θερμοκρασίας ως αποτέλεσμα της εκτόνωσης των αερίων από τον θάλαμο καύσης και της χρήσης των καυσαερίων.

-Το κόστος εγκατάστασης είναι υψηλότερο συγκριτικά με τις συμβατικές ατμοηλεκτρικές μονάδες εξαιτίας της τεχνολογίας και των υλικών, αλλά χρειάζεται μικρότερος χώρος και συντομότερος χρόνος και χαμηλότερο κόστος εγκατάστασης.

-Οι εκπομπές CO₂ και άλλων αερίων ρύπων είναι αρκετά χαμηλότερη εξαιτίας του υψηλότερου βαθμού απόδοσης.

-Διακρίνονται από γρήγορη ανταπόκριση σε διαταραχές του φορτίου εξαιτίας του ρυθμού ανάληψης φορτίου (20% ανά λεπτό).

ΑΠΕ

Ο ρόλος των ΑΠΕ ως μονάδες μη εγγυημένης ΣΗΕ προσδιορίζεται βασικά από τη δεδομένη στιγμιαία διείσδυση ισχύος που δύναται να επιτύχουν, συνδυαστικά με την αναγκαία ισχύ για την ασφάλεια και την ευστάθεια του συστήματος. Άρα δύναται να διεισδύουν στην παραγωγή ισχύος μέχρι ένα ανώτατο ποσοστό, το οποίο προσδιορίζεται μεταξύ άλλων, από το μέγεθος του συστήματος, οι καιρικές συνθήκες, τις άλλες ενταγμένες θερμικές μονάδες, το είδος της εφεδρείας κ.ά. Η διείσδυση των ΑΠΕ εμπεριέχει την επίλυση τεχνικών ζητημάτων καθώς δύναται να μεταβάλλει τη ροή, ο αρχικός σχεδιασμός της οποίας είναι για να μεταφέρει ενέργεια μέσω των δικτύων διανομής με μία κατεύθυνση ροής προς την πλευρά των καταναλωτών. Εφόσον μικροί καταναλωτές δύναται να συμμετέχουν στην παραγωγή ενέργειας με ανεμογεννήτριες ή ΦΒ στοιχεία και πλαίσια, συνεισφέρουν στην τροφοδοσία του δικτύου με συνέπεια αντίθετη φορά από αυτή του σχεδιασμού. Η ηλεκτρική ενέργεια από τις ΑΠΕ επηρεάζει αρνητικά την ποιότητα και την αξιοπιστία του ηλεκτρικού δικτύου, επειδή η αιολική ενέργεια μειώνει την τάση και την ποιότητα της συχνότητας δικτύου στο ηλεκτρικό δίκτυο. Επιπλέον, η αιολική ενέργεια αυξάνει την ανάγκη σταθεροποίησης του φορτίου του δικτύου για να εξισορροπηθεί η κατανάλωση και η παραγωγή κατά τη διάρκεια της αιολικής παραγωγής.

Σειρά ένταξης

Η σειρά ένταξης των συμβατικών μονάδων βασίζεται στις εξής παραμέτρους: i) ευστάθεια και ασφάλεια του συστήματος, για τη διαρκή ικανοποίηση της ζήτησης ηλεκτρικής ισχύος και ii) βελτιστοποίηση οικονομικής λειτουργίας.

Η πρώτη παράμετρος επιβάλλει την συνεχή λειτουργία των θερμικών μηχανών με χαμηλή απόκριση στις διακυμάνσεις φορτίου και με αργή εκκίνηση, δηλαδή των ατμοστρόβιλων και του συνδυασμένου κύκλου. Άρα οι μηχανές αυτές για χαμηλές φορτίσεις, λειτουργούν με χαμηλή απόδοση κοντά στα τεχνικά τους ελάχιστα ή ακόμα και ως θερμή εφεδρεία, με συνέπεια αυξημένο έξτρα κόστος παραγωγής, ιδιαίτερα εξαιτίας της λειτουργίας του συνδυασμένου κύκλου, όπου χρησιμοποιείται ακριβό καύσιμο ντίζελ. Παράλληλα οι οικονομικότερες θερμικές μηχανές ντίζελ τίθενται εκτός λειτουργίας. Οι περιπτώσεις αυτές συναντώνται στη μεγαλύτερη διάρκεια του έτους και ιδιαίτερα κατά το φθινόπωρο και την άνοιξη, όταν οι φορτίσεις του συστήματος είναι πολύ χαμηλές.

Η δεύτερη παράμετρος επιβάλλει την ένταξη των θερμικών μονάδων στην παραγωγή ως εξής:

- i) μηχανές Real,
- ii) ατμοστρόβιλους,
- iii) ΣΚ
- iv) αεριοστρόβιλους.

Η σειρά αυτή τηρείται χωρίς τους περιορισμούς ευστάθειας του συστήματος, με τους ατμοστρόβιλους και το ΣΚ να δουλεύουν πάντα στα τεχνικά τους ελάχιστα ανεξάρτητα από τη σειρά ένταξης. Τη θερινή περίοδο, μειώνεται η παραγωγή από τις ντίζελ, μηχανές ώστε να διατηρηθεί ο ΣΚ στα τεχνικά του ελάχιστα. Οι ατμοστρόβιλοι είναι σε λειτουργία συστηματικά κοντά στην ονομαστική τους ισχύ ενώ οι αεριοστρόβιλοι εντάσσονται αποκλειστικά για να καλύψουν τις αιχμές του φορτίου. Το φθινόπωρο όπου χαρακτηρίζεται από χαμηλές φορτίσεις, οι μηχανές ντίζελ σπάνια λειτουργούν στη ονομαστική τους ισχύ, ενώ τις πρωινές ώρες πείθονται λειτουργία τους. Οι ατμοστρόβιλοι συχνά δεν λειτουργούν στην ονομαστική τους ισχύ, ενώ ο ΣΚ είναι σε μόνιμη λειτουργία στα τεχνικά ελάχιστα, με ιδιαίτερα χαμηλή απόδοση και υψηλό κόστος καυσίμου.

Κατά τον προγραμματισμό ένταξης των συμβατικών μονάδων απαιτείται η ικανοποίηση περιορισμών όπως:

-Στρεφόμενη εφεδρεία: Η συνολική διαθέσιμη ισχύς των συγχρονισμένων μονάδων είναι αναγκαίο να υπερβαίνει το φορτίο για να είναι εφικτή η αναπλήρωση της απώλειας σε περίπτωση που τεθεί εκτός λειτουργίας η μεγαλύτερη συγχρονισμένη μονάδα ή μειωθεί η παραγωγή των ΑΠΕ

-Ελάχιστος χρόνος λειτουργίας: Ο ορισμένος χρόνος από την ένταξη της μονάδας μέχρι να αποσυνδεθεί από το δίκτυο

-Ελάχιστος χρόνος κράτησης: Ο ορισμένος χρόνος από την αποσύνδεση της μονάδας μέχρι να ξανασυνδεθεί στο δίκτυο.

-Κόστος εκκίνησης: το κόστος της επιπλέον ενέργειας για την εκκίνηση της μονάδας, το οποίο προκύπτει από τον προηγούμενο χρόνο κράτησης. Η υψηλότερη τιμή που δύναται να λάβει είναι το κόστος ψυχρής εκκίνησης.

-Υποχρεωτική λειτουργία μονάδων: Η ασφάλεια και η ευστάθεια του συστήματος υποχρεώνουν ορισμένες μονάδες να είναι σε λειτουργία παρά το κόστος λειτουργίας τους, ιδίως όταν η διείσδυση των ΑΠΕ στη λειτουργία του ΣΗΕ είναι αυξημένη.

6.2 Συμπεράσματα

Διάκριση κόστους

Ένας βασικός τρόπος διάκρισης του κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας σε ένα ΣΗΕ είναι σε εσωτερικό και εξωτερικό.

Το εσωτερικό τμήμα με τη σειρά του, διακρίνεται σε δύο μέρη. Το σχετικά σταθερό το οποίο είναι ανεξάρτητο της παραγόμενης ποσότητας ηλεκτρικής ενέργειας και αφορά το κόστος εγκαταστάσεων, εξοπλισμού, τακτικής συντήρησης και προσωπικού. Το δεύτερο μέρος, αφορά το κόστος του καυσίμου που ξοδεύεται στους θερμικούς σταθμούς, και το οποίο εξαρτάται από την παραγόμενη ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας. Οι δαπάνες των οποίων η ποσότητα μεταβάλλεται σε συνάρτηση με τη παραγωγή, αποτελούν το μεταβλητό κόστος (καύσιμα). Αντίθετα, το σταθερό κόστος είναι το τμήμα του κόστους που είναι ανεξάρτητο από τη ποσότητα παραγωγής (πχ. μισθοί των εργαζομένων).

Το συνολικό κόστος περιλαμβάνει ένα ακόμα τμήμα, το εξωτερικό το οποίο προκύπτει από τις περιβαλλοντικές επιπτώσεις της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και τα συνεπακόλουθα παράγωγά τους, ήτοι εκπομπές SO_2 , εκπομπές NO_x (ως NO_2) καθώς και αέρια σωματίδια.

Κόστος Ηλεκτροπαραγωγής στο ΣΗΕ Κρήτης

Για το έτος 2015, το Μέσο Πλήρες Κόστος Παραγωγής του ΣΗΕ Κρήτης ανήλθε σε 180,45 €/MWh, ενώ το Μέσο Μεταβλητό Κόστος Παραγωγής Συμβατικών Μονάδων σε 137,68 €/MWh. Οι ίδιες τιμές για τα 2016 ήταν 158,85€/MWh και 110,07€/MWh, για το 2018 ήταν 191,91€/MWh και 158,07€/MWh. Οι ίδιες τιμές για τα 2020 ήταν 188,86€/MWh και 152,00€/MWh. Για τη χρονική περίοδο Ιανουάριος-Οκτώβριος 2021, το MMK κυμαίνεται μεταξύ 150 €/MWh και 204 €/MWh, με τη διακύμανση του να σχετίζεται με τις τιμές των εισαγόμενων καυσίμων, ενώ το ΜΠΚΠ κυμαίνεται μεταξύ 180 €/MWh και 270 €/MWh.

