



**ΕΛΛΗΝΙΚΟ ΜΕΣΟΓΕΙΑΚΟ ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ,  
ΔΠΜΣ ΟΡΓΑΝΩΣΗ & ΔΙΟΙΚΗΣΗ ΓΙΑ ΜΗΧΑΝΙΚΟΥΣ**

**ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ**

**‘ΑΝΑΛΥΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗΣ ΜΕΤΑΒΑΣΗΣ ΤΗΣ ΚΡΗΤΗΣ ΜΕ  
ΜΗΔΕΝΙΚΟ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΙΚΟ ΑΠΟΤΥΠΩΜΑ ΤΟ 2050’**

**‘ASSESSING THE ENERGY TRANSITION OF CRETE TO  
ZERO ENVIRONMENTAL FOOTPRINT BY 2050’**

**ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ Ν. ΑΝΔΡΟΥΛΑΚΗΣ**

**A.M. MO203**

**Επιβλέπων Καθηγητής: Δρ. Εμμανουήλ Καραπιδάκης**

**ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ 2024  
ΗΡΑΚΛΕΙΟ**

Copyright © Δημήτριος Ν. Ανδρουλάκης, 2024  
Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

Η έγκριση της πτυχιακής εργασίας από το πρόγραμμα δεν υποδηλώνει απαραίτητως και αποδοχή των απόψεων του συγγραφέα εκ μέρους του Τμήματος

## ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ

Θα ήθελα να ευχαριστήσω όλο το διδακτικό προσωπικό του Διατμηματικού Μεταπτυχιακού 'Οργάνωσης και Διοίκησης για Μηχανικούς' του Ελληνικού Μεσογειακού Πανεπιστημίου (ΕΛΜΕΠΑ), για τις γνώσεις που μας πρόσφεραν και τις εμπειρίες τους που μας μοιράστηκαν στα πλαίσια της συνύπαρξης μας μέσω της εκπαιδευτικής διαδικασίας.

Ιδιαίτερες ευχαριστίες στον Καθηγητή και Επιβλέποντα της παρούσας Εργασίας, Δρ. Εμμανουήλ Καραπιδάκη για το ενδιαφέρον και την υποστήριξη του σε όλα τα στάδια εκπόνησης της παρούσης. Η συμβολή του ήταν καθοριστική, ήδη από την διεξαγωγή των Διαλέξεων του Προγράμματος.

Βαθύτατες ευχαριστίες στο οικογενειακό και φιλικό μου περιβάλλον, που στην διάρκεια των ετών μοιράζεται κάθε βήμα και επιλογή μου, πάντα με υποστήριξη, καθοδήγηση και αγάπη. Τους είμαι ευγνώμων για όλα εκείνα τα 'μαθήματα' που δεν εντάσσονται ή περιγράφονται σε θεσμικά διδακτικά πλαίσια.

Δημήτριος Ανδρουλάκης

Ηράκλειο, 2024

## ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Ανταποκρινόμενοι στην ανάγκη αντιμετώπισης της εντεινόμενης κλιματικής αλλαγής, πολλοί φορείς και οργανισμοί παγκοσμίως έχουν ήδη ενσωματώσει νόμους, κανονισμούς και στόχους στη νομοθεσία και τον στρατηγικό τους σχεδιασμό. Αυτό υλοποιείται σε διεθνές, κυβερνητικό και περιφερειακό επίπεδο. Είναι κοινό συμπέρασμα ότι μετά τη Βιομηχανική Επανάσταση και την υιοθέτηση των ορυκτών καυσίμων για την παραγωγή ενέργειας, οι συνακόλουθες εκπομπές άνθρακα ευθύνονται για το φαινόμενο του θερμοκηπίου και την αύξηση της παγκόσμιας θερμοκρασίας. Τις τελευταίες δεκαετίες με την πρόοδο στον αντίστοιχο τομέα, οι Τεχνολογίες Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) προσφέρουν μια -μάλλον υποχρεωτική- εναλλακτική στις συμβατικές τεχνολογίες παραγωγής ενέργειας που εκπέμπουν άνθρακα. Πολυάριθμες μελέτες έχουν δείξει ότι το διαθέσιμο δυναμικό Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας επαρκεί όχι μόνο σε παγκόσμιο επίπεδο, αλλά και σε τοπικό, για την κάλυψη ενεργειακών αναγκών.

Ακολουθώντας διεθνή Πρωτόκολλα και Ευρωπαϊκές Οδηγίες, η Ελλάδα έχει προσαρμόσει τη νομοθεσία και τον στρατηγικό της σχεδιασμό, προκειμένου να επιτύχει τον στόχο μηδενικών εκπομπών του 2050 με ενδιάμεσους στόχους ορόσημα για το έτος 2030. Συγκεκριμένα στην Περιφέρεια Κρήτης, το δυναμικό ανανεώσιμων πηγών ενέργειας που πρόκειται να αξιοποιηθεί είναι κυρίως από την αιολική και την ηλιακή ενέργεια. Αυτές οι δύο ανανεώσιμες πηγές ενέργειας παράγουν ήδη το 24% των αναγκών του νησιού σε ηλεκτρική ενέργεια.

Στην παρούσα διπλωματική εργασία αξιολογείται ως επένδυση η εγκατάσταση ανεμογεννητριών και ηλιακών συλλεκτών για την πλήρη κάλυψη των ενεργειακών αναγκών της Κρήτης έως το 2050. Αυτή η αξιολόγηση εξετάζει διαφορετικά σενάρια ποσοστών παραγωγής ενέργειας μεταξύ ανεμογεννητριών και ηλιακών συλλεκτών, σε περίπτωση τραπεζικού δανείου και χωρίς. Η Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV), ο Εσωτερικός Ρυθμός Απόδοσης (IRR) και η Περίοδος Επανεξίστασης (PBP) χρησιμοποιούνται για την αξιολόγηση της επένδυσης. Ακολουθεί μια ανάλυση εκτίμησης κινδύνου και μια ανάλυση ευαισθησίας που υπολογίζουν αλλαγές σε παραμέτρους που μπορεί να επηρεάσουν το αποτέλεσμα της επένδυσης. Εξετάζονται η μεταβολή τιμής αγοράς €/MWh του ηλεκτρικού ρεύματος, η μεταβολή επιτοκίου καταθέσεων, η μεταβολή στις τιμές κατασκευής των ΑΠΕ και η μεταβολή του ποσοστού δανείου στο αρχικό κεφάλαιο.

Από την αξιολόγηση της επένδυσης προκύπτει ότι όσο υψηλότερο είναι το ποσοστό των εγκατεστημένων ανεμογεννητριών -έναντι των ηλιακών συλλεκτών- τόσο καλύτερα είναι τα αποτελέσματα, ειδικά με τη χρήση τραπεζικού δανείου (ή οποιουδήποτε άλλου χρηματοδοτικού εργαλείου). Παρόλα αυτά, σίγουρα, όταν πρόκειται να αναπτυχθεί ένα τέτοιο έργο, το κόστος και η οικονομική αποδοτικότητα δεν πρέπει να είναι τα μόνα κριτήρια, αλλά πρέπει να ληφθούν υπόψη και περιβαλλοντικές, αισθητικές και πολιτιστικές πτυχές μεταξύ άλλων. Ειδικά με όρους βιώσιμης ανάπτυξης, πρέπει να ακολουθείται μια ολιστική προσέγγιση με τη χρήση συνδυασμένων μορφών ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και πάντα σε κοινό πλαίσιο με τις πρακτικές της κυκλικής οικονομίας.

## ABSTRACT

In the need to address the ongoing climate change many institutions globally have already incorporated laws, regulations and targets in their legislation and strategical planning. This is being realized in international, governmental and regional level. It is a common conclusion that after the Industrial Revolution and the adoption of fossil fuels to create energy, the consequent carbon emissions are responsible for the greenhouse effect and the global temperature raise. In the past decades with the progress in the respective field, the Renewable Energy Sources (RES) offer a rather compulsory alternative to the carbon-emitting energy generation technologies. Numerous studies have shown that the available Renewable Energy potential is sufficient not only globally but also locally to provide energy for the respective needs.

Following international Protocols and European Directives, Greece has adapted its legislation and strategical planning, in order to achieve the 2050 zero emissions goal with milestone intermediate targets for the year 2030. In Crete Region specifically, the renewable energy potential that is going to be harnessed is predominantly from wind energy and solar energy. These two resources are already producing 24% of the island's electricity needs.

In this thesis, the installation of wind turbines and solar panels in order to cover the full energy demands of Crete up to 2050 is assessed as an investment. This assessment examines different scenaria of energy production percentages between wind turbines and solar panels, in the case of bank loan and without. Net Present Value, Internal Rate of Return and Payback Period are used to assess the investment.

Following is a risk assessment analysis and a sensitivity analysis that calculate change in parameters that may affect the outcome of the investment. Change in €/MWh price, change in deposit interest rate, change in RES construction prices and change in loan percentage in the initial capital, are being examined.

The assessment of the investment results that the higher the percentage of wind turbines installed -rather than solar panels- the better the results, especially with using a bank loan (or any other funding tool). However, for sure, when such a project is going to be developed, cost and economic efficiency should not be the only criteria, but also environmental, aesthetical and cultural aspects need to be taken into consideration amongst others. Especially while in terms of sustainable development, a holistic approach needs to be taken with the use of combined renewable energy resources and always in good agreement with circular economy practices.

## ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

<b>1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ ΣΤΗΝ ΚΛΙΜΑΤΙΚΗ ΑΛΛΑΓΗ ΚΑΙ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΜΕΤΑΒΑΣΗ</b>	<b>1</b>
1.1. Κλιματική αλλαγή.....	1
1.2. Θεσμικό πλαίσιο για την αντιμετώπιση και προσαρμογή στην κλιματική αλλαγή.....	3
1.3 Παραγωγή Ενέργειας μέσω ΑΠΕ.....	10
1.4 Νομικό Καθεστώς για παραγωγή ενέργειας μέσω ΑΠΕ.....	15
1.5 Χωροθέτηση ΑΠΕ στην περιοχή μελέτης.....	17
<b>2. ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΝΗΣΟΥ ΚΡΗΤΗΣ.....</b>	<b>20</b>
2.1. Γεωγραφικά Χαρακτηριστικά.....	20
2.2 Κλιματολογικά Χαρακτηριστικά.....	21
2.3 Ακραία Καιρικά Φαινόμενα.....	25
2.4 Διοικητική Διάρθρωση Κρήτης.....	27
2.5 Οικονομικά Χαρακτηριστικά.....	29
2.6 Ενεργειακή Υποδομή και Ενεργειακές Ανάγκες Κρήτης (ΠεσΠΚΑ-Κρήτης, ΣΣ-Κρήτης).....	33
2.7 Περιβαλλοντικές Πιέσεις και Πηγές Ρύπων στην Περιφέρεια Κρήτης.....	40
<b>3. ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ ΜΕΤΑΒΑΣΗΣ ΤΟΥ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΚΡΗΤΗΣ ΕΩΣ ΤΟ 2050.....</b>	<b>41</b>
3.1 Αξιολόγηση Επένδυσης.....	41
3.1.1 Χρηματοροές για μείγμα παραγωγής 65% Α/Γ – 35% Φ/Β.....	45
3.1.2 Χρηματοροές για μείγμα παραγωγής 75% Α/Γ – 25% Φ/Β.....	48
3.1.3 Χρηματοροές για μείγμα παραγωγής 55% Α/Γ – 45% Φ/Β.....	51
3.2 Ανάλυση Κινδύνου Επένδυσης.....	55
3.3 Ανάλυση Ευαισθησίας Επένδυσης.....	60
<b>4. ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ, ΣΥΖΗΤΗΣΗ, ΜΕΛΛΟΝΤΙΚΕΣ ΠΡΟΟΠΤΙΚΕΣ.....</b>	<b>63</b>
<b>5. ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ.....</b>	<b>70</b>

## ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΕΙΚΟΝΩΝ ΚΑΙ ΠΙΝΑΚΩΝ

### Εικόνες

<a href="#">Εικόνα 1.1. Γράφημα απεικόνισης μηνιαίας τιμής επιφανειακής θερμοκρασίας θάλασσας (SST) για τον Ιούλιο του 2019 συγκρινόμενη με αντίστοιχα κλιματικά δεδομένα της περιόδου 1993-2016.....</a>	<a href="#">2</a>
<a href="#">Εικόνα 1.2. Διάγραμμα ρυθμού μεταβολής επιφανειακής θερμοκρασίας θάλασσας (SST) της περιόδου 1993-2017 για την Μεσόγειο Θάλασσα.....</a>	<a href="#">2</a>
<a href="#">Εικόνα 2.1. Χάρτης της νήσου Κρήτης με κύρια γεωλογικά χαρακτηριστικά και τη θέση της στην Ελλάδα... </a>	<a href="#">21</a>
<a href="#">Εικόνα 2.2. Κλιματικές Ζώνες βάση ΚΕΝΑΚ στην Ελλάδα.....</a>	<a href="#">23</a>
<a href="#">Εικόνα 2.3. Χαρακτηριστικά εγκατεστημένων Αιολικών Πάρκων Κρήτης το 2020.....</a>	<a href="#">36</a>

### Πίνακες

<a href="#">Πίνακας 2.1. Στοιχεία Μετεωρολογικού Σταθμού Χανίων.....</a>	<a href="#">24</a>
<a href="#">Πίνακας 2.2. Στοιχεία Μετεωρολογικού Σταθμού Ηρακλείου.....</a>	<a href="#">24</a>
<a href="#">Πίνακας 2.3. Στοιχεία Μετεωρολογικού Σταθμού Αγίου Νικολάου.....</a>	<a href="#">25</a>
<a href="#">Πίνακας 2.4. Στοιχεία Πληθυσμού Δήμων ανά Περιφερειακή Ενότητα Κρήτης.....</a>	<a href="#">28</a>
<a href="#">Πίνακας 2.5. Στοιχεία Πληθυσμού ανά Κλάδο Απασχόλησης στην Κρήτη.....</a>	<a href="#">32</a>
<a href="#">Πίνακας 2.6. Ακαθάριστη Προστιθέμενη Αξία (ΑΑΠ) ανά Κλάδο Απασχόλησης στην Κρήτη.....</a>	<a href="#">33</a>
<a href="#">Πίνακας 2.7. Κατανομή Ενεργειακής Ζήτησης στην Κρήτη.....</a>	<a href="#">37</a>
<a href="#">Πίνακας 2.8. Παραγωγή Ενέργειας στην Κρήτη.....</a>	<a href="#">37</a>
<a href="#">Πίνακας 2.9. Συνολική Ενέργεια Κατανάλωσης για το τελευταίο διαθέσιμο 12μηνο.....</a>	<a href="#">38</a>
<a href="#">Πίνακας 3.1. Απαιτήσεις Ενεργειακού Μείγματος Κρήτης για την Ανάλυση της Επένδυσης.....</a>	<a href="#">42</a>
<a href="#">Πίνακας 3.2. Κόστος Εγκατάστασης νέων Α/Γ και Φ/Β για μείγμα 65% Α/Γ – 35% Φ/Β.....</a>	<a href="#">45</a>
<a href="#">Πίνακας 3.3. Εισροές - Εκροές για μείγμα 65% Α/Γ – 35% Φ/Β χωρίς δανεισμό.....</a>	<a href="#">46</a>
<a href="#">Πίνακας 3.4. Εισροές - Εκροές για μείγμα 65% Α/Γ – 35% Φ/Β χωρίς δανεισμό.....</a>	<a href="#">47</a>
<a href="#">Πίνακας 3.5. Κόστος Εγκατάστασης νέων Α/Γ και Φ/Β για μείγμα 75% Α/Γ – 25% Φ/Β.....</a>	<a href="#">48</a>
<a href="#">Πίνακας 3.6. Εισροές - Εκροές για μείγμα 75% Α/Γ – 25% Φ/Β χωρίς δανεισμό.....</a>	<a href="#">49</a>
<a href="#">Πίνακας 3.7. Εισροές - Εκροές για μείγμα 75% Α/Γ – 25% Φ/Β χωρίς δανεισμό.....</a>	<a href="#">50</a>
<a href="#">Πίνακας 3.8. Κόστος Εγκατάστασης νέων Α/Γ και Φ/Β για μείγμα 55% Α/Γ – 45% Φ/Β.....</a>	<a href="#">51</a>
<a href="#">Πίνακας 3.9. Εισροές - Εκροές για μείγμα 55% Α/Γ – 45% Φ/Β χωρίς δανεισμό.....</a>	<a href="#">52</a>
<a href="#">Πίνακας 3.10. Εισροές - Εκροές για μείγμα 55% Α/Γ – 45% Φ/Β χωρίς δανεισμό.....</a>	<a href="#">53</a>
<a href="#">Πίνακας 3.11. Αποτελέσματα δεικτών αξιολόγησης για όλα τα εξεταζόμενα σενάρια επενδύσεων.....</a>	<a href="#">54</a>
<a href="#">Πίνακας 3.12. Ανάλυση Κινδύνου σε μείγμα παραγωγής 65% Α/Γ – 35% Φ/Β χωρίς δάνειο, με δάνειο.....</a>	<a href="#">57</a>
<a href="#">Πίνακας 3.13. Ανάλυση Κινδύνου σε μείγμα παραγωγής 75% Α/Γ – 25% Φ/Β χωρίς δάνειο, με δάνειο.....</a>	<a href="#">58</a>
<a href="#">Πίνακας 3.14. Ανάλυση Κινδύνου σε μείγμα παραγωγής 55% Α/Γ – 45% Φ/Β χωρίς δάνειο, με δάνειο.....</a>	<a href="#">59</a>
<a href="#">Πίνακας 3.15. Ανάλυση Ευαισθησίας Επένδυσης σε διαφορετικά σενάρια για όλα τα μείγματα Α/Γ-Φ/Β χωρίς δάνειο, με δάνειο με την μέθοδο maximin.....</a>	<a href="#">61</a>
<a href="#">Πίνακας 3.16. Ανάλυση Ευαισθησίας Επένδυσης σε διαφορετικά σενάρια για όλα τα μείγματα Α/Γ-Φ/Β, χωρίς δάνειο, με δάνειο με την μέθοδο maximax.....</a>	<a href="#">61</a>
<a href="#">Πίνακας 3.17. Διαφοροποίηση της PV στα σενάρια από την Ανάλυση Ευαισθησίας.....</a>	<a href="#">62</a>

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ ΣΤΗΝ ΚΛΙΜΑΤΙΚΗ ΑΛΛΑΓΗ ΚΑΙ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΜΕΤΑΒΑΣΗ

### 1.1 Κλιματική αλλαγή

Η κλιματική αλλαγή έχει ξεκινήσει να εξελίσσεται από τα τέλη του 19<sup>ου</sup> αιώνα, μετά δηλαδή την επικράτηση της Βιομηχανικής Επανάστασης, την εντατικοποίηση των μεθόδων παραγωγής και την εξάρτηση από τα ορυκτά καύσιμα ως κύριο μέσο παραγωγής ενέργειας παγκοσμίως ([United Nations](#)). Τα αποτελέσματα της κλιματικής αλλαγής είναι ολοένα και πιο αισθητά και εμφανίζονται σε όλα τα μήκη και πλάτη της υφηλίου. Η σημαντικότερη αλλαγή που έχει επέλθει με την κλιματική κρίση είναι η αύξηση της θερμοκρασίας, η οποία οφείλεται στην αλλαγή της σύστασης της ατμόσφαιρας ως αποτέλεσμα της ανθρωπογενούς δραστηριότητας, καθώς η μέση θερμοκρασία του πλανήτη συγκρινόμενη με την αντίστοιχη της προβιομηχανικής εποχής είναι περίπου 0,8°C μεγαλύτερη. Μεγαλύτερη συνιστώσα της επιβλαβούς για το κλίμα ανθρώπινης δραστηριότητας, αποτελεί η εκτεταμένη χρήση των ορυκτών καυσίμων με τις επακόλουθες εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα ως προϊόν της καύσης τους. Με βάση μελέτη της Διακυβερνητικής Επιτροπής για την Κλιματική Αλλαγή ([Intergovernmental Panel on Climate Change - IPCC](#)), η παρατηρηθείσα παγκόσμια μέση αύξηση της θερμοκρασίας από το 2006 και μετά κυμαίνεται μεταξύ 0,75°C και 1°C.

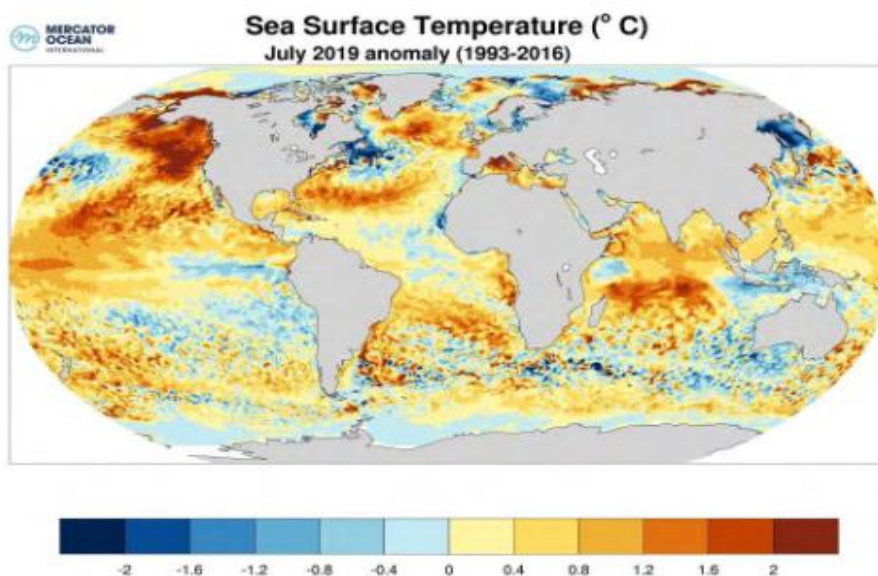
Συνέπεια της αύξησης της θερμοκρασίας είναι το λιώσιμο των πολικών πάγων, με την επακόλουθη άνοδο της στάθμης της θάλασσας. Επιπλέον, η θερμοκρασία αποτελεί τον ρυθμιστή σε μία πληθώρα μετεωρολογικών φαινομένων οπότε παρατηρούνται πλέον μεταβολές και ακραία καιρικά φαινόμενα σε σχέση με βροχοπτώσεις, καταιγίδες, χιονοπτώσεις, χαλαζοπτώσεις, λειψυδρία, καύσωνες, τυφώνες, κοκ.

Αναπόφευκτα η ανθρώπινη δραστηριότητα καθώς είναι σε άμεση εξάρτηση από το φυσικό περιβάλλον της, αντιμετωπίζει σοβαρά προβλήματα στις καλλιέργειες, τις μεταφορές, την διαχείριση και διάθεση φυσικών πόρων όπως το νερό, την δημόσια υγεία αλλά και την διάθεση τροφής λόγω της θιγόμενης ακεραιότητας των χερσαίων και θαλάσσιων οικοσυστημάτων.

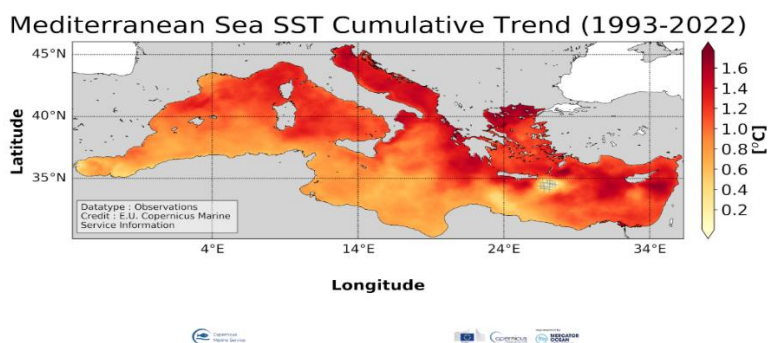
Η κλιματική αλλαγή εμφανίζει έντονες διαφοροποιήσεις ανάλογα την γεωγραφική περιοχή, καθιστώντας όμως τις παράκτιες περιοχές ως τις πιο ευάλωτες, καθώς εκεί δραστηριοποιείται το 40% παγκόσμιου πληθυσμού και όπως αναφέρθηκε νωρίτερα, σοβαρό πρόβλημα αποτελεί η άνοδος της στάθμης της θάλασσας. Ιδιαίτερως η παράκτια ζώνη σε γεωγραφικά πλάτη όπως της Μεσογείου, όπου βρίσκεται και η χώρα μας, πρέπει να αντιμετωπίσει ένα ευρύτερο φάσμα κλιματικών αλλαγών και ακραίων καιρικών φαινομένων όπως οι πρόσφατες παρατεταμένες περίοδοι ανομβρίας, οι έντονοι καύσωνες, οι βαρύτερες καταιγίδες και η συχνότερη παρουσία μεσογειακών τυφώνων (medicanes) ([Miglietta M.M., 2019](#)). Στις κλιματικές συνθήκες μίας γεωγραφικής περιοχής όπως της Μεσογείου, όπου η θάλασσα ως παγκόσμιος



ρυθμιστής του κλίματος είναι τόσο 'δεμένη' με τις ανθρώπινες δραστηριότητες, η αύξηση της θαλάσσιας θερμοκρασίας έχει ήδη επιφέρει ανεπίστρεπτες μεταβολές σε πολλά οικοσυστήματα κάνοντας έτσι επιτακτική την ανάγκη μετριασμού της κλιματικής αλλαγής. Ενδεικτικά φαίνονται στις εικόνες 1.1 και 1.2 η αύξηση της παγκόσμιας θαλάσσιας θερμοκρασίας και η μεταβολή της επιφανειακής θαλάσσιας θερμοκρασίας στην ευρύτερη περιοχή μελέτης την Μεσόγειο.



**Εικόνα 1.1.** Γράφημα απεικόνισης μηνιαίας τιμής επιφανειακής θερμοκρασίας θάλασσας (SST) για τον Ιούλιο του 2019 συγκρινόμενη με αντίστοιχα κλιματικά δεδομένα της περιόδου 1993-2016. Πηγή εικόνας: [Copernicus site](#).



**Εικόνα 1.2.** Διάγραμμα ρυθμού μεταβολής επιφανειακής θερμοκρασίας θάλασσας (SST) της περιόδου 1993-2017 για την Μεσόγειο Θάλασσα. Πηγή εικόνας: [Copernicus site](#).

Για να επιτευχθεί ο μετριασμός της κλιματικής αλλαγής και να αποφευχθούν οι μεγάλης κλίμακας μη αναστρέψιμες επιπτώσεις, η παγκόσμια αύξηση της θερμοκρασίας δεν πρέπει να ξεπεράσει τους 2°C συγκρινόμενη με τα επίπεδα της προβιομηχανικής εποχής, και το ζητούμενο αυτό πρέπει να αποτελεί καθολική προτεραιότητα της διεθνούς κοινότητας ([NASA](#)).

Η προσαρμογή στην κλιματική αλλαγή είναι πολυσήμαντη και αποτελείται από πολλές παραμέτρους οι οποίες πρέπει να λαμβάνουν υπόψη πολλά χαρακτηριστικά όταν πρέπει πάνω σε αυτήν να χαραχτούν πολιτικές και στόχοι που θα βρουν εφαρμογή σε συγκεκριμένη γεωγραφική περιοχή και άλλες ιδιαίτερες συνθήκες. Σε αυτό το πνεύμα έχουν διατυπωθεί πολιτικές και δράσεις για την κλιματική αλλαγή σε διεθνές, ευρωπαϊκό, εθνικό και περιφερειακό πλαίσιο. Βασικές επιδιώξεις και στρατηγικές θα αναφερθούν στην επόμενη ενότητα.

## **1.2. Θεσμικό πλαίσιο για την αντιμετώπιση και προσαρμογή στην κλιματική αλλαγή**

Σε διεθνές επίπεδο σημεία-σταθμοί έχουν αποτελέσει η Σύμβαση-Πλαίσιο των Ηνωμένων Εθνών για τις κλιματικές αλλαγές ([United Nations, 1993](#)), το Πρωτόκολλο του Κιότο ([United Nations, 1997](#)) και η Συμφωνία του Παρισιού ([United Nations, 2016](#)).

Η Σύμβαση-Πλαίσιο των Ηνωμένων Εθνών για τις κλιματικές αλλαγές φέρει τις υπογραφές 154 χωρών και της Ευρωπαϊκής Ένωσης από το 1992. Βάση αυτής και της επικύρωσης της από την Ευρωπαϊκή Ένωση, τέθηκε στόχος για τα κράτη-μέλη η σταθεροποίηση των εκπομπών του διοξειδίου του άνθρακα μέχρι το τέλος του 2000 σε επίπεδα έως αυτά του 1990.

Το Πρωτόκολλο του Κιότο τέθηκε σε ισχύ το 2005 και κυρώθηκε από όλα τα κράτη-μέλη της Ευρωπαϊκής Ένωσης από τον Μάιο του 2002. Στόχος του Πρωτοκόλλου ήταν η συνολική μείωση των εκπομπών του διοξειδίου του άνθρακα την πενταετία 2008-2012 κατά τουλάχιστον 5% σε σχέση με τις αντίστοιχες εκπομπές το 1990.

Η Συμφωνία του Παρισιού τέθηκε επίσημα σε ισχύ το 2016 και προβλέπει σαν στόχο την διατήρηση της αύξησης της παγκόσμιας θερμοκρασίας αρκετά χαμηλότερα από τους 2°C πάνω από τα προβιομηχανικά επίπεδα. Επίσης προβλέπεται η προσπάθεια για την συγκράτηση της αύξησης της θερμοκρασίας σε τιμές μικρότερες από 1,5°C πάνω από των προβιομηχανικών τιμών. Κατ' αυτόν τον τρόπο, οι κίνδυνοι και οι επιπτώσεις της κλιματικής αλλαγής αναμένονται να ανασχεθούν σημαντικά.

Σε ευρωπαϊκό επίπεδο πολιτικών μετριασμού της κλιματικής αλλαγής: η [‘Δέσμη πολιτικών «κλίμα-ενέργεια για το 2020»](#) (στόχοι 20-20-20) αφορά: α) τη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου 20% τουλάχιστον σε σχέση με τα επίπεδα του 1990 (στην Ελλάδα στόχος είναι η μείωση 4% σε σχέση με τα επίπεδα του 2005), β) το 20% της καταναλισκόμενης ενέργειας να προέρχεται από Ανανεώσιμες Πηγές, και γ) μείωση 20% της χρήσης πρωτογενούς ενέργειας σε σχέση με τις εκτιμώμενες προβλέψεις, εισάγοντας πρακτικές βελτίωσης ενεργειακής απόδοσης. Επίσης η [‘Δέσμη πολιτικών «κλίμα-ενέργεια για το 2030»](#) αφορά: α) τη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου 40% τουλάχιστον σε σχέση με τα επίπεδα του 1990 (στην Ελλάδα στόχος είναι η μείωση 16% σε σχέση με τα επίπεδα του 2005), β) το 27% της καταναλισκόμενης ενέργειας να προέρχεται από Ανανεώσιμες Πηγές, και γ) βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης το 2030 τουλάχιστον κατά 27% σε επίπεδο Ευρωπαϊκής Ένωσης, και δ) στήριξη της ενσωμάτωσης της εσωτερικής αγοράς ενέργειας με την επίτευξη ηλεκτρικής διασύνδεσης 10% το αργότερο έως το 2020, ιδιαιτέρως για τις Ιβηρικές και Βαλτικές χώρες το ποσοστό πρέπει να είναι 15% έως το 2030. Τέλος, σε ευρωπαϊκό επίπεδο, ο [‘Ενεργειακός χάρτης πορείας 2050 \(Roadmap 2050\)’](#) προβλέπει μία ανταγωνιστική οικονομία με χαμηλές εκπομπές άνθρακα με μειωμένες τιμές αερίων του θερμοκηπίου κατά τουλάχιστον 85-90% των τιμών του 1990, έως το 2050.

Σε ευρωπαϊκό επίπεδο πολιτικών προσαρμογής στην κλιματική αλλαγή, το 2009 εκδόθηκε η [‘Λευκή Βίβλος’](#) και το 2013 εκδόθηκε η [‘Πράσινη Βίβλος’](#), που αναφέρονται στις πολιτικές για το κλίμα και την ενέργεια με χρονικούς ορίζοντες το 2009-2013 και το 2013-2030 αντίστοιχα.

Επίσης η [‘Στρατηγική της Ευρωπαϊκής Ένωσης για την Προσαρμογή στην Κλιματική Αλλαγή’](#) που εγκρίθηκε το 2013 θέτει τους εξής στόχους: α) την προώθηση ανάληψης δράσεων από τα κράτη-μέλη μέσω εθνικών στρατηγικών και χρηματοδότησης από το πρόγραμμα LIFE για την ανάπτυξη ικανοτήτων προσαρμογής στην κλιματική αλλαγή, β) την λήψη αποφάσεων βασιζόμενες σε πληρέστερες πληροφορίες μέσω κάλυψης κενών γνώσης για την προσαρμογή στην κλιματική αλλαγή και μέσω της περαιτέρω ανάπτυξης της διαδικτυακής πλατφόρμας Climate-ADAPT ώστε να αποτελέσει κεντρικό σημείο σχετικής πληροφόρησης, και γ) δράσεις θωράκισης τομέων υψηλού κινδύνου λόγω της κλιματικής αλλαγής όπως η Κοινή Γεωργική Πολιτική, η Πολιτική Συνοχή, η Κοινή Αλιευτική Πολιτική, οι υποδομές αλλά και η προώθηση και ενίσχυση ασφαλιστικών και χρηματοπιστωτικών προϊόντων για τόνωση επενδυτικών και επιχειρηματικών πρωτοβουλιών.

Τέλος, σημαντικότερη δράση προσαρμογής σε ευρωπαϊκό επίπεδο αποτελεί το [‘Σύμφωνο Δημάρχων για το Κλίμα και την Ενέργεια’](#), όπου οι υπογράφωντες δεσμεύονται να μετριάσουν και προσαρμοστούν στην κλιματική αλλαγή. Τούτο προβλέπει την ανάπτυξη τοπικών Σχεδίων Δράσης για τη Βιώσιμη Ενέργεια και

Ανάλυση Ενεργειακής Μετάβασης της Κρήτης με Μηδενικό Περιβαλλοντικό Αποτύπωμα το 2050

το Κλίμα, ώστε να μειωθούν τουλάχιστον κατά 40% οι εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα έως το 2030, με παράλληλη τόνωση της ανθεκτικότητας στην συντελούμενη κλιματική αλλαγή.

Σε εθνικό επίπεδο, στην Ελλάδα το 2016 εκπονήθηκε υπό το ΥΠΕΝ σε συνεργασία με το Ίδρυμα Ιατροβιολογικών Ερευνών της Ακαδημίας Αθηνών και την Τράπεζα της Ελλάδος η [‘Εθνική Στρατηγική για την Προσαρμογή στην Κλιματική Αλλαγή - ΕΣΠΚΑ’](#).

Επίσης με νομοθετικές πράξεις το 2016 και το 2017, (νόμος 4414/2016 και Αποφ. Αναπλ. ΥΠΕΝ – ΦΕΚ 873/Β/16-03-2017), εγκρίθηκε και προγραμματίστηκε η κατάρτιση Περιφερειακών Σχεδίων για την Προσαρμογή στην Κλιματική Αλλαγή (ΠεΣΠΚΑ) και δημιουργήθηκε το Εθνικό Συμβούλιο για την Προσαρμογή στην Κλιματική Αλλαγή (ΕΣΠ).

Τον Οκτώβριο του 2023 συντάχθηκε το προσχέδιο που θα υποβληθεί εντός του 2024 για το [‘Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα’](#) (ΕΣΕΚ). Το ΕΣΕΚ αποτελεί τον οδικό χάρτη για τη ενεργειακή μετάβαση εξετάζοντας την στρατηγική επίτευξης κλιματικής ουδετερότητας έως το 2050, παρουσιάζει πολιτικές που θα διευκολύνουν τους στόχους και μοντελοποιεί ένα σενάριο αναφοράς για την κατανόηση τάσεων και μεγεθών διαφόρων παραμέτρων.

Όπως αναφέρεται στο ΕΣΕΚ, η εθνική στρατηγική για την ενέργεια και το κλίμα διαμορφώνεται ως το αποτέλεσμα της αλληλεπίδρασης τριών παραμέτρων:

A. Το περίγραμμα το οποίο μπορεί να κινηθεί η Ελλάδα ορίζεται από διεθνείς τάσεις (λ.χ. το κόστος των ΑΠΕ μειώνεται, τα πλωτά υπεράκτια αιολικά ωριμάζουν, τα ηλεκτρικά οχήματα είναι φθηνότερα, τα μέσα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας χρήζουν περαιτέρω ανάπτυξης, τα ορυκτά καύσιμα στην ναυτιλία δεν έχουν ακόμα εναλλακτική, κ.α.),

B. Η εθνική στρατηγική για την ενέργεια και το κλίμα χαράσσεται από την παρούσα κατάσταση και συνεχώς επαναπροσδιορίζεται από αυτήν. Για παράδειγμα, το 2022 επετεύχθη στην Ελλάδα το 7<sup>ο</sup> μεγαλύτερο ποσοστό παγκοσμίως αναφορικά με την διείσδυση ηλιακής και αιολικής ενέργειας στην ηλεκτροπαραγωγή. Επίσης, η παραγωγή ηλεκτρισμού από λιγνίτη έχει ήδη περιοριστεί κατά 80%. Συνεπώς, οι αφετηρίες για χάραξη στρατηγικών και διατύπωση στόχων είναι διαφορετικές εν έτει 2023 σε σχέση με το πως ήταν πριν από 4 χρόνια, οπότε και η διατύπωση του προηγούμενου ΕΣΕΚ. Επιπλέον, η παρούσα κατάσταση στην Ελλάδα διαφοροποιείται εν πολλοίς σε σχέση με λοιπά ευρωπαϊκά κράτη, π.χ. γηρασμένες κτηριακές κατασκευές χαμηλών ενεργειακών κατηγοριών, έντονη ενεργειακή ένδεια, γηραιότερος στόλος οχημάτων και εξάρτηση της βαριάς βιομηχανίας από τον ηλεκτρισμό και όχι τόσο από ορυκτά καύσιμα, όπως στην υπόλοιπη Ευρώπη.

Γ. Οι διαθέσιμοι πόροι για την μετάβαση. Εδώ είναι ρόλος του ΕΣΕΚ να εναρμονίσει τους διαθέσιμους πόρους με τους επιδιωκόμενους στόχους, επιτυγχάνοντας ένα μείγμα που όχι απλά θα μειώσει εκπομπές ρύπων, αλλά θα μειώσει την ενεργειακή ένδεια, θα πετύχει διασύνδεση των νησιών με το ηπειρωτικό δίκτυο, θα συντελεστεί λελογισμένα η απολιγνιτοποίηση περιοχών και θα γίνουν στοχευμένες επενδύσεις στην κατεύθυνση της αποθήκευσης της ηλεκτρικής ενέργειας και στην προώθηση της ηλεκτροκίνησης, μεταξύ άλλων. Επίσης, θα πρέπει να αξιοποιηθεί στο έπακρον η πρόσβαση σε όποια χρηματοδοτικά εργαλεία, όπως το Ταμείο Ανάκαμψης και Ανθεκτικότητας, το Ταμείο Καινοτομίας, το Ταμείο για την Απανθρακοποίηση των Νησιών, το Ταμείο Εκσυγχρονισμού και οι πόροι για τη Δίκαιη Μετάβαση με τρόπο ολιστικό και δίκαιο.

Στο προσχέδιο του αναθεωρημένου ΕΣΕΚ δίνεται προτεραιότητα στον περιορισμό των ρυπογόνων εκπομπών από την παραγωγή ηλεκτρικού ρεύματος. Τούτο διότι μεταξύ των ετών 2020 και 2030 άνω του 65% της μείωσης εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου απευθύνονται στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Αυτό σαν επιλογή έχει νόημα καθώς στην χώρα μας οι περισσότεροι ρύποι προέρχονται από την ηλεκτροπαραγωγή και επίσης η μείωση ρύπων στην ηλεκτροπαραγωγή συντελείται με ταχύτερους ρυθμούς σε σχέση με τομείς όπως τα κτήρια, οι μεταφορές, η βιομηχανία και η ναυτιλία, με βάση την διεθνή εμπειρία.

Επίσης, η προτεραιοποίηση της ηλεκτροπαραγωγής έχει και οικονομικά ερείσματα καθώς το κόστος κατασκευής, εγκατάστασης, λειτουργίας και συντήρησης των ΑΠΕ έχει μειωθεί με την πάροδο των ετών, καθιστώντας τις πλέον ανταγωνιστική τεχνολογία έναντι των ορυκτών καυσίμων. Επιπλέον η χώρα μας διαθέτει επαρκέστατο ηλιακό και αιολικό δυναμικό το οποίο αν αξιοποιηθεί όχι μόνο θα μειωθούν οι εκπομπές ρύπων, αλλά και για την εισαγωγή του στο ηλεκτρικό σύστημα της χώρας δεν θα απαιτηθούν υπέρογκα ποσά ώστε να γίνουν οι απαραίτητες επενδύσεις για την σχεδιαζόμενη ενεργειακή μετάβαση.

Οι πολιτικές που αναφέρονται στο ΕΣΕΚ σχετικά με την ηλεκτροπαραγωγή έχουν ως εξής:

- Μείωση της παραγωγής ηλεκτρισμού από λιγνίτη με σκοπό την εξάλειψη της μετά το 2028.
- Μέχρι το 2030 να έχει επιτευχθεί η διασύνδεση των νησιών στο ηπειρωτικό σύστημα της χώρας.
- Έως το 2030 οι ΑΠΕ να καλύπτουν περίπου το 80% της ηλεκτροπαραγωγής με ένα ισορροπημένο μείγμα αξιοποίησης ηλιακής και αιολικής ενέργειας.
- Να αναπτυχθούν υπεράκτια αιολικά πάρκα έως το 2030 που θα εκμεταλλεύονται το εξαιρετικό διαθέσιμο ενεργειακό δυναμικό.
- Να αναπτυχθούν συστήματα αποθήκευσης ενέργειας επαρκούς ισχύος και χωρητικότητας, όπως μπαταρίες και εφαρμογή τεχνικών αντλησιοταμίευσης.

- Να διασφαλιστεί ο ενεργειακός εφοδιασμός της χώρας και οι αγορές ηλεκτρικής ενέργειας να λειτουργούν με τρόπο ανταγωνιστικό, προς όφελος όμως των καταναλωτών και της εθνικής οικονομίας.
- Την ωρίμανση πλαισίου για την απόκριση ζήτησης (demand response), ώστε οι καταναλωτές να συμμετέχουν ενεργά στην αγορά ενέργειας.
- Να επιτευχθεί περαιτέρω εξηλεκτρισμός στην τελική κατανάλωση ενέργειας με προτεραιότητα τα κτήρια και τις μεταφορές, όπως και με εισαγωγή συστημάτων ΑΠΕ για αυτοπαραγωγή.
- Να αξιοποιηθεί η ηλεκτρική ενέργεια από ΑΠΕ για την παραγωγή ανανεώσιμων καυσίμων.
- Να δρομολογηθούν νέες διεθνείς διασυνδέσεις, ώστε να υπάρχει δυνατότητα εξαγωγής της περίσσιας ηλεκτρικής ενέργειας και η αποδοτικότερη εξισορρόπηση του εθνικού συστήματος.
- Να ψηφιοποιηθεί το δίκτυο παραγωγής και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας.

Η τελευταία αναφερόμενη ψηφιοποίηση του ηλεκτρικού δικτύου θα μπορέσει όπως έχει αναδείξει η σχετική εμπειρία να ομαλοποιήσει την λειτουργία ενός ηλεκτρικού συστήματος που θα έχει απεξαρτηθεί από ορυκτά καύσιμα και θα στηρίζεται στις ΑΠΕ. Η σχετική προσδοκόμενη εξισορρόπηση του συστήματος θα επικουρηθεί από τεχνολογίες όπως:

- συστήματα αποθήκευσης ενέργειας (μπαταρίες/συσσωρευτές και αντλησιοταμίευση),
- υδροηλεκτρικές μονάδες και μονάδες φυσικού αερίου,
- ορθή κατανομή των ΑΠΕ και απόκριση ζήτησης,
- παραγωγή ανανεώσιμων αερίων, και
- διασυνδέσεις με ολιστική προσέγγιση.

Όπως αναφέρθηκε και νωρίτερα η ηλεκτροπαραγωγή δύναται να απανθρακοποιηθεί ευκολότερα έως το 2030 από άλλους τομείς κατανάλωσης ενέργειας λόγω της εισαγωγής των ΑΠΕ. Λόγω της ευρύτερης κατάστασης της Ελλάδας, ως επακόλουθο της οικονομικής κρίσης, η ζήτηση ενέργειας είχε καμφθεί σημαντικά την περίοδο 2007-2013. Στη βιομηχανία επικράτησε μείωση της τάξης του 39%, στις μεταφορές επικράτησε μείωση της τάξης του 28% και στις κατοικίες επικράτησε μείωση της τάξης του 30%. Η συντελούμενη όμως οικονομική ανάκαμψη θα επιφέρει αναπόφευκτα και την θεμιτή αύξηση της ενεργειακής ζήτησης σε κάθε τομέα, γεγονός που έρχεται σε αντίθεση με την προσδοκώμενη πολιτική μείωσης της ενεργειακής ζήτησης και απανθρακοποίησης εν γένει.

Αναφορικά με την ενεργειακή κατάσταση των κατοικιών, πρωταρχικός στόχος είναι η ενεργειακή εξοικονόμηση και η καταπολέμηση της ενεργειακής ένδοιας. Προγράμματα όπως το 'Εξοικονομώ', το 'Ανακυκλώνω Συσκευή', το 'Ηλέκτρα', το 'Αλλάζω θερμοσίφωνα' και το 'Φωτοβολταϊκά στη Στέγη', που Δημήτριος Ν. Ανδρουλάκης

χρηματοδοτούνται μέσω του Ταμείου Ανάκαμψης, του Εταιρικού Συμφώνου για το Πλαίσιο Ανάπτυξης (ΕΣΠΑ) και άλλα κονδύλια, σκοπεύουν να εκσυγχρονίσουν την υφιστάμενη κτηριακή υποδομή της χώρας από ενεργειακή άποψη, να βελτιώσουν την ποιότητα ζωής και να μειώσουν τις οικονομικές δαπάνες για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών.

Σχετικά με τον τομέα των μεταφορών, η χώρα μας υστερεί έναντι των άλλων ευρωπαϊκών στο ποσοστό διεύθυνσης ΑΠΕ στις μεταφορές, καθώς τα ηλεκτρικά οχήματα δεν είναι τόσο διαδεδομένα, οι μεταφορές στηρίζονται σε φορτηγά οχήματα και λεωφορεία αντί σιδηροδρόμων και οι θαλάσσιες και εναέριας μεταφορές στηρίζονται σε καύση προϊόντων πετρελαίου. Παρόλα αυτά οι ταξινομήσεις ηλεκτροκίνητων οχημάτων αυξάνονται στη χώρα μας, όπως επίσης έχουν δοθεί και κρατικά κίνητρα για των εξηλεκτισμό των μεταφορών τόσο για ιδιωτικά οχήματα, όσο και για ταξί, εταιρικούς στόλους και μέσα μαζικής μεταφοράς. Απαραίτητη όμως προϋπόθεση και προτεραιότητα της πολιτείας για τα επόμενα χρόνια ώστε να επιτευχθεί η ανάπτυξη της ηλεκτροκίνησης στις μεταφορές, είναι η εγκατάσταση ενός πυκνότερου δικτύου δημόσια προσβάσιμων φορτιστών ηλεκτρικών οχημάτων. Υποδομή που η χώρα μας υστερεί σημαντικά συγκρινόμενη με άλλες ευρωπαϊκές χώρες.

Όσον αφορά την βιομηχανική δραστηριότητα, που αποτελεί σημαντική πηγή ρύπων της Ελλάδας, η κατάσταση είναι καλύτερη από τους άλλους τομείς καθώς χρησιμοποιείται σε μεγαλύτερο βαθμό η ηλεκτρική ενέργεια έναντι του πετρελαίου, του φυσικού αερίου και των ΑΠΕ. Άλλο ένα θετικό είναι ότι οι ανάγκες σε θερμική ενέργεια πολύ υψηλών θερμοκρασιών φαίνεται κάπως περιορισμένη, άρα η επιδιωκόμενη αλυσίδα αξίας δέσμευσης και αποθήκευσης άνθρακα καθίσταται ευκολότερη για βιομηχανικούς κλάδους και διαδικασίες που η χρήση ορυκτών καυσίμων δύσκολα καταργείται. Σε κάθε περίπτωση το ΕΣΕΚ αναφέρει ότι αυτή η αλυσίδα αξίας θα μπορούσε να δεσμεύσει και να αποθηκεύσει ένα σημαντικό ποσοστό του συνόλου των εκπομπών από τη βιομηχανία -έως και 15 εκατ. τόνους το χρόνο-, ήδη από το 2030.

Συνοψίζοντας τους στόχους του ΕΣΕΚ αναφορικά με την παραγωγή ενέργειας και τα εδάφια που απασχολούν την παρούσα εργασία, έως το 2030 θα πρέπει το 80% της ηλεκτροπαραγωγής να προέρχεται από ΑΠΕ, όπως επίσης από ΑΠΕ πρέπει να προέρχεται και το 45% περίπου της συνολικής παραγωγής ενέργειας και επιπλέον μέχρι το 2050 να έχει επιτευχθεί πλήρης κλιματική ουδετερότητα, δηλαδή να έχουμε μηδενικές συνολικές εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου.

Σε **περιφερειακό επίπεδο**, για την περιοχή μελέτης την νήσο Κρήτη, έχει καταρτιστεί και παραδοθεί τον Αύγουστο του 2022 το [Περιφερειακό Σχέδιο για την Προσαρμογή στην Κλιματική Αλλαγή \(ΠεΣΠΚΑ\)](#)  
Δημήτριος Ν. Ανδρουλάκης



**Κρήτης**. Στόχος του ΠεΣΠΚΑ Κρήτης είναι ο προσδιορισμός και η ιεράρχηση των απαραίτητων μέτρων και δράσεων προσαρμογής της Περιφέρειας Κρήτης στις επερχόμενες κλιματικές αλλαγές. Μελετώνται ενδεχόμενες μεταβολές ακραίων φαινομένων όπως πλημμύρες, καύσωνες, ξηρασία, παγετός και ανεμοθύελλες με ανάλυση κλιματικών δεικτών. Στη συνέχεια εντοπίζονται τομείς και γεωγραφικές περιοχές που αναμένεται να θιχτούν περισσότερο και με βάση αυτές τις τομεακές και χωρικές προτεραιότητες, προτείνονται τελικά μέτρα και δράσεις για τον μετριασμό και την αποφυγή επιπτώσεων της κλιματικής αλλαγής, και όπου ήταν δυνατό προτείνεται και αποκατάσταση των δυσμενών επιπτώσεων.

Για τον τομέα της ενέργειας η εκτίμηση των επιπτώσεων της κλιματικής αλλαγής προβλέπει αύξηση της ενεργειακής ζήτησης λόγω αναγκών ψύξης το καλοκαίρι, γεγονός που δύναται να προκαλεί διακοπές ρεύματος (blackouts) λόγω υπερφόρτωσης του δικτύου. Αυτό οφείλεται αφενός στην αύξηση της θερμοκρασίας κατά τους θερινούς μήνες και αφετέρου στην αύξηση των ημερών με ακραία υψηλές θερμοκρασίες, δηλαδή καύσωνες. Αντιθέτως, η αύξηση της θερμοκρασίας ως επίπτωση μπορεί να αποτελέσει θετική πτυχή για την ενεργειακή ζήτηση κατά τους χειμερινούς μήνες καθώς μειώνονται οι ενεργειακές ανάγκες για θέρμανση. Συνεπώς, μειώνονται και τα φαινόμενα ενεργειακής ένδειας/πτώχειας. Πέραν της αύξησης της θερμοκρασίας και του αριθμού ημερών με καύσωνα, οι κλιματικές αλλαγές που μπορούν να πλήξουν τον τομέα της ενέργειας είναι η μείωση της μέσης έντασης του ανέμου, η αύξηση εκδήλωσης ισχυρών ανέμων, η αύξηση έντασης και συχνότητας πλημμυρικών φαινομένων και η άνοδος της στάθμης της θάλασσας που μπορεί να πλήξει παράκτιες υποδομές ενέργειας.

Αντίστοιχα ο τομέας των μεταφορών μπορεί να επηρεαστεί από την κλιματική αλλαγή ειδικά όσον αφορά τα οδικά δίκτυα λόγω αύξησης θερμοκρασίας και φθορές οδοστρώματος, λόγω αύξησης έντασης και συχνότητας πλημμυρικών φαινομένων, λόγω αύξησης φαινομένων παγετού και λόγω της αύξησης της στάθμης της θάλασσας που μπορεί να πλήξει παράκτιες οδικές υποδομές. Οι λιμενικές και οι αερολιμενικές υποδομές της Κρήτης μπορεί να επηρεαστούν από την εκδήλωση ισχυρών ανέμων, την αύξηση της θαλάσσιας στάθμης (για τα λιμάνια), την αύξηση της θερμοκρασίας (για τους διαδρόμους των αερολιμένων) και από την εκδήλωση πλημμυρικών φαινομένων (διάδρομοι αερολιμένων). Από την άλλη πλευρά, οι θετικές επιπτώσεις της κλιματικής αλλαγής στην Κρήτη όσον αφορά τον τομέα των μεταφορών έχουν να κάνουν με την μείωση τροχαίων ατυχημάτων και μείωση περιπτώσεων αποκλεισμού οδικών δικτύων λόγω της αύξησης της θερμοκρασίας, των λιγότερων χιονοπτώσεων και των μειωμένων σε αριθμό ημερών παγετού. Επίσης η αύξηση της θερμοκρασίας θα περιορίσει την ανάγκη χρήσης εκχιονιστικών μηχανημάτων και αντιπαγωτικών προϊόντων και θα μειώσει κατά πολύ τις

Δημήτριος Ν. Ανδρουλάκης



ενεργειακές απαιτήσεις των οχημάτων λόγω μείωσης αναγκών θέρμανσης, γεγονός διόλου αμελητέο ιδιαίτερος στα μέσα μαζικής μεταφοράς -ειδικά σε συνθήκες ηλεκτροκίνησης-.

Το ΠεΣΠΚΑ Κρήτης επίσης προτείνει δράσεις και μέτρα για τον τομέα της ενέργειας που περιλαμβάνουν την παροχή κινήτρων για εξοικονόμηση ενέργειας, την ανάπτυξη βιοκλιματικών υποδομών, την ενεργειακή αναβάθμιση κτηρίων, την ενημέρωση του κοινού και την έρευνα και ανάπτυξη έξυπνων δικτύων και μεθόδων διαχείρισης ενέργειας. Στον τομέα των μεταφορών προτείνονται δράσεις και μέτρα για την ενημέρωση σχετικά με την οδική ασφάλεια λόγω ακραίων καιρικών φαινομένων, η προστασία οδικών υποδομών από κλιματικές αλλαγές και η χρήση τεχνολογιών επικοινωνίας για χρήση σε περιπτώσεις εκτάκτων αναγκών. Σχετικά με τις θαλάσσιες μεταφορές προτείνονται συνεργασίες με ωκεανογραφικά ινστιτούτα και διεξαγωγή μελετών τρωτότητας των λιμένων και αποκατάστασης τους, όπως επίσης και σχεδιασμός αντίδρασης σε περίπτωση ακραίων καιρικών φαινομένων. Για τις αερομεταφορές προτείνεται επανασχεδιασμός/βελτίωση των διαδρόμων προσγείωσης-απογείωσης και η αξιολόγηση τρωτότητας σε αερολιμενικές υποδομές τόσο σε σχέση με τις εγκαταστάσεις όσο και με την λειτουργία τους.

### **1.3 Παραγωγή Ενέργειας μέσω ΑΠΕ**

Η ηλεκτροπαραγωγή καλύπτει ένα μεγάλο τμήμα της παγκόσμιας παραγωγής ενέργειας, συνεπώς παίζει μεγάλο ρόλο στην επιβάρυνση του φυσικού περιβάλλοντος, ειδικά όταν συντελείται χρησιμοποιώντας συμβατικά καύσιμα των οποίων τα παράγωγα καύσης είναι επιζήμια. Οι ολοένα αυξανόμενες ενεργειακές ανάγκες, η μέχρι τώρα συσσωρευμένη και συνεχιζόμενη επιβάρυνση του κλίματος και του περιβάλλοντος, αλλά και η τεχνολογία ανάπτυξης και εφαρμογών των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας - ΑΠΕ, συντείνουν στην μεταστροφή των εκάστοτε στρατηγικών για την εισαγωγή ΑΠΕ για την -ει δυνατόν- εξ' ολοκλήρου κάλυψη ενεργειακών αναγκών όπου αυτό είναι εφικτό. Σε αυτό το πνεύμα είναι εναρμονισμένες Ευρωπαϊκές και Εθνικές Οδηγίες, Νομοθετήματα και Οδικοί Χάρτες, που θα αναφερθούν στην συνέχεια από κοινού με μία επισκόπηση τεχνολογιών ΑΠΕ, με ιδιαίτερη έμφαση στην αιολική και την ηλιακή ενέργεια οι οποίες και προτείνονται/εξετάζονται για εφαρμογή στην ηλεκτροπαραγωγή της Κρήτης, στα πλαίσια της παρούσας εργασίας.

Με βάση των ορισμό που δίνεται από τα [Ηνωμένα Έθνη](#), ανανεώσιμη είναι η ενέργεια που παράγεται από φυσικές πηγές, οι οποίες αποκαθίστανται με ρυθμό ταχύτερο από αυτόν της κατανάλωσης τους. Η ηλιακή ενέργεια και η αιολική, είναι για παράδειγμα, τέτοιου είδους πηγές που συνεχώς ανανεώνονται. Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας βρίσκονται σε πληθώρα γύρω μας.

Τα ορυκτά καύσιμα (κάρβουνο, πετρέλαιο και αέριο) σε αντίθεση, είναι μη-ανανεώσιμες πηγές καθώς απαιτούνται εκατοντάδες εκατομμύρια χρόνια για να σχηματιστούν. Τα ορυκτά καύσιμα καθώς καίγονται για να παράγουν ενέργεια, απελευθερώνουν επιβλαβή αέρια του θερμοκηπίου, όπως το διοξείδιο του άνθρακα.

Με την κατανάλωση ανανεώσιμων πηγών για την δημιουργία ενέργειας παράγονται σαφώς λιγότερες εκπομπές συγκρινόμενες με αυτές από την καύση των ορυκτών καυσίμων. Η μετάβαση από την χρήση ορυκτών καυσίμων, που μέχρι σήμερα αντιστοιχούν στο μεγαλύτερο ποσοστό παραγωγής ενέργειας, σε ανανεώσιμες πηγές αποτελεί σημείο αναφοράς για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής. Επίσης, οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας είναι πλέον φθηνότερες στις περισσότερες χώρες, και δημιουργούν και τουλάχιστον τριπλάσιες θέσεις εργασίας σε σχέση με τη χρήση ορυκτών καυσίμων. Ενδεικτική περιγραφή των συνηθέστερων μορφών ΑΠΕ έχει ως εξής (φωτογραφίες από [United Nations site](#)):



Η **ηλιακή ενέργεια** αποτελεί την πιο άφθονη από όλες τις πηγές ενέργειας και δύναται να αξιοποιηθεί ακόμα και σε συνθήκες συννεφιάς. Ο ρυθμός με τον οποίο ο πλανήτης μας δέχεται την ηλιακή ενέργεια είναι περίπου 10000 φορές μεγαλύτερος από τον ρυθμό με τον οποίο η ανθρωπότητα καταναλώνει ενέργεια. Το φως και η θερμότητα που ακτινοβολούνται, απορροφούνται από στοιχεία και ενώσεις στη Γη και μετατρέπονται σε άλλες μορφές ενέργειας. Οι τεχνολογίες ηλιακής ενέργειας μπορούν να εφαρμοστούν για θέρμανση, ψύξη, φυσικό φωτισμό, ηλεκτροπαραγωγή και ως καύσιμο για πλήθος εφαρμογών. Γενικά η ηλιακή ενέργεια αξιοποιείται με τρία είδη συστημάτων: τα θερμικά ηλιακά, τα παθητικά ηλιακά και τα φωτοβολταϊκά.

Τα θερμικά ηλιακά, γνωστή σε όλους μας μορφή τους είναι οι ηλιακοί θερμοσίφωνες, απορροφούν ηλιακή ενέργεια την οποία μεταφέρουν σε κάποιο ρευστό. Τούτο γίνεται μέσω σκουρόχρωμων επιφανειών (συλλεκτών), οι οποίοι διά επαφής μεταφέρουν θερμότητα που από τον ήλιο συγκέντρωσαν στο εν λόγω ρευστό. Το ρευστό αυτό μπορεί να χρησιμοποιηθεί για θέρμανση, ψύξη ή και σαν νερό χρήσης σε οικίες και βιομηχανίες.

Τα παθητικά ηλιακά συστήματα περιλαμβάνουν κατάλληλα σχεδιασμένα και εγκατεστημένα δομικά στοιχεία που επικουρούν τον φυσικό κλιματισμό και φωτισμό κτηρίων και αποτελούν την αρχή λειτουργίας της Βιοκλιματικής Αρχιτεκτονικής και Μηχανικής.

Οι τεχνολογίες ηλιακής ενέργειας μετατρέπουν την ηλιακή ακτινοβολία σε ηλεκτρική ενέργεια είτε μέσω του φωτοβολταϊκού φαινομένου σε ειδικά πάνελς, είτε μέσω κατόπτρων που συγκεντρώνουν την ηλιακή ακτινοβολία. Παρόλο που δεν διαθέτουν όλες οι χώρες την ίδια ηλιακή ακτινοβολία, ένα σημαντικό ποσοστό του ενεργειακού μείγματος κάθε χώρας θα μπορούσε να παράγεται από άμεση προσπίπτουσα ηλιακή ακτινοβολία. Το κόστος παραγωγής των Φ/Β panels έχει μειωθεί δραματικά την τελευταία δεκαετία, καθιστώντας τα όχι μόνο εύκολα προσβάσιμα, αλλά συχνά και ως την πιο συμφέρουσα μέθοδο ηλεκτροπαραγωγής. Τα Φ/Β panels έχουν περίπου 30 χρόνια προσδόκιμο λειτουργίας και έχουν διάφορες εκδοχές κυρίως βάση του υλικού κατασκευής τους.

Σχετικά με τα Φ/Β στην Ελλάδα παρουσιάζεται τεράστια προοπτική ανάπτυξης τους καθώς διατίθεται μεγάλο ηλιακό δυναμικό. Τα Φ/Β συστήματα διακρίνονται σε αυτόνομα όπου η παραγόμενη ενέργεια καταναλώνεται επί τόπου και σε διασυνδεδεμένα, όπου η παραγόμενη ενέργεια διοχετεύεται στο δίκτυο και καταναλώνεται και απομακρυσμένα.



Η τεχνολογία **αιολικής ενέργειας** μετατρέπει την κινητική ενέργεια κινούμενων αέριων μαζών με τη χρήση μηχανών (ανεμογεννήτριες – Α/Γ) που φέρουν κατάλληλα σχεδιασμένα πτερύγια για να την μετατρέψουν σε ηλεκτρική ενέργεια. Η μετατροπή αυτή γίνεται σε δύο στάδια. Στο πρώτο στάδιο, μέσω της πτερωτής, έχουμε την μετατροπή της κινητικής ενέργειας του ανέμου σε μηχανική ενέργεια με την μορφή περιστροφής του άξονα της πτερωτής και στο δεύτερο στάδιο, μέσω της γεννήτριας, επιτυγχάνουμε την μετατροπή της μηχανικής ενέργειας σε ηλεκτρική. Οι Α/Γ δύναται να τοποθετηθούν στη χέρσο (χερσαία αιολικά πάρκα) αλλά και σε υδάτινες μάζες -θάλασσα, λίμνες, κ.α.- (υπεράκτια αιολικά πάρκα). Παρόλο που η αιολική ενέργεια χρησιμοποιείται εδώ και χιλιετίες από τον άνθρωπο (ανεμόμυλοι, ιστία πανιών, κοκ.), τις τελευταίες δεκαετίες παρατηρήθηκε αξιοσημείωτη πρόοδος για την ηλεκτροπαραγωγή μέσω αιολικής ενέργειας, τούτο χάρη σε τεχνολογίες μεγάλων κατασκευών σε ύψος ιστού μίας ανεμογεννήτριας και στην δυνατότητα κατασκευής μεγάλου ρότορα για να προσαρμοστούν τα πτερύγια μίας Α/Γ. Παρόλο που το αιολικό δυναμικό διαφοροποιείται έντονα από περιοχή σε περιοχή, το παγκόσμιο διαθέσιμο δυναμικό είναι πολύ περισσότερο της παγκόσμιας ζήτησης σε ηλεκτρική ενέργεια και σίγουρα σε κάθε περιοχή του κόσμου υπάρχει διαθέσιμο δυναμικό αν όχι να καλύψει τουλάχιστον να συμπληρώσει επαρκώς τις ανάγκες του εκάστοτε ζητούμενου ενεργειακού μείγματος. Χαρακτηριστικό της αιολικής ενέργειας είναι επίσης, ότι παρόλο που εμφανίζει παγκοσμίως επαρκές γεωγραφικό δυναμικό, το πλέον διαθέσιμο βρίσκεται σε ασύλληπτα μεγάλες ποσότητες και σε

απομακρυσμένες περιοχές όπως σε κορυφογραμμές βουνών και στην ανοιχτή θάλασσα και τους ωκεανούς.

Οι ανεμογεννήτριες χρησιμοποιούνται για την πλήρη κάλυψη ή και τη συμπλήρωση των ενεργειακών αναγκών, καθώς το παραγόμενο ηλεκτρικό ρεύμα είτε καταναλώνεται επιτόπου, είτε εγχέεται και διοχετεύεται στο ηλεκτρικό δίκτυο για να καταναλωθεί αλλού. Η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από τις Α/Γ, όταν η παραγωγή υπερκαλύπτει τη ζήτηση, μπορεί να αποθηκευτεί ώστε να χρησιμοποιηθεί αργότερα, όταν δεν ικανοποιείται η ζήτηση από την παραγωγή. Η αποθήκευση σήμερα γίνεται με δύο οικονομικά βιώσιμους τρόπους, ανάλογα με το μέγεθος της παραγόμενης ενέργειας. Οι ηλεκτρικοί συσσωρευτές (μπαταρίες) είναι η πλέον γνωστή και διαδεδομένη μέθοδος αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία χρησιμοποιείται για μικρής κλίμακας παραγωγικές μη διασυνδεδεμένες στο κεντρικό δίκτυο μονάδες. Η άντληση ύδατος με χρήση ηλεκτρικής ενέργειας παραγόμενης από ανεμογεννήτριες και η ταμίευσή του σε τεχνητές λίμνες κατασκευασμένες σε υψόμετρο το οποίο είναι ικανό να τροφοδοτήσει υδροηλεκτρικό σταθμό, είναι η μέθοδος αποθήκευσης που χρησιμοποιείται όταν η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια είναι μεγάλη.

Η χώρα μας διαθέτει εξαιρετικά πλούσιο αιολικό δυναμικό, σε αρκετές περιοχές της Κρήτης, της Πελοποννήσου, της Ευβοίας και φυσικά στα νησιά του Αιγαίου. Σε αυτές τις περιοχές θα συναντήσουμε και τα περισσότερα αιολικά πάρκα, τα οποία αποτελούνται από συστοιχίες ανεμογεννητριών σε βέλτιστη διάταξη για την καλύτερη δυνατή εκμετάλλευση του αιολικού δυναμικού, βάση του [Υπουργείου Περιβάλλοντος και Ενέργειας](#).



Η **γεωθερμία** χρησιμοποιεί την προσβάσιμη θερμική ενέργεια από το εσωτερικό της Γης. Θερμότητα εξάγεται από γεωθερμικά κοιτάσματα με πηγάδια ή άλλες μεθόδους. Τα κοιτάσματα που είναι φυσικά θερμικά επαρκή διαπερατά καλούνται υδροθερμικά κοιτάσματα, ενώ τα κοιτάσματα που είναι θερμικά επαρκή αλλά βελτιώνονται με υδραυλική διέγερση καλούνται ενισχυμένα γεωθερμικά συστήματα. Από τη στιγμή που εκλυθούν στην επιφάνεια, ρευστά διαφόρων θερμοκρασιών μπορούν να χρησιμοποιηθούν για την παραγωγή ηλεκτρισμού. Η τεχνολογία ηλεκτροπαραγωγής με χρήση γεωθερμίας είναι αρκετά ώριμη και αξιόπιστη καθώς χρησιμοποιείται παραπάνω από εκατό χρόνια ήδη.



Η **υδροηλεκτρική** τεχνολογία εκμεταλλεύεται την ενέργεια κινούμενης μάζας νερού από υψηλότερη σε χαμηλότερη τοποθεσία. Μπορεί να παραχθεί σε ποτάμια με φυσική ροή ή ακόμα και σε τεχνητές κατασκευές όπως ταμιευτήρες φραγμάτων κοκ. Οι υδροηλεκτρικοί ταμιευτήρες συχνά επιτελούν πολλαπλές χρήσεις όπως παροχή πόσιμου νερού, παροχή αρδευτικού νερού, αντιπλημμυρική προστασία και διαχείριση υδάτινων αποθεμάτων, πέρα από τον αμιγρή ρόλο της ηλεκτροπαραγωγής. Μέχρι σήμερα, η υδροηλεκτρική τεχνολογία αποτελεί την περισσότερο χρησιμοποιούμενη ανανεώσιμη πηγή ενέργειας για ηλεκτροπαραγωγή παγκοσμίως. Χαρακτηριστικό της υδροηλεκτρικής τεχνολογίας αποτελεί η εξάρτηση της από τις βροχοπτώσεις, οι οποίες με την σειρά τους καθορίζουν την επάρκεια νερού για την λειτουργία υδροηλεκτρικών μονάδων, συνεπώς σαν τεχνολογία καθίσταται εν δυνάμει ευάλωτη στην κλιματική κρίση και στις περιβαλλοντικές αλλαγές. Επίσης, οι απαιτούμενες υποδομές για την εγκατάσταση μίας υδροηλεκτρικής μονάδας ηλεκτροπαραγωγής μπορεί να επηρεάσουν αρνητικά το παρακείμενο περιβάλλον και οικοσύστημα και για αυτό τον λόγο πλέον εγκαθίστανται υδροηλεκτρικές μονάδες μικρότερης κλίμακας. Αυτές οι μικρότερης κλίμακας μονάδες θεωρούνται πιο φιλικές περιβαλλοντικά και επίσης θεωρούνται καταλληλότερες για διασπορά σε απομακρυσμένες περιοχές για την κάλυψη των τοπικών ενεργειακών αναγκών.



Η **ενέργεια των ωκεανών** περιλαμβάνει την αξιοποίηση της κινητικής ενέργειας του θαλασσινού νερού (τόσο μέσω της επιφανειακής κυματικής ενέργειας, όσο και μέσω της αξιοποίησης των υποθαλάσσιων ρευμάτων), και της θερμικής ενέργειας του για παραγωγή ηλεκτρισμού ή θερμότητας. Τα συστήματα εκμετάλλευσης της ενέργειας των ωκεανών είναι ακόμα σε στάδιο ανάπτυξης αλλά έχουν ήδη υπάρξει αρκετές πολλά υποσχόμενες εφαρμογές. Το βέβαιο είναι ότι με περαιτέρω έρευνα και ανάπτυξη τεχνολογίας και υλικών το τεράστιο διαθέσιμο ενεργειακό δυναμικό των θαλάσσιων μαζών, που σε μεγάλο βαθμό ξεπερνάει τις παγκόσμιες ανάγκες ενέργειας, θα μπορεί να συνεισφέρει στην ανάπτυξη ενός παγκόσμιου αειφόρου ενεργειακού μείγματος.



Η **τεχνολογία βιοκαυσίμων** περιλαμβάνει την παραγωγή ενέργειας από πλήθος οργανικών υλών που καλούνται 'βιομάζα', όπως το ξύλο, το ξυλοκάρβουνο, τα κατάλοιπα από γεωργικές καλλιέργειες, από ιχθυοκαλλιέργειες, τα αστικά απόβλητα από τροφές, τα κατάλοιπα από δασικές εκτάσεις και υλοτομικές δραστηριότητες, κ.α. Η παραγωγή ενέργειας μέσω βιομάζας παράγει εκπομπή αερίων του θερμοκηπίου, σε χαμηλότερο όμως βαθμό από την καύση ορυκτών καυσίμων. Η περισσότερη βιομάζα καταναλώνεται σε μη αστικές περιοχές για μαγείρεμα, φωτισμό και θέρμανση χώρων, και είναι πιο διαδεδομένη σε φτωχότερους πληθυσμούς ιδιαιτέρως σε μη ανεπτυγμένες χώρες. Τα σύγχρονα συστήματα παραγωγής ενέργειας μέσω βιομάζας, περιλαμβάνουν φυτείες δέντρων ή/και σιτηρών, οι οποίες προορίζονται για την συγκεκριμένη χρήση, καθιστώντας έτσι την ανάγκη ελέγχου επιτακτική καθώς η υπερβολική άσκηση τέτοιων πρακτικών μπορεί να επιφέρει επιζήμιες επιπτώσεις στο φυσικό περιβάλλον, ιδιαίτερα αν αυτό γίνεται σε μεγάλη κλίμακα με κινδύνους αποψίλωσης δασών και αλλαγές χρήσεων γης.

#### **1.4 Νομικό Καθεστώς για παραγωγή ενέργειας μέσω ΑΠΕ**

Στο πλαίσιο της στοχευμένης και εξορθολογισμένης εισαγωγής ΑΠΕ για ηλεκτροπαραγωγή και την διεύθυνση τους στα ηλεκτρικά συστήματα, υπάρχει πλήθος Ευρωπαϊκών και Εθνικών νομοθετημάτων, οδηγιών και ρυθμίσεων. Συγκρινόμενο με άλλες ευρωπαϊκές χώρες, το εθνικό νομικό πλαίσιο που υπαγορεύει την εγκατάσταση ΑΠΕ στην χώρα μας, είναι μάλλον πιο σύνθετο, παρόλα αυτά τα τελευταία χρόνια γίνεται μία προσπάθεια απλοποίησης των διαδικασιών της αδειοδότησης, αφ' ενός για την εξοικονόμηση χρόνου και την ταχύτερη επίτευξη αποτελεσμάτων και αφ' ετέρου για την προσέλκυση σχετικών επενδύσεων. Όπως περιγράφεται στον [ιστότοπο του Υπουργείου Περιβάλλοντος & Ενέργειας](#), με τον νόμο 4685/2020 εισάγεται ένα νέο πλαίσιο για τον εκσυγχρονισμό και την επιτάχυνση της Α' φάσης αδειοδότησης έργων ΑΠΕ, το οποίο αντικαθιστά την Άδεια Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας από ΑΠΕ του νόμου 3468/2006, με την Βεβαίωση Παραγωγού. Η Βεβαίωση Παραγωγού χορηγείται αυτοματοποιημένα μέσω του Ηλεκτρονικού Μητρώου Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας από ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ (ΗΜΠΗΕ ΑΠΕ-ΣΗΘΥΑ). Για κατηγορίες έργων, που λόγω πολυπλοκότητας ή/και ειδικών συνθηκών εισαγωγής στο σύστημα, απαιτείται πρόβλεψη ορισμένων ειδικότερων κριτηρίων και διαδικασιών, θα χαρακτηρίζονται 'Ειδικά Έργα' και θα τους χορηγείται Βεβαίωση Ειδικών Έργων. Η απλοποίηση της αδειοδότησης συνδυάζεται με τον καθορισμό εύλογων χρονικών περιορισμών (οροσήμων) για τα έργα, ώστε να απορροφούνται καλύτερα και οι διαθέσιμοι πόροι. Επίσης, η ευρωπαϊκή οδηγία 2018/2001 προβλέπει την ολοκλήρωση αδειοδότησης ΑΠΕ εντός δύο ετών ή εντός τριών ετών αν συντρέχουν

Δημήτριος Ν. Ανδρουλάκης



εξαιρετικές περιπτώσεις. Επίσης στο ΥΠΕΝ προετοιμάζεται νομοσχέδιο για την απλοποίηση και της Β' φάσης αδειοδότησης, σχετικά με τις άδειες εγκατάστασης και λειτουργίας των ΑΠΕ, όπου τα έργα θα κατατάσσονται σε δύο κατηγορίες: με χορήγηση άδειας παραγωγής και με εξαίρεση από υποχρέωση χορήγησης άδειας παραγωγής. Σε κάθε περίπτωση θα χρειάζεται άδεια λειτουργίας.