Οι μονάδες στο σταθμό της Ξυλοκαμάρας Χανίων χρησιμοποιούν ελαφρύ καύσιμο με συνέπεια αυξημένο μεταβλητό κόστος συγκριτικά με τους σταθμούς στον Αθρινόλακο και τα Λινοπεράματα. Παράλληλα με το υψηλό λειτουργικό κόστος, το οποίο αυξάνεται αναλόγως του είδους καυσίμου, η διαφοροποίηση στο κόστος σχετίζεται και τη χρήση κάθε σταθμού είτε ως σταθμός βάσης είτε ως σταθμός αιχμής. Ο ΑΗΣ Ξυλοκαμάρας Χανίων όπου καταναλώνεται diesel (το οποίο είναι ακριβότερο από μαζούτ) σε σχέση με τις μονάδες που ΑΗΣ Αθρινόλακκου όπου καταναλώνεται οικονομικότερο και ειδικής απόδοσης μαζούτ.

Το μεταβλητό κόστος της ηλεκτρο-παραγωγής στις συμβατικές μονάδες του ΣΗΕ είναι συνάρτηση μιας σειράς παραγόντων συμπεριλαμβανομένης, της ηλικίας των μονάδων παραγωγής, καθώς της χρήσης Ελαφριού Πετρελαίου (diesel) που είναι ακριβότερο έναντι του Βαρέως Πετρελαίου (μαζούτ). Πέρα του καυσίμου, οι μονάδες διαφοροποιούνται στο έτος θέσεως σε λειτουργία, σε τεχνικά χαρακτηριστικά που σχετίζονται με την ονομαστική τους ισχύ, τη καθαρή ισχύ, την ισχύ που έχουν κάτω από υψηλές θερμοκρασίες καθώς και την ελάχιστη δυνατή ισχύ. Άλλες παράμετροι είναι οι απαιτούμενοι χρόνοι για την έναρξη και τον τερματισμό της λειτουργίας, η θερμοκρασία περιβάλλοντος και η ταχύτητα λειτουργίας. Σαν συνέπεια παρουσιάζονται διαφοροποιήσεις στις λειτουργικές δαπάνες.

Η παραγόμενη ενέργεια προκύπτει στο μεγαλύτερο ποσοστό (ήτοι 56%) από μαζούτ, ενώ ποσοστό 19% προέρχεται από ντίζελ (χρησιμοποιείται στους αεριοστρόβιλους στα Λινοπεράματα, στις μονάδες των Χανίων). Το ποσοστό της παραγόμενης ενέργειας που προέρχεται από ΑΠΕ ανέρχεται σε 25%.

Το μεγαλύτερο μέρος της παραγόμενης ενέργειας προέρχεται από τους ατμοστρόβιλους και τις ντιζελογεννήτριες που χρησιμοποιούνται ως σταθμοί βάσης.

Μεταξύ των συμβατικών μονάδων, το μεγαλύτερο κόστος αντιστοιχεί στους αεριοστρόβιλους οι οποίοι χρησιμοποιούν ως καύσιμο το ακριβότερο diesel, ακολουθούμενο από ΣΚ Χανίων όπου επίσης χρησιμοποιείται το diesel.

Στον ΑΗΣ Ξυλοκαμάρας το υψηλότερο μεταβλητό κόστος παραγωγής παρουσιάζεται για τις αεριοστροβολικές μονάδες ΑΣ4 και ΑΣ5, ακολουθούμενες από τις αεριοστροβολικές μονάδες ΑΣ12 & ΑΣ12 οι οποίες οι οποίες διαθέτουν και τη μεγαλύτερη εγκατεστημένη ισχύ. Το χαμηλότερο κόστος εντοπίζεται για τη αεριοστροβιλική μονάδα ΑΣ1 με τη χαμηλότερη εγκατεστημένη ισχύ.

Στον ΑΗΣ Λινοπεραμάτων το χαμηλότερο κόστος παρουσιάζεται για ΜΕΚ 1, 2, 3 & 4 λόγω της χρησιμοποίηση μαζούτ, το οποίο είναι σημαντικά φθηνότερο. Αντίστοιχα, οι ατμο-ηλεκτρικές μονάδες έχουν το αμέσως υψηλότερο κόστος και χαμηλότερο έναντι των αεριοστροβιλικών οι οποίες χρησιμοποιούν diesel το οποίο είναι υψηλότερου κόστους.

Συνολικά το χαμηλότερο εύρος μεταβλητού κόστους μεταξύ των 3 ΑΗΣ του ΣΗΕ Κρήτης παρουσιάζεται στο σταθμό του Αθερινόλακου ο οποίος είναι ο πιο πρόσφατα κατασκευασμένος και στον οποίο χρησιμοποιείται μαζούτ.

Το μέσο εξωτερικό κόστος λαμβάνεται ίσο με 4 €/MWh για τις συμβατικές θερμικές μονάδες.

Βιβλιογραφία

Ahshan, R., Iqbal, M. T., Mann, G. K., & Quaicoe, J. E. (2017). Microgrid reliability evaluation considering the intermittency effect of renewable energy sources. *International Journal of Smart Grid and Clean Energy*, 6(4), 252-268

Aldersey-Williams, J., & Rubert, T. (2019). Levelised cost of energy—A theoretical justification and critical assessment. *Energy policy*, 124, 169-179.

Angelopoulos, D., Brückmann, R., Jirouš, F., Konstantinavičiūtė, I., Noothout, P., Psarras, J., & Breitschopf, B. (2016). Risks and cost of capital for onshore wind energy investments in EU countries. *Energy & Environment*, 27(1), 82-104.

Benes, K. J., & Augustin, C. (2016). Beyond LCOE: A simplified framework for assessing the full cost of electricity. *The Electricity Journal*, 29(8), 48-54.

Biza, S., Piromalis, D., Barkas, D., Psomopoulos, C. S., & Tsirekis, C. D. (2019). Crete–Peloponnese 150kV AC Interconnection. Simulation Results for Transient Phenomena in Main Switches. *Energy Procedia*, 157, 1366-1376

Burtraw, D., & Knupnick, A. (2012). The true cost of electric power. Summary for policymakers

Clayman, M. R., Fridson, M. S., & Troughton, G. H. (2012). *Corporate finance: a practical approach* (Vol. 42). John Wiley & Sons.

Cory, K., & Schwabe, P. (2009). Wind levelized cost of energy: A comparison of technical and financing input variables (No. NREL/TP-6A2-46671). National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States).

Cuthbert, J. R., & Cuthbert, M. (2012). Why IRR is an inadequate indicator of costs and returns in relation to PFI schemes. *Critical Perspectives on Accounting*, 23(6), 420-433.

Fouquet, R., Slade, R., Karakoussis, V., Gross, R., Bauen, A., & Anderson, D. (2001). External costs and environmental policy in the United Kingdom and the European Union. *Occasional Paper*, 3.

Frank, M. Z., & Shen, T. (2016). Investment and the weighted average cost of capital. *Journal of Financial Economics*, 119(2), 300-315.

Gigantidou, A. (2013). Renewable energy sources in Crete. *In the Proceedings of the IREP Symposium Bulk Power System Dynamics and Control-IX Optimization, Security and Control of the Emerging Power Grid* (pp. 1-3). IEEE

Gomez-Rios, M. D. C., & Galvez-Cruz, D. (2021). Simulation of Levelized Costs of Electricity Considering Externalities. *Revista mexicana de economía y finanzas*, 16(4)

Hwang, S. H., Kim, M. K., & Ryu, H. S. (2019). Real levelized cost of energy with indirect costs and market value of variable renewables: A study of the Korean power market. *Energies*, 12(13), 2459

Hirschberg, S., Dones, R., & Gantner, U. (2001). Use of external cost assessment and multi-criteria decision analysis for comparative evaluation of options for electricity supply

Ippolito, M. G., Di Silvestre, M. L., Sanseverino, E. R., Zizzo, G., & Graditi, G. (2014). Multi-objective optimized management of electrical energy storage systems in an islanded network with renewable energy sources under different design scenarios. *Energy*, 64, 648-662

Karkour, S., Ichisugi, Y., Abeynayaka, A., & Itsubo, N. (2020). External-cost estimation of electricity generation in G20 countries: Case study using a global life-cycle impact-assessment method. *Sustainability*, 12(5), 2002

Karnavas, Y. L. (2006). The autonomous electrical power system of Crete island-A review. *International Review of Electrical Engineering*, 1(4), 567-574

Karapidakis, E. S., Katsigiannis, Y. A., Georgilakis, P. S., & Thalassinakis, E. (2011). Generation expansion planning of Crete power system for high penetration of renewable energy sources. In *Materials Science Forum* (Vol. 670, pp. 407-414). Trans Tech Publications Ltd

Katsaprakakis, D., Antonakakis, I., Dakanali, I., & Christakis, D. (2019, May). Turning Crete into an energy independent island. *In the Proceedings of the 4th International Hybrid Power Systems workshop, Crete, Greece*

Katsigiannis, Y. A., Karapidakis, E. S., Tsikalakis, A. G., & Katsamaki, A. (2013). A review of the proposed large-scale energy storage applications on the autonomous power system of Crete. *In the Proceedings of the Recent Advances in Energy, Environment, Economics and Technological Innovation* (pp. 45-54)

Kuang, Y., Zhang, Y., Zhou, B., Li, C., Cao, Y., Li, L., & Zeng, L. (2016). A review of renewable energy utilization in islands. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 59, 504-513

Larsson, S., Fantazzini, D., Davidsson, S., Kullander, S., & Höök, M. (2014). Reviewing electricity production cost assessments. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 30, 170-183.