Σημαντικά νομοθετήματα των τελευταίων ετών στην Ελλάδα, είναι αυτά που καθορίζουν έννοιες όπως ενεργειακός συμψηφισμός, εικονικός ενεργειακός συμψηφισμός και ενεργειακή κοινότητα.

Με τον νόμο 4414/2016 προβλέπεται ο ενεργειακός συμψηφισμός της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, από σταθμό Α.Π.Ε. ή Σ.Η.Θ.Υ.Α. αυτοπαραγωγού με την καταναλισκόμενη ηλεκτρική ενέργεια σε εγκατάσταση του αυτοπαραγωγού, η οποία ευρίσκεται στον ίδιο ή όμορο χώρο με το σταθμό Α.Π.Ε. ή Σ.Η.Θ.Υ.Α.. Ο σταθμός Α.Π.Ε. ή Σ.Η.Θ.Υ.Α. συνδέεται στο Δίκτυο μέσω της παροχής της εγκατάστασης κατανάλωσης.

Ενώ με τον νόμο 4513/2018 προβλέπεται ο εικονικός ενεργειακός συμψηφισμός της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από σταθμούς Α.Π.Ε. ή Σ.Η.Θ.Υ.Α. αυτοπαραγωγού, με τη συνολική καταναλισκόμενη ηλεκτρική ενέργεια σε εγκαταστάσεις του αυτοπαραγωγού, από τις οποίες τουλάχιστον η μία είτε δεν βρίσκεται στον ίδιο ή όμορο χώρο με το σταθμό Α.Π.Ε. ή Σ.Η.Θ.Υ.Α. είτε, αν βρίσκεται, τροφοδοτείται από διαφορετική παροχή. Ειδικά για Ενεργειακή Κοινότητα (Ε.Κοιν.), ο συμψηφισμός της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από σταθμό Α.Π.Ε. ή Σ.Η.Θ.Υ.Α. ή Υβριδικό Σταθμό της Ε.Κοιν. γίνεται με τη συνολική καταναλισκόμενη ηλεκτρική ενέργεια σε εγκαταστάσεις μελών της Ε.Κοιν. και ευάλωτων καταναλωτών ή πολιτών που ζουν κάτω από το όριο της φτώχειας, εντός της Περιφέρειας στην οποία βρίσκεται η έδρα της Ε.Κοιν.

Έχει εκδοθεί η Υπουργική Απόφαση ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/15084/382/19.02.2019 (ΦΕΚ Β' 759) για την εγκατάσταση σταθμών παραγωγής από αυτοπαραγωγούς με εφαρμογή ενεργειακού συμψηφισμού ή εικονικού ενεργειακού συμψηφισμού (για νομικά πρόσωπα δημοσίου ή δικαίου, που επιδιώκουν κοινωφελείς ή άλλους δημοσίου ενδιαφέροντος σκοπούς γενικής ή τοπικής εμβέλειας, καθώς και τους εγγεγραμμένους στο Μητρώο Αγροτών και Αγροτικών Εκμεταλλεύσεων του ν. 3874/2010) σύμφωνα με το άρθρο 14Α του ν. 3468/2006, και από Ενεργειακές Κοινότητες με εφαρμογή εικονικού ενεργειακού συμψηφισμού σύμφωνα με το άρθρο 11 του ν.4513/2018. Περιλαμβάνονται όλες οι τεχνολογίες ΑΠΕ, η δυνατότητα αποθήκευσης μέχρι 30KVA και η δυνατότητα συμψηφισμού σε διαφορετικά επίπεδα τάσης.

Με τον νόμο 4513/2018 «Ενεργειακές Κοινότητες και άλλες διατάξεις», εισάγεται το θεσμικό πλαίσιο ίδρυσης και λειτουργίας των Ενεργειακών Κοινοτήτων (Ε.Κοιν.) στην Ελλάδα με σκοπό την προώθηση της

κοινωνικής και αλληλέγγυας οικονομίας και καινοτομίας στον ενεργειακό τομέα, την αντιμετώπιση της ενεργειακής φτώχειας, την προαγωγή της ενεργειακής αειφορίας και της καινοτομίας, την παραγωγή, αποθήκευση, ιδιοκατανάλωση, διανομή και προμήθεια ενέργειας καθώς και τη βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας στην τελική χρήση σε τοπικό και περιφερειακό επίπεδο.

Με το παρόν πλαίσιο προβλέπονται οικονομικά κίνητρα και μέτρα στήριξης των Ενεργειακών Κοινοτήτων. Τα μέτρα στήριξης αφορούν κυρίως στην ανάπτυξη σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, καθώς η αξιοποίηση του εγχώριου δυναμικού ΑΠΕ αποτελεί κεντρικό εθνικό ενεργειακό στόχο αφού συμβάλλει στη διαφοροποίηση του εθνικού ενεργειακού μείγματος, στην ασφάλεια του ενεργειακού εφοδιασμού και στην αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής ενώ ταυτόχρονα ενισχύει και την ανάπτυξη της εθνικής οικονομίας. Υιοθετείται ένα ευνοϊκό πλαίσιο ανάπτυξης σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ από τις τοπικές κοινωνίες, καθιστώντας έτσι τις ίδιες ενεργό μέρος στην προώθηση των ΑΠΕ στην Ελλάδα στο πλαίσιο επίτευξης του στόχου για συμμετοχή των ΑΠΕ στο ενεργειακό ισοζύγιο.

Αναλυτικότερα, το ευρωπαϊκό και εθνικό νομοθετικό πλαίσιο που διέπει τις ΑΠΕ στην χώρα μας, μπορεί να αναζητηθεί μέσω του ιστότοπου του ΥΠΕΚΑ στους κάτωθι συνδέσμους:

<https://ypen.gov.gr/energeia/ape/nomothesia/evropaiko-plaisio/>

<https://ypen.gov.gr/energeia/ape/nomothesia/ethniko-plaisio/>

### **1.5 Χωροθέτηση ΑΠΕ στην περιοχή μελέτης**

Όπως αναφέρει και το [ΠεΣΠΚΑ](#) Κρήτης, το Πολυτεχνείο Κρήτης εκπόνησε δύο μελέτες για την χωροθέτηση μονάδων ΑΠΕ, μία για αιολικά πάρκα το 2011 και μία για μεγάλες φωτοβολταϊκές μονάδες το 2014.

Η 'Ειδική Μελέτη Χωροθέτησης για τη Βιώσιμη Εγκατάσταση Αιολικών Πάρκων στην Περιφέρεια Κρήτης', έδειξε ότι η Κρήτη διαθέτει πολύ υψηλό ανεκμετάλλευτο δυναμικό ΑΠΕ, του οποίου η αξιοποίηση πρέπει να αποτελέσει προτεραιότητα, λόγω πολλών πλεονεκτημάτων, όπως περιβαλλοντικά, οικονομικά και αναπτυξιακά. Ακόμα και με την εγκατάσταση σχετικά μικρών για τα σημερινά δεδομένα Α/Γ μέσης ισχύος 2MW, η ΠΕ Χανίων μπορεί να φιλοξενήσει 1250MW εγκατεστημένης ισχύος, η ΠΕ Ρεθύμνου μπορεί να φιλοξενήσει 785MW εγκατεστημένης ισχύος, η ΠΕ Ηρακλείου μπορεί να φιλοξενήσει 1390MW εγκατεστημένης ισχύος και η ΠΕ Λασιθίου 895MW.

Η Έρευνα Χωροθέτησης για τη Βιώσιμη Εγκατάσταση Μεγάλων Μονάδων Φ/Β και Ηλιοθερμικών Ισχύος στην Περιφέρεια Κρήτης, έδειξε ότι υπάρχουν διαθέσιμες αρκετές βιώσιμες περιοχές για να



φιλοξενήσουν Φ/Β συστήματα εγκατεστημένης ισχύος 12633MW. Αυτό σημαίνει ότι η Κρήτη έχει την δυνατότητα χωροθέτησης πάνω από 210000 Φ/Β πάρκα των 60kW έκαστο.

Εξάγεται το συμπέρασμα ότι παρόλο που για την χωροθέτηση των Α/Γ και Φ/Β οι μελέτες έλαβαν υπόψη τους αρκετά κριτήρια, οι διαθέσιμες εκτάσεις αρκούν για την εγκατάσταση τέτοιων ενεργειακών υποδομών, δίχως να θίγεται άμεσα το φυσικό και πολιτιστικό περιβάλλον του νησιού. Σε κάθε περίπτωση όμως, επειδή η εκτίμηση επιπτώσεων μπορεί να έχει πολλές παραμέτρους για τομείς όπως η γεωργία, η κτηνοτροφία και ο τουρισμός, ενδεχόμενη εγκατάσταση τέτοιων υποδομών πρέπει να λάβει εξονυχιστικά υπόψιν τοπικές παραμέτρους, ώστε να μπορούμε να ωφεληθούμε με όρους ολιστικής αειφόρου ανάπτυξης.

Για την χωροθέτηση των ΑΠΕ στην Κρήτη αναφέρεται και ο [‘Στρατηγικός Σχεδιασμός – Επιχειρησιακό Πρόγραμμα Περιφέρειας Κρήτης 2020-2023’](#), όπου με βάση το Ειδικό Πλαίσιο Χωροταξικού Σχεδιασμού και Αειφόρου Ανάπτυξης (ΕΠΧΣΑΑ) για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας ΑΠΕ (ΦΕΚ 2464/Β/3-12-2008) επικαλείται σε σχέση με τις αιολικές εγκαταστάσεις ότι: *‘αναφέρεται επιπρόσθετα ότι επιτρέπεται η χωροθέτηση τους εντός των Ζωνών Ειδικής Προστασίας της ορνιθοπανίδας, μετά από σύνταξη Ειδικής Ορνιθολογικής Μελέτης και έγκριση περιβαλλοντικών όρων, καθώς και εντός δασών, δασικών και αναδασωτέων εκτάσεων, σύμφωνα με τα άρθρα 45 και 58 του Ν. 998/1979 και του άρθρου 13 του Ν. 1734/87, όπως ισχύουν πλην των προστατευόμενων περιοχών. Ορίζονται επίσης ειδικά κριτήρια χωροθέτησης αιολικών μονάδων, που αναφέρονται σε ποσοστό κάλυψης εδαφών σε σχέση με την έκταση των Δημοτικών Ενοτήτων, σύμφωνα με τα οποία το μέγιστο ποσοστό κάλυψης εδαφών δεν μπορεί να υπερβαίνει το 4% ανά Δημοτική Ενότητα, δηλαδή 0,53 τυπικές ανεμογεννήτριες/1000 στρέμματα. Ένα δεύτερο ειδικό κριτήριο αφορά το τοπίο, όπου πρέπει να λαμβάνεται υπόψη η οπτική παρεμβολή από τα σημεία «ιδιαίτερου ενδιαφέροντος», τα οποία βρίσκονται εντός κύκλου, που ορίζεται με κέντρο τη μονάδα και ακτίνες, που διαφοροποιούνται ανάλογα με τη σημασία και την ποιότητα του σημείου «ιδιαίτερου ενδιαφέροντος», σύμφωνα με τις σχετικές διατάξεις. Σε σχέση με τα μικρά υδροηλεκτρικά έργα, οι περιοχές αξιοποίησης υδατικού δυναμικού, εντοπίζονται κυρίως σε ημιορεινές και ορεινές περιοχές, που όμως με βάση τις εκτιμήσεις για το υδροηλεκτρικό δυναμικό της χώρας ανά υδατικό διαμέρισμα, η Περιφέρεια Κρήτης δεν παρουσιάζει μεγάλη πυκνότητα εκμεταλλεύσιμου δυναμικού.’*

Ενώ σε σχέση με την ηλιακή ενέργεια αναφέρεται ότι: *‘ως περιοχές προτεραιότητας μπορεί ενδεικτικά να θεωρηθούν οι περιοχές που είναι άγονες ή δεν είναι υψηλής παραγωγικότητας και κατά προτίμηση αθέατες από πολυσύχναστους χώρους, με δυνατότητες διασύνδεσης με το Δίκτυο ή το Σύστημα, εφόσον οι εδαφικές εκτάσεις που καλύπτουν οι ήδη αδειοδοτημένοι Φ/Β σταθμοί ανά ΠΕ δεν υπερβαίνουν το 1%*

*του συνόλου των καλλιεργούμενων εκτάσεων της. Εξαιρούνται οι περιοχές που έχουν καθοριστεί ως γεωργικές γαίες υψηλής παραγωγικότητας από εγκεκριμένα Γενικά Πολεοδομικά Σχέδια/Σχέδια Χωρικής και Οικιστικής Οργάνωσης Ανοικτής Πόλης (ΓΠΣ/ΣΧΟΟΑΠ) και Ζώνη Οικιστικού Ελέγχου (ΖΟΕ). Σε σχέση με την βιομάζα ή βιοαέριο, προνομιακές περιοχές, θεωρούνται ενδεικτικά οι χώροι που βρίσκονται πλησίον γεωργικών εκμεταλλεύσεων παραγωγής πρώτης ύλης, ΧΥΤΑ, εγκαταστάσεων επεξεργασίας λυμάτων, μεγάλων κτηνοτροφικών ή πτηνοτροφικών μονάδων, μονάδων παραγωγής χαρτοπολτού, μονάδων παραγωγής χυμών και τοματοπολτού, πάσης φύσεως γεωργικών ή κτηνοτροφικών βιομηχανιών, ζωοτροφών, κλπ.'*

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2. ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΝΗΣΟΥ ΚΡΗΤΗΣ

### 2.1 Γεωγραφικά Χαρακτηριστικά

Η νήσος Κρήτη είναι το μεγαλύτερο σε έκταση και πληθυσμό από τα ελληνικά νησιά και είναι το 5ο μεγαλύτερο στη Μεσόγειο μετά την Σικελία, την Σαρδηνία, την Κύπρο και την Κορσική ([Περιφέρεια Κρήτης](#)). Βρίσκεται σε απόσταση 150 περίπου χιλιομέτρων νότια της ελληνικής ηπειρωτικής χώρας και βρέχεται βόρεια από το Βόριο Κρητικό Πέλαγος και νότια από το Νότιο Κρητικό Πέλαγος. Εκτείνεται κυρίως στον άξονα Δύσης-Ανατολής με μήκος 260 χιλιομέτρων και στον άξονα Βορά-Νότου έχει πλάτος από 60 έως 12 χιλιόμετρα.

Η χερσαία έκταση της Κρήτης είναι 8327,10 km<sup>2</sup> και η ακτογραμμή της είναι περίπου 1700 χιλιόμετρα.

Το γεωμορφολογικό ανάγλυφο του νησιού είναι έντονο, καθώς περιλαμβάνει τέσσερις μεγάλους ορεινούς όγκους και δίνει τον χαρακτηρισμό της ορεινής στα 3/4 της συνολικής επιφάνειας της Κρήτης.

Το υψηλότερο ορεινό συγκρότημα της Κρήτης, ο Ψηλορείτης ή Ίδη, βρίσκεται στο κέντρο του νησιού και έχει υψηλότερη κορυφή με ύψος 2456 μέτρα. Βορινά του Ψηλορείτη, σχηματίζεται η κοιλάδα του Μυλοποτάμου, ανατολικά του σχηματίζεται η κοιλάδα του Ηρακλείου, και νοτιοανατολικά του Ψηλορείτη σχηματίζεται η κοιλάδα της Μεσαράς, η οποία περιβάλλεται νοτίως από τα Αστερούσια Όρη που έχουν μέγιστο υψόμετρο 1231 μέτρα.

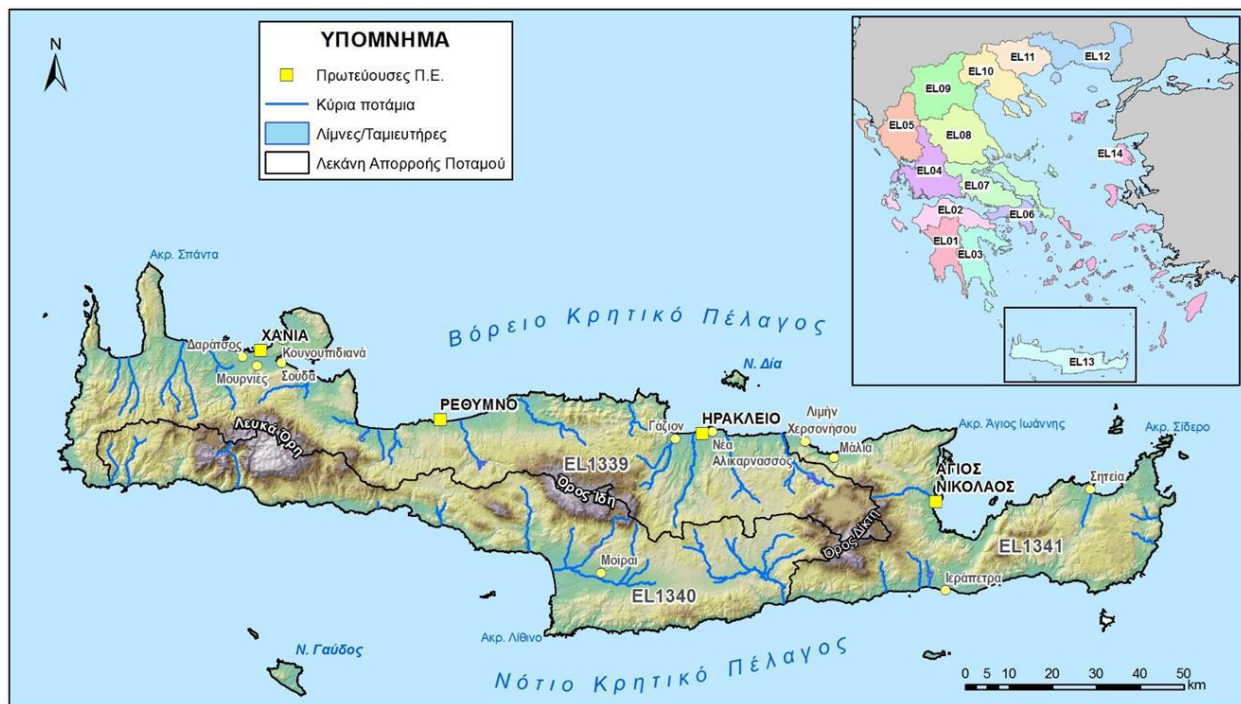
Στο δυτικό μέρος του νησιού είναι τα Λευκά Όρη τα οποία έχουν μέγιστο υψόμετρο 2452 μέτρα και περιλαμβάνουν 58 κορυφές με ύψος άνω των 2000 μέτρων. Στα Λευκά Όρη σχηματίζεται πλήθος φαραγγιών, σπηλαίων, βαράθρων και ρηγμάτων και τα οροπέδια του Ομαλού και του Ασκύφου.

Στην ανατολική πλευρά της Κρήτης βρίσκεται η οροσειρά Δίκητη με μέγιστο υψόμετρο 2148 μέτρα, όπου σχηματίζονται αξιοσημείωτα οροπέδια όπως του Λασιθίου, του Σελάκανου και του Καθαρού.

Άλλοι σημαντικοί ορεινοί όγκοι της Κρήτης είναι το όρος Θρυπτής στο ανατολικό μέρος του νησιού με μέγιστο υψόμετρο 1476 μέτρα και τα Ταλαία Όρη και το όρος Κέντρος στο κεντρικό τμήμα του νησιού, με μέγιστο υψόμετρο 1088 και 1777 μέτρα αντίστοιχα.

Ανάμεσα στους ορεινούς όγκους του νησιού αναπτύσσονται κοιλάδες, όπως αυτές της Μεσαράς, του Μυλοποτάμου, του Ηρακλείου, της Ιεράπετρας, της Σητείας, του Ρεθύμνου, της Κισσάμου, κ.α. Οι ορεινοί όγκοι του νησιού καταλήγουν συχνά στην θάλασσα, σχηματίζοντας βραχώδεις και απόκρημνες παραλίες, ιδιαίτερα στο νότιο τμήμα του νησιού.

Οι κοιλάδες και πεδιάδες της Κρήτης τροφοδοτούνται με νερό από μικρούς ποταμούς και κυρίως από εποχικούς χειμάρρους και φαράγγια που απορρέουν τα βρόχινα νερά. Αξιοσημείωτο είναι το γεγονός ότι στην Κρήτη δεν υπάρχουν λίμνες πέρα από την μικρή λίμνη του Κουρνά στο δυτικό μέρος του νησιού.



**Εικόνα 2.1.** Χάρτης της νήσου Κρήτης με κύρια γεωλογικά χαρακτηριστικά και τη θέση της στην Ελλάδα, (πηγή: [ΠεΣΠΚΑ Κρήτης](#))

## 2.2 Κλιματολογικά Χαρακτηριστικά

Ο τύπος κλίματος της νήσου Κρήτης αποτελεί έναν ενδιάμεσο μεταβατικό τύπο μεταξύ του ερημοειδούς Μεσογειακού και του χερσαίου Μεσογειακού τύπου ([ΠεΣΠΚΑ-Κρήτης](#)). Στον ερημοειδές Μεσογειακό τύπο ανήκει το νοτιοανατολικό κυρίως τμήμα της Κρήτης. Το κλίμα της Κρήτης διακρίνεται από ήπια ψυχρή εποχή, στην οποία συντελεί η συχνή προσβολή θερμών και υγρών αερίων μαζών νοτιοδυτικής προέλευσης, χαρακτηρίζοντας το ως γλυκό. Επιπλέον, η Κρήτη χαρακτηρίζεται από προνομιούχο κλίμα από άποψη μεταβολών λόγω της θέσης της στο κέντρο της ανατολικής Μεσογείου. Παρατηρείται εκτεταμένη καλοκαιρινή περίοδος τετράμηνης τουλάχιστον διάρκειας κατά τους μήνες Ιούνιο, Ιούλιο, Αύγουστο και Σεπτέμβριο με μέση θερμοκρασία του Αυγούστου τους 27 °C περίπου, όπου και καταγράφεται ως ο θερμότερος μήνας κατά τη διάρκεια του έτους. Ο χειμώνας, αντιθέτως, ξεκινάει περίπου στα μέσα Δεκεμβρίου και χαρακτηρίζεται από ήπιες συνθήκες. Οι μέσες θερμοκρασίες είναι σχετικά αυξημένες στο ανατολικό τμήμα του νησιού έναντι του δυτικού, και επίσης είναι σχετικά

μεγαλύτερες στο νότιο τμήμα έναντι του βόριου. Παρόλο που στο παράκτιο τμήμα του νησιού δεν παρατηρούνται σημαντικές διαφοροποιήσεις για την θερμοκρασία σε όλη την γεωγραφική του έκταση, δεν ισχύει το ίδιο για τις ορεινές περιοχές του νησιού. Στα ορεινά της Κρήτης παρατηρούνται σαφώς μικρότερες μέσες τιμές θερμοκρασίας, οι οποίες παρουσιάζουν έντονες αποκλίσεις, ιδιαίτερα κατά τους χειμερινούς μήνες. Τους χειμερινούς μήνες οι ορεινοί όγκοι του νησιού δέχονται επίσης χιονοπτώσεις, οι οποίες εντείνουν την θερμοκρασιακή διαφοροποίηση ιδιαιτέρως συγκρινόμενοι με τις παράκτιες περιοχές του νησιού, όπου η χιονόπτωση -και πόσο μάλλον η διατήρηση του χιονιού- είναι σπανιότατη.

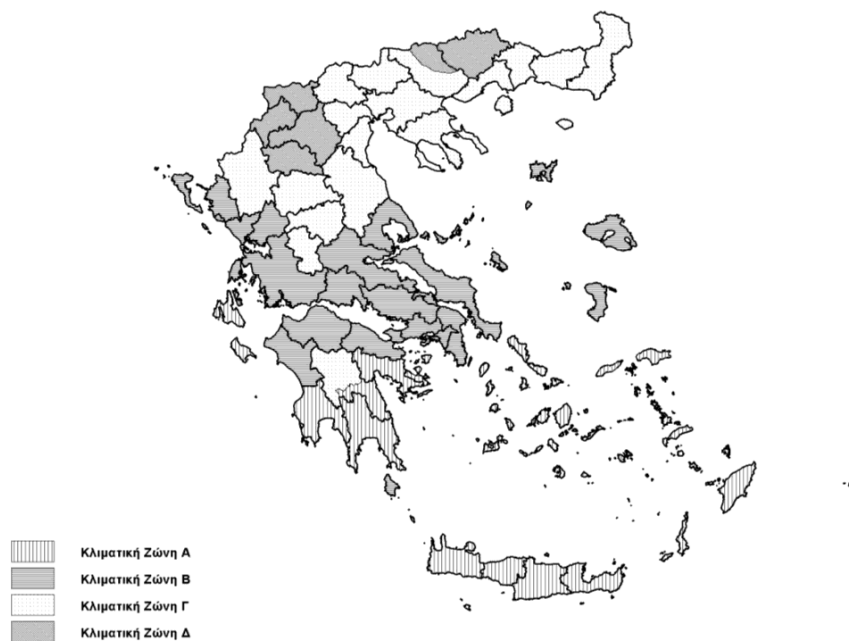
Αναφορικά με την ηλιοφάνεια, η Κρήτη έχει ιδιαίτερα υψηλές τιμές, ειδικά συγκρινόμενη με άλλες ευρωπαϊκές και ελληνικές περιοχές όπου κατατάσσεται στις πρώτες θέσεις. Βάσει χρονοσειρών που είναι διαθέσιμες για την τελευταία οκταετία, ο μέσος αριθμός ωρών ηλιοφάνειας ετησίως για την βόρεια Κρήτη είναι περίπου 2700 ώρες. Καταγράφονται ετησίως έως 2765 ώρες ηλιοφάνειας στη Σούδα, 2592 ώρες στο Ρέθυμνο, έως 2710 ώρες στο Ηράκλειο και έως 2699 ώρες στη Σητεία. Για τις περιοχές της νότιας Κρήτης καταγράφονται τουλάχιστον 10% περισσότερες μέσες ώρες ηλιοφάνειας ετησίως (3000 ώρες περίπου), συγκρινόμενες με αυτές των βορείων περιοχών. Ενδεικτικά στο Τυμπάκι που βρίσκεται στο κέντρο περίπου του νοτίου τμήματος της Κρήτης, καταγράφονται 2948 ώρες ηλιοφάνειας ετησίως. Στην Ιεράπετρα, που βρίσκεται στο ανατολικό μέρος του νότιου τμήματος η μέση ετήσια ηλιοφάνεια ανέρχεται σε 3068 ώρες, αριθμός ωρών που αποτελεί τον μέγιστο καταγεγραμμένο στην Ελλάδα.

Σχετικά με τις νεφώσεις στην Κρήτη, οι αίθριες ημέρες είναι κατά μέσο όρο τρεις για τον μήνα Ιανουάριο και 28 για τον μήνα Ιούλιο στις πεδινές και παράκτιες περιοχές του νησιού. Στους θερινούς μήνες οι αίθριες ημέρες είναι κατά 30% λιγότερες για τις ορεινές περιοχές του νησιού. Φαινόμενα ομίχλης και πάχνης δεν απαντώνται συχνά στην Κρήτη, ενώ πιο συχνά παρατηρείται το φαινόμενο της δρόσου, δηλαδή η εμφάνιση υδροσταγόνων πάνω σε επιφάνειες του εδάφους.

Οι βροχοπτώσεις στην Κρήτη παρουσιάζουν ιδιαίτερη ανισοκατανομή τόσο κατά την γεωγραφική έκταση της νήσου όσο και φυσιογραφικά/μορφολογικά ανά την έκταση της νήσου. Στην γεωγραφική διάσταση οι βροχοπτώσεις είναι εντονότερες στο δυτικό τμήμα του νησιού και μειώνονται προοδευτικά κινούμενοι προς το ανατολικό τμήμα του νησιού. Σχετικά με την φυσιογραφική/μορφολογική ανισοκατανομή των βροχοπτώσεων παρατηρείται ύπαρξη βροχοβαθμίδας, δηλαδή διακύμανση (αύξηση) της βροχόπτωσης αναλογικά με την αύξηση του υψομέτρου. Η βροχοβαθμίδα είναι της τάξης των 61 χιλιοστών βροχής ανά 100 μέτρα αύξησης υψομέτρου (61mm/100m), και συγκαταλέγεται στις εντονότερες του ελλαδικού χώρου, πιθανόν να είναι και η μεγαλύτερη. Οι περισσότερες βροχοπτώσεις καταγράφονται κατά τους μήνες Δεκέμβριο και Ιανουάριο με μέσες τιμές 97,30mm και 106,87mm αντίστοιχα. Οι ελάχιστες μέσες

τιμές βροχοπτώσεων καταγράφονται τους μήνες Ιούλιο και Αύγουστο με τιμές 0,04mm και 2,95mm αντίστοιχα. Οι μήνες Ιούλιος και Αύγουστος παρουσιάζουν σχεδόν πλήρη ανομβρία σε όλη την γεωγραφική έκταση της Κρήτης, με μέσο αριθμό ημερών βροχής μόλις 0,3, ενώ ο μέγιστος μέσος αριθμός ημερών βροχής καταγράφεται τους μήνες Δεκέμβριο και Ιανουάριο και ανέρχεται περίπου σε 15 ημέρες. Οι μέσοι αριθμοί ημερών βροχής δεν παρουσιάζουν ιδιαίτερη διαφοροποίηση μεταξύ των ορεινών και των πεδινών/παράκτιων σταθμών καταγραφής. Μάλιστα κατά τους χειμερινούς μήνες οι πεδινοί σταθμοί εμφανίζουν ίσο ή κατά τι μεγαλύτερο αριθμό ημερών βροχής από τους αντίστοιχους ορεινούς σταθμούς καταγραφής. Ο μέσος ετήσιος αριθμός ημερών με βροχοπτώσεις στην Κρήτη υπολογίζεται σε 90 περίπου ημέρες, καλύπτοντας έτσι περίπου το 25% της διάρκειας ενός έτους.

Να αναφερθεί επιπλέον, ότι βάση του «Κανονισμού Ενεργειακής Απόδοσης Κτηρίων – KENAK», η ελληνική επικράτεια χαρακτηριζόμενη με βάση τις βαθμομέρες θέρμανσης διαίρεται σε τέσσερις κλιματικές ζώνες. Η νήσος Κρήτη υπάγεται στο γεωγραφικό της σύνολο στην Α' κλιματική ζώνη, που αποτελεί και την θερμότερη εκ των τεσσάρων.



**Εικόνα 2.2.** Κλιματικές Ζώνες βάση KENAK στην Ελλάδα, (πηγή: KENAK, ΦΕΚ 2367/2017)

Ενδεικτικά παρατίθενται μετεωρολογικά δεδομένα από τρεις σταθμούς των οποίων την λειτουργία και διάθεση των δεδομένων τους διαχειρίζεται το Εθνικό Αστεροσκοπείο Αθηνών ([ΕΑΑ](#)).

**Πίνακας 2.1.** Στοιχεία Μετεωρολογικού Σταθμού Χανίων

<b>Μετεωρολογικός Σταθμός Χανίων (Κωδ.: LG25), Υψόμ. 137m, lat: 35° 32' 00'', lon: 24° 04' 09'', 02/2006 - 04/2017</b>							
Μήνας	Θερμοκρασίες			Μέσο ύψος βροχόπτωσης (mm)	Μέση σχετική υγρασία %	Μέγιστη Ταχύτητα ανέμου (κόμβοι)	Επικρατούσα διεύθυνση ανέμου
	Μέση	Μέση Μέγιστη	Μέση Ελάχιστη				
Ιανουάριος	11,56	21,11	4,27	114,36	8,19	66,71	ΝΔ
Φεβρουάριος	12,02	22,45	4,63	97,94	8,91	68,79	ΝΔ
Μάρτιος	13,68	25,11	6,53	50,53	8,89	65,71	ΝΔ
Απρίλιος	16,58	28,98	9,43	25,20	8,44	61,41	ΝΔ
Μάιος	20,21	32,62	12,13	17,98	7,88	52,54	ΝΔ
Ιούνιος	24,52	37,20	16,24	1,80	7,51	52,82	ΝΔ
Ιούλιος	26,76	37,01	19,63	0,04	7,15	44,64	ΒΔ
Αύγουστος	26,89	36,22	20,32	3,35	6,75	42,72	ΒΔ
Σεπτέμβριος	23,97	35,09	17,00	12,62	7,18	47,84	ΝΔ
Οκτώβριος	19,95	31,27	12,57	87,01	6,80	55,59	ΝΔ
Νοέμβριος	16,33	26,55	9,36	59,13	6,15	55,15	ΝΔ
Δεκέμβριος	12,95	22,89	5,30	107,62	7,65	62,16	ΝΔ
<b>Μ.Ο. Έτους</b>	<b>18,79</b>	<b>29,71</b>	<b>11,45</b>	<b>577,58</b>	<b>7,63</b>	<b>56,34</b>	<b>ΝΔ</b>

**Πίνακας 2.2.** Στοιχεία Μετεωρολογικού Σταθμού Ηρακλείου

<b>Μετεωρολογικός Σταθμός Ηρακλείου (Κωδ.: LG30), Υψόμ. 115m, lat: 35° 18' 44'', lon: 25° 09' 22'', 05/2006 - 04/2017</b>							
Μήνας	Θερμοκρασίες			Μέσο ύψος βροχόπτωσης (mm)	Μέση σχετική υγρασία %	Μέγιστη Ταχύτητα ανέμου (κόμβοι)	Επικρατούσα διεύθυνση ανέμου
	Μέση	Μέση Μέγιστη	Μέση Ελάχιστη				
Ιανουάριος	12,34	21,07	4,44	92,75	10,02	76,05	N
Φεβρουάριος	12,72	22,11	5,03	65,57	10,00	70,52	NNΔ
Μάρτιος	14,24	24,40	6,45	39,55	9,32	73,16	N
Απρίλιος	17,05	29,55	9,35	18,52	8,63	70,08	N
Μάιος	20,39	32,28	12,31	12,31	7,14	63,63	N
Ιούνιος	24,35	35,92	15,84	1,38	7,63	53,56	BBΔ
Ιούλιος	26,42	35,14	19,44	0,02	9,65	47,71	ΒΔ
Αύγουστος	26,54	33,85	20,46	2,65	8,78	45,81	BBΔ
Σεπτέμβριος	23,85	33,96	17,03	15,82	7,76	54,28	BBΔ
Οκτώβριος	20,25	30,49	10,37	72,49	7,89	67,74	BBΔ
Νοέμβριος	16,98	26,14	10,01	51,02	8,43	66,71	BBΔ
Δεκέμβριος	13,72	23,04	5,97	95,64	8,95	68,92	N
<b>Μ.Ο. Έτους</b>	<b>19,07</b>	<b>29,00</b>	<b>11,39</b>	<b>467,72</b>	<b>8,68</b>	<b>63,18</b>	<b>BBΔ</b>

**Πίνακας 2.3.** Στοιχεία Μετεωρολογικού Σταθμού Αγίου Νικολάου

<b>Μετεωρολογικός Σταθμός Αγίου Νικολάου (Κωδ.: LGJ9), Υψόμ. 30m, lat: 35° 12' 00'', lon: 25° 42' 00'', 11/2009 - 04/2017</b>							
Μήνας	Θερμοκρασίες			Μέσο ύψος βροχόπτωσης (mm)	Μέση σχετική υγρασία %	Μέγιστη Ταχύτητα ανέμου (κόμβοι)	Επικρατούσα διεύθυνση ανέμου
	Μέση	Μέση Μέγιστη	Μέση Ελάχιστη				
Ιανουάριος	13,08	20,89	5,44	113,50	12,86	98,78	N
Φεβρουάριος	13,85	21,39	6,41	70,53	14,09	94,15	N
Μάρτιος	14,81	22,44	7,29	47,25	12,84	91,93	ΒΔ
Απρίλιος	17,45	27,24	10,88	21,88	11,98	89,51	Δ
Μάιος	20,99	30,17	14,57	9,34	9,89	84,16	ΒΔ
Ιούνιος	24,89	34,63	18,01	6,83	11,80	74,73	ΒΔ
Ιούλιος	27,53	34,61	21,91	0,06	16,13	71,73	ΒΔ
Αύγουστος	27,96	35,67	23,04	2,86	14,37	68,51	ΔΒΔ
Σεπτέμβριος	24,94	34,09	19,11	13,51	11,11	72,41	Δ
Οκτώβριος	21,24	30,47	14,24	45,49	9,14	76,76	Δ
Νοέμβριος	17,98	24,79	11,75	20,50	10,84	80,06	Δ
Δεκέμβριος	14,76	22,59	6,99	88,63	11,78	83,26	Δ
<b>Μ.Ο. Έτους</b>	<b>19,96</b>	<b>28,25</b>	<b>13,30</b>	<b>440,38</b>	<b>12,24</b>	<b>82,17</b>	<b>Δ</b>

Για τον σταθμό των Χανίων οι άνεμοι έχουν επικρατούσα διεύθυνση (ΝΔ) Νοτιοδυτική κατά τους περισσότερους μήνες του έτους, ενώ η μέση ετήσια ένταση ανέμων ανέρχεται στα 7,63km/h. Το εύρος της μέσης έντασης ανά μήνα βρίσκεται μεταξύ 6,15km/h και 8,91 km/h. Η ελάχιστη μέση ένταση ανέμου καταγράφεται τον μήνα Νοέμβριο, ενώ η μέγιστη ένταση ανέμου καταγράφεται τον μήνα Φεβρουάριο. Για τον σταθμό του Ηρακλείου οι άνεμοι έχουν επικρατούσα διεύθυνση (ΒΒΔ) Βόρεια-Βορειοδυτική κατά τους περισσότερους μήνες του έτους, ενώ η μέση ετήσια ένταση ανέμων ανέρχεται στα 8,68km/h. Το εύρος της μέσης έντασης ανά μήνα βρίσκεται μεταξύ 7,14km/h και 10,02 km/h. Όπως φαίνεται και στο παρακάτω σχήμα η ελάχιστη μέση ένταση ανέμου καταγράφεται τον μήνα Μάιο, ενώ η μέγιστη ένταση ανέμου καταγράφεται τον μήνα Ιανουάριο. Για τον σταθμό του Αγίου Νικολάου οι άνεμοι έχουν επικρατούσα διεύθυνση (Δ) Δυτική κατά τους περισσότερους μήνες του έτους, ενώ η μέση ετήσια ένταση ανέμων ανέρχεται στα 12,24km/h. Το εύρος της μέσης έντασης ανά μήνα βρίσκεται μεταξύ 9,14km/h και 16,13 km/h. Όπως φαίνεται και στο παρακάτω σχήμα η ελάχιστη μέση ένταση ανέμου καταγράφεται τον μήνα Οκτώβριο, ενώ η μέγιστη ένταση ανέμου καταγράφεται τον μήνα Ιούλιο.

### 2.3 Ακραία Καιρικά Φαινόμενα

Στη Κρήτη μπορεί να μην είναι τόσο συχνή, δεν είναι όμως και εντελώς απίθανη η ύπαρξη ακραίων καιρικών φαινομένων. Τα περισσότερα ακραία καιρικά φαινόμενα που μπορεί να επιφέρουν δυσμενείς συνθήκες στις ανθρώπινες δραστηριότητες αφορούν θυελλώδεις ανέμους, έντονες καταιγίδες,



χαλαζοπτώσεις, παρατεταμένους καύσωνες, παρατεταμένες περιόδους ανομβρίας (λειψυδρία) ([ΠεΣΠΚΑ-Κρήτης](#)).

Αναλυτικότερα, οι θυελλώδεις άνεμοι δύναται να καταστρέψουν πλήθος ανθρώπινων υποδομών, από ελλιμενιζόμενα σκάφη, υποδομές του πρωτογενή τομέα (λ.χ. θερμοκήπια), μέχρι και να αναστείλουν την λειτουργία των πλωτών και εναέριων μέσων μεταφοράς και διασύνδεσης της Κρήτης με την ηπειρωτική Ελλάδα λόγω απαγορευτικών απόπλου και πτήσεων αντίστοιχα, γεγονός που δυσχεραίνει τόσο την μετακίνηση επιβατών, όσο και προϊόντων-εμπορευμάτων από και προς το νησί. Κατά αυτό τον τρόπο δύναται να θιγεί και η τουριστική επισκεψιμότητα του νησιού, όσο και η οικονομική του δραστηριότητα η οποία εν πολλοίς στηρίζεται στην εξαγωγή φρέσκων αγροτικών προϊόντων.

Οι έντονες καταιγίδες σε κάποιες περιπτώσεις τα τελευταία χρόνια έχουν εξελιχθεί σε πλημμυρικά κατά τύπους φαινόμενα. Τα πλημμυρικά φαινόμενα σε συνδυασμό με τον κακό έως ανύπαρκτο πολεοδομικό σχεδιασμό, την αυθαίρετη δόμηση και την ανεπαρκή διαθεσιμότητα υποδομών πολιτικής προστασίας, έχουν οδηγήσει σε καταστροφές δημόσιων υποδομών αλλά και απώλειες ανθρώπινων ζώων (π.χ. γέφυρα Ταυρωνίτη στα Χανιά, σπάσιμο αγωγού ΔΕΥΑΗ στο Ηράκλειο, πλυμμήρες κατοικημένων περιοχών και δυστυχώς απώλειες ανθρώπων στην Αγία Πελαγία του Νομού Ηρακλείου).

Οι χαλαζοπτώσεις έχουν επίσης προξενήσει ζημιές σε ανθρωπογενείς υποδομές όπως θερμοκήπια, υπαίθριες καλλιέργειες, θραύση κρυστάλλων σε αυτοκίνητα και ζημιές σε γυάλινες κατασκευές.

Οι παρατεταμένοι καύσωνες που εμφανίζονται κατά τους θερινούς μήνες αποτελούν επίσης ένα πολυσήμαντο πρόβλημα για την κλιματική κατάσταση της Κρήτης. Παρόλο που το φαινόμενο μετριάζεται κατά πολύ από την ύπαρξη των εποχικών βόριων πελαγικών ανέμων (μελτέμια), δεν παύει η ύπαρξη τους να προκαλεί δυσφορία λόγω της παρατεταμένης αύξησης της θερμοκρασίας που σε συνδυασμό με την υγρασία εντείνουν κατά πολύ τις ενεργειακές ανάγκες ψύξης και δροσισμού κατά τους θερινούς μήνες. Την περίοδο δηλαδή που ο πληθυσμός του νησιού τριπλασιάζεται λόγω της τουριστικής επισκεψιμότητας και οι ανάγκες σε κλιματισμό για ψύξη είναι αυξημένες. Δεν είναι σπάνιο φαινόμενο η διακοπή της ηλεκτροδότησης σε ώρες αιχμής (blackouts) λόγω της αυξημένης ζήτησης κατά τους θερινούς μήνες. Οι καύσωνες επίσης θίγουν τον πρωτογενή τομέα και τις καλλιέργειες, στις οποίες στηρίζεται σεβαστό κομμάτι της οικονομίας του νησιού και ιδιαίτερα τις αμπελοκαλλιέργειες, τις ελαιοκαλλιέργειες και τις καλλιέργειες κηπευτικών -υπαίθριων και θερμοκηπίου-.

Το τελευταίο, ιδιαίτερα σε συνδυασμό με την λειψυδρία λόγω της μείωσης των βροχοπτώσεων που παρατηρείται τα τελευταία χρόνια, δημιουργεί πολλά προβλήματα, τόσο στην ζητούμενη επάρκεια υδατικών πόρων, όσο και στην ορθή και οικονομική διαχείριση τους. Η λειψυδρία λόγω ανομβρίας, όχι

μόνο απασχολεί καλλιεργητές και κτηνοτρόφους του πρωτογενή τομέα για τα αρδευτικά ύδατα, αλλά φέρει και προβλήματα στα υδρευτικά ύδατα καθώς οι διακοπές υδροδότησης είναι συχνό φαινόμενο ιδιαίτερος στα αστικά κέντρα του νησιού. Η υφιστάμενη κατάσταση της υδροδότησης στην Κρήτη παρουσιάζει προβλήματα που πέραν από τη σφαίρα της αιεφόρου διαχείρισης των υδατικών πόρων και την ορθή κατανομή αυτών (βλέπε πτώση στάθμης Φράγματος Αποσελέμη και Φανερωμένης, πληρότητα Φράγματος Ποταμών, πτώση υδροφόρου ορίζοντα Μεσαράς), δημιουργεί και ζητήματα κατανάλωσης ενέργειας, καθώς τα αντλητικά συγκροτήματα που χρησιμοποιούνται για την άντληση -ιδιαίτερος από γεωτρήσεις- και την διανομή του νερού είναι ενεργοβόρα.

Άξιο αναφοράς για τα φυσικά φαινόμενα που εμφανίζονται στο νησί της Κρήτης είναι η ύπαρξη σεισμών. Η Κρήτη χαρακτηρίζεται σεισμογενής περιοχή λόγω της γεωγραφικής της θέσης πάνω στο τόξο τομής της Ευρασιατικής με την Αφρικανική λιθοσφαιρική Πλάκα. Δυστυχώς, σε πρόσφατη σεισμική δραστηριότητα τον Σεπτέμβριο του 2021 στο Αρκαλοχώρι του Νομού Ηρακλείου Κρήτης, υπήρξε ανθρώπινη απώλεια και εκτεταμένες υλικές ζημιές σε οικίες και άλλες κτηριακές υποδομές στην ευρύτερη περιοχή της ενδοχώρας του Νομού Ηρακλείου.

#### **2.4 Διοικητική Διάρθρωση Κρήτης**

Η Περιφέρεια Κρήτης αποτελείται από 4 Περιφερειακές Ενότητες -μέχρι πρότινος Νομαρχίες-, στις οποίες υπάγονται 24 πρωτοβάθμιοι Οργανισμοί Τοπικής Αυτοδιοίκησης (Δήμοι). Το σύνολο του πληθυσμού της Κρήτης, βάσει της απογραφής του 2021 είναι 617360 κάτοικοι, αποτελώντας το 5.91% του πληθυσμού της Ελλάδας ([ΕΛΣΤΑΤ, 2023](#)). Σε σχέση με την απογραφή του 2011 ο πληθυσμός της Κρήτης μειώθηκε από τους 623065 κατοίκους που καταλάμβαναν το 5,76% του πληθυσμού της χώρας. Παρατηρούμε δηλαδή μία μεταβολή της τάξης του -0,9% του πληθυσμού για την Κρήτη, η οποία είναι σχετικά μικρότερη του -3,5% της μεταβολής του πληθυσμού της Ελλάδας μεταξύ των δύο απογραφών του 2011 και του 2021. Ο πληθυσμός της Κρήτης κατανέμεται ως εξής ανά Περιφερειακή Ενότητα και Δήμο με βάση την τελευταία απογραφή του 2021 (Πίνακας 2.4).

**Πίνακας 2.4.** Στοιχεία Πληθυσμού Δήμων ανά Περιφερειακή Ενότητα Κρήτης

Περιφερειακή Ενότητα	Δήμος	Πληθυσμός	Σύνολο
Ηρακλείου	Αρχανών - Αστερουσίων	16002	302450
	Βιάννου	4314	
	Γόρτυνας	13936	
	Ηρακλείου	177084	
	Μαλεβιζίου	25750	
	Μινώα Πεδιάδας	14141	
	Φαιστού	23994	
	Χερσονήσου	27229	
Λασιθίου	Αγίου Νικολάου	26937	75900
	Ιεράπετρας	26410	
	Οροπεδίου Λασιθίου	2285	
	Σητείας	20268	
Ρεθύμνου	Αγίου Βασιλείου	7194	83567
	Αμαρίου	5607	
	Ανωγείων	2240	
	Μυλοποτάμου	12890	
	Ρεθύμνης	55636	
Χανίων	Αποκορώνου	11771	155443
	Γαύδου	151	
	Καντάνου – Σελίνου	4931	
	Κισσάμου	10632	
	Πλατανιά	15320	
	Σφακίων	1992	
	Χανίων	110646	
<b>Σύνολο</b>			<b>617360</b>

Παρατηρούμε ότι πολυπληθέστερος νομός είναι ο Νομός Ηρακλείου ο οποίος συγκεντρώνει σχεδόν τον μισό πληθυσμό της Κρήτης και σε αυτόν ανήκει ο Δήμος Ηρακλείου ο οποίος έχει και άνω του μισού πληθυσμού του ομώνυμου Νομού. Νομός με τον μικρότερο πληθυσμό είναι ο Νομός Λασιθίου ο οποίος όμως απαρτίζεται από τρία αστικά κέντρα του Αγίου Νικολάου, της Ιεράπετρας και της Σητείας, που αν και επαρχιακές πόλεις έχουν έντονη οικονομική δραστηριότητα, ποικίλες υποδομές και συνεπώς ιδιαίτερη ενεργειακή ζήτηση. Στους δύο άλλους νομούς οι πρωτεύουσες Ρέθυμνο και Χανιά συγκεντρώνουν τον μεγαλύτερο πληθυσμό στους ομώνυμους τους Δήμους αντίστοιχα.

Επιπλέον, στην Κρήτη βρίσκεται η Αποκεντρωμένη Διοίκηση Κρήτης (ΑΠΔ), μία από τις ενιαίες αποκεντρωμένες διοικήσεις της χώρας, που αποτελούν βαθμίδα της ελληνικής δημόσιας διοίκησης και έχουν ως σκοπό την καλύτερη συνεργασία του κράτους με την τοπική αυτοδιοίκηση Α΄ και Β΄ βαθμού ([ΑΠΔ Κρήτης](#)).

## 2.5 Οικονομικά Χαρακτηριστικά

Όπως αναφέρεται στον [‘Στρατηγικό Σχεδιασμό του Επιχειρησιακού Προγράμματος της Περιφέρειας Κρήτης για το 2020-2023’](#), στον οικονομικό τομέα η Περιφέρεια Κρήτης για την περίοδο μεταξύ 2008 και 2017 είχε μείωση του ΑΕΠ κατά 23% (δηλαδή 2,7 δις. €), μείωση του διαθέσιμου εισοδήματος κατά 7% και μείωση της απασχόλησης κατά 12%. Παρόλα αυτά η μείωση των βασικών προαναφερθέντων οικονομικών μεγεθών ήταν μικρότερη στην Κρήτη σε σχέση με τα αντίστοιχα της υπόλοιπης Ελλάδας. Συνεπώς, η περιφερειακή οικονομία της Κρήτης ενισχύει τα τελευταία χρόνια τη θέση της σε εθνικό επίπεδο και εξέρχεται της οικονομικής και υγειονομικής κρίσης με καλύτερες προοπτικές σε σχέση με την υπόλοιπη χώρα.

Χαρακτηριστικό της περιφερειακής οικονομίας της Κρήτης αποτελεί η διαφοροποίηση μεταξύ των Περιφερειακών Ενοτήτων (ΠΕ) σχετικά με το πως αυτές ανταποκρίνονται σε περιόδους κρίσης. Αυτό έχει να κάνει με την κατά τόπους διάρθρωση των δραστηριοτήτων και τις πιέσεις που αυτές δέχονται από τις μεταβολές των αγορών. Η Περιφερειακή Ενότητα Ηρακλείου είχε απωλέσει το μεγαλύτερο ποσοστό του ΑΕΠ κατά κεφαλή (-28,5%), μεγαλύτερο από τον μέσο όρο της Περιφέρειας, ενώ τα Χανιά, το Ρέθυμνο και το Λασιθί ενώ εμφανίζουν πτωτικές τάσεις είναι σαφώς πιο σταθερές οι τιμές της και μικρότερες του μέσου όρου σε επίπεδο Περιφέρειας. Επιπλέον, αναφορικά με την Περιφερειακή Ενότητα Λασιθίου, παρατηρείται ο μεγαλύτερος ρυθμός ανάπτυξης και ως εκ τούτου η βελτίωση της θέσης της στην Περιφερειακή Οικονομία.

Κατά την περίοδο 2008 – 2014 παρατηρήθηκε συρρίκνωση στην Ακαθάριστη Αξία Παραγωγής (ΑΑΠ) κατά 23,8% (δηλαδή 2,5 δις. €). Για το 89% των απωλειών σε ΑΑΠ ευθύνονται οι κλάδοι του Εμπορίου, των Δημόσιων Υπηρεσιών και των Κατασκευών. Ο τουρισμός, η παραγωγή δημόσιων αγαθών και υπηρεσιών, τα ακίνητα, η μεταποίηση, η γεωργία και η αναψυχή συνέχισαν να στηρίζουν την περιφερειακή οικονομία, παρόλη την διαφοροποίηση τους σε σχέση με την παρελθοντική τους κατάσταση. Κατά την περίοδο 2008 – 2014, αναφορικά με την ΑΑΠ, μόνο ο κλάδος ενέργειας και διαχείρισης υδάτων και αποβλήτων ενισχύθηκε, ο κλάδος της μεταποίησης παρέμεινε σταθερός, ενώ οι υπόλοιποι κλάδοι υποχώρησαν στο σύνολο τους. Οι κλάδοι των κατασκευών, των δημοσίων υπηρεσιών και της ενημέρωσης/επικοινωνίας παρουσίασαν τις μεγαλύτερες απώλειες. Επίσης, ο κλάδος του

εμπορίου/τουρισμού κατέγραψε υποχώρηση, κυρίως στις εμπορικές δραστηριότητες, καθώς τα δεδομένα των τουριστικών αφίξεων παρουσιάζουν αυξητικές τάσεις μέσα στην περίοδο της κρίσης και έπειτα.

Από την σταθεροποίηση το 2014 και μετά, οι κατασκευές, οι επιστημονικές δραστηριότητες, ο πρωτογενής τομέας και η μεταποίηση παρουσιάζουν ταχύτερη ανάκαμψη έως το 2017, σε αντίθεση με την φθίνουσα πορεία στο αντίστοιχο διάστημα για τους κλάδους των χρηματοπιστωτικών δραστηριοτήτων, των τεχνών και της ψυχαγωγίας και των δημόσιων υπηρεσιών.

Μεγάλη κάμψη βίωσε ο κλάδος των επενδύσεων, ιδιαιτέρως στον τομέα των ακινήτων, καθώς συνέτειναν πολλοί παράγοντες, όπως ο περιορισμός των αποταμιεύσεων, οι περιορισμένες τραπεζικές δανειακές χρηματοδοτήσεις και οι φορολογικές επιβαρύνσεις για τους υποψήφιους επενδυτές. Αντίστοιχη κάμψη στις επενδύσεις, παρουσιάστηκε στον πρωτογενή τομέα, στις εμπορικές δραστηριότητες και στον τουρισμό. Όμως οι επενδύσεις σε δημόσια αγαθά και υπηρεσίες διατηρούνται αμετάβλητες στα ίδια επίπεδα κατά τη διάρκεια της κρίσης.

Τα τελευταία έτη παρατηρείται μία ανάκαμψη των επενδύσεων, τόσο στον κατασκευαστικό τομέα, στον χώρο του τουρισμού, στην ανάδειξη του φυσικού και του πολιτιστικού κεφαλαίου, όσο και σε έργα υποδομών μεγάλης κλίμακας όπως το νέο αεροδρόμιο Ηρακλείου στο Καστέλλι, η ηλεκτρική διασύνδεση της Κρήτης με την ηπειρωτική Ελλάδα και η επικείμενη κατασκευή/αναβάθμιση του Βόρειου Οδικού Άξονα Κρήτης (ΒΟΑΚ). Ο συνδυασμός των παραπάνω επενδύσεων αναμένεται να ενισχύσει το τουριστικό προϊόν της Κρήτης και να την καταστήσουν σε προορισμό παγκόσμιας απήχησης, προσφέροντας επιπλέον αξία στην περιφερειακή οικονομία του νησιού.

Η συντελούμενη ανάπτυξη και αναβάθμιση του τουριστικού προϊόντος στο οποίο εξαρτάται το 50% σχεδόν της περιφερειακής οικονομίας, είναι άρρηκτα συνδεδεμένη με την αειφόρο και επαρκή ανάπτυξη των υπό κατασκευή υποδομών μεταφορών και ενέργειας, τόσο για την εξασφάλιση ασφαλών δικτύων αποτελεσματικής μεταφοράς επιβατών, όσο και για την ενεργειακή επάρκεια και αξιοπιστία που η προσδοκώμενη αύξηση της τουριστικής επισκεψιμότητας θα απαιτεί. Τα πρόσφατα παραδείγματα της υγειονομικής κρίσης λόγω της COVID-19 πανδημίας, αλλά και της οικονομικής/ενεργειακής κρίσης λόγω του πολέμου στην Ουκρανία ανέδειξαν την ανάγκη διασφάλισης ποιοτικών υποδομών φιλοξενίας/εστίασης κοκ, όπως και την ανάγκη εξασφάλισης οικονομικής και φιλικής προς το περιβάλλον ενέργειας για να καλύπτονται επαρκώς οι ανάγκες διαμονής και μεταφορών.

Η οικονομία της Κρήτης η οποία εκτιμάται περίπου στο 5% του ΑΕΠ της χώρας αποτυπώνεται στους ακόλουθους Πίνακες 2.5 και 2.6 βάση στοιχείων της ΕΛΣΤΑΤ ([ΕΛΣΤΑΤ, 2023](#)). Στον επόμενο πίνακα αναφέρονται οι κλάδοι απασχόλησης κατά το έτος 2020 του εργαζόμενου πληθυσμού του νησιού κατά απόλυτες μονάδες και ως ποσοστά του γενικού συνόλου.

Παρατηρούμε ότι το 43% σχεδόν του εργαζόμενου δυναμικού απασχολείται στον κλάδο του 'χονδρικού και λιανικού εμπορίου, επισκευής μηχανοκίνητων οχημάτων και μοτοσυκλετών, μεταφορές και αποθήκευση, δραστηριότητες υπηρεσιών παροχής καταλύματος και υπηρεσιών εστίασης'.

Αξιοσημείωτο είναι επίσης το ποσοστό απασχόλησης στον κλάδο 'Δημόσιας διοίκησης και άμυνας, υποχρεωτικής κοινωνική ασφάλισης, εκπαίδευσης, δραστηριότητες σχετικές με την ανθρώπινη υγεία και την κοινωνική μέριμνα' που ανέρχεται στο 18% επί του συνόλου των εργαζομένων.

Επίσης το ποσοστό απασχόλησης στον κλάδο της 'γεωργίας, δασοκομίας και αλιείας' (14%) είναι αξιοσημείωτο, ιδιαίτερα αν λάβει κανείς υπ' όψη τα χαρακτηριστικά κοινωνικοοικονομικά γνωρίσματα της Κρήτης, όπου υπάρχει μεγάλη γεωργική δραστηριότητα από μη επαγγελματίες αγρότες, καθώς είθισται ντόπιος πληθυσμός να διατηρεί αγροτικό κλήρο και να απασχολείται σε παραγωγικές διαδικασίες ιδιαιτέρως ελαιόλαδου και προϊόντων αμπέλου -είτε ως 'αγρότης ειδικού καθεστώτος', είτε απλά συμμετέχοντας στις οικογενειακές δραστηριότητες. Τούτο επισημαίνεται, διότι μπορεί να μην αποτυπώνεται σαν στατιστικό στοιχείο σε καταγραφές, δεν παύει όμως να συμβαίνει, με ό,τι επακόλουθο αυτό επιφέρει· επακόλουθο που μπορεί να αφορά οικονομικούς όρους, όρους περιβαλλοντικής ευαισθητοποίησης, ενεργειακές ανάγκες κ.ο.κ.

**Πίνακας 2.5.** Στοιχεία Πληθυσμού ανά Κλάδο Απασχόλησης στην Κρήτη

<b>ΚΛΑΔΟΣ ΑΠΑΣΧΟΛΗΣΗΣ, έτος 2020</b>	<b>ΠΛΗΘΥΣΜΟΣ</b>	<b>ΠΟΣΟΣΤΟ</b>
Γεωργία, δασοκομία και αλιεία	41.246,1	14,8%
Ορυχεία, λατομεία, βιομηχανία, παροχή ηλεκτρικού ρεύματος, φυσικού αερίου, ατμού, κλιματισμού και νερού, επεξεργασία λυμάτων, διαχείριση αποβλήτων και δραστηριότητες εξυγίανσης	18.271,2	6,6%
Κατασκευές	14.082,5	5,1%
Χονδρικό και λιανικό εμπόριο, επισκευή μηχανοκίνητων οχημάτων και μοτοσυκλετών, μεταφορές και αποθήκευση, δραστηριότητες υπηρεσιών παροχής καταλύματος και υπηρεσιών εστίασης	118.946,3	42,7%
Ενημέρωση και επικοινωνία	2.774,3	1,0%
Χρηματοπιστωτικές και ασφαλιστικές δραστηριότητες	3.147,5	1,1%
Διαχείριση ακίνητης περιουσίας	798,9	0,3%
Επαγγελματικές, επιστημονικές και τεχνικές δραστηριότητες, διοικητικές και υποστηρικτικές δραστηριότητες	18.205,9	6,5%
Δημόσια διοίκηση και άμυνα, υποχρεωτική κοινωνική ασφάλιση, εκπαίδευση, δραστηριότητες σχετικές με την ανθρώπινη υγεία και την κοινωνική μέριμνα	50.200,3	18,0%
Τέχνες, διασκέδαση, ψυχαγωγία, άλλες δραστηριότητες παροχής υπηρεσιών, δραστηριότητες νοικοκυριών ως εργοδοτών, μη διαφοροποιημένες δραστηριότητες νοικοκυριών που αφορούν την παραγωγή αγαθών και υπηρεσιών για ίδια χρήση, δραστηριότητες ετερόδικων οργανισμών	10.636,8	3,8%
<b>Σύνολο Απασχόλησης</b>	<b>278.309,8</b>	<b>100,0%</b>

Στον επόμενο Πίνακα βλέπουμε την Ακαθάριστη Προστιθέμενη Αξία κατά Κλάδο, καταγεγραμμένη σε εκατομμύρια €. Τα στοιχεία αφορούν το έτος 2020 και αναφέρονται ανά Κλάδο σε κάθε Περιφερειακή Ενότητα της Κρήτης. Παρατηρούμε ότι σχεδόν το μισό (48%) του συνόλου της Ακαθάριστης Προστιθέμενης Αξίας σε επίπεδο Κρήτης, αφορά την Περιφερειακή Ενότητα Ηρακλείου, εκ του οποίου το 1/3 περίπου απευθύνεται στον κλάδο του 'chonδρικού και λιανικού εμπορίου, επισκευής μηχανοκίνητων οχημάτων και μοτοσυκλετών, μεταφορές και αποθήκευση, δραστηριότητες υπηρεσιών παροχής καταλύματος και υπηρεσιών εστίασης' ([ΕΛΣΤΑΤ, 2023](#)).

**Πίνακας 2.6.** Ακαθάριστη Προστιθέμενη Αξία (ΑΑΠ) ανά Κλάδο Απασχόλησης στην Κρήτη

ΚΛΑΔΟΣ ΑΠΑΣΧΟΛΗΣΗΣ, έτος 2020	ΗΡΑΚΛΕΙΟ	ΛΑΣΙΘΙ	ΡΕΘΥΜΝΟ	ΧΑΝΙΑ	ΣΥΝΟΛΟ	ΠΟΣΟΣΤΟ	
Γεωργία, δασοκομία και αλιεία	220	148	72	142	583	8,4%	
Ορυχεία, λατομεία, βιομηχανία, παροχή ηλεκτρικού ρεύματος, φυσικού αερίου, ατμού, κλιματισμού και νερού, επεξεργασία λυμάτων, διαχείριση αποβλήτων και δραστηριότητες εξυγίανσης	Σύνολο	375	176	71	181	804	11,6%
	Εκ των οποίων μεταποίηση	252	32	48	98	430	6,2%
Κατασκευές	66	13	35	42	157	2,3%	
Χονδρικό και λιανικό εμπόριο, επισκευή μηχανοκίνητων οχημάτων και μοτοσυκλετών, μεταφορές και αποθήκευση, δραστηριότητες υπηρεσιών παροχής καταλύματος και υπηρεσιών εστίασης	1.034	246	289	556	2.125	30,8%	
Ενημέρωση και επικοινωνία	81	16	14	28	139	2,0%	
Χρηματοπιστωτικές και ασφαλιστικές δραστηριότητες	157	35	39	62	294	4,2%	
Διαχείριση ακίνητης περιουσίας	384	123	137	219	863	12,5%	
Επαγγελματικές, επιστημονικές και τεχνικές δραστηριότητες, διοικητικές και υποστηρικτικές δραστηριότητες	186	23	27	59	296	4,3%	
Δημόσια διοίκηση και άμυνα, υποχρεωτική κοινωνική ασφάλιση, εκπαίδευση, δραστηριότητες σχετικές με την ανθρώπινη υγεία και την κοινωνική μέριμνα	702	131	153	418	1.405	20,3%	
Τέχνες, διασκέδαση, ψυχαγωγία, άλλες δραστηριότητες παροχής υπηρεσιών, δραστηριότητες νοικοκυριών ως εργοδοτών, μη διαφοροποιημένες δραστηριότητες νοικοκυριών που αφορούν την παραγωγή αγαθών και υπηρεσιών για ίδια χρήση, δραστηριότητες ετερόδικων οργανισμών	111	29	36	70	246	3,6%	
<b>Σύνολο Ακαθάριστης Προστιθέμενης Αξίας κατά Κλάδο, σε εκατ. €</b>	<b>3.317</b>	<b>942</b>	<b>873</b>	<b>1.777</b>	<b>6.910</b>	<b>100,0%</b>	

## 2.6 Ενεργειακή Υποδομή και Ενεργειακές Ανάγκες Κρήτης ([ΠεσΠΚΑ-Κρήτης](#), [ΣΣ-Κρήτης](#))

Οι ενεργειακές υποδομές στην Περιφέρεια Κρήτης παραδοσιακά στηρίζονταν στους τρεις ατμοηλεκτρικούς σταθμούς (ΑΗΣ): των Χανίων στον ομώνυμο νομό, των Λινοπεραμάτων στον νομό Ηρακλείου και στον Αθρινόλακκο στον νομό Λασιθίου, τα τελευταία χρόνια και με την διείσδυση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ), έχει επιτευχθεί ένα μείγμα ηλεκτροπαραγωγής στο οποίο μέχρι το 25% της παραγόμενης ενέργειας προέρχεται από ΑΠΕ. Σε αυτό το σημείο να αναφερθεί ότι στην νήσο Δημήτριος Ν. Ανδρουλάκης



Γαύδο υπάρχει Τοπικός Σταθμός Παραγωγής (ΤΣΠ), εγκατεστημένης ονομαστικής ισχύος 430kW. Από το καλοκαίρι του 2021 έχει πραγματοποιηθεί η 'Φάση Ι' της ηλεκτρικής διασύνδεσης της Κρήτης με την ηπειρωτική Ελλάδα με αγωγό που συνδέει την Κρήτη με την Πελοπόννησο. Πρόσφατες εξαγγελίες αναφέρουν ότι η 'Φάση ΙΙ' που προβλέπει την ηλεκτρική διασύνδεση της Κρήτης με την Αττική θα έχει ολοκληρωθεί εντός του 2025. Με την διασύνδεση αυτή η Κρήτη χαρακτηρίζεται πλέον ως ενεργειακός κόμβος και τα οφέλη που αποκομίζονται είναι πολυσήμαντα. Ο ενεργειακός εφοδιασμός του νησιού γίνεται ασφαλέστερος, οι ενεργειακές ζητήσεις αιχμής κατά τους θερινούς μήνες είναι πιο εξασφαλισμένες -άρα περιορίζονται τα blackouts-, μειώνονται τα κόστη παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με οφέλη για όλους τους καταναλωτές της ελληνικής επικράτειας και τέλος επιτυγχάνεται σημαντικότερη βελτίωση στην περιβαλλοντική επιβάρυνση της Κρήτης λόγω της μέχρι πρότινος ηλεκτροπαραγωγής.

Στους τρεις ΑΗΣ που βρίσκονται σε λειτουργία στην Κρήτη γίνεται επεξεργασία βιομηχανικών αποβλήτων και η διάθεση αυτών γίνεται στο παρακείμενο θαλάσσιο περιβάλλον. Τα επεξεργασμένα απόβλητα δύναται να περιέχουν βαρέα μέταλλα, ουσίες που χαρακτηρίζονται ως 'Ουσίες Προτεραιότητας' ή 'Ειδικό Ρύποι', άρα αποτελούν πιθανό κίνδυνο για τα παρακείμενα παράκτια οικοσυστήματα.

Αναλυτικότερα, ο ΑΗΣ Χανίων βρίσκεται στην περιοχή Ξυλοκαμάρα, σε απόσταση 3,5 περίπου χιλιμέτρων από την πόλη των Χανίων. Οι εγκαταστάσεις/μονάδα του είναι αερόψυκτες και έχει αδειοδότηση για ονομαστική εγκατεστημένη ισχύ 334,5MW, συνεπώς η κατανάλωση νερού έχει να κάνει μόνο με την παραγωγή ατμού. Στον ΑΗΣ λειτουργεί σύστημα κατεργασίας όλων των υγρών βιομηχανικών αποβλήτων, των οποίων τα επεξεργασμένα λύματα αποτίθενται στον κόλπο της Σούδας.

Ο ΑΗΣ Λινοπεραμάτων βρίσκεται περίπου 10 χιλιόμετρα δυτικά της πόλης του Ηρακλείου και παράγει ηλεκτρικό ρεύμα με την καύση μαζούτ και ντίζελ. Ο ΑΗΣ Λινοπεραμάτων βρίσκεται σε λειτουργία από το 1963 και η ονομαστική αποδιδόμενη ισχύς του είναι 279,1MW. Τρεις από τις έξι ατμοηλεκτρικές μονάδες του ΑΗΣ ψύχονται με νερά από τον παρακείμενο Αλμυρό ποταμό, ενώ οι υπόλοιπες τρεις ατμοηλεκτρικές μονάδες και οι μονάδες Diesel που διαθέτει ο σταθμός ψύχονται με άντληση θαλασσινού νερού. Οι αεροστροβιλικές μονάδες του σταθμού είναι αερόψυκτες. Για την παραγωγή ατμού ο ΑΗΣ Λινοπεραμάτων καταναλώνει περί τα 130000 με 140000m<sup>3</sup> νερού ετησίως για την παραγωγή ατμού, τα οποία λαμβάνονται από τον οικείο Δήμο Μαλεβιζίου. Για την ψύξη των μονάδων του ΑΗΣ καταναλώνονται περίπου 20000m<sup>3</sup>/h θαλασσινού νερού και περίπου 80000m<sup>3</sup>/h νερού το οποίο λαμβάνεται από τον Αλμυρό ποταμό.

Ο ΑΗΣ Αθερινόλακου βρίσκεται στο νομό Λασιθίου, στο νοτιοανατολικό άκρο της Κρήτης. Η διαδικασία ηλεκτροπαραγωγής του ΑΗΣ περιλαμβάνει την καύση μαζούτ χαμηλής περιεκτικότητας θείου και πετρελαίου diesel, ενώ υπάρχει μελλοντική δυνατότητα καύσης φυσικού αερίου (Liquified Natural Gas - LNG). Η ονομαστική ισχύς του ΑΗΣ ανέρχεται στα 211,2MW. Για την ψύξη των πρωτευόντων κυκλωμάτων ανοιχτής κυκλοφορίας των εγκαταστάσεων χρησιμοποιούνται περίπου 27000 m<sup>3</sup>/h θαλασσινού νερού, το οποίο μετά τη χρήση του επιστρέφει στη θάλασσα. Τα δευτερεύοντα κλειστά κυκλώματα των Μηχανών Εσωτερικής Καύσης (ΜΕΚ) όπως και οι λοιπές βιομηχανικές ανάγκες του ΑΗΣ καλύπτουν τις ανάγκες ψύξης με αφαλατωμένο νερό. Το αφαλατωμένο νερό παράγεται σε αυτοματοποιημένους βραστήρες θαλασσινού νερού και χρησιμοποιούνται για την αποθήκευση του δύο δεξαμενές χωρητικότητας 1500 m<sup>3</sup>. Μέσω καναλιού απαγωγής/φρεατίου δειγματοληψίας οδηγούνται στη θάλασσα τα κατάλοιπα άλμης του συγκροτήματος αφαλάτωσης. Κατά τη μέγιστη παραγωγή αφαλατωμένου νερού διατίθενται στη θάλασσα 750 m<sup>3</sup>/h τουλάχιστον. Τα υγρά βιομηχανικά απόβλητα, πλην των προαναφερθέντων θαλασσινού νερού ψύξης και της άλμης από την παραγωγή αφαλατωμένου νερού, διοχετεύονται σε Συγκρότημα Κατεργασίας Υγρών Βιομηχανικών Αποβλήτων (ΣΚΥΒΑ) μέγιστης δυναμικότητας περίπου 40 m<sup>3</sup>/h. Ο ΑΗΣ Αθερινόλακου μπορεί να καταναλώνει μέχρι 236000000 m<sup>3</sup>/έτος (Ιανουάριος-Δεκέμβριος) με βάση την άδεια χρήσης ύδατος που διαθέτει. Τέλος, να αναφερθεί ότι από τα 27000 m<sup>3</sup>/h θαλασσινού νερού που χρησιμοποιείται για την ψύξη των πρωτευόντων κυκλωμάτων ανοιχτής κυκλοφορίας, περίπου τα 850 m<sup>3</sup>/h παρέχονται στη μονάδα αφαλάτωσης, ενώ το υπόλοιπο αποτίθεται στη θάλασσα αφού χρησιμοποιηθεί.

Στο ηλεκτρικό σύστημα της Κρήτης βρίσκονται εγκατεστημένες και Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας οι οποίες συνεισφέρουν ήδη στο μείγμα ηλεκτροπαραγωγής. Οι εγκατεστημένες ΑΠΕ αποτελούνται από ανεμογεννήτριες (Α/Γ), φωτοβολταϊκά (Φ/Β) και ένα μικρό υδροηλεκτρικό σταθμό (ΥΣ). Το σύνολο της εγκατεστημένης ισχύος είναι περίπου 220MW για τις Α/Γ, 120MW για τα Φ/Β και 300KW για τον ΥΣ. Τα Φ/Β που είναι εγκατεστημένα σε γήπεδα/χωράφια αντιστοιχούν περίπου σε 85MW ισχύος απαρτίζοντας έτσι το 70% των εγκατεστημένων Φ/Β συστημάτων. Τα υπόλοιπα 35MW είναι εγκατεστημένα σε στέγες κτηρίων κυρίως. Τα εγκατεστημένα αιολικά πάρκα στην Κρήτη μέχρι και το 2020 παρουσιάζονται στην επόμενη Εικόνα 2.3, όπως αυτά είχαν καταγραφεί στο Ετήσιο Δελτίο Εκμετάλλευσης του Συστήματος Κρήτης από τον Διαχειριστή του Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας - ΔΕΔΔΗΕ ([ΔΕΔΔΗΕ, 2021](#)).