Li, C., Shi, H., Cao, Y., Wang, J., Kuang, Y., Tan, Y., & Wei, J. (2015). Comprehensive review of renewable energy curtailment and avoidance: a specific example in China. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 41, 1067-1079

Liu, Y., Yu, S., Zhu, Y., Wang, D., & Liu, J. (2018). Modeling, planning, application and management of energy systems for isolated areas: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82, 460-470

Lucheroni, C., & Mari, C. (2017). CO2 volatility impact on energy portfolio choice: A fully stochastic LCOE theory analysis. *Applied Energy*, 190, 278-290

Lu, J., Zhang, C., Ren, L., Liang, M., Strielkowski, W., & Streimikis, J. (2020). Evolution of External Health Costs of Electricity Generation in the Baltic States. *International journal of environmental research and public health*, 17(15), 5265

Notton, G., Nivet, M. L., Voyant, C., Paoli, C., Darras, C., Motte, F., & Fouilloy, A. (2018). Intermittent and stochastic character of renewable energy sources:

Consequences, cost of intermittence and benefit of forecasting. *Renewable and sustainable energy reviews*, 87, 96-105

Ng, A. C., & Rezaee, Z. (2015). Business sustainability performance and cost of equity capital. *Journal of Corporate Finance*, 34, 128-149

Owen, A. D. (2004). Environmental externalities, market distortions and the economics of renewable energy technologies. *The Energy Journal*, 25(3)

Rafaj, P., & Kypreos, S. (2007). Internalisation of external cost in the power generation sector: Analysis with Global Multi-regional MARKAL model. *Energy Policy*, 35(2), 828-843

Rahman, S. M., Spalding-Fecher, R., Haites, E., & Kirkman, G. A. (2018). The levelized costs of electricity generation by the CDM power projects. *Energy*, 148, 235-246

Samadi, S. (2017). The social costs of electricity generation—Categorising different types of costs and evaluating their respective relevance. *Energies*, 10(3), 356

Siano, P. (2014). Demand response and smart grids—A survey. *Renewable and sustainable energy reviews*, 30, 461-478

Suberu, M. Y., Mustafa, M. W., & Bashir, N. (2014). Energy storage systems for renewable energy power sector integration and mitigation of intermittency. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 35, 499-514

Sundqvist, T., & Söderholm, P. (2002). Valuing the environmental impacts of electricity generation: A critical survey. *The Journal of Energy Literature*.

Tsikalakis A.G, Katsigiannis Y.A., Georgilakis P.S., and Hatzigiargyriou N.D. (2006) Determining and exploiting the distribution function of wind power forecasting error for the economic operation of autonomous power systems, in Proc. IEEE Power Engineering Society (PES) General Meeting, Montreal, Canada (2006)

Twidell, J. (2021). *Renewable energy resources*. Routledge

Vartiainen, E., Masson, G., Breyer, C., Moser, D., & Román Medina, E. (2020). Impact of weighted average cost of capital, capital expenditure, and other parameters on future utility-scale PV levelised cost of electricity. *Progress in photovoltaics: research and applications*, 28(6), 439-453.

Vourdoubas, J. (2021a). Aspects of Clean Energy Transition in the Island of Crete, Greece. *American Academic Scientific Research Journal for Engineering, Technology, and Sciences*, 81(1), 36-50

Vourdoubas, J. (2021b). Islands with Zero Net Carbon Footprint due to Electricity Use. The Case of Crete, Greece. *European Journal of Environment and Earth Sciences*, 2(1), 37-43

Vrhovcak, M. B., Tomsic, Z., & Debrecin, N. (2005). External costs of electricity production: case study Croatia. *Energy Policy*, 33(11), 1385-1395

Zhao, Z. Y., Chen, Y. L., & Thomson, J. D. (2017). Levelized cost of energy modeling for concentrated solar power projects: A China study. *Energy*, 120, 117-127

ΑΔΜΗΕ (2022). Δεκαετής πρόγραμμα ανάπτυξης συστήματος μεταφοράς 2022-2031 (Διαθέσιμο στο: <https://www.admie.gr/systema/anaptyxi/dekaetes-programma-anaptyxis>)

Αντωνίου Α. (2013). Επιπτώσεις στην Οικονομική Λειτουργία των Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας Κρήτης και Κύπρου λόγω της διασύνδεσής τους, Πολυτεχνείο Κρήτης

Αποστολίδης Μ. (2020) Τεχνο-οικονομική Μελέτη Υβριδικών Σταθμών Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο

Ασλάνιδης Η (2020). Μελέτη Δικτύων Μέσης Τάσης-Περιοχή Ρόδου. Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Τεχνολογίας Υπολογιστών, Πανεπιστήμιο Πατρών

Βραζιτούλη Τ. και Οικονόμου Α. (2010). Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από λιγνίτη και ανανεώσιμες πηγές ενέργειας: αποτίμηση εξωτερικού κόστους και ωφέλους, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο

Βασιλοκωνσταντάκης Η. και Ξενικάκης Σ. (2015). Προσομοίωση λειτουργίας ηλεκτρικού συστήματος Κρήτης, Τ.Ε.Ι. Κρήτης, Τμήμα Φυσικών Πόρων & Περιβάλλοντος

Γεωργίου, Π. Ν. (2010) Ανάπτυξη μοντέλου μαθηματικού προγραμματισμού πληροφοριακού συστήματος υποστήριξης αποφάσεων για το μακροχρόνιο ενεργειακό σχεδιασμό του ελληνικού συστήματος ηλεκτροπαραγωγής, Διδακτορική Διατριβή, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο

Γεωργίου Μ. (2016). Μοντελοποίηση προβλήματος βέλτιστης ένταξης συμβατικών μονάδων και κατανομής φορτίου με ενσωμάτωση τεχνολογιών ΑΠΕ (αιολικά, φωτοβολταϊκά) και Υβριδικών Σταθμών Παραγωγής, Διπλωματική Εργασία, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο

Γεωργίτση Χ. (2017). Τα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά, στην ελληνική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας: Το άνοιγμα της αγοράς της Κρήτης, Πανεπιστήμιο Πειραιά.

ΔΕΔΔΗΕ (2018). Πληροφοριακό Δελτίο Παραγωγής στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά για τον Απρίλιο 2018. Διαχειριστής Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας, Αθήνα

ΔΕΔΔΗΕ (2020). Υπολογισμός Μεταβλητού Κόστους Θερμικών Μονάδων Παραγωγής-Μεθοδολογία. Διαχειριστής Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας, Αθήνα, Έκδοση 1

Δουνάβης Π. & Μουτσάκη Β. (2015). Ανάλυση οικονομικών στοιχείων Κώδικα Μη διασυνδεδεμένων Νησιών, Διπλωματική Εργασία, Αριστοτέλειο Πανεπιστήμιο.

Ενεργειακός Σχεδιασμός Περιφέρειας Κρήτης, Τελική έκθεση προόδου (Μάρτιος 2015), Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών & Μηχανικών Υπολογιστών, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο.

Ζυγούλης Ε. (2016). Μελέτη της μεταβολής των Οριακών Τιμών Κόμβων (LMP) για το σύστημα της Κρήτης και τη διασύνδεση του με το ηπειρωτικό σύστημα, στο πλαίσιο της απελευθερωμένης αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, Διπλωματική Εργασία

Καράλης Ε. Τεχνικά και Θεσμικά Ζητήματα για την διείσδυση των Α.Π.Ε στο ελληνικό ηλεκτρικό σύστημα

Κατσαπρακάκης Δ. (2005). Μελέτη αντλησιοταμίευσης για εξοικονόμηση καυσίμου στο ενεργειακό σύστημα της Κρήτης. Διπλωματική Εργασία, Τεχνολογικό Ίδρυμα Ηρακλείου

Κατσαπρακάκης Δ. (2007). Σύνθεση Ενεργειακών Συστημάτων, Διδακτορική Διατριβή, στο Εργαστήριο Αιολικής Ενέργειας & Σύνθεσης Ενεργειακών Συστημάτων Τ.Ε.Ι. Κρήτης

Κατσουλάκος Ν. (2019). The energy landscape of the Greek non-interconnected islands - Το ενεργειακό τοπίο των ελληνικών μη διασυνδεδεμένων νησιών.

Κοτούλα Β. (2019). Κόστος νέας μονάδας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Διπλωματική Εργασία, Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών & Μηχανικών Υπολογιστών ΑΠΘ

Κράμπης Β. (2020). Ανάλυση και Αποτίμηση του Κόστους Επενδύσεων σε Έργα ΑΠΕ στις Χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης, Διπλωματική Εργασία στο Διατμηματικό Μεταπτυχιακό Πρόγραμμα Σπουδών, "Τεχνο-οικονομικά συστήματα, Πανεπιστήμιο Πειραιά

Μαρκοπούλου Α. (2018) Σύγκριση κόστους παραγωγής Ηλεκτρικού Ρεύματος από λιγνίτη και ΑΠΕ σε συνδυασμό με την αντλησιοταμίευση. Διπλωματική Εργασία, Πρόγραμμα Μεταπτυχιακών Σπουδών: «Δίκαιο και Μηχανική της Ενέργειας», ΑΠΘ

Μαυράκης Γ. (2018). Λειτουργία Υβριδικών Σταθμών στο Αυτόνομο Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας της Κρήτης, Διπλωματική Εργασία, Πολυτεχνείο Κρήτης, Σχολή Μηχανικών Παραγωγής και Διοίκησης

Παπαθανασίου Ι. (2016). Ενεργειακή ζήτηση και κοινωνικο-οικονομικές επιπτώσεις μιας άναρχης ανάπτυξης, η Περίπτωση της Κρήτης, Κεφάλαιο 3.