Ανάλυση Ενεργειακής Μετάβασης της Κρήτης με Μηδενικό Περιβαλλοντικό Αποτύπωμα το 2050

ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΚΡΗΤΗΣ 2020							
α/α	ΦΟΡΕΑΣ	ΤΟΠΟΘΕΣΙΑ	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ (ΜW)		ΣΥΜΒΟΛΑΙΟ-ΠΟΙΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ (ΜW)	ΘΕΣΗ ΣΕ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ	ΑΔΕΙΑ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ
1	ΔΕΗ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ Α.Ε.	Ι.Μ. Τοπλού Σητείας Λασιθίου	0,0	0,0	0,0	1.993,0	N.4223/2013 (ΕΩΣ 31.12.15)
2	ΔΕΗ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ Α.Ε.	Ι.Μ. Τοπλού Σητείας Λασιθίου	0,0	0,0	0,0	1.993,0	N.4223/2013
3	ΔΕΗ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ Α.Ε.	Ι.Μ. Τοπλού Σητείας Λασιθίου	0,0	0,0	0,0	1.995,0	N.4223/2013
4	ΔΕΗ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ Α.Ε.	Ξηρολήμη Ι Δ Σητείας	8 X 0,6	4,8	4,8	2.000,0	N.4223/2013
5	ΔΕΗ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ Α.Ε.	Ξηρολήμη ΙΙ Δ Σητείας	9 X 0,6	5,4	5,4	2.000,0	N.4223/2013
6	ΔΕΗ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ Α.Ε.	Ξηρολήμη ΙΙΙ Δ Σητείας	5 X 0,6	3,0	3,0	10.07.2007	25.06.09
7	ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΚΡΗΤΗ ΑΒΕΕ	Ξηρολήμη (Αρχαία Μητάου)	5X0,6	3,0	3,0	01.04	14.05.04
8	ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΑΒΕΕ (ΦΒ)	Πλακοκερατά Δ.Ιθίου Λασιθίου	0,2	0,2	-	05.12.01	05.12.01
9	ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΑΒΕΕ (ΑΠ)	Πλακοκερατά Δ.Ιθίου Λασιθίου	17 x 0,6	10,2	-	21.05.98	12.05.98
10	*ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΑΒΕΕ (ΑΠ) (bad dispatch)	Πλακοκερατά Δ.Ιθίου Λασιθίου	8 X 0,6	4,8	-	ΟΚΤ 06	14.03.07
11	ΑΕΟΛΟΣ Α.Ε.	Χανδράς Λεϊκής Λασιθίου	18 X 0,55	9,9	9,9	28.07.99	01.06.99
12	ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΚΡΥΩΝ Α.Ε.	Μαρινά Σητείας Λασιθίου	(20 X 0,5) & 1,2	11,2	11,2	01.12.99	*16.12.99*
13	ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΑΧΛΑΔΩΝ Α.Ε.	Μαρινά Σητείας Λασιθίου	(20 X 0,5) & 1,2	11,2	11,2	17.12.99	*16.12.993. 10.13 (1,2 MW)†
14	ΑΝΕΜΟΣΕΣΙΑ ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ Α.Ε.	Μαρινά Σητείας Λασιθίου	(10 X 0,5) & 1,2	6,2	6,2	17.12.99	*16.12.99
			3.10.13 (1,2 MW)†				
15	Ο.Α. ΣΗΤΕΙΑΣ Α.Ε.	Καμνίκια - Χορδάκι Λασιθίου	1 X 0,5	0,5	0,5	01.10.93	04.02.05
16	ΙWECO Μ. ΒΡΥΣΣΙΑ Ε.Β.Ε.	Μεγάλη Βρύση Ηρακλείου	9 X 0,55	5,0	5,0	11.08.99	01.06.99
17	ENERCON ΕΛΛΑΣ Α.Ε.	Πλατύβολα Αρχαίων Δ Σητείας Λασ.	5 X 0,5	2,5	2,5	14.02.02	27.08.04
18	ΠΛΑΣΤΙΚΑ ΚΡΗΤΗΣ Α.Ε.	Βρουγιάς Λασιθίου	9 X 0,85	5,9	11,9	25.05.03	19.09.05
19	ΠΛΑΣΤΙΚΑ ΚΡΗΤΗΣ Α.Β.Ε.Ε.	Βρουγιάς Λασιθίου		6,0		11.2004	
20	WRE ΕΛΛΑΣ Α.Ε.	Πλατύβολα Κρυών Δ Σητείας Λασ.	4 X 0,75	2,4	3,0	08.03	16.12.04
21	WRE ΕΛΛΑΣ Α.Ε.	Πλατύβολα Κρυών Δ Σητείας Λασ.		0,6		01.04	16.12.04
22	*ENEL GREEN POWER HELLAS Α.Ε. (πρώην ΒΟΣΚΕΡΟ Α.Ε.)*	Βοσκερό Δ. Κρουαίνια	7 X 0,85	6,0	6,0	16.11.04	03.06.05
23	ΕΝΤΕΚΑ Α.Ε.	Ξηρολήμη Ι Δ Σητείας	3x0,9	2,7	2,7	29.07.05	14.11.05
24	ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΠΕΛΟΠΟΝΝΗΣΟΥ Α.Ε. (πρώην ΥΔΡΟΑΙΟΛΙΚΗ ΚΡΗΤΗΣ Α.Ε.)	Ρόβας Κασιελίου Χανίων	11 X 0,85	9,4	9,4	18.11.05	02.08.06
25	ΙWECO ΧΙΝΟΣ ΚΡΗΤΗΣ Α.Ε.	Χίνος Σητείας	6 X 0,85	5,1	4,5	24.02.06	20.06.07
26	ΤΕΡΝΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ Α.Β.Ε.Τ.Ε.	Αγ. Βαρβάρα	17 X 0,85	14,5	14,5	29.04.06	05.04.07
27	ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΜΟΙΡΩΝ Α.Ε. (ΑΝΤΙΣΚΑΡΠ)	Αντισκάρι Δ. Μοιρών	7 X 0,8	5,6	5,3	08.12.06	09.01.08
28	ΕΝΥΠΕΣ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ Α.Ε.	Βάρδια Ν. Χανίων	9 X 0,6	5,4	5,4	06.07.07	24.04.08
29	ΕΝΥΠΕΣ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ Α.Ε.	Βιστάλι Ν. Χανίων	9 X 0,6	5,4	5,4	26.09.07	24.04.08
30	*ENEL GREEN POWER HELLAS Α.Ε. (πρώην ΔΕΘΝΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΚΡΗΤΗΣ Α.Ε.)*	Αγ. Κύριλλος Δ. Γόρτυνας	8 X 0,9	7,2	7,2	19.04.08	08.12.08
31	ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΚΡΗΤΗΣ Α.Β.Ε.Ε.	Καλόγηρος Δ. Γαζίου	6 X 0,6	3,6	3,6	13.10.08	05.06.09
32	Ο.Α. ΣΗΤΕΙΑΣ Α.Ε.	Μάρι Ζήρου Λασιθίου	1X0,9 1X0,33	1,2	1,2	30.01.09	31.07.09
33	ΑΝΕΜΟΣ ΑΛΚΥΟΝΗΣ ΑΒΕ	Προφήτης Ηώς-Παπούρα Δ.Κισσάμ	7X0,9	6,3	6,3	06.11.09	23.06.10
34	ΑΙΟΛΙΚΗ ΜΟΥΣΟΥΡΩΝ Α.Ε.	Δ. Μουσαύρων	3X0,85	2,6	2,6	15.06.11	25.11.11
35	*ENEL GREEN POWER HELLAS Α.Ε. (ΚΟΥΛΟΥΚΩΝΑΣ) *	Δ. Γεροποτάμου	6X0,85	5,1	4,8	07.08.11	28.12.11
36	ΔΕΗ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ Α.Ε.	Ακούμα Δ. Αγ. Βασλείου Ρεθύμνου	8X0,9	7,2	7,2	07.08.12	22.08.13
37	ΜΑΝΟΥΣΕΛΗΣ-ΠΡΩΤΟΠΑΠΑΔΑΚΗΣ Ο.Ε.	Κάντινος Ν. Χανίων	2x0,02	0,0	0,0	01.03.11	ΔΕΝ ΑΠΑΙΤΕΙΤΑΙ (ΜΙΚΡΗ Α/Γ)
38	ΠΑΠΑΔΟΠΟΥΛΟΥ ΟΥΡΑΝΙΑ	Αρχαίες-Ηρακλείου	2X0,01	0,0	0,0	02.08.13	ΔΕΝ ΑΠΑΙΤΕΙΤΑΙ (ΜΙΚΡΗ Α/Γ)
39	ΕΝΩΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ Α.Σ.Ε. (ΑΣΙΔΕΡΩΤΑΣ)	Ν. Ρεθύμνου	3X0,9	2,7	2,4	15.03.13	24.02.14
40	ΔΕΗ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ Α.Ε.	Κοτρινό Ρεθύμνου	8X0,9	7,2	7,2	23.12.14	31.08.15
41	ΕΛΛΗΝΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΤΙΚΟΝΤΡΑ Α.Ε.	Επανωσήφη Δ. Αργαυών- Αστερουσίων & Ηρακλείου	7X0,85	6,0	6,0	23.12.15	
	<b>ΣΥΝΟΛΟ</b>			<b>195,8</b>	<b>193,7</b>		

Εικόνα 2.3. Χαρακτηριστικά εγκατεστημένων Αιολικών Πάρκων Κρήτης το 2020, (πηγή: [ΔΕΔΔΗΕ 2021](#))

Πέραν της ηλεκτροπαραγωγής η οποία ανέρχεται στις 3TWh απαιτούμενης ενέργειας ετησίως στην Κρήτη, οι μεταφορές απαιτούν 4TWh ενέργειας ετησίως και οι θερμικές ανάγκες ανέρχονται σε 2TWh

ανά έτος. Η συνολική ενεργειακή ζήτηση της Κρήτης είναι περίπου στα 9TWh ετησίως, με βάση στοιχεία των τελευταίων ετών, παρόλο που έχουν υπάρξει κάποιες διακυμάνσεις λόγω ιδιαίτερων συνθηκών (κάμψη δραστηριοτήτων όπως ο τουρισμός λόγω της COVID-19 πανδημίας, οικονομική ύφεση, κοκ.). Το μείγμα της ενεργειακής ζήτησης παρουσιάζεται στον επόμενο Πίνακα 2.7.

**Πίνακας 2.7.** Κατανομή Ενεργειακής Ζήτησης στην Κρήτη

ΚΑΤΑΝΟΜΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗΣ ΖΗΤΗΣΗΣ ΣΤΗΝ ΚΡΗΤΗ	Ισχύς σε TWh	Ποσοστό
Μεταφορές	4	44%
Ηλεκτρική Ενέργεια	3	33%
Θερμική	2	22%
<b>ΣΥΝΟΛΟ</b>	<b>9</b>	

Στον παρακάτω πίνακα φαίνεται το σύνολο των εγκατεστημένων ανά τύπο μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην Κρήτη όπως αυτές είχαν καταγραφεί στο σχετικό Ετήσιο Δελτίο Εκμετάλλευσης Συστήματος Κρήτης Έτους 2020 ([ΔΕΔΔΗΕ, 2021](#)), επίσης φαίνεται το σύνολο της καθαρής παραχθείσας ενέργειας ανά είδος μονάδας παραγωγής για το έτος 2020 και για το έτος 2019. Καταγράφεται μία μείωση της παραγωγής ενέργειας για το έτος 2020, σε σχέση με την αντίστοιχη του 2019. Τα δύο αυτά έτη έχουν μεγάλες διαφορές καθώς αφ' ενός το 2019 χαρακτηρίστηκε έτος αναφοράς σχετικά με την τουριστική δραστηριότητα, το πλήθος αφίξεων και εν γένει την επισκεψιμότητα στο νησί, στοιχεία τα οποία έχουν ως επακόλουθο την αυξημένη κατανάλωση ενέργειας, ενώ αφ' ετέρου το 2020 ήταν το έτος όπου ξέσπασε η COVID-19 πανδημία, είχαμε τα απανωτά lockdowns, υπήρξε περιορισμός μετακινήσεων και τουριστικών δραστηριοτήτων και συνεπώς οι ενεργειακές απαιτήσεις περιορίστηκαν.

**Πίνακας 2.8.** Παραγωγή Ενέργειας στην Κρήτη ([ΔΕΔΔΗΕ, 2021](#))

ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ, 2020	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)	ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (MW)				
		ΚΑΘΑΡΗ				ΚΑΘΑΡΗ 2019
ΜΟΝΑΔΕΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ						
ΣΥΝΟΛΟ ΑΤΜΟΜΟΝΑΔΩΝ	211,30	833.394,20	30%	76%	Σύνολο Συμβατικών Καυσίμων	936.645,20
ΣΥΝΟΛΟ DIESEL	185,40	714.135,80	26%			781.663,70
ΣΥΝΟΛΟ ΑΕΡΙΟΣΤΡΟΒΙΛΩΝ	447,50	577.947,90	21%			703.031,60
ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ	0,30	531,50	0,0%	24%	Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας	737,20
ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΕΣ	193,70	516.309,30	19%			510.274,90
ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ	107,40	136.554,30	5%			135.964,00
<b>ΣΥΝΟΛΟ</b>	<b>1.145,60</b>	<b>2.778.873,00</b>				<b>3.068.316,60</b>

Παρατηρούμε από τον Πίνακα 2.8 ότι επί του συνόλου της ηλεκτροπαραγωγής το 76% περίπου είναι από χρήση συμβατικών καυσίμων, και το 24% προέρχεται από ανανεώσιμες πηγές. Επί των ανανεώσιμων πηγών το 80% προέρχεται από Α/Γ και το υπόλοιπο 20% από Φ/Β. Στον πίνακα 2.9 παρουσιάζεται η συνολική ενέργεια κατανάλωσης για την τελευταία διαθέσιμη περίοδο δωδεκάμηνου, βάση των στοιχείων του ΔΕΔΔΗΕ ([ΔΕΔΔΗΕ, Μηνιαία Δελτία](#)).

**Πίνακας 2.9.** Συνολική Ενέργεια Κατανάλωσης για το τελευταίο διαθέσιμο 12μηνο

Μήνας	Ενέργεια Κατανάλωσης Πάροχων ΧΤ	Ενέργεια Κατανάλωσης Πάροχων ΜΤ	Ενέργεια Ιδιοκατανάλωσης Συμβατικής Παραγωγής ΥΤ	Συνολική Ενέργεια Κατανάλωσης
Οκτώβριος 2022	176.921,54985	71.085,83784	819,48700	248.826,87468
Νοέμβριος 2022	175.263,27991	42.567,06287	811,31900	218.641,66179
Δεκέμβριος 2022	162.127,78424	38.649,74565	742,16600	201.519,69590
Ιανουάριος 2023	163.090,49792	38.991,74835	935,07300	203.017,31927
Φεβρουάριος 2023	150.627,71587	36.815,45910	736,73100	188.179,90597
Μάρτιος 2023	178.930,50688	42.809,19163	1.068,13800	222.807,83651
Απρίλιος 2023	152.011,760	52.255,216	714,394	204.981,370
Μάιος 2023	165.500,504	68.891,777	838,688	235.230,969
Ιούνιος 2023	170.305,869	78.728,046	594,497	249.628,413
Ιούλιος 2023	208.393,1089	100.337,5373	605,889	309.336,5352
Αύγουστος 2023	214.154,1052	97.838,88698	472,431	312.465,4232
Σεπτέμβριος 2023	207.817,3718	86335,99532	664,489	294.817,8561
<b>ΣΥΝΟΛΟ</b>				2.889.453,86062

Παρατηρούμε ότι και για την περίοδο από τον Οκτώβριο του 2022 έως τον Σεπτέμβριο του 2023 το σύνολο της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας ανέρχεται περίπου στις 3TWh ετησίως.

Η Κρήτη κατά κοινή ομολογία ([ΣΣ Κρήτης](#)) διαθέτει φυσικούς πόρους λόγω της γεωγραφικής της θέσης και της μορφολογίας της που είναι ευνοϊκοί για την ανάπτυξη και την διείσδυση πολλών μορφών ΑΠΕ. Στην Κρήτη όμως υπάρχει ακόμα υψηλή ενεργειακή εξάρτηση από το πετρέλαιο και τα ορυκτά καύσιμα που ανέρχεται στο 85%, τη στιγμή που ο εθνικός μέσος όρος είναι στο 58%. Επιπλέον, τα χαρακτηριστικά της έντονης εποχικής ζήτησης λόγω κλίματος και τουρισμού κατά την περίοδο του καλοκαιριού και η μέχρι πρότινος μη ύπαρξη σύνδεσης με το ηπειρωτικό δίκτυο, καθιστούν την Κρήτη ιδιαίτερη περιοχή μελέτης. Η Περιφέρεια Κρήτης συμμετείχε στο «Σύμφωνο την Νησιών ([ISLE PACT](#))», όπου εκπονήθηκε σχέδιο δράσης βιώσιμης ενεργειακής ανάπτυξης, με στόχο τη μείωση άνω του 20% των εκπομπών

διοξειδίου του άνθρακα έως το 2020. Όπως αναφέρθηκε και νωρίτερα, τα οφέλη της ολοκλήρωσης της Φάσης I της διασύνδεσης με το ηπειρωτικό δίκτυο της χώρας είναι ήδη ορατά και αναμένεται να ενισχυθούν με την ολοκλήρωση και της Φάσης II. Η ολοκλήρωση των διασυνδέσεων θα εντείνει την ισχύ των ΑΠΕ στην Κρήτη και θα μειώσει την λειτουργία των θερμικών σταθμών. Ούτως ή άλλως οι ΑΗΣ Ξυλοκαμάρας Χανίων και Λινοπεραμάτων Ηρακλείου προβλέπεται να σταματήσουν οριστικά την λειτουργία τους εντός των επόμενων 15 ετών. Ο ΑΗΣ Αθρινόλακου Λασιθίου καθώς έχει εγκατασταθεί πιο πρόσφατα και είναι πιο σύγχρονος, μπορεί να συνεχίσει την λειτουργία του εάν αναβαθμιστεί περιβαλλοντικά ώστε να χρησιμοποιεί ως καύσιμο φυσικό αέριο. Επιπλέον σχεδιάζεται να δημιουργηθεί Ενεργειακό Κέντρο στην Κορακιά, με εγκαταστάσεις φυσικού αερίου, πρόβλεψη κατασκευής νέου σταθμού ηλεκτροπαραγωγής -εφόσον χρειάζεται-, όπως επίσης και οι εγκαταστάσεις διασύνδεσης της Κρήτης με το ηπειρωτικό δίκτυο.

Σημείο αναφοράς στην αποτύπωση της ενεργειακής κατάστασης της Κρήτης είναι ο «[Ενεργειακός Σχεδιασμός Περιφέρειας Κρήτης](#)», ένα ερευνητικό έργο που ανατέθηκε στη Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών & Μηχανικών Υπολογιστών του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου (ΕΜΠ) και η Τελική Έκθεση Προόδου του Έργου παραδόθηκε το 2016. Στο έργο αυτό υπερθεματιζόταν η διασύνδεση της Κρήτης με το ηπειρωτικό δίκτυο της χώρας και προτασσόταν ως επιτακτική προϋπόθεση για την περαιτέρω ανάπτυξη και διείσδυση των ΑΠΕ στο Ηλεκτρικό Σύστημα (ΗΣ) της Κρήτης. Επίσης στα πλαίσια του έργου διεξήχθη μακροχρόνιος ενεργειακός σχεδιασμός με εναλλακτικές επιλογές ενεργειακού μείγματος, ανάπτυξη ενεργειακών υποδομών και διαμόρφωση στόχων σχετικά με την ασφάλεια του περιβάλλοντος και την ασφάλεια του εφοδιασμού. Με κριτήριο την επίτευξη μακροχρόνιων στόχων ενεργειακής μετάβασης, αλλά και την επίτευξη βραχυχρόνιων μεταβατικών στόχων στα πλαίσια μίας ομαλής και ρεαλιστικής εξέλιξης του ΗΣ της Κρήτης, η προστασία του περιβάλλοντος, η ασφάλεια των μεταφορών και η βέλτιστη διαχείριση οικονομικών πόρων, προϋποθέτουν συνδυασμένη ανάπτυξη των ΑΠΕ, πραγματοποίηση της διασύνδεσης με το ηπειρωτικό δίκτυο και την εισαγωγή φυσικού αερίου. Το φυσικό αέριο επιτρέπει κάλυψη ενεργειακών αναγκών στις μεταφορές, την ακτοπλοΐα, τα μεγάλα φορτηγά οχήματα, τις τουριστικές υποδομές και τις θερμοκηπιακές εγκαταστάσεις. Η διείσδυση των ΑΠΕ θα κριθεί πετυχημένη εφόσον οι εγκατεστημένες Α/Γ δεν υπερβούν τα 1100MW ισχύος έως το 2050 και τα εγκατεστημένα Φ/Β εγκατασταθούν σε στέγες όσο το δυνατόν περισσότερο. Η αποθήκευση ενέργειας τόσο σε οχήματα όσο και σε κτήρια, σε συνδυασμό με ενεργειακή αναβάθμιση κτηρίων αλλά και η εισαγωγή και υιοθέτηση έξυπνων δικτύων, θα συντείνουν περαιτέρω στην επιτυχή μετάβαση του ενεργειακού σχεδιασμού σε επίπεδο Κρήτης, μίας περιοχής με έντονη γεωγραφική διασπορά ενεργειακών αναγκών. Σημαντικό στοιχείο που αναφέρεται στο εν λόγω ερευνητικό έργο, αποτελεί το

γεγονός ότι η Κρήτη διαθέτει δυναμικό ΑΠΕ πολύ μεγαλύτερο από τις ενεργειακές ανάγκες του νησιού, συνεπώς η αξιοποίηση του -ιδιαιτέρως αν ληφθεί υπόψη η ηλεκτρική διασύνδεση με το ηπειρωτικό δίκτυο- μπορεί να επιφέρει πολλαπλά οφέλη όχι μόνο σε περιφερειακό αλλά και εθνικό επίπεδο λόγω της αειφορίας των ΑΠΕ, της εξοικονόμησης χρημάτων από την παραγωγή ενέργειας, της μείωσης των ρύπων, κοκ.

## **2.7 Περιβαλλοντικές Πιέσεις και Πηγές Ρύπων στην Περιφέρεια Κρήτης**

Αναφορικά με την ηλεκτροπαραγωγή στην Κρήτη πρέπει να αναφερθεί και η συσχέτιση της με το φυσικό περιβάλλον ([ΠεΣΠΚΑ-Κρήτης](#)). Καθώς μεγάλο ποσοστό της ηλεκτρικής ενέργειας -περίπου το 75% όπως αναφέρθηκε νωρίτερα- προέρχεται από ορυκτά καύσιμα, η ηλεκτροπαραγωγή εντάσσεται στη σφαίρα της βιομηχανικής δραστηριότητας αφού συντελείται εντατικά και οι αέριοι ρύποι διαχέονται στην ατμόσφαιρα. Πέραν της αέριας ρύπανσης, η αλληλεπίδραση/επιβάρυνση στο παρακείμενο θαλάσσιο περιβάλλον από την λειτουργία των ΑΗΣ αναφέρθηκε σε προηγούμενη παράγραφο.



## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3. ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ ΜΕΤΑΒΑΣΗΣ ΤΟΥ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΚΡΗΤΗΣ ΕΩΣ ΤΟ 2050

### 3.1 Αξιολόγηση Επένδυσης

Με βάση όσα αναφέρθηκαν στα προηγούμενα κεφάλαια για την ενεργειακή μετάβαση της Κρήτης σε μηδενικό ενεργειακό αποτύπωμα έως το 2050, σε αυτό το κεφάλαιο θα γίνει η αξιολόγηση της επένδυσης για την επίτευξη αυτού του στόχου. Κάποιες παράμετροι που θα ληφθούν υπόψη έχουν ως εξής:

- Το μείγμα ενεργειακής ζήτησης για την Κρήτη δεν μεταβάλλεται, άρα ετησίως έχουμε 4TWh για τις μεταφορές, 3TWh για την ηλεκτροπαραγωγή και 2TWh για κάλυψη θερμικών αναγκών, ήτοι σύνολο ενεργειακής ζήτησης 9TWh ανά έτος.
- Οι ήδη εγκατεστημένες ΑΠΕ στο νησί είναι 220MW Α/Γ (65%) και 120MW Φ/Β (35%), σύνολο 340MW εγκατεστημένης ισχύος.
- Η τιμή αγοράς ρεύματος ανέρχεται σε 260€/MWh ([https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity\\_price\\_statistics#:~:text=Electricity%20price%20statistics%20tables%20and%20graphs](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity_price_statistics#:~:text=Electricity%20price%20statistics%20tables%20and%20graphs))
- Το κόστος εγκατάστασης για Α/Γ είναι 1850000€/MWh και για Φ/Β είναι 1270000€/MWh.
- Τα έξοδα λειτουργίας και συντήρησης (O&M costs) ανέρχονται σε 40000€/MWh για Α/Γ και 10000€/MWh για Φ/Β ετησίως.
- Τα έξοδα ασφάλισης ανέρχονται σε 1000€/MWh τόσο για τις Α/Γ όσο και για τα Φ/Β.
- Για την απόδοση των Φ/Β υπολογίζεται πτώση απόδοσης 1% ανά έτος, τόσο για τα υφιστάμενα μέχρι σήμερα, όσο και για τα νέα προς εγκατάσταση
- Το Capacity Factor (C.F.) για τις Α/Γ λαμβάνεται ως 35%, ενώ για τα Φ/Β ως 20% ([Gigantidou A., 2019](#)).
- Το επιτόκιο καταθέσεων λαμβάνεται υπόψιν ως 0,8%.
- Το επιτόκιο χορηγήσεων λαμβάνεται υπόψιν ως 2% και χρόνος αποπληρωμής δανείου υπολογίζονται τα 10 έτη.
- Στο βασικό σενάριο δανεισμού θεωρούμε ότι έχουμε συμμετοχή ιδίων πόρων κατά 40% και κεφάλαια από δανεισμό 60%.
- Ο φορολογικός συντελεστής θεωρείται μηδενικός και δεν λαμβάνεται υπόψιν.
- Σε όλα τα οικονομικά μεγέθη (έξοδα εγκατάστασης, έξοδα συντήρησης, εξοικονόμηση λόγω μη δαπάνης για ηλεκτρισμό, κοκ) λαμβάνονται υπόψιν μόνο οι νέες προς εγκατάσταση Α/Γ και Φ/Β και όχι η ήδη υπάρχουσα υποδομή



## Ανάλυση Ενεργειακής Μετάβασης της Κρήτης με Μηδενικό Περιβαλλοντικό Αποτύπωμα το 2050

Βάση του [ΕΣΕΚ](#) η ζητούμενη διείσδυση των ΑΠΕ για το 2030 είναι κατ' ελάχιστον 82% στην ηλεκτροπαραγωγή, 29% στις μεταφορές και 46% στην θέρμανση. Επιπλέον, η διείσδυση των ΑΠΕ πρέπει να είναι μεγαλύτερη από το 44% επί του συνόλου παραγωγής ενέργειας, όπως παρουσιάζεται και σχηματικά στον ακόλουθο πίνακα.

**Πίνακας 3.1.** Απαιτήσεις Ενεργειακού Μείγματος Κρήτης για την Ανάλυση της Επένδυσης

ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΜΕΙΓΜΑ ΚΡΗΤΗΣ						
Σύνολο Ενεργειακών Αναγκών (MWh)		2030			2050	
		Ζητούμενη διείσδυση ΑΠΕ			Ζητούμενη διείσδυση ΑΠΕ	
Ηλεκτροπαραγωγή, MWh:	3000000	2460000	82%		3000000	100%
Μεταφορές, MWh:	4000000	1160000	29%		4000000	100%
Θέρμανση, MWh:	2000000	920000	46%		2000000	100%
<b>Σύνολο:</b>	9000000	4540000	50,44%	> 44%	9000000	100,00%

Με βάση την ζητούμενη συνολική ποσότητα παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ για το 2030 και για το 2050, δηλαδή 4540000MWh και 9000000MWh αντίστοιχα, διαμορφώνονται τρία διαφορετικά σενάρια μείγματος από ΑΠΕ τα οποία θα εξεταστούν:

- Παραγωγή από Α/Γ σε ποσοστό 65% και από Φ/Β σε ποσοστό 35% επί του συνόλου ΑΠΕ (μείγμα ίδιο με το υπάρχον)
- Παραγωγή από Α/Γ σε ποσοστό 75% και από Φ/Β σε ποσοστό 25% επί του συνόλου ΑΠΕ
- Παραγωγή από Α/Γ σε ποσοστό 55% και από Φ/Β σε ποσοστό 45% επί του συνόλου ΑΠΕ

Για τον υπολογισμό των απαιτούμενων προς εγκατάσταση Α/Γ και Φ/Β ακολουθείται η εξής διαδικασία:

Αρχικά λαμβάνεται υπόψη το σύνολο της διαθέσιμης ενέργειας από ΑΠΕ που θα πρέπει να υπάρχει, έως το 2030 λόγω χάρη, από τον Πίνακα 3.1. Επ' αυτού του ποσού ΑΠΕ (π.χ. 4500000MWh) υπολογίζεται η ποσότητα σε MWh από Α/Γ και από Φ/Β που πρέπει να είναι τότε διαθέσιμα στο ΗΣ Κρήτης, αρχικά για ποσοστό 65% Α/Γ και 35% Φ/Β. Με βάση τον τύπο του Capacity Factor (C.F.):

$$C.F. = \frac{Energy_{year}}{P_{εγκ} * 8760hrs}$$

όπου  $Energy_{year}$  είναι η ζητούμενη ενέργεια ανά έτος σε MWh,  $P_{εγκ}$  είναι η εγκατεστημένη ισχύς από ΑΠΕ σε MWh για να παραχθεί η ζητούμενη  $Energy_{year}$  και 8760 είναι οι ώρες ενός έτους (365μέρες/έτος \* 24ώρες/μέρα = 8760 ώρες/έτος), υπολογίζεται η  $P_{εγκ}$  για Α/Γ και Φ/Β. Από τις τιμές που προκύπτουν αφαιρούνται οι ήδη εγκατεστημένες Α/Γ και Φ/Β και βρίσκουμε τις ζητούμενες νέες ποσότητες που πρέπει να βρίσκονται εγκατεστημένες το 2030. Όσον αφορά τα Φ/Β θα υπολογίσουμε ετήσια μείωση απόδοσης 1%, τόσο για τις ήδη υπάρχουσες κάθε έτους όσο και για αυτές που εγκαθίστανται κάθε νέο

Δημήτριος Ν. Ανδρουλάκης

έτος -προφανώς εδώ υπολογίζεται και η πτώση της απόδοσης για τα από την προ της επένδυσης εγκατεστημένα Φ/Β. Με βάση τα νέα ζητούμενα εγκατεστημένα MW από Α/Γ και Φ/Β και το κόστος εγκατάστασης σε €/MW για Α/Γ και Φ/Β προκύπτει το σύνολο της επένδυσης που πρόκειται να εξεταστεί. Έπειτα, και λαμβάνοντας υπόψη αν θα υπάρχει δανεισμός ή όχι υπολογίζεται το σταθμισμένο μέσο κόστος κεφαλαίου (ΣΜΚΚ / Weighted Average Capital Cost - WACC), ως εξής.

$$\text{WACC} / \text{ΣΜΚΚ} = (\text{ΙΚ}/\text{Κ}) * \text{ΚΙΚ} + (\text{ΞΚ}/\text{Κ}) * \text{ΚΞΚ} * (1 - \text{ΦΣ})$$

όπου ΙΚ είναι τα ίδια κεφάλαια, Κ είναι το αρχικό κεφάλαιο, ΚΙΚ είναι το κόστος των ιδίων κεφαλαίων (επιτόκιο καταθέσεων), ΞΚ είναι τα ξένα κεφάλαια από δανεισμό, ΚΞΚ είναι το κόστος των ξένων κεφαλαίων (επιτόκιο χορηγήσεων) και ΦΣ ο φορολογικός συντελεστής (στην περίπτωση μας δεν λαμβάνεται υπόψη).

Το κόστος ευκαιρίας σε σενάριο δίχως δανεισμό θα ληφθεί ίσο με το επιτόκιο καταθέσεων (0,8%), ενώ σε σενάριο με δανεισμό θα ληφθεί ίσο με το WACC -στην πρώτη εξεταζόμενη περίπτωση 0,32%.

Στη συνέχεια, το σύνολο των νέων εγκατεστημένων Φ/Β υπολογίζεται στα Κόστη Εγκατάστασης, στις Εισροές (εξοικονόμηση λόγω ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ με τιμή = MWh από ΑΠΕ \* τιμή αγοράς ηλεκτρικού ρεύματος €/MWh), στα Έξοδα Λειτουργίας και Συντήρησης (Operational & Maintenance - O&M costs), στα Έξοδα Ασφάλισης, και στο EBITDA (Earnings Before Interest Taxes Depreciation Amortization – Κέρδη Προ Τόκων Φόρων και Αποσβέσεων). Αφού υπολογιστούν τα μεγέθη του Δανείου, στην περίπτωση δανεισμού, υπολογίζεται η Παρούσα Αξία (Present Value - PV), ο Εσωτερικός Ρυθμός Απόδοσης (Internal Rate of Return - IRR) και στη συνέχεια η Καθαρή Παρούσα Αξία (Net Present Value - NPV) και η Περίοδος Επανείσπραξης (PayBack Period - PPP).

Η NPV (Καθαρή Παρούσα Αξία) αποτελεί το πιο διαδεδομένο κριτήριο των αναλυτών και των αξιολογητών επενδύσεων. Σύμφωνα με αυτό το κριτήριο, φέρνουμε σε παρούσες αξίες τις καθαρές χρηματικές ροές (έσοδα– έξοδα) και τα συγκρίνουμε με το αρχικό κόστος επένδυσης. Εάν τα οφέλη σε παρούσες αξίες είναι μεγαλύτερα από τα κόστη σε παρούσες αξίες, τότε προκρίνεται το έργο που μελετάται ([Παπαδάμου Στ., Συριόπουλος Κ., 2015](#)).

Το IRR (Εσωτερικός Ρυθμός Απόδοσης) είναι εκείνο το επιτόκιο που μηδενίζει την Καθαρή Παρούσα Αξία. Εάν θέσουμε δηλαδή την καθαρή παρούσα αξία ενός έργου ίση με το μηδέν και λύσουμε ως προς το επιτόκιο, το αποτέλεσμα θα είναι ο IRR. Μία ερμηνεία του δείκτη IRR, είναι ότι αποτελεί το μεγαλύτερο δυνατό επιτόκιο με το οποίο θα μπορούσε ο επενδυτής να δανειστεί όλα τα κεφάλαια που αφιερώνονται στην επένδυση και να μην έχει ζημία. Με την υπόθεση φυσικά, ότι η εξυπηρέτηση του δανείου θα γίνεται

από τις καθαρές χρηματικές ροές της επένδυσης. Ο IRR αποκτά νόημα αν συγκριθεί με το κόστος του χρήματος στην επιχείρηση ή το κόστος ευκαιρίας των κεφαλαίων του επενδυτή. Αν το κόστος του χρήματος και το κόστος ευκαιρίας είναι μικρότερα από τον εσωτερικό συντελεστή απόδοσης, τότε το έργο προκρίνεται. Σημαίνει ότι ακόμη και αν δανειστεί με επιτόκιο ίσο με τον IRR, η επένδυση μπορεί να καλύψει τα δάνεια, όμως δε θα έχει επιπλέον κέρδη ([Παπαδάμου Στ., Συριόπουλος Κ., 2015](#)).

Η PBP (Περίοδος Επανείσπραξης) ορίζεται ως ο αριθμός των ετών, ή ο χρόνος εν γένει, που απαιτείται για την επανείσπραξη της αρχικής δαπάνης της επένδυσης ([Laopodis N. K., 2012](#)). Σε όρους αγοράς, είναι το πόσο γρήγορα θα πάρουμε πίσω τα κεφάλαια που έχουν δεσμευθεί στην υπό εξέταση επένδυση. Η PBP προκρίνει πάντα την επένδυση που επιστρέφει γρηγορότερα το αρχικό κόστος της επένδυσης. Είναι ένας δείκτης ευαίσθητος στην οικονομική διάρκεια ζωής, ενώ έχει εφαρμογή στη σύγκριση απλών επενδύσεων με παρόμοια ταμειακή ροή ([Παπαδάμου Στ., Συριόπουλος Κ., 2015](#)).

Αντίστοιχη με την μεθοδολογία που ακολουθήθηκε για τον υπολογισμό των ροών μέχρι το 2030, ακολουθείται και για τον υπολογισμό των ροών από το 2031 έως το 2050. Δηλαδή λαμβάνονται υπόψη οι μέχρι το 2030 εγκατεστημένες MW από Α/Γ και Φ/Β και αναζητούνται οι νέες προς εγκατάσταση μεταξύ 2031 και 2050 ώστε να επιτευχθεί ο στόχος για το 2050. Να σημειωθεί σε αυτό το σημείο ότι τόσο για την περίοδο μέχρι το 2030 όσο και για την περίοδο 2031-2050 το σύνολο του κόστους των προς εγκατάσταση MW διαιρείται με τον αριθμό των ετών της αντίστοιχης περιόδου, θεωρώντας κατά αυτόν τον τρόπο ότι τα κόστη εγκατάστασης είναι ανά περίοδο ετησίως σταθερά.

Στη συνέχεια παρουσιάζονται σε πίνακες τα μεγέθη των χρηματοροών ανά σενάριο ενεργειακού μείγματος ΑΠΕ, δηλαδή με διαφορετικό ποσοστό παραγωγής από Α/Γ και Φ/Β για δύο περιπτώσεις. Η πρώτη με δαπάνες μόνο ιδίων κεφαλαίων, η δεύτερη περιλαμβάνει και ποσοστό δανεισμού ίσο με 60%.

Ανά περίπτωση ο 1<sup>ος</sup> πίνακας δείχνει τα προς εγκατάσταση MW από Α/Γ και Φ/Β με σκοπό να υπολογιστεί το κόστος εγκατάστασης τους, το οποίο είναι κοινό είτε η χρηματοδότηση είναι εξ' ολοκλήρου από ιδίους πόρους είτε υπάρχει και δανεισμός.

Ο 2<sup>ος</sup> ανά περίπτωση πίνακας δείχνει τις εισροές και τις εκροές (πλην του κόστους εγκατάστασης, το οποίο όμως συνυπολογίζεται), ώστε να υπολογιστούν το καθαρά κέρδη, το PV και το IRR, στην περίπτωση χρήσης μόνο ιδίων κεφαλαίων.

Αναλόγως και ο 3<sup>ος</sup> πίνακας ανά περίπτωση, δείχνει τις εισροές και τις εκροές για τον υπολογισμό των καθαρών κερδών, του PV και του IRR, λαμβάνοντας όμως υπόψη και τα μεγέθη του δανείου (δόση, κεφάλαιο, τόκος), καθώς πλέον αναφερόμαστε σε περίπτωση που εξετάζει και δανεισμό.

3.1.1 Χρηματοροές για μείγμα παραγωγής 65% Α/Γ – 35% Φ/Β

Πίνακας 3.2. Κόστος Εγκατάστασης νέων Α/Γ και Φ/Β για μείγμα 65% Α/Γ – 35% Φ/Β

		Ανεμογεννήτριες (Α/Γ)			Φωτοβολταϊκά (Φ/Β)					Κόστος Εγκατάστασης		
		Νέα ΜWp Α/Γ inst cost	Σύνολο Νέας Εγκαταστ. (Profit + O&M)	Σύνολο ΜWp Α/Γ	Υπάρχοντα 2023 με -1% ετήσιο	Απόδοση νέων ('30), -1%	Νέα	Σύνολο ΜWp Φ/Β	Σύνολο νέας εγκατάστασης (Profit + O&M)	ΜWp Φ/Β inst cost	A/Γ	Φ/Β
Έτος											A/Γ	Φ/Β
2025	1	123,749	123,749	343,749	120,000		115,430	235,430	115,430	135,483	228.934.986 €	172.063.447 €
	2	123,749	247,497	467,497	118,800		250,913	369,713	250,913	135,483	228.934.986 €	172.063.447 €
	3	123,749	371,246	591,246	117,612		386,396	504,008	386,396	135,483	228.934.986 €	172.063.447 €
	4	123,749	494,995	714,995	116,436		521,879	638,314	521,879	135,483	228.934.986 €	172.063.447 €
	5	123,749	618,743	838,743	115,272		657,362	772,633	657,362	135,483	228.934.986 €	172.063.447 €
2030	6	123,749	742,492	<b>962,492</b>	114,119		792,845	<b>906,963</b>	792,845	135,483	228.934.986 €	172.063.447 €
	7	47,277	789,768	1009,768	112,978	<b>906,963</b>	1,366	1021,307	908,330	50,207	87.461.676 €	63.763.063 €
	8	47,277	837,045	1057,045	111,848	897,894	51,573	1061,315	949,467	50,207	87.461.676 €	63.763.063 €
	9	47,277	884,322	1104,322	110,729	888,915	101,781	1101,425	990,695	50,207	87.461.676 €	63.763.063 €
	10	47,277	931,598	1151,598	109,622	880,026	151,988	1141,636	1032,013	50,207	87.461.676 €	63.763.063 €
2035	11	47,277	978,875	1198,875	108,526	871,225	202,195	1181,946	1073,420	50,207	87.461.676 €	63.763.063 €
	12	47,277	1026,151	1246,151	107,441	862,513	252,402	1222,356	1114,915	50,207	87.461.676 €	63.763.063 €
	13	47,277	1073,428	1293,428	106,366	853,888	302,609	1262,863	1156,497	50,207	87.461.676 €	63.763.063 €
	14	47,277	1120,705	1340,705	105,303	845,349	352,816	1303,468	1198,165	50,207	87.461.676 €	63.763.063 €
	15	47,277	1167,981	1387,981	104,249	836,896	403,023	1344,169	1239,919	50,207	87.461.676 €	63.763.063 €
2040	16	47,277	1215,258	1435,258	103,207	828,527	453,231	1384,964	1281,757	50,207	87.461.676 €	63.763.063 €
	17	47,277	1262,534	1482,534	102,175	820,242	503,438	1425,854	1323,679	50,207	87.461.676 €	63.763.063 €
	18	47,277	1309,811	1529,811	101,153	812,039	553,645	1466,837	1365,684	50,207	87.461.676 €	63.763.063 €
	19	47,277	1357,087	1577,087	100,142	803,919	603,852	1507,912	1407,771	50,207	87.461.676 €	63.763.063 €
	20	47,277	1404,364	1624,364	99,140	795,880	654,059	1549,079	1449,939	50,207	87.461.676 €	63.763.063 €
2045	21	47,277	1451,641	1671,641	98,149	787,921	704,266	1590,336	1492,187	50,207	87.461.676 €	63.763.063 €
	22	47,277	1498,917	1718,917	97,167	780,042	754,473	1631,682	1534,515	50,207	87.461.676 €	63.763.063 €
	23	47,277	1546,194	1766,194	96,196	772,241	804,680	1673,117	1576,922	50,207	87.461.676 €	63.763.063 €
	24	47,277	1593,470	1813,470	95,234	764,519	854,888	1714,640	1619,406	50,207	87.461.676 €	63.763.063 €
2049	25	47,277	1640,747	1860,747	94,281	756,873	905,095	1756,250	1661,968	50,207	87.461.676 €	63.763.063 €
2050	26	47,277	1688,023	<b>1908,023</b>	93,339	749,305	955,302	<b>1797,945</b>	1704,607	50,207	87.461.676 €	63.763.063 €
											3.122.843.444 €	2.307.641.940 €

Ανάλυση Ενεργειακής Μετάβασης της Κρήτης με Μηδενικό Περιβαλλοντικό Αποτύπωμα το 2050

**Πίνακας 3.3.** Εισροές - Εκροές για μείγμα 65% Α/Γ – 35% Φ/Β χωρίς δανεισμό

Έτος	Εισροές		Ο&Μ		Ασφάλιση /MWp	EBITDA	Καθαρά Κέρδη χωρίς Δανεισμό	PV χωρίς δανεισμό	IRR χωρίς δανεισμό		
	Εισροές=εξοικονόμηση πόρων λόγω πρόσθετων ετήσιων ΑΠΕ		Ο&Μ Α/Γ	Ο&Μ Φ/Β							
2025	1	98.647.467	52.580.454	4.949.946	1.154.295	2.391.782	258.266.535	258.266.535	256.216.801	-	258.266.535
	2	197.294.933	114.295.683	9.899.891	2.509.125	4.984.098	106.800.932	106.800.932	105.112.406	-	106.800.932
	3	295.942.400	176.010.913	14.849.837	3.863.956	7.576.415	44.664.672	44.664.672	43.609.645		44.664.672
	4	394.589.867	237.726.142	19.799.783	5.218.786	10.168.732	196.130.275	196.130.275	189.977.649		196.130.275
	5	493.237.333	299.441.372	24.749.728	6.573.616	12.761.048	347.595.879	347.595.879	334.019.605		347.595.879
2030	6	591.884.800	361.156.601	29.699.674	7.928.447	15.353.365	499.061.483	499.061.483	475.763.214		499.061.483
	7	629.571.800	413.762.375	31.590.737	9.083.298	16.980.982	834.454.419	834.454.419	789.185.131		834.454.419
	8	667.258.800	432.501.330	33.481.800	9.494.673	17.865.123	887.693.795	887.693.795	832.873.276		887.693.795
	9	704.945.800	451.281.598	35.372.864	9.906.955	18.750.171	940.972.670	940.972.670	875.855.015		940.972.670
	10	742.632.800	470.102.768	37.263.927	10.320.135	19.636.116	994.290.651	994.290.651	918.138.153		994.290.651
2035	11	780.319.800	488.964.429	39.154.990	10.734.203	20.522.951	1.047.647.345	1.047.647.345	959.730.427		1.047.647.345
	12	818.006.800	507.866.177	41.046.053	11.149.152	21.410.665	1.101.042.367	1.101.042.367	1.000.639.506		1.101.042.367
	13	855.693.800	526.807.612	42.937.117	11.564.972	22.299.251	1.154.475.332	1.154.475.332	1.040.872.993		1.154.475.332
	14	893.380.800	545.788.335	44.828.180	11.981.655	23.188.700	1.207.945.861	1.207.945.861	1.080.438.424		1.207.945.861
	15	931.067.800	564.807.955	46.719.243	12.399.191	24.079.002	1.261.453.579	1.261.453.579	1.119.343.268		1.261.453.579
2040	16	968.754.800	583.866.082	48.610.307	12.817.573	24.970.150	1.314.998.114	1.314.998.114	1.157.594.930		1.314.998.114
	17	1.006.441.800	602.962.332	50.501.370	13.236.792	25.862.134	1.368.579.097	1.368.579.097	1.195.200.749		1.368.579.097
	18	1.044.128.800	622.096.322	52.392.433	13.656.839	26.754.947	1.422.196.164	1.422.196.164	1.232.167.997		1.422.196.164
	19	1.081.815.800	641.267.676	54.283.496	14.077.706	27.648.580	1.475.848.954	1.475.848.954	1.268.503.885		1.475.848.954
	20	1.119.502.800	660.476.020	56.174.560	14.499.386	28.543.026	1.529.537.110	1.529.537.110	1.304.215.557		1.529.537.110
2045	21	1.157.189.800	679.720.985	58.065.623	14.921.869	29.438.275	1.583.260.278	1.583.260.278	1.339.310.093		1.583.260.278
	22	1.194.876.800	699.002.203	59.956.686	15.345.148	30.334.320	1.637.018.109	1.637.018.109	1.373.794.512		1.637.018.109
	23	1.232.563.800	718.319.312	61.847.750	15.769.216	31.231.153	1.690.810.255	1.690.810.255	1.407.675.768		1.690.810.255
	24	1.270.250.800	737.671.954	63.738.813	16.194.063	32.128.766	1.744.636.373	1.744.636.373	1.440.960.752		1.744.636.373
2049	25	1.307.937.800	757.059.773	65.629.876	16.619.682	33.027.151	1.798.496.124	1.798.496.124	1.473.656.295		1.798.496.124
2050	26	1.345.624.800	776.482.418	67.520.939	17.046.066	33.926.301	1.852.389.172	1.852.389.172	1.505.769.162		1.852.389.172
		21.823.562.800	13.122.018.820	1.095.065.623	288.066.799	561.833.205	27.570.130.610	27.570.130.610	23.997.966.800		10,80%

Ανάλυση Ενεργειακής Μετάβασης της Κρήτης με Μηδενικό Περιβαλλοντικό Αποτύπωμα το 2050

Πίνακας 3.4. Εισροές - Εκροές για μείγμα 65% Α/Γ – 35% Φ/Β με δανεισμό

Έτος	Εισροές		Ο&Μ		Ασφάλιση /MWp	EBITDA	ΔΑΝΕΙΟ			Καθαρά Κέρδη με Δανεισμό	PV με δανεισμό	IRR με δανεισμό 2.172.194.153,54	
	Εισροές=εξοικονόμηση πόρων λόγω πρόσθετων ετήσιων ΑΠΕ		Ο&Μ Α/Γ	Ο&Μ Φ/Β			Δόση	Κεφάλαιο	Τόκος				
2025	1	98.647.467	52.580.454	4.949.946	1.154.295	2.391.782	258.266.535	362.734.249	297.568.425	65.165.825	621.000.785	619.019.921	621.000.785
	2	197.294.933	114.295.683	9.899.891	2.509.125	4.984.098	106.800.932	362.734.249	303.519.793	59.214.456	469.535.181	466.544.519	469.535.181
	3	295.942.400	176.010.913	14.849.837	3.863.956	7.576.415	44.664.672	362.734.249	309.590.189	53.144.060	318.069.578	315.035.548	318.069.578
	4	394.589.867	237.726.142	19.799.783	5.218.786	10.168.732	196.130.275	362.734.249	315.781.993	46.952.256	166.603.974	164.488.395	166.603.974
	5	493.237.333	299.441.372	24.749.728	6.573.616	12.761.048	347.595.879	362.734.249	322.097.633	40.636.617	15.138.370	14.898.465	15.138.370
2030	6	591.884.800	361.156.601	29.699.674	7.928.447	15.353.365	499.061.483	362.734.249	328.539.586	34.194.664	136.327.233	133.738.818	136.327.233
	7	629.571.800	413.762.375	31.590.737	9.083.298	16.980.982	834.454.419	362.734.249	335.110.377	27.623.872	471.720.170	461.287.601	471.720.170
	8	667.258.800	432.501.330	33.481.800	9.494.673	17.865.123	887.693.795	362.734.249	341.812.585	20.921.665	524.959.545	511.712.056	524.959.545
	9	704.945.800	451.281.598	35.372.864	9.906.955	18.750.171	940.972.670	362.734.249	348.648.836	14.085.413	578.238.421	561.848.510	578.238.421
	10	742.632.800	470.102.768	37.263.927	10.320.135	19.636.116	994.290.651	362.734.249	355.621.813	7.112.436	631.556.401	611.697.783	631.556.401
2035	11	780.319.800	488.964.429	39.154.990	10.734.203	20.522.951	1.047.647.345				1.047.647.345	1.011.468.492	1.047.647.345
	12	818.006.800	507.866.177	41.046.053	11.149.152	21.410.665	1.101.042.367				1.101.042.367	1.059.628.788	1.101.042.367
	13	855.693.800	526.807.612	42.937.117	11.564.972	22.299.251	1.154.475.332				1.154.475.332	1.107.507.950	1.154.475.332
	14	893.380.800	545.788.335	44.828.180	11.981.655	23.188.700	1.207.945.861				1.207.945.861	1.155.106.802	1.207.945.861
	15	931.067.800	564.807.955	46.719.243	12.399.191	24.079.002	1.261.453.579				1.261.453.579	1.202.426.173	1.261.453.579
2040	16	968.754.800	583.866.082	48.610.307	12.817.573	24.970.150	1.314.998.114				1.314.998.114	1.249.466.896	1.314.998.114
	17	1.006.441.800	602.962.332	50.501.370	13.236.792	25.862.134	1.368.579.097				1.368.579.097	1.296.229.805	1.368.579.097
	18	1.044.128.800	622.096.322	52.392.433	13.656.839	26.754.947	1.422.196.164				1.422.196.164	1.342.715.740	1.422.196.164
	19	1.081.815.800	641.267.676	54.283.496	14.077.706	27.648.580	1.475.848.954				1.475.848.954	1.388.925.545	1.475.848.954
	20	1.119.502.800	660.476.020	56.174.560	14.499.386	28.543.026	1.529.537.110				1.529.537.110	1.434.860.066	1.529.537.110
2045	21	1.157.189.800	679.720.985	58.065.623	14.921.869	29.438.275	1.583.260.278				1.583.260.278	1.480.520.151	1.583.260.278
	22	1.194.876.800	699.002.203	59.956.686	15.345.148	30.334.320	1.637.018.109				1.637.018.109	1.525.906.654	1.637.018.109
	23	1.232.563.800	718.319.312	61.847.750	15.769.216	31.231.153	1.690.810.255				1.690.810.255	1.571.020.431	1.690.810.255
	24	1.270.250.800	737.671.954	63.738.813	16.194.063	32.128.766	1.744.636.373				1.744.636.373	1.615.862.339	1.744.636.373
2049	25	1.307.937.800	757.059.773	65.629.876	16.619.682	33.027.151	1.798.496.124				1.798.496.124	1.660.433.241	1.798.496.124
2050	26	1.345.624.800	776.482.418	67.520.939	17.046.066	33.926.301	1.852.389.172				1.852.389.172	1.704.734.000	1.852.389.172
		21.823.562.800	13.122.018.820	1.095.065.623	288.066.799	561.833.205	27.570.130.610	3.627.342.494	3.258.291.230	369.051.264	23.942.788.116	22.507.110.992	12,97%

3.1.2 Χρηματοροές για μείγμα παραγωγής 75% Α/Γ – 25% Φ/Β

Πίνακας 3.5. Κόστος Εγκατάστασης νέων Α/Γ και Φ/Β για μείγμα 75% Α/Γ – 25% Φ/Β

Έτος		Ανεμογεννήτριες (Α/Γ)			Φωτοβολταϊκά (Φ/Β)					Κόστος Εγκατάστασης		
		Νέα ΜWp Α/Γ inst cost	Σύνολο Νέας Εγκαταστ. (Profit + O&M)	Σύνολο ΜWp Α/Γ	Υπάρχοντα 2023 με -1% ετήσιο	Απόδοση νέων ('30), -1%	Νέα	Σύνολο ΜWp Φ/Β	Σύνολο νέας εγκατάστασης (Profit + O&M)	MWp Φ/Β inst cost	Α/Γ	Φ/Β
2025	1	148,428	148,428	368,428	120,000		77,703	197,703	77,703	91,202	274.591.650 €	115.826.432 €
	2	148,428	296,856	516,856	118,800		168,905	287,705	168,905	91,202	274.591.650 €	115.826.432 €
	3	148,428	445,284	665,284	117,612		260,106	377,718	260,106	91,202	274.591.650 €	115.826.432 €
	4	148,428	593,712	813,712	116,436		351,308	467,744	351,308	91,202	274.591.650 €	115.826.432 €
	5	148,428	742,140	962,140	115,272		442,510	557,782	442,510	91,202	274.591.650 €	115.826.432 €
2030	6	148,428	890,568	<b>1110,568</b>	114,119		533,712	<b>647,831</b>	533,712	91,202	274.591.650 €	115.826.432 €
	7	54,550	945,117	1165,117	112,978	<b>647,831</b>	0,938	761,746	648,769	34,461	100.917.319 €	43.765.038 €
	8	54,550	999,667	1219,667	111,848	641,353	35,398	788,599	676,751	34,461	100.917.319 €	43.765.038 €
	9	54,550	1054,217	1274,217	110,729	634,939	69,859	815,528	704,798	34,461	100.917.319 €	43.765.038 €
	10	54,550	1108,767	1328,767	109,622	628,590	104,320	842,532	732,910	34,461	100.917.319 €	43.765.038 €
2035	11	54,550	1163,317	1383,317	108,526	622,304	138,780	869,610	761,084	34,461	100.917.319 €	43.765.038 €
	12	54,550	1217,867	1437,867	107,441	616,081	173,241	896,763	789,322	34,461	100.917.319 €	43.765.038 €
	13	54,550	1272,417	1492,417	106,366	609,920	207,702	923,988	817,622	34,461	100.917.319 €	43.765.038 €
	14	54,550	1326,967	1546,967	105,303	603,821	242,162	951,286	845,983	34,461	100.917.319 €	43.765.038 €
	15	54,550	1381,517	1601,517	104,249	597,783	276,623	978,655	874,406	34,461	100.917.319 €	43.765.038 €
2040	16	54,550	1436,067	1656,067	103,207	591,805	311,084	1006,096	902,889	34,461	100.917.319 €	43.765.038 €
	17	54,550	1490,616	1710,616	102,175	585,887	345,544	1033,606	931,431	34,461	100.917.319 €	43.765.038 €
	18	54,550	1545,166	1765,166	101,153	580,028	380,005	1061,186	960,033	34,461	100.917.319 €	43.765.038 €
	19	54,550	1599,716	1819,716	100,142	574,228	414,466	1088,835	988,693	34,461	100.917.319 €	43.765.038 €
	20	54,550	1654,266	1874,266	99,140	568,485	448,926	1116,552	1017,412	34,461	100.917.319 €	43.765.038 €
2045	21	54,550	1708,816	1928,816	98,149	562,801	483,387	1144,336	1046,188	34,461	100.917.319 €	43.765.038 €
	22	54,550	1763,366	1983,366	97,167	557,173	517,848	1172,188	1075,020	34,461	100.917.319 €	43.765.038 €
	23	54,550	1817,916	2037,916	96,196	551,601	552,308	1200,105	1103,909	34,461	100.917.319 €	43.765.038 €
	24	54,550	1872,466	2092,466	95,234	546,085	586,769	1228,087	1132,854	34,461	100.917.319 €	43.765.038 €
2049	25	54,550	1927,016	2147,016	94,281	540,624	621,230	1256,135	1161,854	34,461	100.917.319 €	43.765.038 €
2050	26	54,550	1981,566	<b>2201,566</b>	93,339	535,218	655,690	<b>1284,247</b>	1190,908	34,461	100.917.319 €	43.765.038 €
											3.665.896.282 €	1.570.259.358 €

Ανάλυση Ενεργειακής Μετάβασης της Κρήτης με Μηδενικό Περιβαλλοντικό Αποτύπωμα το 2050

Πίνακας 3.6. Εισροές - Εκροές για μείγμα 65% Α/Γ – 35% Φ/Β με δανεισμό

Έτος	Εισροές		Ο&Μ		Ασφάλιση /ΜWp	EBITDA	Καθαρά Κέρδη χωρίς Δανεισμό	PV χωρίς δανεισμό	IRR χωρίς δανεισμό	
	Εισροές=εξοικονόμηση πόρων λόγω πρόσθετων ετήσιων ΑΠΕ		Ο&Μ Α/Γ	Ο&Μ Φ/Β					- 5.236.155.639	
2025	1	118.320.800	35.395.120	5.937.117	777.027	2.261.306	245.677.612	245.677.612	243.727.790	245.677.612
	2	236.641.600	76.939.416	11.874.234	1.689.046	4.657.604	95.057.950	95.057.950	93.555.081	95.057.950
	3	354.962.400	118.483.712	17.811.350	2.601.065	7.053.903	55.561.712	55.561.712	54.249.286	55.561.712
	4	473.283.200	160.028.009	23.748.467	3.513.084	9.450.201	206.181.374	206.181.374	199.713.444	206.181.374
	5	591.604.000	201.572.305	29.685.584	4.425.103	11.846.499	356.801.036	356.801.036	342.865.231	356.801.036
2030	6	709.924.800	243.116.601	35.622.701	5.337.122	14.242.798	507.420.698	507.420.698	483.732.187	507.420.698
	7	753.409.800	295.527.179	37.804.697	6.487.688	15.938.863	844.023.375	844.023.375	798.234.969	844.023.375
	8	796.894.800	308.273.699	39.986.693	6.767.512	16.764.185	896.967.752	896.967.752	841.574.510	896.967.752
	9	840.379.800	321.049.729	42.168.689	7.047.983	17.590.155	949.940.345	949.940.345	884.202.104	949.940.345
	10	883.864.800	333.854.974	44.350.685	7.329.096	18.416.767	1.002.940.869	1.002.940.869	926.125.853	1.002.940.869
2035	11	927.349.800	346.689.141	46.532.681	7.610.843	19.244.014	1.055.969.046	1.055.969.046	967.353.783	1.055.969.046
	12	970.834.800	359.551.942	48.714.677	7.893.220	20.071.889	1.109.024.599	1.109.024.599	1.007.893.847	1.109.024.599
	13	1.014.319.800	372.443.091	50.896.673	8.176.218	20.900.386	1.162.107.256	1.162.107.256	1.047.753.922	1.162.107.256
	14	1.057.804.800	385.362.303	53.078.669	8.459.833	21.729.500	1.215.216.743	1.215.216.743	1.086.941.811	1.215.216.743
	15	1.101.289.800	398.309.298	55.260.665	8.744.057	22.559.224	1.268.352.794	1.268.352.794	1.125.465.245	1.268.352.794
2040	16	1.144.774.800	411.283.798	57.442.661	9.028.886	23.389.551	1.321.515.143	1.321.515.143	1.163.331.881	1.321.515.143
	17	1.188.259.800	424.285.528	59.624.658	9.314.312	24.220.476	1.374.703.526	1.374.703.526	1.200.549.305	1.374.703.526
	18	1.231.744.800	437.314.217	61.806.654	9.600.330	25.051.993	1.427.917.683	1.427.917.683	1.237.125.030	1.427.917.683
	19	1.275.229.800	450.369.593	63.988.650	9.886.933	25.884.096	1.481.157.357	1.481.157.357	1.273.066.500	1.481.157.357
	20	1.318.714.800	463.451.392	66.170.646	10.174.117	26.716.779	1.534.422.292	1.534.422.292	1.308.381.086	1.534.422.292
2045	21	1.362.199.800	476.559.347	68.352.642	10.461.875	27.550.036	1.587.712.237	1.587.712.237	1.343.076.090	1.587.712.237
	22	1.405.684.800	489.693.198	70.534.638	10.750.202	28.383.861	1.641.026.939	1.641.026.939	1.377.158.745	1.641.026.939
	23	1.449.169.800	502.852.685	72.716.634	11.039.091	29.218.250	1.694.366.153	1.694.366.153	1.410.636.214	1.694.366.153
	24	1.492.654.800	516.037.553	74.898.630	11.328.538	30.053.195	1.747.729.633	1.747.729.633	1.443.515.592	1.747.729.633
2049	25	1.536.139.800	529.247.548	77.080.626	11.618.536	30.888.692	1.801.117.136	1.801.117.136	1.475.803.906	1.801.117.136
2050	26	1.579.624.800	542.482.418	79.262.622	11.909.080	31.724.736	1.854.528.422	1.854.528.422	1.507.508.116	1.854.528.422
		25.815.082.800	9.200.173.798	1.295.352.642	201.970.798	525.808.959	27.755.968.559	27.755.968.559	24.168.975.786	11,198%



Ανάλυση Ενεργειακής Μετάβασης της Κρήτης με Μηδενικό Περιβαλλοντικό Αποτύπωμα το 2050

**Πίνακας 3.7. Εισροές - Εκροές για μείγμα 75% Α/Γ – 25% Φ/Β χωρίς δανεισμό**

		Εισροές		Ο&Μ				ΔΑΝΕΙΟ				IRR με δανεισμό	
Έτος		Εισροές=εξοικονόμηση πόρων λόγω πρόσθετων ετήσιων ΑΠΕ		Ο&Μ Α/Γ	Ο&Μ Φ/Β	Ασφάλιση /ΜWp	EBITDA	Δόση	Κεφάλαιο	Τόκος	Καθαρά Κέρδη με Δανεισμό	PV με δανεισμό	2.094.462.256
2025	1	118.320.800	35.395.120	5.937.117	777.027	2.261.306	245.677.612	349.753.816	286.919.948	62.833.868	595.431.428	593.532.125	595.431.428
	2	236.641.600	76.939.416	11.874.234	1.689.046	4.657.604	95.057.950	349.753.816	292.658.347	57.095.469	444.811.766	441.978.577	444.811.766
	3	354.962.400	118.483.712	17.811.350	2.601.065	7.053.903	55.561.712	349.753.816	298.511.514	51.242.302	294.192.104	291.385.839	294.192.104
	4	473.283.200	160.028.009	23.748.467	3.513.084	9.450.201	206.181.374	349.753.816	304.481.745	45.272.071	143.572.442	141.749.323	143.572.442
	5	591.604.000	201.572.305	29.685.584	4.425.103	11.846.499	356.801.036	349.753.816	310.571.379	39.182.437	7.047.220	6.935.539	7.047.220
2030	6	709.924.800	243.116.601	35.622.701	5.337.122	14.242.798	507.420.698	349.753.816	316.782.807	32.971.009	157.666.882	154.673.296	157.666.882
	7	753.409.800	295.527.179	37.804.697	6.487.688	15.938.863	844.023.375	349.753.816	323.118.463	26.635.353	494.269.559	483.338.288	494.269.559
	8	796.894.800	308.273.699	39.986.693	6.767.512	16.764.185	896.967.752	349.753.816	329.580.832	20.172.984	547.213.936	533.404.852	547.213.936
	9	840.379.800	321.049.729	42.168.689	7.047.983	17.590.155	949.940.345	349.753.816	336.172.449	13.581.367	600.186.528	583.174.508	600.186.528
	10	883.864.800	333.854.974	44.350.685	7.329.096	18.416.767	1.002.940.869	349.753.816	342.895.898	6.857.918	653.187.053	632.648.282	653.187.053
2035	11	927.349.800	346.689.141	46.532.681	7.610.843	19.244.014	1.055.969.046				1.055.969.046	1.019.502.815	1.055.969.046
	12	970.834.800	359.551.942	48.714.677	7.893.220	20.071.889	1.109.024.599				1.109.024.599	1.067.310.784	1.109.024.599
	13	1.014.319.800	372.443.091	50.896.673	8.176.218	20.900.386	1.162.107.256				1.162.107.256	1.114.829.385	1.162.107.256
	14	1.057.804.800	385.362.303	53.078.669	8.459.833	21.729.500	1.215.216.743				1.215.216.743	1.162.059.635	1.215.216.743
	15	1.101.289.800	398.309.298	55.260.665	8.744.057	22.559.224	1.268.352.794				1.268.352.794	1.209.002.552	1.268.352.794
2040	16	1.144.774.800	411.283.798	57.442.661	9.028.886	23.389.551	1.321.515.143				1.321.515.143	1.255.659.157	1.321.515.143
	17	1.188.259.800	424.285.528	59.624.658	9.314.312	24.220.476	1.374.703.526				1.374.703.526	1.302.030.469	1.374.703.526
	18	1.231.744.800	437.314.217	61.806.654	9.600.330	25.051.993	1.427.917.683				1.427.917.683	1.348.117.509	1.427.917.683
	19	1.275.229.800	450.369.593	63.988.650	9.886.933	25.884.096	1.481.157.357				1.481.157.357	1.393.921.298	1.481.157.357
	20	1.318.714.800	463.451.392	66.170.646	10.174.117	26.716.779	1.534.422.292				1.534.422.292	1.439.442.859	1.534.422.292
2045	21	1.362.199.800	476.559.347	68.352.642	10.461.875	27.550.036	1.587.712.237				1.587.712.237	1.484.683.215	1.587.712.237
	22	1.405.684.800	489.693.198	70.534.638	10.750.202	28.383.861	1.641.026.939				1.641.026.939	1.529.643.388	1.641.026.939
	23	1.449.169.800	502.852.685	72.716.634	11.039.091	29.218.250	1.694.366.153				1.694.366.153	1.574.324.402	1.694.366.153
	24	1.492.654.800	516.037.553	74.898.630	11.328.538	30.053.195	1.747.729.633				1.747.729.633	1.618.727.281	1.747.729.633
2049	25	1.536.139.800	529.247.548	77.080.626	11.618.536	30.888.692	1.801.117.136				1.801.117.136	1.662.853.049	1.801.117.136
2050	26	1.579.624.800	542.482.418	79.262.622	11.909.080	31.724.736	1.854.528.422				1.854.528.422	1.706.702.729	1.854.528.422
		25.815.082.800	9.200.173.798	1.295.352.642	201.970.798	525.808.959	27.755.968.559	3.497.538.160	3.141.693.384	355.844.777	24.258.430.399	22.814.339.428	13,494%

3.1.3 Χρηματοροές για μείγμα παραγωγής 55% Α/Γ – 45% Φ/Β

Πίνακας 3.8. Κόστος Εγκατάστασης νέων Α/Γ και Φ/Β για μείγμα 55% Α/Γ – 45% Φ/Β

		Ανεμογεννήτριες (Α/Γ)			Φωτοβολταϊκά (Φ/Β)					Κόστος Εγκατάστασης		
Έτος		Νέα ΜWp Α/Γ inst cost	Σύνολο Νέας Εγκαταστ. (Profit + O&M)	Σύνολο ΜWp Α/Γ	Υπάρχοντα 2023 με -1% ετήσιο	Απόδοση νέων ('30), -1%	Νέα	Σύνολο ΜWp Φ/Β	Σύνολο νέας εγκατάστασης (Profit + O&M)	ΜWp Φ/Β inst cost	A/Γ	Φ/Β
											Α/Γ	Φ/Β
2025	1	99,069	99,069	319,069	120,000		153,156	273,156	153,156	179,764	183.278.321 €	228.300.463 €
	2	99,069	198,139	418,139	118,800		332,921	451,721	332,921	179,764	183.278.321 €	228.300.463 €
	3	99,069	297,208	517,208	117,612		512,685	630,297	512,685	179,764	183.278.321 €	228.300.463 €
	4	99,069	396,277	616,277	116,436		692,449	808,885	692,449	179,764	183.278.321 €	228.300.463 €
	5	99,069	495,347	715,347	115,272		872,213	987,484	872,213	179,764	183.278.321 €	228.300.463 €
2030	6	99,069	594,416	<b>814,416</b>	114,119		1051,977	<b>1166,096</b>	1051,977	179,764	183.278.321 €	228.300.463 €
	7	40,003	634,419	854,419	112,978	<b>1166,096</b>	1,795	1280,868	1167,891	65,954	74.006.034 €	83.761.087 €
	8	40,003	674,423	894,423	111,848	1154,435	67,748	1334,031	1222,183	65,954	74.006.034 €	83.761.087 €
	9	40,003	714,426	934,426	110,729	1142,891	133,702	1387,322	1276,593	65,954	74.006.034 €	83.761.087 €
	10	40,003	754,429	974,429	109,622	1131,462	199,656	1440,739	1331,117	65,954	74.006.034 €	83.761.087 €
2035	11	40,003	794,432	1014,432	108,526	1120,147	265,609	1494,282	1385,756	65,954	74.006.034 €	83.761.087 €
	12	40,003	834,436	1054,436	107,441	1108,946	331,563	1547,949	1440,508	65,954	74.006.034 €	83.761.087 €
	13	40,003	874,439	1094,439	106,366	1097,856	397,516	1601,739	1495,373	65,954	74.006.034 €	83.761.087 €
	14	40,003	914,442	1134,442	105,303	1086,878	463,470	1655,650	1550,348	65,954	74.006.034 €	83.761.087 €
	15	40,003	954,446	1174,446	104,249	1076,009	529,424	1709,682	1605,432	65,954	74.006.034 €	83.761.087 €
2040	16	40,003	994,449	1214,449	103,207	1065,249	595,377	1763,833	1660,626	65,954	74.006.034 €	83.761.087 €
	17	40,003	1034,452	1254,452	102,175	1054,596	661,331	1818,102	1715,927	65,954	74.006.034 €	83.761.087 €
	18	40,003	1074,455	1294,455	101,153	1044,050	727,285	1872,488	1771,335	65,954	74.006.034 €	83.761.087 €
	19	40,003	1114,459	1334,459	100,142	1033,610	793,238	1926,990	1826,848	65,954	74.006.034 €	83.761.087 €
	20	40,003	1154,462	1374,462	99,140	1023,274	859,192	1981,606	1882,465	65,954	74.006.034 €	83.761.087 €
2045	21	40,003	1194,465	1414,465	98,149	1013,041	925,145	2036,335	1938,186	65,954	74.006.034 €	83.761.087 €
	22	40,003	1234,468	1454,468	97,167	1002,911	991,099	2091,177	1994,010	65,954	74.006.034 €	83.761.087 €
	23	40,003	1274,472	1494,472	96,196	992,881	1057,053	2146,130	2049,934	65,954	74.006.034 €	83.761.087 €
	24	40,003	1314,475	1534,475	95,234	982,953	1123,006	2201,193	2105,959	65,954	74.006.034 €	83.761.087 €
2049	25	40,003	1354,478	1574,478	94,281	973,123	1188,960	2256,364	2162,083	65,954	74.006.034 €	83.761.087 €
2050	26	40,003	1394,481	<b>1614,481</b>	93,339	963,392	1254,913	<b>2311,644</b>	2218,305	65,954	74.006.034 €	83.761.087 €
											2.579.790.607 €	3.045.024.521 €

Ανάλυση Ενεργειακής Μετάβασης της Κρήτης με Μηδενικό Περιβαλλοντικό Αποτύπωμα το 2050

**Πίνακας 3.9.** Εισροές - Εκροές για μείγμα 55% Α/Γ – 45% Φ/Β χωρίς δανεισμό

Έτος	Εισροές		Ο&Μ		Ασφάλιση /MWp	EBITDA	Καθαρά Κέρδη χωρίς Δανεισμό	PV χωρίς δανεισμό	IRR χωρίς δανεισμό	
	Εισροές=εξοικονόμηση πόρων λόγω πρόσθετων ετήσιων ΑΠΕ		Ο&Μ Α/Γ	Ο&Μ Φ/Β					- 5.624.815.128	
2025	1	78.974.133	69.765.787	3.962.775	1.531.564	2.522.257	270.855.459	270.855.459	268.705.812	270.855.459
	2	157.948.267	151.651.950	7.925.549	3.329.205	5.310.592	118.543.914	118.543.914	116.669.731	118.543.914
	3	236.922.400	233.538.113	11.888.324	5.126.847	8.098.927	33.767.631	33.767.631	32.970.004	33.767.631
	4	315.896.533	315.424.276	15.851.098	6.924.488	10.887.262	186.079.177	186.079.177	180.241.854	186.079.177
	5	394.870.667	397.310.439	19.813.873	8.722.129	13.675.598	338.390.722	338.390.722	325.173.980	338.390.722
2030	6	473.844.800	479.196.601	23.776.647	10.519.771	16.463.933	490.702.267	490.702.267	467.794.242	490.702.267
	7	505.733.800	531.997.571	25.376.778	11.678.907	18.023.101	824.885.464	824.885.464	780.135.293	824.885.464
	8	537.622.800	556.728.960	26.976.908	12.221.834	18.966.061	878.419.837	878.419.837	824.172.041	878.419.837
	9	569.511.800	581.513.467	28.577.038	12.765.926	19.910.186	932.004.996	932.004.996	867.507.926	932.004.996
	10	601.400.800	606.350.561	30.177.169	13.311.173	20.855.465	985.640.433	985.640.433	910.150.453	985.640.433
2035	11	633.289.800	631.239.717	31.777.299	13.857.563	21.801.888	1.039.325.645	1.039.325.645	952.107.070	1.039.325.645
	12	665.178.800	656.180.412	33.377.430	14.405.085	22.749.442	1.093.060.134	1.093.060.134	993.385.165	1.093.060.134
	13	697.067.800	681.172.132	34.977.560	14.953.726	23.698.116	1.146.843.409	1.146.843.409	1.033.992.064	1.146.843.409
	14	728.956.800	706.214.368	36.577.691	15.503.477	24.647.899	1.200.674.980	1.200.674.980	1.073.935.036	1.200.674.980
	15	760.845.800	731.306.612	38.177.821	16.054.325	25.598.780	1.254.554.364	1.254.554.364	1.113.221.291	1.254.554.364
2040	16	792.734.800	756.448.366	39.777.952	16.606.260	26.550.748	1.308.481.085	1.308.481.085	1.151.857.979	1.308.481.085
	17	824.623.800	781.639.135	41.378.082	17.159.271	27.503.792	1.362.454.668	1.362.454.668	1.189.852.193	1.362.454.668
	18	856.512.800	806.878.427	42.978.213	17.713.348	28.457.901	1.416.474.644	1.416.474.644	1.227.210.965	1.416.474.644
	19	888.401.800	832.165.759	44.578.343	18.268.479	29.413.065	1.470.540.551	1.470.540.551	1.263.941.270	1.470.540.551
	20	920.290.800	857.500.649	46.178.474	18.824.654	30.369.273	1.524.651.927	1.524.651.927	1.300.050.028	1.524.651.927
2045	21	952.179.800	882.882.622	47.778.604	19.381.863	31.326.514	1.578.808.320	1.578.808.320	1.335.544.097	1.578.808.320
	22	984.068.800	908.311.208	49.378.735	19.940.095	32.284.779	1.633.009.278	1.633.009.278	1.370.430.280	1.633.009.278
	23	1.015.957.800	933.785.939	50.978.865	20.499.340	33.244.056	1.687.254.356	1.687.254.356	1.404.715.322	1.687.254.356
	24	1.047.846.800	959.306.355	52.578.995	21.059.588	34.204.337	1.741.543.113	1.741.543.113	1.438.405.913	1.741.543.113
2049	25	1.079.735.800	984.871.999	54.179.126	21.620.829	35.165.610	1.795.875.112	1.795.875.112	1.471.508.683	1.795.875.112
2050	26	1.111.624.800	1.010.482.418	55.779.256	22.183.053	36.127.867	1.850.249.921	1.850.249.921	1.504.030.209	1.850.249.921
		17.832.042.800	17.043.863.843	894.778.604	374.162.800	597.857.451	27.384.292.661	27.384.292.661	23.826.957.815	10,42%