Πασχαλίδης Θ. (2016). Υπολογισμός Μεταβλητού Κόστους Λειτουργίας Μονάδων Ελληνικού Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας, Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών & Μηχανικών Υπολογιστών ΑΠΘ

Ρ.Α.Ε. (2018). Κώδικας Διαχείρισης Ηλεκτρικών Συστημάτων Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών (Κώδικας ΜΔΝ). 2η Έκδοση. Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, Αθήνα

Σαμαρά Μ. (2014). Υλοποίηση αλγορίθμων ένταξης Υβριδικού Σταθμού Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας σε αυτόνομο ηλεκτρικό σύστημα ενός Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού, Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών & Μηχανικών Υπολογιστών ΕΜΠ

Σέργιος Βασίλειος (2016). Βέλτιστος προγραμματισμός λειτουργίας θερμικών μονάδων παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας με χρήση Ευρετικών Αλγορίθμων. Διπλωματική, εργασία Σχολή Μηχανικών Παραγωγής και Διοίκησης, Πολυτεχνείο Κρήτης

Τσακιρίδης Α. (2012). Επίπτωση της Διείσδυσης Φωτοβολταϊκών Συστημάτων στο Μη Διασυνδεδεμένο Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας της Κρήτης, Τ.Ε.Ι. Κρήτης, Τμήμα Ηλεκτρολογίας

Τσαλέμης, Δ., Μαυράκη, Δ., Δούλος, Η., Οικονόμου, Α., Περράκης, Κ., Τίγκας, Κ., Βουγιουκλάκης, Γ., Κάραλης, Γ., Βασιλικός, Κ., Λουμάκης, Σ., Παπασταματίου, Π., Σεϊμανίδης, Σ., Σιαμίδης, Μ., Ψωμάς, Σ. (2012). Ομάδα εργασίας για την εκπόνηση της έκθεσης, βάσει της απόφασης Υ.Α.Π.Ε./Φ1/875/οικ.6292/19.03.2012: Έκθεση για τον τομέα ηλεκτροπαραγωγής από Α.Π.Ε. στο πλαίσιο σχεδιασμού αναμόρφωσης του μηχανισμού στήριξης

Φραγκούλης Ε. (2016). Ηλεκτρική Διασύνδεση της Κρήτης με το Ηπειρωτικό Σύστημα, Διπλωματική Εργασία, Πανεπιστήμιο Πειραιά

Χαραλαμπάκη Κ. (2017). Τεχνικές απαιτήσεις-λύσεις για την επίτευξη μεγάλης κλίμακας αξιοποίησης των ΑΠΕ. Διπλωματικήεργασία, Σχολή Μηχανικών Παραγωγής και Διοίκησης, Πολυτεχνείο Κρήτης

Χατζηαργυρίου Ν. (2016). Διαχείριση Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών (ΜΔΝ) με υψηλή διείσδυση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας ΑΠΕ. Διαθέσιμο στο: <https://www.deddie.gr/Documents2/PAROYSIASIS%202016/Presentation%20Viosimes.pdf>

Παράρτημα Α

Άρθρο 160 του κώδικα Διαχείρισης Ηλεκτρικών Συστημάτων ΜΔΝ της ΡΑΕ: Καμπύλες Αναφοράς Μεταβλητού Κόστους Παραγωγής Συμβατικής Μονάδας (benchmark Μεταβλητού Κόστους)

1. Η Καμπύλη Αναφοράς Μεταβλητού Κόστους Παραγωγής Συμβατικής Μονάδας προκύπτει από τη σύνθεση των βασικών συνιστωσών του μεταβλητού κόστους παραγωγής του άρθρου 159 και περιλαμβάνει τις επιμέρους Καμπύλες Αναφοράς Κόστους Καυσίμου και Κόστους Εκπομπών CO₂, καθώς και το Μοναδιαίο Πρόσθετο Μεταβλητό Κόστος Αναφοράς για τη λειτουργία και συντήρηση της Μονάδας. Οι ανωτέρω καμπύλες προσδιορίζονται, βάσει μεθοδολογίας, ανά κατηγορία Συμβατικής Μονάδας του άρθρου 64 στην οποία ανήκει η Μονάδα, και τυποποιημένο συνδυασμό τεχνικών και άλλων χαρακτηριστικών της Μονάδας όπως ιδίως:

α) τη χρησιμοποιούμενη υπό-τεχνολογία (πχ Α/Σ αεροπορικού ή βιομηχανικού τύπου, ΜΕΚ δίχρονη ή τετράχρονη κτλ),

β) το είδος καυσίμου που καταναλώνεται από τη Μονάδα (ελαφρύ καύσιμο diesel, μαζούτ χαμηλού θείου κτλ),

γ) το μέγεθος της Μονάδας,

δ) την παλαιότητα της Μονάδας.

2. Η μεθοδολογία προσδιορισμού της Καμπύλης Αναφοράς Μεταβλητού Κόστους Παραγωγής Συμβατικής Μονάδας στηρίζεται σε στοιχεία της διεθνούς βιβλιογραφίας, σε καθιερωμένες μεθοδολογίες και πρακτικές, καθώς επίσης και σε διαθέσιμα στοιχεία και πιστοποιημένες μετρήσεις κατασκευαστών Μονάδων.

3. Με τη μεθοδολογία της παραγράφου 1, ο Διαχειριστής ΜΔΝ προσδιορίζει τις Καμπύλες Αναφοράς Μεταβλητού Κόστους Παραγωγής Συμβατικής Μονάδας (benchmarks Μεταβλητού Κόστους Παραγωγής), για όλες τις κατηγορίες Συμβατικών Μονάδων του άρθρου 64 και τυποποιημένο συνδυασμό χαρακτηριστικών τους, με βάση τις αριθμητικές τιμές αναφοράς της παραγράφου 6. Κάθε Καμπύλη Αναφοράς Μεταβλητού Κόστους Παραγωγής αποτελείται από ζεύγη επιπέδου ισχύος παραγωγής (MW) για χρονικό διάστημα μιας ώρας, και συνολικού μεταβλητού κόστους (€/MWh) και προκύπτει από τη σύνθεση:

α) της Καμπύλης Αναφοράς Κόστους Καυσίμου, όπως προσδιορίζεται με βάση την Καμπύλη Αναφοράς Ειδικής Κατανάλωσης Καυσίμου (*benchmark* Καυσίμου)

β) της Καμπύλης Αναφοράς Κόστους Εκπομπών CO₂, όπως προσδιορίζεται με βάση την Καμπύλη Αναφοράς Εκπομπών CO₂, (*benchmark* CO₂) και

γ) το Μοναδιαίο Πρόσθετο Μεταβλητό Κόστος Αναφοράς λειτουργίας και συντήρησης (*benchmark* Πρόσθετου Μεταβλητού Κόστους)

4. Οι Καμπύλες Αναφοράς Μεταβλητού Κόστους Παραγωγής προσδιορίζονται ώστε σε κάθε κατηγορία Συμβατικής Μονάδας του άρθρου 64 και τυποποιημένο συνδυασμό χαρακτηριστικών της, να αντιστοιχεί μία μόνο Καμπύλη Μεταβλητού Κόστους Παραγωγής.

5. Οι τιμές κάθε Καμπύλης Αναφοράς Μεταβλητού Κόστους Παραγωγής πρέπει να καλύπτουν επαρκώς την παραγωγή της Μονάδας από το Τεχνικό Ελάχιστό της έως και το 100% της καταχωρημένης ικανότητας παραγωγής της, ώστε, για ενδιάμεσα σημεία παραγωγής (μεταξύ δύο διαδοχικών τιμών ισχύος της καμπύλης), να προκύπτει η αντίστοιχη τιμή με γραμμική παρεμβολή.

6. Η μεθοδολογία προσδιορισμού της Καμπύλης Αναφοράς Μεταβλητού Κόστους Παραγωγής, οι παράμετροι της μεθοδολογίας, ο τρόπος εφαρμογής της, καθώς και κάθε άλλο ειδικότερο θέμα, καθορίζονται στο Εγχειρίδιο Λειτουργίας Αγοράς ΜΔΝ. Ειδικότερα καθορίζονται για κάθε κατηγορία Συμβατικής Μονάδας και τυποποιημένο συνδυασμό χαρακτηριστικών της:

α) η Καμπύλη Αναφοράς Ειδικής Κατανάλωσης Καυσίμου (*benchmark* Καυσίμου), β) η Καμπύλη Αναφοράς Εκπομπών CO₂, (*benchmark* CO₂),

γ) οι παράμετροι της μεθοδολογίας, οι οποίες καθορίζονται με βάση στοιχεία διεθνούς βιβλιογραφίας, καθιερωμένες μεθοδολογίες και πρακτικές, καθώς επίσης και διαθέσιμα στοιχεία και πιστοποιημένες μετρήσεις κατασκευαστών Μονάδων,

δ) οι παράμετροι της μεθοδολογίας, οι οποίες καθορίζονται εξωγενώς ανά μήνα, με βάση διεθνώς αναγνωρισμένες τιμές και δείκτες, όπως ιδίως τιμές καυσίμου και αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών CO₂, καθώς και ο τρόπος καθορισμού τους.

ε) οι παράμετροι της μεθοδολογίας, για τις οποίες απαιτείται ο καθορισμός των αριθμητικών τιμών τους με βάση την Απόφαση Καθορισμού Παραμέτρων Ρυθμιστικής Περιόδου.