Ανάλυση Ενεργειακής Μετάβασης της Κρήτης με Μηδενικό Περιβαλλοντικό Αποτύπωμα το 2050

**Πίνακας 3.10.** Εισροές - Εκροές για μείγμα 55% Α/Γ – 45% Φ/Β με δανεισμό

		Εισροές		Ο&Μ				ΔΑΝΕΙΟ				IRR με δανεισμό	
Έτος		Εισροές=εξοικονόμηση πόρων λόγω πρόσθετων ετήσιων ΑΠΕ		Ο&Μ Α/Γ	Ο&Μ Φ/Β	Ασφάλιση /ΜWp	EBITDA	Δόση	Κεφάλαιο	Τόκος	Καθαρά Κέρδη με Δανεισμό	PV με δανεισμό	2.094.462.256
2025	1	78.974.133	69.765.787	3.962.775	1.531.564	2.522.257	270.855.459	375.714.683	308.216.901	67.497.782	646.570.142	644.507.717	646.570.142
	2	157.948.267	151.651.950	7.925.549	3.329.205	5.310.592	118.543.914	375.714.683	314.381.239	61.333.444	494.258.597	491.110.461	494.258.597
	3	236.922.400	233.538.113	11.888.324	5.126.847	8.098.927	33.767.631	375.714.683	320.668.864	55.045.819	341.947.051	338.685.257	341.947.051
	4	315.896.533	315.424.276	15.851.098	6.924.488	10.887.262	186.079.177	375.714.683	327.082.241	48.632.441	189.635.506	187.227.467	189.635.506
	5	394.870.667	397.310.439	19.813.873	8.722.129	13.675.598	338.390.722	375.714.683	333.623.886	42.090.797	37.323.961	36.732.468	37.323.961
2030	6	473.844.800	479.196.601	23.776.647	10.519.771	16.463.933	490.702.267	375.714.683	340.296.364	35.418.319	114.987.584	112.804.340	114.987.584
	7	505.733.800	531.997.571	25.376.778	11.678.907	18.023.101	824.885.464	375.714.683	347.102.291	28.612.392	449.170.781	439.236.915	449.170.781
	8	537.622.800	556.728.960	26.976.908	12.221.834	18.966.061	878.419.837	375.714.683	354.044.337	21.670.346	502.705.154	490.019.260	502.705.154
	9	569.511.800	581.513.467	28.577.038	12.765.926	19.910.186	932.004.996	375.714.683	361.125.224	14.589.459	556.290.313	540.522.511	556.290.313
	10	601.400.800	606.350.561	30.177.169	13.311.173	20.855.465	985.640.433	375.714.683	368.347.728	7.366.955	609.925.750	590.747.284	609.925.750
2035	11	633.289.800	631.239.717	31.777.299	13.857.563	21.801.888	1.039.325.645				1.039.325.645	1.003.434.168	1.039.325.645
	12	665.178.800	656.180.412	33.377.430	14.405.085	22.749.442	1.093.060.134				1.093.060.134	1.051.946.792	1.093.060.134
	13	697.067.800	681.172.132	34.977.560	14.953.726	23.698.116	1.146.843.409				1.146.843.409	1.100.186.515	1.146.843.409
	14	728.956.800	706.214.368	36.577.691	15.503.477	24.647.899	1.200.674.980				1.200.674.980	1.148.153.970	1.200.674.980
	15	760.845.800	731.306.612	38.177.821	16.054.325	25.598.780	1.254.554.364				1.254.554.364	1.195.849.795	1.254.554.364
2040	16	792.734.800	756.448.366	39.777.952	16.606.260	26.550.748	1.308.481.085				1.308.481.085	1.243.274.634	1.308.481.085
	17	824.623.800	781.639.135	41.378.082	17.159.271	27.503.792	1.362.454.668				1.362.454.668	1.290.429.141	1.362.454.668
	18	856.512.800	806.878.427	42.978.213	17.713.348	28.457.901	1.416.474.644				1.416.474.644	1.337.313.972	1.416.474.644
	19	888.401.800	832.165.759	44.578.343	18.268.479	29.413.065	1.470.540.551				1.470.540.551	1.383.929.792	1.470.540.551
	20	920.290.800	857.500.649	46.178.474	18.824.654	30.369.273	1.524.651.927				1.524.651.927	1.430.277.272	1.524.651.927
2045	21	952.179.800	882.882.622	47.778.604	19.381.863	31.326.514	1.578.808.320				1.578.808.320	1.476.357.087	1.578.808.320
	22	984.068.800	908.311.208	49.378.735	19.940.095	32.284.779	1.633.009.278				1.633.009.278	1.522.169.920	1.633.009.278
	23	1.015.957.800	933.785.939	50.978.865	20.499.340	33.244.056	1.687.254.356				1.687.254.356	1.567.716.459	1.687.254.356
	24	1.047.846.800	959.306.355	52.578.995	21.059.588	34.204.337	1.741.543.113				1.741.543.113	1.612.997.397	1.741.543.113
2049	25	1.079.735.800	984.871.999	54.179.126	21.620.829	35.165.610	1.795.875.112				1.795.875.112	1.658.013.433	1.795.875.112
2050	26	1.111.624.800	1.010.482.418	55.779.256	22.183.053	36.127.867	1.850.249.921				1.850.249.921	1.702.765.270	1.850.249.921
		17.832.042.800	17.043.863.843	894.778.604	374.162.800	597.857.451	27.384.292.661	3.757.146.829	3.374.889.077	382.257.752	23.627.145.832	22.199.882.557	12,47%

## Ανάλυση Ενεργειακής Μετάβασης της Κρήτης με Μηδενικό Περιβαλλοντικό Αποτύπωμα το 2050

Στον παρακάτω πίνακα φαίνονται συγκεντρωμένα τα αποτελέσματα των δεικτών αξιολόγησης της επένδυσης για όλα τα σενάρια που έχουν εξεταστεί μέχρι τώρα. Δηλαδή για τρία σενάρια διαφορετικού μείγματος Α/Γ και Φ/Β στην παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ, εξετάζοντας ανά σενάριο την περίπτωση επένδυσης αποκλειστικά με ίδια κεφάλαια και την περίπτωση με συμμετοχή στην επένδυση δανείου. Οι δείκτες που φαίνονται είναι:

- FV (Future Value): είναι το σύνολο των καθαρών κερδών,
- PV (Present Value): η αναγωγή των καθαρών κερδών σε παρούσες αξίες με την χρήση του κόστους ευκαιρίας ως προεξοφλητικό επιτόκιο,
- NPV (Net Present Value): Η καθαρή παρούσα αξία, προκύπτει αφαιρώντας τα αρχικά ίδια κεφάλαια από την PV, αντιστοιχεί στο σύνολο των κερδών που θα αποκομιστούν με την μη δαπάνη αγοράς ενέργειας, καθώς θα έχει καλυφθεί η ενεργειακή ζήτηση από τις ΑΠΕ,
- IRR (Internal Ratio of Return): ενδεικτικός της απόδοσης του εκάστοτε επενδυτικού σεναρίου,
- PBP: Περίοδος Επανείσπραξης κεφαλαίου σε έτη σε δεκαδική μορφή και στις δύο τελευταίες σειρές υπολογίζεται σε έτη (ακέραιο μέρος) συν μήνες (δεκαδικό μέρος).

Τέλος σε κάθε γραμμή έχει υπογραμμιστεί το νούμερο που είναι ευνοϊκότερο, στην περίπτωση του PBP (χρόνος επανείσπραξης) είναι το μικρότερο, σε κάθε άλλη περίπτωση είναι το μεγαλύτερο.

**Πίνακας 3.11.** Αποτελέσματα δεικτών αξιολόγησης για όλα τα εξεταζόμενα σενάρια επενδύσεων

Δείκτης	65% Α/Γ – 35% Φ/Β		75% Α/Γ – 25% Φ/Β		55% Α/Γ – 45% Φ/Β	
	Ιδία Κεφάλαια	Δάνειο	Ιδία Κεφάλαια	Δάνειο	Ιδία Κεφάλαια	Δάνειο
<b>FV:</b>	27.570.130.610 €	23.942.788.116 €	<u>27.755.968.560 €</u>	24.258.430.399 €	27.384.292.661 €	23.627.145.832 €
<b>PV:</b>	23.997.966.800 €	22.507.110.993 €	<u>24.168.975.786 €</u>	22.814.339.429 €	23.826.957.815 €	22.199.882.557 €
<b>NPV:</b>	18.567.481.416 €	20.334.916.839 €	18.932.820.146 €	<u>20.719.877.172 €</u>	18.202.142.687 €	19.949.956.506 €
<b>IRR:</b>	10,798%	12,968%	11,198%	<u>13,494%</u>	10,417%	12,468%
<b>PPP (μήνες):</b>	11,372	11,435	<u>11,075</u>	11,140	11,674	11,733
<b>σε έτη</b>	11	11	<u>11</u>	11	11	11
<b>συν μήνες</b>	4,5	5,2	<u>0,9</u>	1,7	8,1	8,8

Παρατηρούμε ότι από όλα τα σενάρια που εξετάζονται οι ευνοϊκότερες τιμές ανά δείκτη παρουσιάζονται στο σενάριο όπου έχουμε το μεγαλύτερο ποσοστό παραγωγής ενέργειας από ανεμογεννήτριες (75% Α/Γ – 25% Φ/Β). Αναλυτικότερα, για το σύνολο των καθαρών εσόδων (FV) το σενάριο με 75% Α/Γ – 25% Φ/Β χωρίς δανεισμό παρουσιάζει την μεγαλύτερη τιμή, 27.755.968.560 €, η οποία βεβαίως δεν είναι και το καλύτερο κριτήριο αξιολόγησης καθώς δεν συνυπολογίζει την χρονική αξία του χρήματος.

Αντίστοιχα το ίδιο σενάριο με 75% Α/Γ – 25% Φ/Β και χωρίς δανεισμό παρουσιάζει την μέγιστη PV, δηλαδή 24.168.975.786 €.

Εξετάζοντας την NPV όπου πλέον έχουν συνυπολογιστεί και τα έξοδα για την επένδυση, ευνοϊκότερο σενάριο φαίνεται αυτό με 75% Α/Γ – 25% Φ/Β και λήψη δανείου στο αρχικό χρηματοδοτικό σχήμα καθώς φέρει τιμή 20.719.877.172 €.

Συγκρίνοντας τις τιμές του IRR, μεγαλύτερη απόδοση φαίνεται πάλι να έχει το σενάριο 75% Α/Γ – 25% Φ/Β με δανεισμό και μάλιστα με διαφορά 0,5 % από το αμέσως αποδοτικότερο κατά IRR σενάριο με 65% Α/Γ – 35% Φ/Β και επίσης χρήση δανείου.

Αναφορικά με τον χρόνο επανείσπραξης της επένδυσης (δείκτης PPP), όλα τα σενάρια εμφανίζουν αντίστοιχες τιμές, περίπου 11 ετών, μικρότερο PBP έχει το σενάριο 75% Α/Γ – 25% Φ/Β με χρήση ιδίων κεφαλαίων (11 έτη και σχεδόν 1 μήνα). Πρέπει σε αυτό το σημείο να αναφερθεί ότι ο δείκτης PBP, ειδικά σε επενδύσεις δημοσίου χαρακτήρα και εφόσον δεν διαφοροποιείται έντονα -όπως στην περίπτωση μας- δεν λαμβάνεται τόσο υπόψη.

Βλέποντας συνολικότερα τον Πίνακα παρατηρούμε ότι η καθ' όλα συμφερότερη λύση είναι αυτή της επιλογής ενεργειακού μείγματος 75% Α/Γ – 25% Φ/Β μέχρι το 2050 ιδιαιτέρως με δανεισμό, και η λιγότερο αποδοτική είναι αυτή με μεγαλύτερη συμμετοχή Φ/Β και με χρήση ιδίων κεφαλαίων.

Προφανώς, όπως αναφέρθηκε και στο προηγούμενο κεφάλαιο η τελική επιλογή του ποσοστού παραγωγής από Α/Γ και Φ/Β, είναι ένα πολυπαραμετρικό ζήτημα το οποίο εκτός από την ανάλυση του επενδυτικού σχεδίου, πρέπει να συνυπολογίσει και ζητήματα χωροθέτησης, νομοθεσίας, αισθητικής και κοινωνικής αποδοχής μεταξύ άλλων.

### 3.2 Ανάλυση Κινδύνου Επένδυσης

Σε αυτό το σημείο θα εξεταστεί ο κίνδυνος των εξεταζόμενων επενδυτικών σχεδίων. Ο κίνδυνος αποτελεί μία έννοια συνυφασμένη με αυτήν της απόδοσης, παρόλα αυτά δεν είναι ασυνήθιστο αρκετές φορές να αντιμετωπίζονται ξεχωριστά, αν και εσφαλμένα ([Παπαδάμου Στ., Συριόπουλος Κ., 2015](#)).

Καθότι στην αρχή μίας επένδυσης δεν είμαστε σε θέση να γνωρίζουμε ακριβώς την τελική αξία της επένδυσης, υπολογίζουμε διάφορα σενάρια τα οποία έχουν διαφορετική πιθανότητα εμφάνισης και είναι αυτά που θα διαμορφώσουν την τελική αξία. Ο κίνδυνος (risk) αποτελεί το μέτρο της μεταβλητότητας (volatility) των διαφορετικών πιθανών αποδόσεων. Στα χρηματοοικονομικά, ο κίνδυνος αποτιμάται με το βαθμό μεταβλητότητας που συνδέεται με την αναμενόμενη απόδοση. Η μεταβλητότητα συνήθως μετράται με την έννοια της διακύμανσης μίας σειράς αριθμών, όπου η διακύμανση μας δείχνει το βαθμό απόκλισης από το μέσο ([Langdon K., 2002](#)). Η διακύμανση και η τυπική απόκλιση είναι τα μέτρα κατανομής

των αποδόσεων, όταν η κατανομή των αποδόσεων είναι κανονική, τότε η αναμενόμενη απόδοση (μέση) και η διακύμανση συνθέτουν όλη την κατανομή.

Όταν βλέπουμε διαφορετικές αποδόσεις στην σύγκριση επενδύσεων, βασική αιτία αποτελεί ο κίνδυνος. Ο κίνδυνος είναι ο βαθμός αβεβαιότητας που συνοδεύει μία επένδυση, άρα όσο πιο μεταβλητή είναι η απόδοση μίας επένδυσης, τόσο μεγαλύτερος ο κίνδυνος που ενέχει. Συνεπώς, όταν θέλουμε να αξιολογήσουμε έργα, η ενσωμάτωση της απόδοσης και του κινδύνου εκφράζουν τις αναμενόμενες χρηματοροές από τις επενδύσεις. Στην περίπτωση σύγκρισης επενδύσεων με την ίδια απόδοση, θα προκριθεί εκείνη που παρουσιάζει το χαμηλότερο ποσοστό κινδύνου ([Brealey R. et al, 2014](#)). Επιπλέον, άλλος ένας παράγοντας που προστίθεται στον κίνδυνο είναι ο χρόνος. Όσο πιο μακρινό είναι, για παράδειγμα, το δάνειο που έχει λάβει από την τράπεζα μία εταιρεία, τόσο πιθανότερο είναι να συμβούν γεγονότα που θα δυσκολέψουν την εταιρεία στην εξυπηρέτηση του δανείου, ενισχύοντας κατ' αυτόν τον τρόπο τον κίνδυνο που αντιμετωπίζει η τράπεζα. Αναπόφευκτα, για να εκχωρήσουν οι δανειστές τα χρήματα τους για μεγαλύτερο χρονικό διάστημα, θα ζητήσουν και την ανάλογη αποζημίωση επιδιώκοντας μεγαλύτερη απόδοση. Εν γένει λοιπόν, επενδύσεις μικρής χρονικής διάρκειας παρουσιάζουν μικρότερο κίνδυνο χρόνου, γιατί είναι ευκολότερο να εκτιμήσουμε πιθανά βραχυπρόθεσμα γεγονότα σε σχέση με άλλα πιο μακροπρόθεσμα. Συνοπτικά, μπορεί να αναφερθεί ότι η συνολική απαιτούμενη απόδοση σε ένα έργο με κίνδυνο, είναι ίση με την απόδοση άνευ κινδύνου (Risk Free) συν την προσαύξηση με το πριμ λόγω κινδύνου (Risk Premium).

Με βάση τα παραπάνω και δεδομένης της οικονομικής κατάστασης στον χώρο της ενέργειας, θα γίνει ανάλυση κινδύνου της επένδυσης μας εξετάζοντας τρία διαφορετικά σενάρια με διαφορετικές πιθανότητες να πραγματοποιηθεί το καθένα, τα οποία έχουν ως εξής:

**πολύ κακό σενάριο:** Η τιμή του κόστους ενέργειας μειώνεται κατά 55%, στοιχίζει δηλαδή 117€/MWh, με πιθανότητα να συμβεί 25%,

**μέτριο σενάριο:** Η τιμή του κόστους ενέργειας μειώνεται κατά 25%, στοιχίζει δηλαδή 195€/MWh, με πιθανότητα να συμβεί 50%,

**πολύ καλό σενάριο:** Η τιμή του κόστους ενέργειας διατηρείται αμετάβλητη στα 260€/MWh, με πιθανότητα να συμβεί 25%,

Τα προαναφερθέντα σενάρια εξετάζονται για τις προηγούμενες περιπτώσεις διαφορετικού μείγματος ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην παραγωγή, δηλαδή 65% Α/Γ – 35% Φ/Β, 75% Α/Γ – 25% Φ/Β και 55% Α/Γ – 45% Φ/Β για σενάριο χρήσης μόνο ιδίων κεφαλαίων στην αρχική επένδυση και για σενάριο

Ανάλυση Ενεργειακής Μετάβασης της Κρήτης με Μηδενικό Περιβαλλοντικό Αποτύπωμα το 2050

δανεισμού ανά περίπτωση. Για κάθε επένδυση θα εκτιμηθεί η αναμενόμενη απόδοση και κίνδυνος μέσω του συντελεστή μεταβλητότητας (Coefficient of Variation - CV), ο οποίος είναι ο λόγος της τυπικής απόκλισης ( $\sigma$ ) των πιθανών αποδόσεων κάθε επένδυσης διά την μέση αναμενόμενη απόδοση (ER), δηλαδή  $CV = \sigma/ER$ . Μεταξύ δύο συγκρινόμενων επενδύσεων, επιλέγεται εκείνη που έχει μικρότερο συντελεστή CV, δηλαδή ενέχει χαμηλότερο ποσοστό κινδύνου.

**Πίνακας 3.12.** Ανάλυση Κινδύνου σε μείγμα παραγωγής 65% Α/Γ – 35% Φ/Β χωρίς δάνειο, με δάνειο

Χωρίς δανεισμό με 65% Α/Γ - 35% Φ/Β									
Σενάριο	Συν. Εισροών	€/MWh	P	IRR	IRR*P	IRR-ER	(IRR-ER) <sup>2</sup>	P*(IRR-ER) <sup>2</sup>	
Πολύ κακό	15.725.511.729,15 €	117	25%	2,15%	0,54%	-4,87%	0,24%	0,06%	
Μέτριο	26.209.186.215,24 €	195	50%	7,53%	3,77%	0,51%	0,00%	0,00%	
Πολύ καλό	34.945.581.620,32 €	260	25%	10,89%	2,72%	3,86%	0,15%	0,04%	
					<b>7,03%</b>			<b>0,10%</b>	σ <sup>2</sup>
				<b>CV:</b>	44,52%	7,03%	0,80%	<b>3,13%</b>	σ
Με δανεισμό με 65% Α/Γ - 35% Φ/Β									
Σενάριο	Συν. Εισροών	€/MWh	P	IRR	IRR*P	IRR-ER	(IRR-ER) <sup>2</sup>	P*(IRR-ER) <sup>2</sup>	
Πολύ κακό	15.725.511.729,15 €	117	25%	2,18%	0,55%	-4,84%	0,23%	0,06%	
Μέτριο	26.209.186.215,24 €	195	50%	8,75%	4,38%	1,73%	0,03%	0,01%	
Πολύ καλό	34.945.581.620,32 €	260	25%	13,08%	3,27%	6,06%	0,37%	0,09%	
					<b>8,19%</b>			<b>0,17%</b>	σ <sup>2</sup>
				<b>CV:</b>	49,61%	8,19%	0,32%	<b>4,07%</b>	σ

Στην περίπτωση μείγματος 65% Α/Γ – 35% Φ/Β βλέπουμε ότι και τα δύο σενάρια, με ίδια κεφάλαια και με δανεισμό, έχουν μεγάλο ποσοστό κινδύνου 44,52% και 49,61% αντίστοιχα. Το σενάριο με χρήση μόνο ιδίων κεφαλαίων παρουσιάζει χειρότερη αναμενόμενη απόδοση (7,03%), έναντι του σεναρίου με χρήση δανείου που παρουσιάζει μεγαλύτερη αναμενόμενη απόδοση  $ER = 8,19\%$ . Η τυπική απόκλιση είναι ίση με 3,13% και με 4,07%, τιμές που δείχνουν μικρό εύρος διακύμανσης. Παρατηρούμε επίσης και στα δύο σενάρια ότι με την πτώση της τιμής €/MWh μειώνεται αντίστοιχα και το σύνολο των εισροών, όπως και η απόδοση κάθε επένδυσης. Για όλες πάντως τις περιπτώσεις η απόδοση είναι μεγαλύτερη από το κόστος ευκαιρίας, που είναι ίσο με 0,80% για την περίπτωση χωρίς δάνειο και 0,32% για την περίπτωση με χρήση δανείου.



**Πίνακας 3.13.** Ανάλυση Κινδύνου σε μείγμα παραγωγής 75% Α/Γ – 25% Φ/Β χωρίς δάνειο, με δάνειο

Χωρίς δανεισμό με 75% Α/Γ - 25% Φ/Β									
Σενάριο	Συν. Εισροών	€/MWh	P	IRR	IRR*P	IRR-ER	(IRR-ER) <sup>2</sup>	P*(IRR-ER) <sup>2</sup>	
Πολύ κακό	15.756.865.468,97 €	117	25%	2,45%	0,61%	-4,57%	0,21%	0,05%	
Μέτριο	26.261.442.448,28 €	195	50%	7,89%	3,94%	0,86%	0,01%	0,00%	
Πολύ καλό	35.015.256.597,71 €	260	25%	11,20%	2,80%	4,17%	0,17%	0,04%	
				<b>7,36%</b>				<b>0,10%</b>	σ <sup>2</sup>
				<b>CV:</b>	42,88%	7,36%	0,80%	<b>3,15%</b>	σ
Με δανεισμό με 75% Α/Γ - 25% Φ/Β									
Σενάριο	Συν. Εισροών	€/MWh	P	IRR	IRR*P	IRR-ER	(IRR-ER) <sup>2</sup>	P*(IRR-ER) <sup>2</sup>	
Πολύ κακό	15.756.865.468,97 €	117	25%	2,54%	0,63%	-4,49%	0,20%	0,05%	
Μέτριο	26.261.442.448,28 €	195	50%	9,20%	4,60%	2,17%	0,05%	0,02%	
Πολύ καλό	35.015.256.597,71 €	260	25%	13,494%	3,37%	6,47%	0,42%	0,10%	
				<b>8,61%</b>				<b>0,18%</b>	σ <sup>2</sup>
				<b>CV:</b>	49,09%	8,61%	0,32%	<b>4,22%</b>	σ

Στην περίπτωση μείγματος 75% Α/Γ – 25% Φ/Β βλέπουμε ότι και τα δύο σενάρια, με ίδια κεφάλαια και με δανεισμό, έχουν μεγάλο ποσοστό κινδύνου 42,88% και 49,09% αντίστοιχα. Το σενάριο με χρήση μόνο ιδίων κεφαλαίων παρουσιάζει χειρότερη αναμενόμενη απόδοση (7,36%), έναντι του σεναρίου με χρήση δανείου που παρουσιάζει μεγαλύτερη αναμενόμενη απόδοση ER = 8,61%. Η τυπική απόκλιση είναι ίση με 3,15% και με 4,22%, τιμές που δείχνουν μικρό εύρος διακύμανσης. Παρατηρούμε επίσης και στα δύο σενάρια ότι με την πτώση της τιμής €/MWh μειώνεται αντίστοιχα και το σύνολο των εισροών, όπως και η απόδοση κάθε επένδυσης. Για όλες πάντως τις περιπτώσεις η απόδοση είναι μεγαλύτερη από το κόστος ευκαιρίας, που είναι ίσο με 0,80% για την περίπτωση χωρίς δάνειο και 0,32% για την περίπτωση με χρήση δανείου, όπως και στην περίπτωση μείγματος παραγωγής 65% Α/Γ – 35% Φ/Β.

**Πίνακας 3.14.** Ανάλυση Κινδύνου σε μείγμα παραγωγής 55% Α/Γ – 45% Φ/Β χωρίς δάνειο, με δάνειο

Χωρίς δανεισμό με 55% Α/Γ - 45% Φ/Β									
Σενάριο	Συν. Εισροών	€/MWh	P	IRR	IRR*P	IRR-ER	(IRR-ER) <sup>2</sup>	P*(IRR-ER) <sup>2</sup>	
Πολύ κακό	15.694.157.989,32 €	117	25%	1,87%	0,47%	-5,16%	0,27%	0,07%	
Μέτριο	26.156.929.982,20 €	195	50%	7,20%	3,60%	0,17%	0,00%	0,00%	
Πολύ καλό	34.875.906.642,94 €	260	25%	10,42%	2,60%	3,39%	0,11%	0,03%	
					<b>6,67%</b>			<b>0,10%</b>	σ <sup>2</sup>
				<b>CV:</b>	46,31%	6,67%	0,80%	<b>3,09%</b>	σ
				1,87%	0,47%	-5,16%	0,27%	0,07%	
Με δανεισμό με 55% Α/Γ - 45% Φ/Β									
Σενάριο	Συν. Εισροών	€/MWh	P	IRR	IRR*P	IRR-ER	(IRR-ER) <sup>2</sup>	P*(IRR-ER) <sup>2</sup>	
Πολύ κακό	15.694.157.989,32 €	117	25%	1,84%	0,46%	-5,18%	0,27%	0,07%	
Μέτριο	26.156.929.982,20 €	195	50%	8,33%	4,17%	1,31%	0,02%	0,01%	
Πολύ καλό	34.875.906.642,94 €	260	25%	12,468%	3,12%	5,44%	0,30%	0,07%	
					<b>7,74%</b>			<b>0,15%</b>	σ <sup>2</sup>
				<b>CV:</b>	49,96%	7,74%	0,32%	<b>3,87%</b>	σ

Στην περίπτωση μείγματος 55% Α/Γ – 45% Φ/Β βλέπουμε ότι και τα δύο σενάρια, με ίδια κεφάλαια και με δανεισμό, έχουν ποσοστό κινδύνου 46,31% και 49,96% αντίστοιχα. Το σενάριο με χρήση μόνο ιδίων κεφαλαίων παρουσιάζει χειρότερη αναμενόμενη απόδοση (6,67%), έναντι του σεναρίου με χρήση δανείου που παρουσιάζει μεγαλύτερη αναμενόμενη απόδοση ER = 7,74%. Η τυπική απόκλιση είναι ίση με 3,09% και με 3,87%, τιμές που δείχνουν μικρό εύρος διακύμανσης. Παρατηρούμε επίσης και στα δύο σενάρια ότι με την πτώση της τιμής €/MWh μειώνεται αντίστοιχα και το σύνολο των εισροών, όπως και η απόδοση κάθε επένδυσης. Για όλες πάντως τις περιπτώσεις η απόδοση είναι μεγαλύτερη από το κόστος ευκαιρίας, που είναι ίσο με 0,80% για την περίπτωση χωρίς δάνειο και 0,32% για την περίπτωση με χρήση δανείου.

Παρατηρούμε ότι σε κάθε περίπτωση η διακύμανση του κόστους της ενέργειας σε €/MWh είναι μείζονος σημασίας καθώς όσο αυτή μειώνεται τόσο μειώνεται και η εξοικονόμηση πόρων λόγω της χρήσης ΑΠΕ για παραγωγή ενέργειας. Επίσης βλέπουμε ότι η ανάλυση κινδύνου με πιθανότητες προέκρινε σαν σενάριο, αυτό με την υψηλότερη παραγωγή ενέργειας μέσω Α/Γ έναντι αυτών με μεγαλύτερη παραγωγή ενέργειας μέσω Φ/Β (75% Α/Γ – 25% Φ/Β), καθώς εδώ εμφανίζονται τα μικρότερα ποσοστά κινδύνου και οι μεγαλύτερες αποδόσεις, οι τιμές των τυπικών αποκλίσεων κυμαίνονται σε παρόμοια επίπεδα μεταξύ όλων των σεναρίων σε τιμές από 3,09% έως 4,22%.

Άξιο παρατήρησης είναι το εύρημα ότι με την ανάλυση κινδύνου με πιθανότητες φαίνεται να προκρίνεται η επένδυση με ενεργειακό μείγμα παραγωγής πλουσιότερο σε Α/Γ, όπως αντίστοιχα καταδείχθηκε και με την χρήση των δεικτών NPV και IRR σε προηγούμενη παράγραφο.

### 3.3 Ανάλυση Ευαισθησίας Επένδυσης

Οι επενδύσεις πολλές φορές έχουν κινδύνους συχνά προβλέψιμους ή μη, οι οποίοι μπορεί να επηρεάσουν τις καθαρές ταμειακές ροές (έσοδα - έξοδα), και συνεπώς να επηρεάσουν το αποτέλεσμα μεθόδων όπως η NPV και ο IRR. Αφού λοιπόν υπολογιστεί η NPV και ο IRR, γίνεται η ανάλυση ευαισθησίας, όπου πλέον εξετάζεται πόσο ευαίσθητη -δηλαδή πως αποκρίνεται- η λύση του προβλήματος σε μεταβολές κάποιων εκ των παραμέτρων του. Με την εφαρμογή κανόνων και κριτηρίων της θεωρίας λήψης αποφάσεων σε εναλλακτικά σενάρια για αβέβαιες συνθήκες, καθίσταται ευκολότερη η εξέταση των επιπτώσεων της αβεβαιότητας κατά την αξιολόγηση επενδυτικών σχεδίων. Έτσι δύναται να αποκαλυφθεί και η αναμενόμενη έκβαση του κάθε εναλλακτικού έργου στο πλαίσιο διαφόρων σεναρίων. Τις περισσότερες φορές, παρ' όλα αυτά, εξετάζεται ένας περιορισμένος αριθμός εναλλακτικών σεναρίων και λύσεων.

Στην προκείμενη ανάλυση ευαισθησίας, εξετάζονται τέσσερα διαφορετικά σενάρια, για κάθε διαφορετικό μείγμα παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ, όπως και για την περίπτωση χωρίς ή με την λήψη δανείου. Τα σενάρια αυτά έχουν ως εξής:

- Α: Με βάση τα στοιχεία για οικονομική ανάκαμψη και επακόλουθη αύξηση του επιτοκίου καταθέσεων, σε αυτό το σενάριο το επιτόκιο καταθέσεων αυξάνεται από 0,8% σε 1,5%.
- Β. Το κόστος κατασκευής των σταθμών παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ αυξάνεται κατά 10%. Αυτό σημαίνει ότι το κόστος κατασκευής Α/Γ θα διαμορφωθεί στα 2035000 €/MW από 1850000 €/MW, και το κόστος κατασκευής Φ/Β θα διαμορφωθεί στα 1397000 €/MW από 1270000 €/MW.
- Γ. Μείωση της τιμής ενέργειας για την παραγωγή από ηλεκτρικό ρεύμα στα 150 €/MW από τα 260 €/MW.
- Δ. Αύξηση του ποσοστού δανειοδότησης επί του συνόλου της αρχικής επένδυσης κατά 10%, καθώς στο υποθετικό σενάριο εξετάζεται αδυναμία κάλυψης από ίδιους πόρους.

Στον παρακάτω πίνακα φαίνεται η καταγραφή της NPV ανά σενάριο και ανά μείγμα Α/Γ – Φ/Β για ιδίους πόρους και δάνειο. Με χρήση του κανόνα 'maximin' επιλέγεται η μέγιστη από τις ελάχιστες NPV όλων των σεναρίων, στην περίπτωση μας είναι το σενάριο Γ (μείωση τιμής €/MW) το λιγότερο επιθυμητό, για την περίπτωση και με ιδίους πόρους και με χρήση δανείου για μείγμα παραγωγής 55% Α/Γ – 45% Φ/Β. Η μέθοδος maximin συνήθως επιλέγεται σε συνθήκες υψηλής αβεβαιότητας ως επιφυλακτικός τρόπος απόφασης με επιλογή του λιγότερου ευεργετικού σεναρίου.

**Πίνακας 3.15.** Ανάλυση Ευαισθησίας Επένδυσης σε διαφορετικά σενάρια για όλα τα μείγματα Α/Γ-Φ/Β, χωρίς δάνειο, με δάνειο με την μέθοδο maximin

Ενεργειακό Μείγμα	Χωρίς Δανεισμό				
	A - Επιτόκιο: 0,8-->1,5%	B - Κόστ. Κατασκ. +10%	Γ - €/MWh-->150	Δ - Δάνειο αύξηση 10%	maximin
65% Α/Γ - 35% Φ/Β	15.879.582.992,09 €	17.524.961.295,23 €	5.578.497.633,22 €	18.567.481.416,59 €	5.578.497.633,22 €
75% Α/Γ - 25% Φ/Β	16.233.384.769,24 €	17.927.392.037,27 €	5.917.054.758,95 €	18.932.820.145,97 €	5.917.054.758,95 €
55% Α/Γ - 45% Φ/Β	15.525.781.214,94 €	17.122.530.553,18 €	5.239.940.507,48 €	18.202.142.687,22 €	5.239.940.507,48 €
Ενεργειακό Μείγμα	Με Δανεισμό				
	A - Επιτόκιο: 0,8-->1,5%	B - Κόστ. Κατασκ. +10%	Γ - €/MWh-->150	Δ - Δάνειο αύξηση 10%	maximin
65% Α/Γ - 35% Φ/Β	19.154.926.032,73 €	19.236.371.950,45 €	6.303.056.076,70 €	20.631.280.017,95 €	6.303.056.076,70 €
75% Α/Γ - 25% Φ/Β	19.532.821.870,26 €	19.660.553.021,89 €	6.659.657.511,95 €	21.020.227.299,69 €	6.659.657.511,95 €
55% Α/Γ - 45% Φ/Β	18.777.030.195,20 €	18.812.190.879,02 €	5.946.454.641,46 €	20.242.332.736,21 €	5.946.454.641,46 €

Αντίστοιχα, στον επόμενο πίνακα φαίνεται η καταγραφή της NPV ανά σενάριο και ανά μείγμα Α/Γ – Φ/Β για ίδιους πόρους και δάνειο. Με χρήση του κανόνα ‘maximax’ επιλέγεται η μέγιστη από τις μέγιστες NPV όλων των σεναρίων, στην περίπτωση μας είναι το σενάριο Δ (αύξηση ποσοστού δανειακής συμμετοχής στο αρχικό κεφάλαιο κατά 10%) το περισσότερο επιθυμητό, για την περίπτωση και με ίδιους πόρους και με χρήση δανείου για μείγμα παραγωγής 75% Α/Γ – 25% Φ/Β. Η μέθοδος maximax συνήθως επιλέγεται σε συνθήκες μικρότερης αβεβαιότητας ως πιο αισιόδοξος τρόπος απόφασης με επιλογή της επένδυσης με την μεγαλύτερη δυνατή NPV. Η μεθοδολογία όμως αυτή υποτιμά τελείως τον κίνδυνο εμφάνισης του λιγότερο επιθυμητού σεναρίου σχετικά με τις εξωτερικές συνθήκες.