**Άρθρο 162 του κώδικα Διαχείρισης Ηλεκτρικών Συστημάτων ΜΔΝ της ΡΑΕ:
Προσδιορισμός Καμπύλης Μεταβλητού Κόστους Παραγωγής και Κόστους
Εκκίνησης Συμβατικής Μονάδας**

1. Ο Διαχειριστής ΜΔΝ, κατά την εγγραφή Συμβατικής Μονάδας στο Μητρώο Μονάδων του Συστήματος ΜΔΝ, ελέγχει αν τα τεχνικοοικονομικά στοιχεία της Μονάδας, όπως αυτά δηλώνονται, και αφορούν: α) την καμπύλη ειδικής κατανάλωσης καυσίμου, β) την καμπύλη εκπομπών CO₂ γ) το πρόσθετο μεταβλητό κόστος λειτουργίας και συντήρησης, δ) την κατανάλωση καυσίμου ανά εκκίνηση της Μονάδας, διακριτά από ψυχρή, ενδιάμεση ή θερμή κατάσταση, κυμαίνονται σε εύρος έως +5% σε σχέση με τις τιμές των αντίστοιχων Καμπυλών Αναφοράς Ειδικής Κατανάλωσης Καυσίμου και Εκπομπών CO₂, καθώς και του Μοναδιαίου Πρόσθετου Μεταβλητού Κόστους Αναφοράς λειτουργίας και συντήρησης και Κατανάλωσης Καυσίμου ανά Εκκίνηση, των άρθρων 160 & 161, που αντιστοιχούν στην κατηγορία και τον συνδυασμό των χαρακτηριστικών της συγκεκριμένης Μονάδας, άρα θεωρούνται αποδεκτά (άρθρο 75.)

2. Στην περίπτωση που τα δηλωμένα τεχνικοοικονομικά στοιχεία της Μονάδας γίνονται αποδεκτά με βάση την παράγραφο 1, ο Διαχειριστής ΜΔΝ προσδιορίζει με βάση τα στοιχεία αυτά την Καμπύλη Μεταβλητού Κόστους Παραγωγής και το Κόστος Εκκίνησης της Μονάδας, για την αμοιβή αυτής στο πλαίσιο των εκκαθαρίσεων της Αγοράς ΜΔΝ και την κατάρτιση των Προγραμμάτων ΚΗΕΠ και Κατανομής.

3. Στην περίπτωση που τα δηλωμένα τεχνικοοικονομικά στοιχεία της Μονάδας δεν γίνονται αποδεκτά με βάση την παράγραφο 1, ο Διαχειριστής ΜΔΝ προσδιορίζει την Καμπύλη Μεταβλητού Κόστους Παραγωγής και το Κόστος Εκκίνησης της Μονάδας, για την αμοιβή αυτής στο πλαίσιο των εκκαθαρίσεων της Αγοράς ΜΔΝ και την κατάρτιση των Προγραμμάτων ΚΗΕΠ και Κατανομής, με βάση τις Καμπύλες Αναφοράς Ειδικής Κατανάλωσης Καυσίμου και Εκπομπών CO₂, καθώς και του Μοναδιαίου Πρόσθετου Μεταβλητού Κόστους Αναφοράς λειτουργίας και συντήρησης και Κατανάλωσης Καυσίμου ανά Εκκίνηση, δηλαδή τα benchmarks των άρθρων 160 και 161, που αντιστοιχούν στην κατηγορία και τον τυποποιημένο συνδυασμό χαρακτηριστικών στον οποίο αντιστοιχεί η συγκεκριμένη Μονάδα.

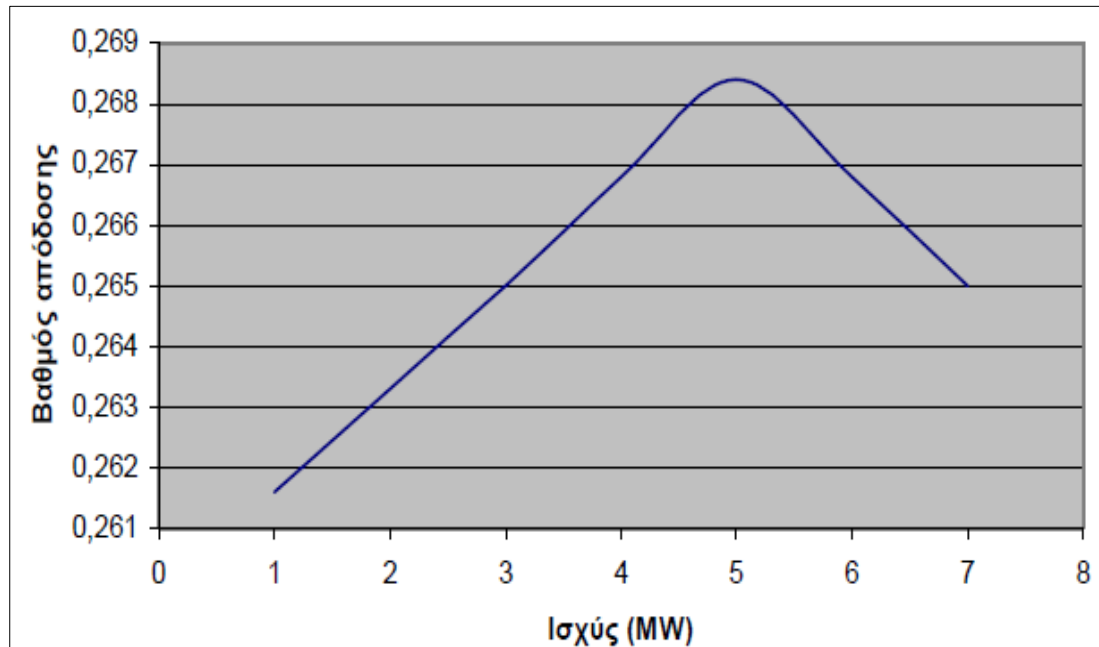
4. Ο Διαχειριστής ΜΔΝ ενημερώνει εγγράφως τον Παραγωγό και τη ΡΑΕ σχετικά με την Καμπύλη Μεταβλητού Κόστους Παραγωγής και το Κόστος Εκκίνησης της Μονάδας που θα χρησιμοποιεί για την κατάρτιση των Προγραμμάτων ΚΗΕΠ και Κατανομής και για την αμοιβή της Μονάδας στο πλαίσιο των εκκαθαρίσεων.

Παράρτημα Β

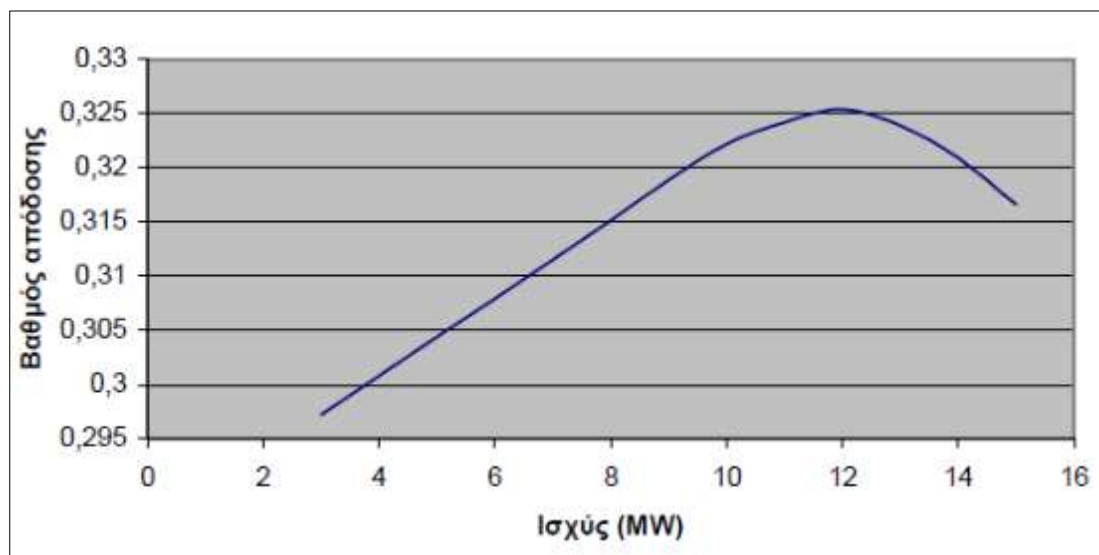
Σύμφωνα με τον « Κώδικα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας » (ΡΑΕ 2011), η οριακή τιμή συστήματος (ΟΤΣ) στην οποία εκκαθαρίζεται η αγορά ενέργειας του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού (ΗΕΠ) αποτελεί την ενιαία τιμή που εισπράττουν όλοι όσοι εγχέουν ενέργεια στο Σύστημα και πληρώνουν όλοι όσοι απορροφούν ενέργεια από το Σύστημα. Ο προγραμματισμός των μονάδων και η ΟΤΣ, στα πλαίσια της βελτιστοποίησης, επηρεάζεται από τις απαιτούμενες ποσότητες εφεδρειών καθώς και από τις προσφορές των υπηρεσιών αυτών. Με μια απλοϊκή περιγραφή του τρόπου υπολογισμού της Οριακής Τιμής του Συστήματος, οι μονάδες παραγωγής κατατάσσονται αναλόγως των προσφορών τους σε αύξουσα σειρά, ξεκινώντας από την χαμηλότερη προσφερόμενη τιμή για ορισμένη ποσότητα ενέργειας και καταλήγοντας στην υψηλότερη προσφερόμενη τιμή. Το σημείο τομής με τη φθίνουσα συνάρτηση ζήτησης, όπου προκύπτει ικανοποίηση του ζητούμενου φορτίου βάσει της πρόβλεψης, καθορίζεται και η Οριακή Τιμή του Συστήματος. Στην ουσία, η Οριακή τιμή του Συστήματος συμπίπτει με την προσφορά της τελευταίας μονάδας που πρέπει να λειτουργήσει για να καλυφθεί η ζήτηση.

Παράρτημα Γ

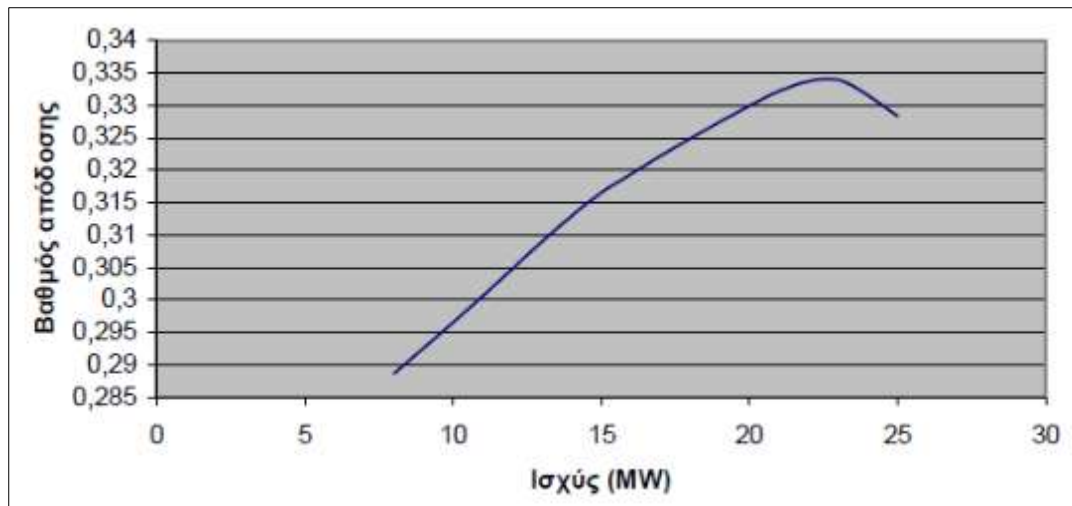
Χαρακτηριστικές καμπύλες ισχύος-βαθμού απόδοσης συμβατικών θερμικών μονάδων στο ΣΗΕ Κρήτης



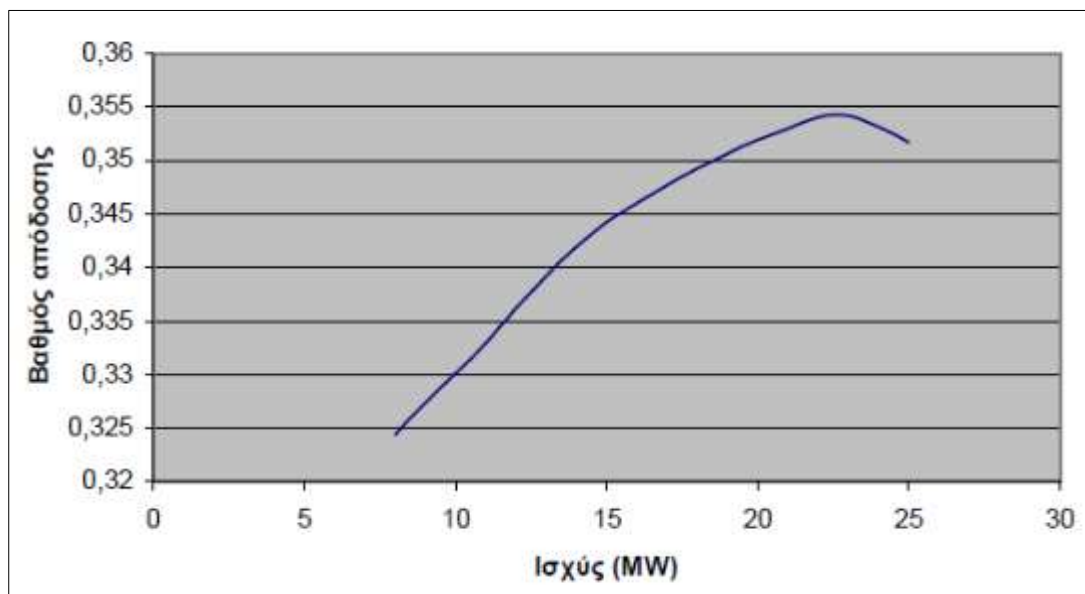
Εικόνα Γ.1. Καμπύλη ισχύος-βαθμού απόδοσης αμμοτροβίλου 1 Λινοπεραμάτων



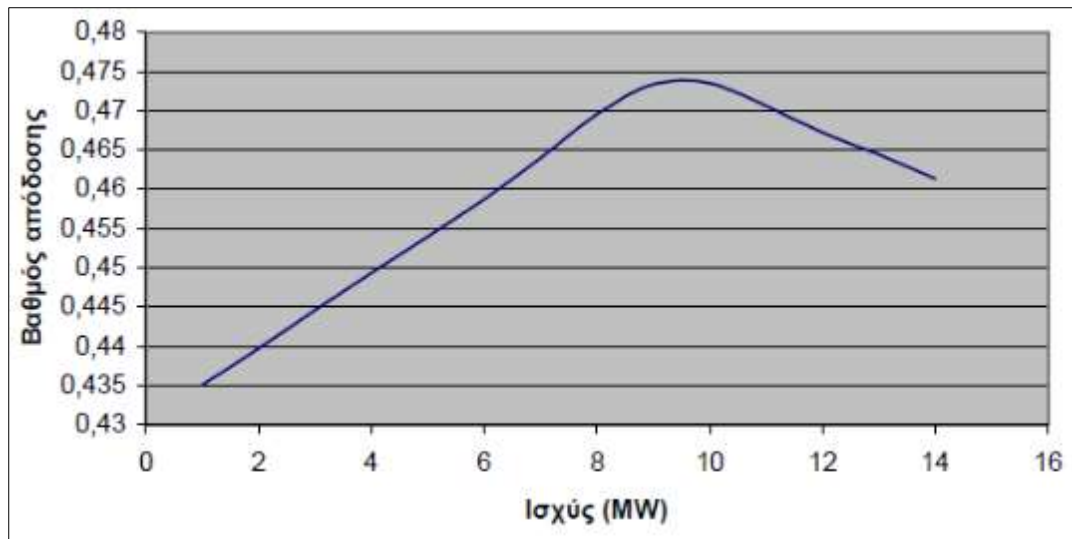
Εικόνα Γ.2. Καμπύλη ισχύος-βαθμού απόδοσης αμμοτροβίλων 2 και 3 Λινοπεραμάτων



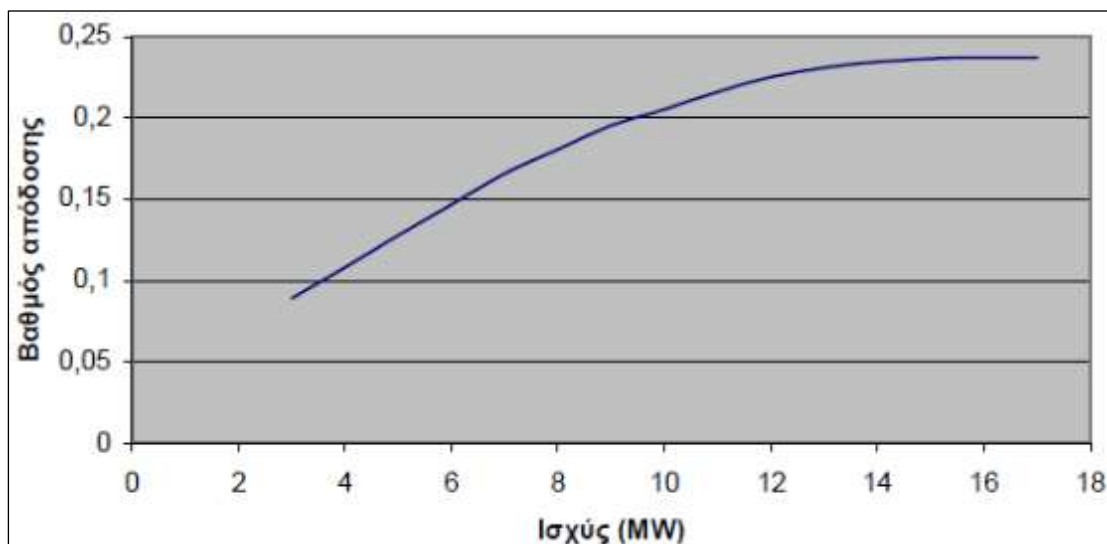
Εικόνα Γ.3. Καμπύλη ισχύος-βαθμού απόδοσης αεροστροβίλου 4 Λινοπεραμάτων



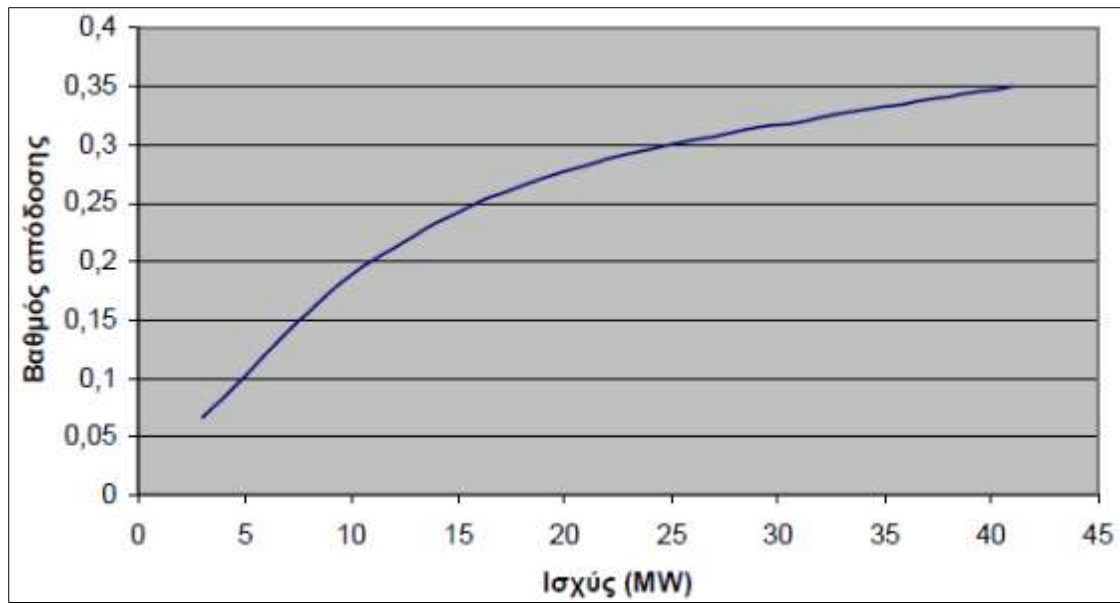
Εικόνα Γ.4. Καμπύλη ισχύος-βαθμού απόδοσης αεροστροβίλων 5 και 6 Λινοπεραμάτων



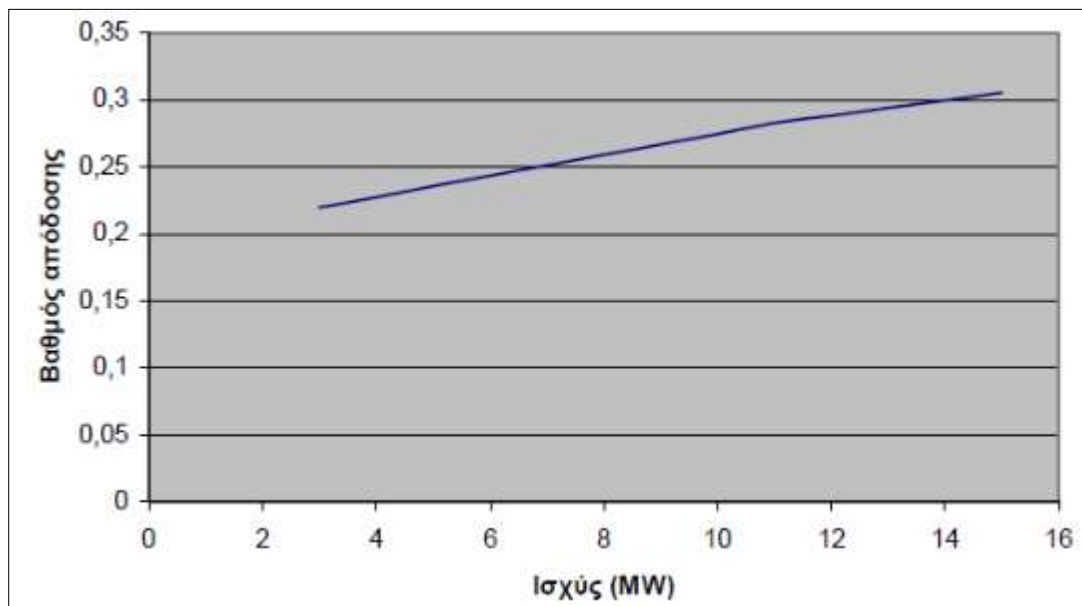
Εικόνα Γ.5. Καμπύλη ισχύος-βαθμού απόδοσης Diesel 1, 2, 3 και 4 Λινοπεραμάτων



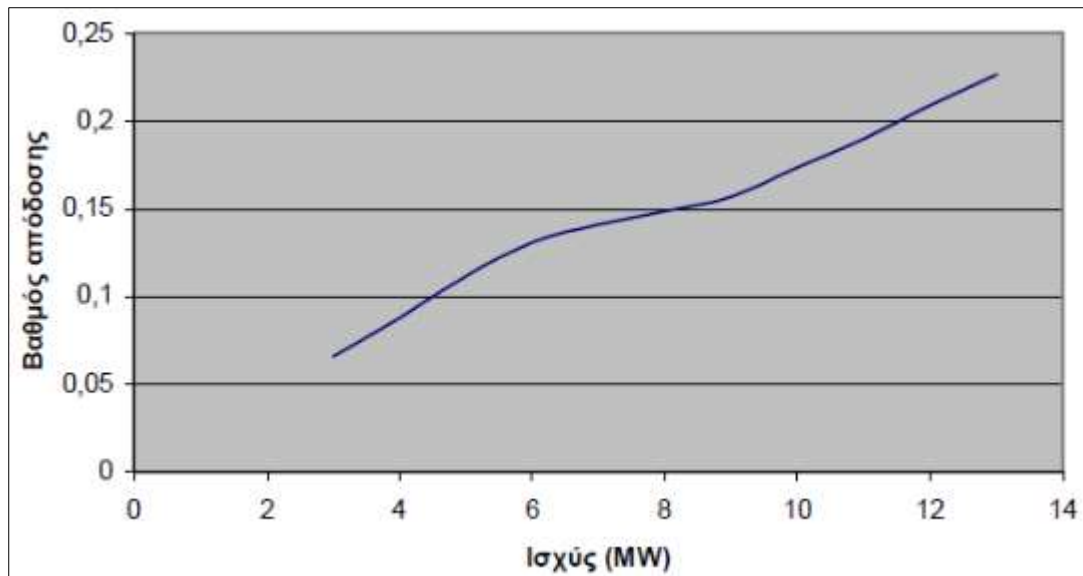
Εικόνα Γ.6. Καμπύλη ισχύος-βαθμού απόδοσης αεριοστρόβιλων 1 και 2 Λινοπεραμάτων



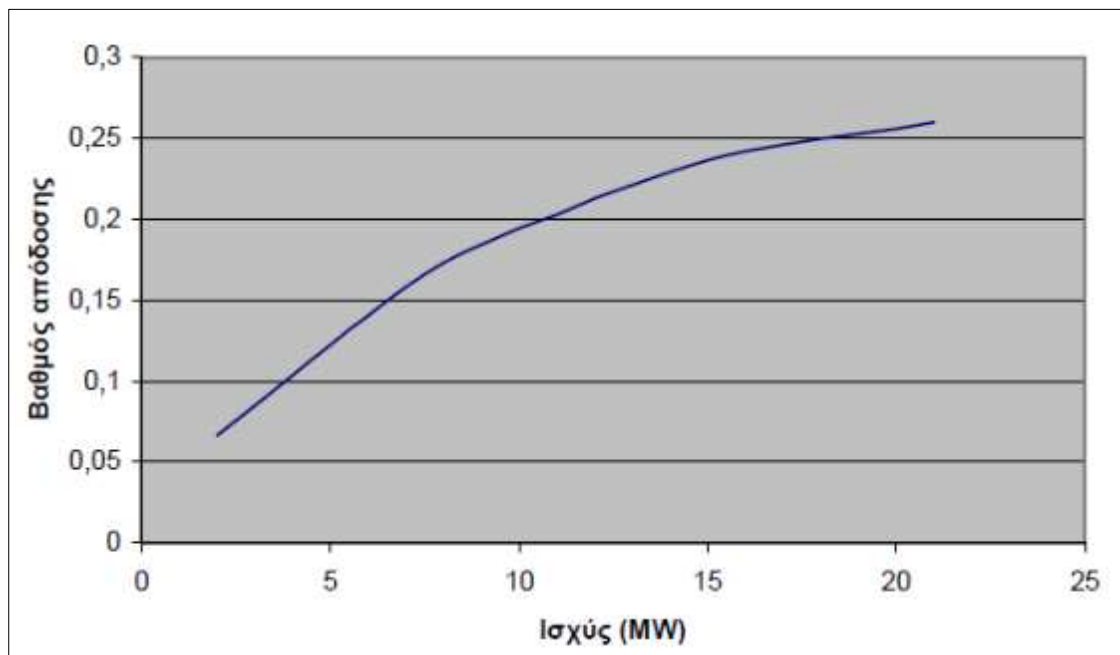
Εικόνα Γ.7. Καμπύλη ισχύος-βαθμού απόδοσης αεριοστρόβιλου 3 Λινοπεραμάτων



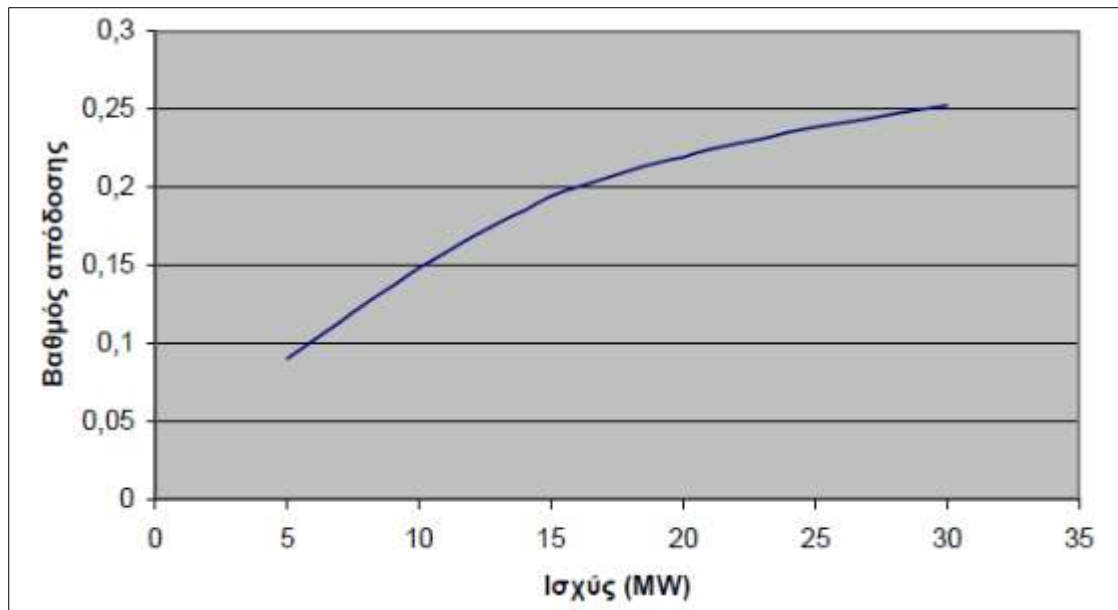
Εικόνα Γ.8. Καμπύλη ισχύος-βαθμού απόδοσης αεριοστρόβιλου 4 Λινοπεραμάτων



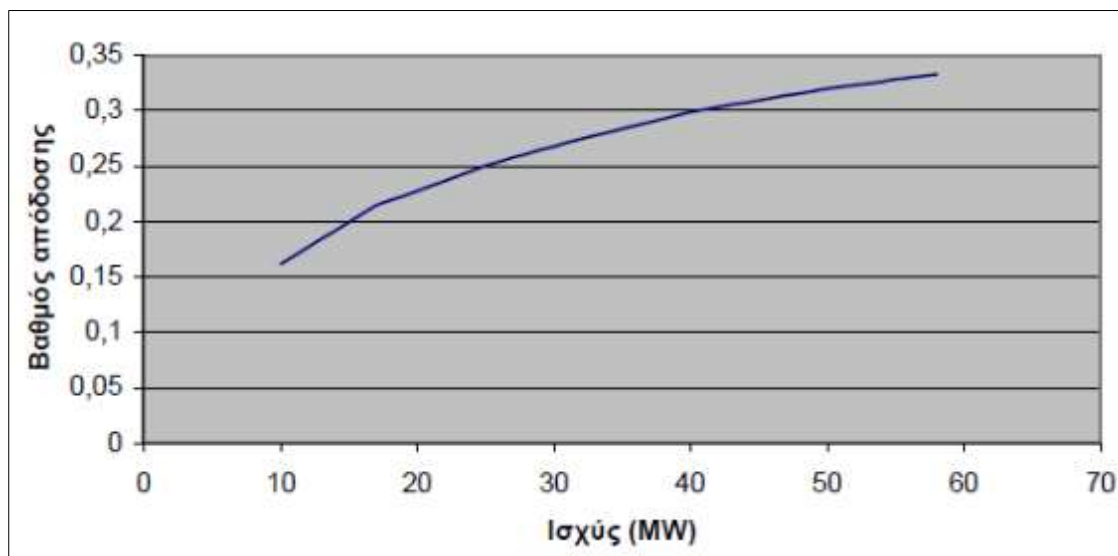
Εικόνα Γ.9. Καμπύλη ισχύος-βαθμού απόδοσης αεριοστρόβιλου 1 Χανίων



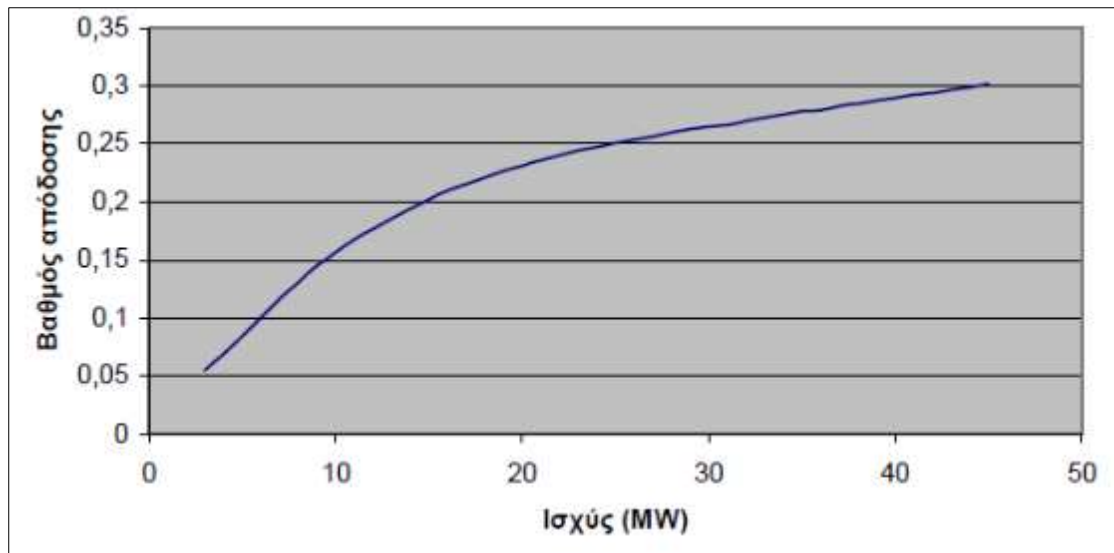
Εικόνα Γ.10. Καμπύλη ισχύος-βαθμού απόδοσης αεριοστρόβιλου 4 Χανίων



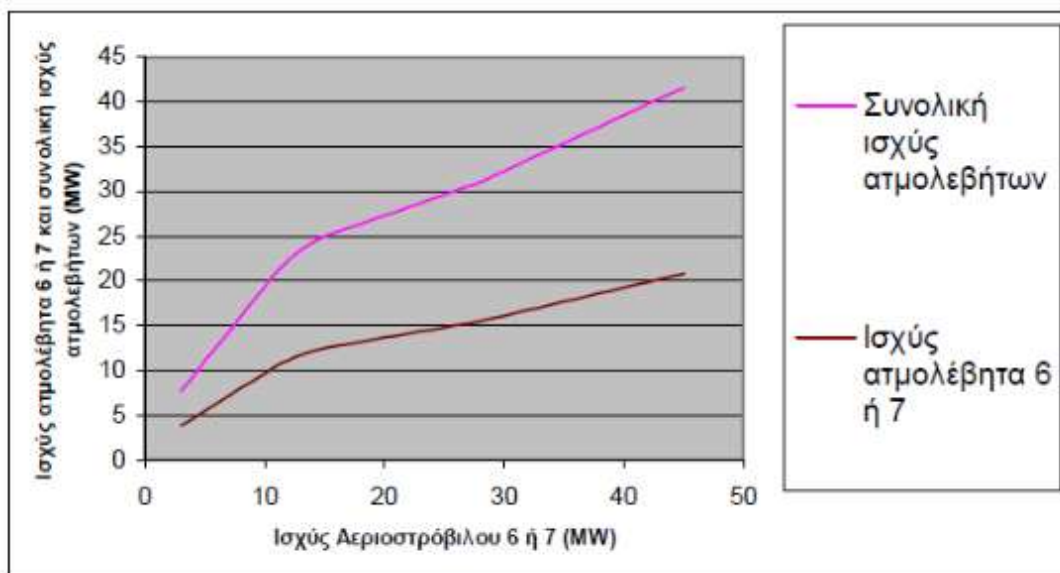
Εικόνα Γ.11. Καμπύλη ισχύος-βαθμού απόδοσης αεριοστρόβιλου 5 Χανίων



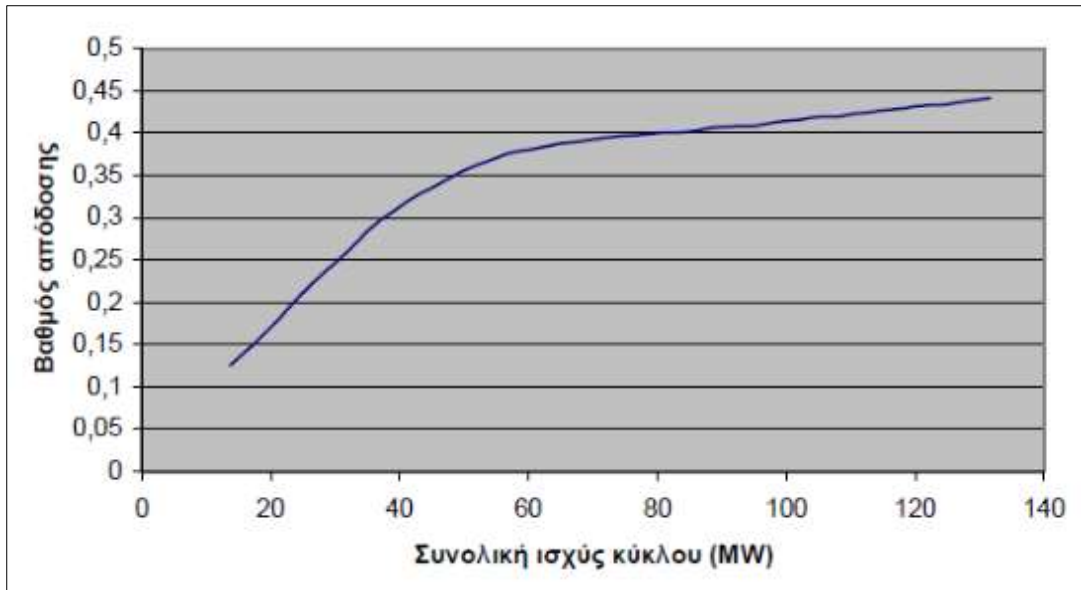
Εικόνα Γ.12. Καμπύλη ισχύος-βαθμού απόδοσης αεριοστρόβιλων 11 και 12 Χανίων



Εικόνα Γ.13. Καμπύλη ισχύος-βαθμού απόδοσης αεριοστρόβιλων 6 και 7 Συνδυασμένου Κύκλου Χανίων



Εικόνα Γ.14. Καμπύλη ισχύος ατμολεβητών-ισχύων αεριοστρόβιλων Συνδυασμένου Κύκλου Χανίων



Εικόνα Γ.15. Καμπύλη ισχύος-βαθμού απόδοσης Συνδυασμένου Κύκλου Χανίων