**Πίνακας 3.16.** Ανάλυση Ευαισθησίας Επένδυσης σε διαφορετικά σενάρια για όλα τα μείγματα Α/Γ-Φ/Β, χωρίς δάνειο, με δάνειο με την μέθοδο maximax

Ενεργειακό Μείγμα	Χωρίς Δανεισμό				
	A - Επιτόκιο: 0,8-->1,5%	B - Κόστ. Κατασκ. +10%	Γ - €/MWh-->150	Δ - Δάνειο αύξηση 10%	maximax
65% Α/Γ - 35% Φ/Β	15.879.582.992,09 €	17.524.961.295,23 €	5.578.497.633,22 €	18.567.481.416,59 €	18.567.481.416,59 €
75% Α/Γ - 25% Φ/Β	16.233.384.769,24 €	17.927.392.037,27 €	5.917.054.758,95 €	18.932.820.145,97 €	18.932.820.145,97 €
55% Α/Γ - 45% Φ/Β	15.525.781.214,94 €	17.122.530.553,18 €	5.239.940.507,48 €	18.202.142.687,22 €	18.202.142.687,22 €
Ενεργειακό Μείγμα	Με Δανεισμό				
	A - Επιτόκιο: 0,8-->1,5%	B - Κόστ. Κατασκ. +10%	Γ - €/MWh-->150	Δ - Δάνειο αύξηση 10%	maximax
65% Α/Γ - 35% Φ/Β	19.154.926.032,73 €	19.236.371.950,45 €	6.303.056.076,70 €	20.631.280.017,95 €	20.631.280.017,95 €
75% Α/Γ - 25% Φ/Β	19.532.821.870,26 €	19.660.553.021,89 €	6.659.657.511,95 €	21.020.227.299,69 €	21.020.227.299,69 €
55% Α/Γ - 45% Φ/Β	18.777.030.195,20 €	18.812.190.879,02 €	5.946.454.641,46 €	20.242.332.736,21 €	20.242.332.736,21 €

Για την ολοκλήρωση της ανάλυσης ευαισθησίας θα γίνει χρήση και του παρακάτω Πίνακα 3.17 όπου παρουσιάζονται συγκεντρωμένες οι NPV όπως έχουν υπολογιστεί για κάθε σενάριο και περίπτωση μείγματος παραγωγής, με χρήση δανείου και όχι. Επίσης εδώ υπολογίζεται και ανά σενάριο η ποσοστιαία μεταβολή της NPV σε σχέση με την αρχική NPV. Παρατηρούμε ότι ευνοϊκότερο σενάριο είναι αυτό με την χρήση δανεισμού για ενεργειακό μείγμα 75% Α/Γ – 25% Φ/Β και με αύξηση του ποσοστού δανειοδότησης κατά 10% στο αρχικό σχήμα χρηματοδότησης. Ευνοϊκά φαίνονται -αν και οριακά με θετικές τιμές- να είναι και τα σενάρια με μείγμα 65% Α/Γ – 35% Φ/Β για το σενάριο Δ με ή χωρίς δάνειο, όπως επίσης και το σενάριο Δ χωρίς δάνειο για μείγμα 75% Α/Γ – 25% Φ/Β. Στη συνέχεια όλα τα σενάρια παρουσιάζουν αρνητικές τιμές, όμως το σενάριο Β (αύξηση του κόστους κατασκευής των ΑΠΕ κατά 10%) εμφανίζεται καθόλες τις περιπτώσεις του σεναρίου Α (αύξηση επιτοκίου καταθέσεων) ως ευνοϊκότερο καθώς έχει τις μικρότερες κατά απόλυτη τιμή αρνητικές τιμές. Το σενάριο Γ (μείωση της τιμής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας) είναι αυτό που παρουσιάζει τις χαμηλότερες τιμές σε κάθε περίπτωση και μάλιστα εμφανίζει την μεγαλύτερη αρνητική μεταβολή στην NPV για την περίπτωση αποκλειστικής χρήσης ιδίων κεφαλαίων και μείγμα παραγωγής 55% Α/Γ – 45% Φ/Β, ίση με -71,78%.

Παρατηρούμε και εδώ, όπως και στις προηγούμενες αναλύσεις των διαφορετικών εναλλακτικών περιπτώσεων για την υπό εξέταση επένδυση, ότι προκρίνεται το μείγμα παραγωγής 75% Α/Γ – 25% Φ/Β με χρήση δανείου καθώς επιτυγχάνει τις ευνοϊκότερες τιμές συγκρινόμενο με τα άλλα επενδυτικά σενάρια και περιπτώσεις.

**Πίνακας 3.17.** Διαφοροποίηση της NPV στα σενάρια από την Ανάλυση Ευαισθησίας

Ενεργειακό Μείγμα	Χωρίς Δανεισμό							
	A - Επιτόκιο: 0,8-->1,5%	% ΔNPV	B - Κόστ. Κατασκ. +10%	% ΔPV	Γ - €/MWh-->150	% ΔNPV	Δ - Δάνειο αύξηση 10%	% ΔNPV
65% Α/Γ - 35% Φ/Β	15.879.582.992,09 €	-14,48%	17.524.961.295,23 €	-5,61%	5.578.497.633,22 €	-69,96%	18.567.481.416,59 €	0,00%
75% Α/Γ - 25% Φ/Β	16.233.384.769,24 €	-12,57%	17.927.392.037,27 €	-3,45%	5.917.054.758,95 €	-68,13%	18.932.820.145,97 €	1,97%
55% Α/Γ - 45% Φ/Β	15.525.781.214,94 €	-16,38%	17.122.530.553,18 €	-7,78%	5.239.940.507,48 €	-71,78%	18.202.142.687,22 €	-1,97%
Ενεργειακό Μείγμα	Με Δανεισμό							
	A - Επιτόκιο: 0,8-->1,5%	% ΔNPV	B - Κόστ. Κατασκ. +10%	% ΔNPV	Γ - €/MWh-->150	% ΔNPV	Δ - Δάνειο αύξηση 10%	% ΔNPV
65% Α/Γ - 35% Φ/Β	19.154.926.032,73 €	-5,80%	19.236.371.950,45 €	-5,40%	6.303.056.076,70 €	-69,00%	20.631.280.017,95 €	1,46%
75% Α/Γ - 25% Φ/Β	19.532.821.870,26 €	-3,94%	19.660.553.021,89 €	-3,32%	6.659.657.511,95 €	-67,25%	21.020.227.299,69 €	3,37%
55% Α/Γ - 45% Φ/Β	18.777.030.195,20 €	-7,66%	18.812.190.879,02 €	-7,49%	5.946.454.641,46 €	-70,76%	20.242.332.736,21 €	-0,46%

#### **ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4 . ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ, ΣΥΖΗΤΗΣΗ, ΜΕΛΛΟΝΤΙΚΕΣ ΠΡΟΟΠΤΙΚΕΣ**

Όπως αναφέρθηκε σε προηγούμενα μέρη της παρούσας εργασίας η εντεινόμενη κλιματική αλλαγή έχει ήδη επιφέρει αλλαγές άνευ προηγουμένου στο φυσικό περιβάλλον. Οι ορατές εδώ και χρόνια επιπτώσεις της κλιματικής αλλαγής είναι ενδεικτικά η αύξηση της παγκόσμιας θερμοκρασίας, η αύξηση της θαλάσσιας θερμοκρασίας, η οξίνιση των ωκεανών, η διαφοροποίηση του κλίματος και των μετεωρολογικών φαινομένων σε συγκεκριμένες περιοχές, το λιώσιμο των πολικών πάγων, η αύξηση της μέσης στάθμης της θάλασσας, κ.α.. Γίνεται εύκολα κατανοητό ότι το πλήθος των επιπτώσεων όπως και η ασυνήθιστη ένταση ή έκταση τους, υπό περιπτώσεις, δημιουργεί ιδιαίτερες πιέσεις στο φυσικό περιβάλλον, υποβαθμίζει οικοσυστήματα, συρρικνώνει ενδιαιτήματα, καταστρέφει ανεπίστρεπτα θαλάσσιους οικοτόπους όπως κοραλλιογενείς υφάλους, θίγει χερσαία οικοσυστήματα λόγω απώλειας γης μέσω της αύξησης της θαλάσσιας στάθμης, αλλά και της αλλαγής χρήσης γης λόγω πυρκαγιών, κατά τόπους κλιματικών αλλαγών και λόγω επιβάρυνσης από ανθρώπινη παρουσία. Η ανθρώπινη δραστηριότητα είναι εν γένει άρρηκτα δεμένη με την κατάσταση του φυσικού περιβάλλοντος, τόσο λόγω των πόρων που ο άνθρωπος προμηθεύεται από το περιβάλλον για την διατροφή του, τις ανάγκες στέγασης και επιβίωσης αλλά και τις ανάγκες εξυπηρέτησης κάθε είδους δραστηριότητας του, σε καμία περίπτωση δίχως να παραβλέπεται και η επιθυμητή άνεση κλίματος που ο άνθρωπος αποζητά στο μέρος που δραστηριοποιείται και ενδημεί. Αποτελεί αδιαμφισβήτητο γεγονός ότι το σημαντικότερο μέρος της ευθύνης για την κλιματική κρίση που βιώνουμε το φέρουν οι μέχρι τώρα ακολουθούμενες πρακτικές για την παραγωγή ενέργειας παγκοσμίως. Από την Βιομηχανική Επανάσταση και έπειτα η παραγωγή ενέργειας στηρίχθηκε στην καύση ορυκτών καυσίμων, τα οποία με την σειρά τους απελευθερώνουν προϊόντα καύσης που ευθύνονται για το φαινόμενο του θερμοκηπίου και την επακόλουθη αύξηση της θερμοκρασίας στον πλανήτη μας. Η αλυσίδα δυσμενών γεγονότων που δημιουργείται είναι σύνθετη καθώς δημιουργεί καταστάσεις με επιπτώσεις σε βραχυπρόθεσμο και ιδιαιτέρως μακροπρόθεσμο ορίζοντα που είναι δύσκολο να εκτιμηθούν. Για παράδειγμα, η αύξηση της θερμοκρασίας μπορεί μετεωρολογικά να επηρεάσει τις βροχοπτώσεις σε ένα μέρος τόσο κατά την ένταση όσο και κατά την συχνότητα τους, με αποτέλεσμα τη λειψυδρία η οποία σε βάθος χρόνου δημιουργεί συνθήκες ξηρασίας. Αυτή η κλιματική μεταβολή πλέον, δύναται να αλλάξει τελείως τα γνωρίσματα μίας περιοχής, συνεπώς και τους ανθρώπους που εκεί δραστηριοποιούνται.

Από την δημιουργία όμως του προβλήματος της κλιματικής επιβάρυνσης, περάσαμε στην διαπίστωσή του όταν πλέον τα αποτελέσματα ήταν ορατά και οι επιπτώσεις δυσάρεστες (αύξηση θερμοκρασίας 1,5°C, λιώσιμο πάγων) και πλέον είμαστε στην φάση χάραξης στρατηγικών και εφαρμογής δράσεων για την ανάσχεση και ει δυνατόν την αποκατάσταση των αρνητικών επιπτώσεων της συντελούμενης κλιματικής

αλλαγής. Σε αυτό το πλαίσιο θεσμικοί φορείς παγκόσμιου βεληνεκούς -όπως τα Ηνωμένα Έθνη-, μέχρι τοπικών αρμοδιοτήτων -όπως η Περιφέρεια Κρήτης- διατυπώνουν στον Επιχειρησιακό και Στρατηγικό τους Σχεδιασμό, μέτρα και δράσεις για την αντιμετώπιση του προβλήματος της κλιματικής αλλαγής. Ενδεικτικά μέτρα σε διεθνές, ευρωπαϊκό, εθνικό και τοπικό επίπεδο παρουσιάστηκαν στο 2<sup>ο</sup> κεφάλαιο της παρούσας εργασίας.

Τα βασικά μέτρα και δεδομένα που διαμορφώνουν το πλαίσιο που εξετάζεται σε αυτήν την εργασία, διατυπώνονται στο Εθνικό Σχέδιο Ενέργεια και Κλίματος (ΕΣΕΚ) και στο Περιφερειακό Σχέδιο για την Προσαρμογή στην Κλιματική Αλλαγή (ΠεΣΠΚΑ) Κρήτης. Αναγνωρίζεται και στα δύο η ανάγκη μείωσης εκπομπής των ρύπων από την παραγωγή ενέργειας ώστε να επιτευχθούν οι στόχοι και οδηγίες από ευρωπαϊκό και διεθνές επίπεδο για επιτυχή ενεργειακή μετάβαση με μηδενικούς ρύπους έως το 2050. Αυτή η μετάβαση θα συντελεστεί με την προοδευτική απεξάρτηση από τα ορυκτά καύσιμα και την κάλυψη της παραγωγής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές (ΑΠΕ) μόνο. Γίνεται διάκριση της ζήτησης ενέργειας μεταξύ τριών τομέων: για Ηλεκτροπαραγωγή, για Μεταφορές και για λοιπές Θερμικές ανάγκες. Με βάση το [ΕΣΕΚ](#) διατυπώνονται στόχοι για τους επιμέρους τομείς ως εξής μέχρι το 2030: στον τομέα της Ηλεκτροπαραγωγής η παραγωγή από ΑΠΕ πρέπει να είναι τουλάχιστον 82%, στον τομέα των Μεταφορών η παραγωγή από ΑΠΕ πρέπει να είναι τουλάχιστον 29% και η παραγωγή από ΑΠΕ στον τομέα της Θέρμανσης πρέπει να είναι τουλάχιστον 46%. Επιπλέον πρέπει επί του συνόλου της παραγόμενης ενέργειας έως το 2030 ποσοστό τουλάχιστον 44% να προέρχεται από χρήση ΑΠΕ. Στόχος είναι μέχρι το 2050 το σύνολο των ενεργειακών αναγκών να καλύπτεται από ΑΠΕ.

Στην παρούσα εργασία, εξετάζονται δεδομένα και χαρακτηριστικά της περιοχής μελέτης (νήσος Κρήτη), τα οποία είναι και αυτά που διαμορφώνουν τελικά το προφίλ της ενεργειακής της ζήτησης. Τέτοια χαρακτηριστικά είναι κλιματικά, γεωγραφικά, μορφολογικά, διοικητικά, οικονομικά, κατανομής πληθυσμού και δραστηριοτήτων, ενεργειακών υποδομών μέχρι σήμερα, διαθέσιμου δυναμικού ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, όπως επίσης και η ικανότητα του Ηλεκτρικού Συστήματος ώστε να υποστηρίξει την επιδιωκόμενη ενεργειακή μετάβαση. Το μείγμα ενεργειακών στην Κρήτη είναι περίπου 4TWh ετησίως για Μεταφορές, 3TWh ετησίως για ηλεκτρική ενέργεια και 2TWh ετησίως για Θερμικές ανάγκες. Η παρούσα συμμετοχή των ΑΠΕ στην Κρήτη ανέρχεται περίπου στο 24% της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής με το 19% να προέρχεται από αιολική ενέργεια και το 5% να προέρχεται από ηλιακή ενέργεια, μέσω περίπου 220MW εγκατεστημένης ισχύος από Α/Γ και 120MW περίπου εγκατεστημένης ισχύος από Φ/Β. Λαμβάνοντας υπόψη τις κατευθύνσεις του ΕΣΕΚ για το σύνολο της ελληνικής επικράτειας αλλά και το πιο εξειδικευμένο για την Κρήτη [ΠεΣΠΚΑ-Κρήτης](#) διεξάγεται αξιολόγηση της επένδυσης για

την ενεργειακή μετάβαση έως το 2050, με σημείο ορόσημο το έτος 2030 όπου όπως προαναφέρθηκε πρέπει να έχουν καλυφθεί κάποιοι δεσμευτικοί στόχοι.

Το υπάρχον μείγμα παραγωγής ενέργειας, το διαθέσιμο ενεργειακό δυναμικό ανανεώσιμων πηγών στην Κρήτη, όπως και η μερικώς ολοκληρωμένη διασύνδεση του ΗΣ της Κρήτης με αυτό της ηπειρωτικής Ελλάδας επιτρέπουν να εξετάσουμε επί μίας ρεαλιστικής βάσης την εν λόγω ενεργειακή μετάβαση.

Στα επενδυτικά προς εξέταση σενάρια εξετάζεται μείγμα παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ ίδιο με το υπάρχον, δηλαδή από Α/Γ σε ποσοστό 65% και από Φ/Β 35%. Επίσης εξετάζεται ένα σενάριο με μεγαλύτερο ποσοστό παραγωγής από Α/Γ και ένα σενάριο με μεγαλύτερο ποσοστό από Φ/Β, 75% Α/Γ – 25% Φ/Β και 55% Α/Γ - 45% Φ/Β αντίστοιχα. Για όλα τα σενάρια εξετάζεται αρχικό χρηματοδοτικό σχήμα αποκλειστικά με ιδίους πόρους και χρηματοδοτικό σχήμα με χορήγηση δανείου. Για κάθε σενάριο υπολογίζεται βάση των απαιτήσεων του ΕΣΕΚ η εγκατεστημένη ισχύς που απαιτείται για τα χρονικά σημεία-στόχους 2030 και 2050. Αφού συνυπολογιστεί η υπάρχουσα υποδομή από Α/Γ και Φ/Β και ληφθεί υπόψη η μείωση της απόδοσης των Φ/Β ετησίως (και για τα υφιστάμενα και για τα νέα), βρίσκεται η απαιτούμενη προς εγκατάσταση νέα ισχύς από ΑΠΕ. Βάση του κόστους εγκατάστασης και αφού έχουν οι ανάγκες υπολογιστεί μέσω του Capacity Factor για ετήσια χρήση, εξάγεται το κόστος εγκατάστασης σε €/MW για Α/Γ και Φ/Β. Το κόστος εγκατάστασης μαζί με τα έξοδα συντήρησης και λειτουργίας (O&M costs), μαζί με τις δαπάνες για ασφάλιση, με την προσδοκώμενη εξοικονόμηση λόγω χρήσης ΑΠΕ ως κέρδη και τα υπό την περίπτωση δανεισμού στοιχεία του δανείου, αναλύονται σε σύστημα εισροών-εκροών. Όσον αφορά την ασφάλιση, την συντήρηση και λειτουργία αλλά και τα κέρδη, υπολογίζονται μόνο τα σχετικά μεγέθη που αφορούν τις ΑΠΕ που εγκαθίστανται από εδώ και στο εξής. Οι ήδη υπάρχουσες ΑΠΕ προφανώς συνυπολογίζονται στο μείγμα παραγωγής ενέργειας, αλλά δεν υπολογίζονται λογιστικά στην παρούσα αξιολόγηση της επένδυσης. Με αυτόν τον τρόπο υπολογίζονται οι δείκτες αξιολόγησης της επένδυσης PV (παρούσα αξία), NPV (καθαρή παρούσα αξία), IRR (εσωτερικός δείκτης απόδοσης) και PBP (περίοδος επανείσπραξης), που αποτελούν και τους συνηθέστερους δείκτες για αξιολόγηση επενδύσεων.

Στη συνέχεια γίνεται ανάλυση κινδύνου με πιθανότητες, λαμβάνοντας υπόψη την διαφοροποίηση της παραμέτρου της τιμής αγοράς €/MWh, για κάθε σενάριο ποσοστών Α/Γ - Φ/Β και περίπτωση χρηματοδότησης χωρίς ή με δανεισμό. Εξετάζεται ο πιθανός κίνδυνος για διαμόρφωση της τιμής της αγοράς κατά 45% της αρχικής με 25% πιθανότητα να συμβεί, ο κίνδυνος για διαμόρφωση της τιμής της αγοράς κατά 75% της αρχικής με 50% πιθανότητα να συμβεί, και τέλος η περίπτωση διατήρησης ίδιας τιμής της αγοράς με 25% πιθανότητα να συμβεί.



Ακολούθως γίνεται ανάλυση ευαισθησίας της αξιολογούμενης επένδυσης για τέσσερα διαφορετικά σενάρια: την αύξηση του επιτοκίου καταθέσεων από 0,8% σε 1,5%, την αύξηση του κόστους εγκατάστασης των Α/Γ και Φ/Β κατά 10%, την μείωση της τιμής αγοράς €/MWh, και την αύξηση του ποσοστού δανειοδότησης επί του συνόλου της επένδυσης κατά 10%.

Σε όλα τα σενάρια που εξετάζονται αναδεικνύεται ως πιο συμφέρουσα λύση η επιλογή αυξημένου ποσοστού παραγωγής αιολικής ενέργειας με Α/Γ, έναντι του ποσοστού παραγωγής από ηλιακή ενέργεια με Φ/Β. Βεβαίως αυτό αποτελεί ένα εύρημα το οποίο στηρίζεται στην ανάλυση των οικονομικών χρηματικών ροών και δεν σημαίνει ότι πρέπει ή μπορεί να εφαρμοστεί αυτούσιο, ειδικά με μείγμα 75% Α/Γ – 25% Φ/Β. Σαφώς και η Κρήτη διαθέτει επαρκέστατο αιολικό δυναμικό που μπορεί να υπερκαλύψει τις ενεργειακές της ανάγκες και κρίνεται συμφερότερη η επιλογή των Α/Γ επενδυτικά, δεν πρέπει όμως να παραβλέπεται και το γεγονός ότι η Κρήτη διαθέτει και εξαιρετικό ηλιακό δυναμικό. Εκτός από το ότι το ηλιακό δυναμικό της Κρήτης συγκαταλέγεται στα πλουσιότερα της Ευρώπης, η εφαρμογή Φ/Β συγκεντρώνει πολυάριθμα συγκριτικά πλεονεκτήματα. Τοποθετούνται εύκολα σε στέγες κτηρίων και αφομοιώνονται περισσότερο σε συνθήκες δομημένου αστικού περιβάλλοντος, καθώς η οπτική και ενδεχομένως η ηχητική τους όχληση είναι σαφώς μικρότερη ακόμα και από τις αντίστοιχες των μικρών Α/Γ, πόσο μάλλον των μεγαλύτερων. Προφανώς ο συνδυασμός Α/Γ και Φ/Β είναι αυτός που θα επικρατήσει, και θα αποτελέσει ένα προϊόν ολιστικής στρατηγικής που θα αποβλέπει στην διαφύλαξη του φυσικού περιβάλλοντος, την αειφόρο ανάπτυξη και τις οικονομικότερες και ασφαλέστερες λύσεις με μακρόπνοο σχεδιασμό -όπως άλλωστε οφείλει.

Σε όρους Κρήτης, τα τελευταία χρόνια συντελούνται άλματα αναφορικά με τη λειτουργία και αναβάθμιση του ηλεκτρικού της συστήματος, καθώς έχει επιτευχθεί αύξηση της συμμετοχής των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή και έχει ήδη ολοκληρωθεί η Φάση Ι της διασύνδεσης με το ηπειρωτικό δίκτυο της χώρας. Ειδικά το τελευταίο, κρίνεται εκ των ων ουκ άνευ καθώς αποτελεί την ικανή και αναγκαία συνθήκη για τη μελλοντική εξέλιξη του ευρύτερου ενεργειακού χάρτη στην περιοχή της Κρήτης. Η επιδίωξη του να καταστεί η Κρήτη ενεργειακός κόμβος -όπως έχει και πρόσφατα εξαγγελθεί ([energypress, 2024](#))- απαιτεί την ύπαρξη της διασύνδεσης, τόσο για να διατίθεται η περίσσεια παραγωγής μέσω της διασύνδεσης στην ηπειρωτική χώρα, όσο και για να εξασφαλίζεται η επάρκεια ενέργειας και η αποφυγή blackouts κατά τις περιόδους αυξημένης ενεργειακής ζήτησης στο νησί. Τα οφέλη από αυτήν την υποδομή, συνεπώς, είναι και οικονομικά (φθηνότερη παραγωγή ενέργειας σε εθνικό επίπεδο) και διαχειριστικά (λύνονται θέματα περίσσειας/έλλειψης ενέργειας) και αναβάθμισης ποιότητας ζωής/περιβάλλοντος (μείωση φαινομένων blackouts, μείωση ρύπων ορυκτών καυσίμων).

Άλλο ένα ζήτημα που πρέπει να αντιμετωπιστεί, αλλά δεν αναλύεται στα πλαίσια της παρούσας εργασίας, αποτελεί η αποθήκευση ενέργειας. Όπως διατυπώνεται στο ΕΣΕΚ, στο ΠεΣΠΚΑ-Κρήτης και στον Στρατηγικό Σχεδιασμό της Περιφέρειας Κρήτης, πρέπει να δαπανηθούν πόροι ώστε να αναπτυχθεί περαιτέρω και να εφαρμοστεί η τεχνολογία αποθήκευσης ενέργειας. Τούτο δύναται να πραγματοποιηθεί, τόσο με την χρήση ηλεκτρικών συσσωρευτών (μπαταριών), όσο και με τεχνικές αντλησιοταμίευσης. Οι μπαταρίες ανάλογα με το μέγεθός τους μπορεί να βρίσκονται εγκατεστημένες σε κτήρια, οχήματα ή ακόμα και σε μεγαλύτερης έκτασης βιομηχανικές/κοινής ωφελείας υποδομές. Αναφορικά με την αντλησιοταμίευση, μπορούν να αξιοποιηθούν υφιστάμενα εγγειοβελτιωτικά έργα, όπως φράγματα, για παραγωγή και αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας, και προφανώς μάλλον το ιδιαίτερο μορφολογικά ανάγλυφο της Κρήτης ευνοεί τη δημιουργία ταμιευτήρων με υδρομαστεύσεις σε περιοχές απότομων κλίσεων που η έντονη γεωγραφία του νησιού προσφέρει.

Άλλο ένα πεδίο που πρέπει να ληφθεί υπόψη για τη διαμόρφωση του ηλεκτρικού συστήματος της Κρήτης, είναι αυτό του εκσυγχρονισμού των δικτύων ([Karapidakis E. et al, 2023](#)). Με την εισαγωγή έξυπνων δικτύων θα επιτραπεί πλέον η διάδοση και μεταφορά της πληροφορίας με όρους διαφορετικούς από τους μέχρι τώρα, που η ροή ηλεκτρισμού γίνεται μονοσήμαντα, από την παραγωγή στην κατανάλωση ενέργειας. Τα έξυπνα δίκτυα προσφέρουν αλληλεπίδραση μεταξύ ζήτησης ισχύος και παραγωγής ισχύος σε πραγματικό χρόνο, που επιτυγχάνει τον καλύτερο υπολογισμό του ισοζυγίου και επιτρέπει στους διαχειριστές να ανιχνεύουν σφάλματα και να βρίσκουν ταχύτατα εναλλακτική διαδρομή για τη ροή του ηλεκτρισμού παρακάμπτοντας το όποιο σφάλμα, με αποτέλεσμα την αύξηση της αξιοπιστίας και τη μείωση του κόστους. Τα έξυπνα δίκτυα σε συνδυασμό με τεχνολογίες έξυπνης μέτρησης, τις προαναφερθείσες τεχνολογίες αποθήκευσης ενέργειας, τις πολιτικές απόκρισης στη ζήτηση ισχύος και διαχείρισης της ζήτησης και των υπηρεσιών πληροφορικής, αποτελούν την πλέον βέλτιστη τεχνική διαχείρισης του ηλεκτρικού συστήματος για την αντιμετώπιση των προκλήσεων της αιεφόρου ανάπτυξης ([Πουλικκάς, 2020](#)).

Όσον αφορά τον τομέα των μεταφορών και τις ενεργειακές του απαιτήσεις, οι τρεις κατευθύνσεις που προκρίνονται από το ΥΠΕΝ έχουν να κάνουν με την ορθολογική και βέλτιστη χρήση αυτών (συνυπολογίζοντας χρήση μέσων μαζικής μεταφοράς, περπάτημα και ποδήλατο), με την χρήση πιο σύγχρονων ηλεκτροκίνητων ή υβριδικών οχημάτων τεχνολογιών λιγότερων ρύπων και με την υιοθέτηση οικονομικότερης και ασφαλέστερης οδηγικής συμπεριφοράς. Στα όρια της Κρήτης θα μπορούσαν να εισαχθούν μέσα σταθερής τροχιάς (ή και όχι) ηλεκτροκίνητα, τα οποία μπορούν να απορροφήσουν και αποθηκεύσουν μεγάλα ποσά ενέργειας, ιδιαίτερα στην Κρήτη όπου οι μεταφορές στηρίζονται σε ΙΧ, φορτηγά και λεωφορεία που καταναλώνουν στην συντριπτική τους πλειοψηφία παράγωγα πετρελαίου.

Σχετικά με τον κτηριακό τομέα και τις ανάγκες θέρμανσης, στην Κρήτη, όπως και στην υπόλοιπη χώρα, υλοποιούνται δράσεις αναβάθμισης εξοπλισμού για εξοικονόμηση ενέργειας, ώστε να επιτευχθεί σαφώς μικρότερη κατανάλωση ενέργειας -όσο γίνεται προς το παρόν-, δίχως όμως να θιχτεί η άνεση και η ποιότητα κλιματικών συνθηκών των κατοίκων, ιδιαίτέρως αν αναλογιστούμε και τα φαινόμενα ενεργειακής ένδειας λόγω της ευρύτερης οικονομικοκοινωνικής συγκυρίας.

Πρέπει επίσης να ληφθεί υπόψη το ευνοϊκότερο πλέον καθεστώς για την παραγωγή ενέργειας με όρους ενεργειακού συμψηφισμού και εικονικού ενεργειακού συμψηφισμού. Υπό συνθήκες, ο ενεργειακός συμψηφισμός ευνοεί σε περιπτώσεις αυτοπαραγωγής σε χώρους με αυξημένη ζήτηση και ικανό εμβαδόν να φιλοξενήσουν μονάδες ΑΠΕ, όπως βιομηχανίες, βιομηχανικές περιοχές, ελαιοτριβεία, ξενοδοχειακές μονάδες, και άλλων ειδών ενεργοβόρες υποδομές που συνηθίζονται στην Κρήτη. Ο εικονικός ενεργειακός συμψηφισμός δύναται να εκμεταλλευτεί και από τους προαναφερθέντες φορείς αλλά και από φορείς που δεν διαθέτουν επαρκείς χώρους στο κύριο μέρος που καταναλώνουν ενέργεια, όπως οι Δημόσιες Υπηρεσίες, επιχειρήσεις παροχής υπηρεσιών -ειδικά αν βρίσκονται σε αστικά κέντρα-, κα. Επίσης, η πρόβλεψη πλέον της ύπαρξης ενεργειακών κοινοτήτων είναι ευνοϊκότερη ρύθμιση για τα ιδιαίτερα γνωρίσματα της Κρήτης. Ήδη στην Κρήτη υπάρχει τέτοιου είδους πρωτοβουλία ([Minoan Energy](#)) και θα πρέπει το παράδειγμα αυτό να επεκταθεί περισσότερο, ειδικά σε χώρους που ήδη ακολουθούνται συνεταιριστικές πρακτικές όπως σε πρωτοβάθμιους και δευτεροβάθμιους αγροτικούς συνεταιρισμούς, σε Τοπικούς Οργανισμούς Εγγείων Βελτιώσεων (Τ.Ο.Ε.Β.), σε Οικονομικά λ.χ. Επιμελητήρια, μεταξύ αναπτυξιακών οργανισμών ή/και διαδημοτικών συμπράξεων, ή εν γένει σε οποιαδήποτε ομάδα κοινών δραστηριοτήτων και συμφερόντων, πέραν του προφανώς κοινού συμφέροντος της ενεργειακής εξοικονόμησης, ορθότερης αειφόρου χρήσης και ενεργειακής μετάβασης σε ανανεώσιμες πηγές ενέργειας.

Προφανώς όλα τα παραπάνω χρήζουν πολύ μεγαλύτερης ανάλυσης που δεν είναι δυνατόν να επιτευχθεί στα πλαίσια μίας εργασίας, καθώς πρέπει να συνδυαστούν όλα μεταξύ τους με αυστηρό γνώμονα το δημόσιο συμφέρον και τη διαφύλαξη του φυσικού περιβάλλοντος και το σεβασμό της εκάστοτε πολιτιστικής ταυτότητας και κληρονομιάς. Σαφώς και στην πραγματικότητα, το ηλεκτρικό σύστημα της Κρήτης μπορεί να συμπεριλάβει και άλλες μορφές ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, πέρα από χερσαίες Α/Γ και Φ/Β. Ήδη χαράσσονται πολιτικές για την εκμετάλλευση και του θαλάσσιου υπεράκτιου αιολικού δυναμικού με offshore Α/Γ ([Tsarnias N. et al, 2022](#)). Ακόμη φαίνεται να υπάρχουν στην περιοχή της Κρήτης κοιτάσματα φυσικού αερίου και πιθανότατα θα μπορέσουν να εφαρμοστούν και τεχνικές γεωθερμίας ([Katsaprakakis D. et al, 2017](#)). Επίσης, η μεγάλη ποσότητα βιομάζας από τις συντελούμενες

Ανάλυση Ενεργειακής Μετάβασης της Κρήτης με Μηδενικό Περιβαλλοντικό Αποτύπωμα το 2050

στην Κρήτη δραστηριότητες (γεωργία, τουρισμός, υπολείμματα οικιακής βιομάζας), μπορεί να αξιοποιηθεί ως βιοκαύσιμο με όρους αειφόρου κυκλικής οικονομίας ([Terlouw T. et al, 2023](#)).

Εν κατακλείδι, φαίνεται ιδιαίτερου συμβολισμού αλλά και πρακτικής σημασίας η διαπίστωση ότι με βάση το ετήσιο ΑΕΠ της Κρήτης, και την απαίτηση χρηματικών πόρων για την πραγματοποίηση μίας επένδυσης όπως αυτής που αξιολογήθηκε, με δαπάνες μόλις **0,7 του ετήσιου ΑΠΑ**, έχει επιτευχθεί μία επένδυση που οδηγεί στην επιθυμητή ενεργειακή μετάβαση με απώτερο σκοπό την βελτίωση της ζωής όλων μας.

## 5. ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

1. Brealey R., Myers S., Allen F., *Αρχές Χρηματοοικονομικής των Επιχειρήσεων*, Αθήνα: Εκδόσεις Utopia, 2014
2. Copernicus, Marine Service, Mediterranean Sea Surface Temperature cumulative trend map from Observations Reprocessing, <https://marine.copernicus.eu/access-data/ocean-monitoring-indicators/mediterranean-sea-surface-temperature-cumulative-trend-map>, [πρόσβαση 13 Ιανουαρίου 2024]
3. Copernicus, Marine Service, Taking the temperature of the ocean, <https://marine.copernicus.eu/news/temperature-ocean>, [πρόσβαση 13 Ιανουαρίου 2024]
4. Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council, On the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC, 2009
5. energypress, 'Σε ένα χρόνο η λειτουργία της νέας διασύνδεσης Κρήτης-Αττικής για να γίνει ενεργειακός κόμβος το νησί', 10-01-2024, <https://energypress.gr/news/se-ena-hrono-i-leitoyrgia-tis-neas-diasyndesis-kritis-attikis-gia-na-ginei-energeiakos-kombos> , [πρόσβαση 13 Ιανουαρίου 2024]
6. European Commission, « White paper - Adapting to climate change : towards a European framework for action » (2009/2152(INI))
7. European Commission, A policy framework for climate and energy in the period from 2020 to 2030, 2014, COM(2014 15 final/2
8. European Commission, An EU Strategy on adaptation to climate change, 2013, COM(2013) 216 final
9. European Commission, Climate Action, [https://climate.ec.europa.eu/eu-action/climate-strategies-targets/2050-long-term-strategy\\_en](https://climate.ec.europa.eu/eu-action/climate-strategies-targets/2050-long-term-strategy_en), [πρόσβαση 13 Ιανουαρίου 2024]
10. European Commission, GREEN PAPER A 2030 framework for climate and energy policies, 52013DC0169
11. European Committee of the Regions, Covenant of Mayors for Climate & Energy EUROPE, <https://cor.europa.eu/el/news/Pages/covenant-of-mayors.aspx>, [πρόσβαση 13 Ιανουαρίου 2024]
12. Gigantidou A., Crete Power System, 4<sup>th</sup> International Hybrid Power Systems Workshop, Crete, Greece, 22-23 May 2019
13. ISLEPACT, Sustainable Energy Actions for Islands, <https://www.islepact.eu/>, [πρόσβαση 13 Ιανουαρίου 2024]
14. Karapidakis E., Nikolgiannis M., Konstantinidis G., Katsigiannis Y., Introduction of optimal photovoltaic and wind power balance algorithm in power systems, International Conference on Electronics, Engineering Physics and Earth Science (EEPES 2023), <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202340403004>
15. Katsaprakakis D., Georgila K., Zidianakis G., Michopoulos A., Psarras N., Christakis D., Condaxakis C., Kanouras S., Energy upgrading of buildings. A holistic approach for the Natural History Museum of Crete, Greece, Renewable Energy, 2017, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.08.021>
16. Langdon K., *Investment Appraisal*. Capstone Publishing (a Wiley company), Oxford, United Kingdom, 2002
17. Laopodis, N. K., *Understanding Investments: Theories and Strategies*. Routledge, 2012

18. Miglietta, M.M. Mediterranean Tropical-Like Cyclones (Medicanes). *Atmosphere* **2019**, *10*, 206. <https://doi.org/10.3390/atmos10040206>
19. Minoan Energy, Ενεργειακή Κοινότητα, <https://minoanenergy.com/en/>, [πρόσβαση 13 Ιανουαρίου 2024]
20. NASA, Vital Signs of the Planet, <https://climate.nasa.gov/news/3278/nasa-study-reveals-compounding-climate-risks-at-two-degrees-of-warming/>, [πρόσβαση 13 Ιανουαρίου 2024]
21. Terlouw T., Gabrielli P., AlSkaif T., Bauer C., McKenna R., Mazzotti M., Optimal economic and environmental design of multi-energy systems, *Applied Energy*, 2023, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.121374>
22. The Intergovernmental Panel on Climate Change, <https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/resources/spm-headline-statements/>, [πρόσβαση 13 Ιανουαρίου 2024]
23. Tsarknias N., Gkeka-Serpetsidaki P., Tsoutsos Th., Exploring the sustainable siting of floating wind farms in the Cretan coastline, *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 2022, <https://doi.org/10.1016/j.seta.2022.102841>
24. United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC), Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change, Kyoto 1997, 1997, FCCC/CP/1997/L.7/Add.1
25. United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC), Paris Agreement, Paris 2016, 2016, L 282/4
26. United Nations, Climate Action, <https://www.un.org/en/climatechange/what-is-climate-change>, [πρόσβαση 13 Ιανουαρίου 2024]
27. United Nations, Climate Action, <https://www.un.org/en/climatechange/what-is-renewable-energy>, [πρόσβαση 13 Ιανουαρίου 2024]
28. United Nations, Report of the United Nations Conference on Environment and Development, Rio de Janeiro 1992, 1993, ISBN 92-1-100498-5
29. Αποκεντρωμένη Διοίκηση Κρήτης – ΑΠΔ Κρήτης, ιστότοπος, <https://www.apdkritis.gov.gr/el>
30. ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε., Ετήσιο Δελτίο Εκμετάλλευσης Συστήματος Κρήτης Έτους 2020, 2021
31. ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε., Μηνιαία Δελτία Συμμετεχόντων στο ΜΣΣ Κρήτης, <https://deddie.gr/el/themata-tou-diaxeiristi-mi-diasundedemenwn-nisiwn/agora-mdn/stoixeia-ekkathariseon-kai-minaion-deltion-mdn/miniaia-deltia-summetexontwn-sta-mdnmar22201831801550pm/> [πρόσβαση 13 Δεκεμβρίου 2023]
32. Εθνικό Αστεροσκοπείο Αθηνών - ΕΑΑ, Αναζήτηση Μετεωρολογικών δεδομένων, <https://meteosearch.meteo.gr/data/index.cfm> [πρόσβαση 13 Ιανουαρίου 2024]
33. Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών & Μηχανικών Υπολογιστών, Τομέας Ηλεκτρικής Ισχύος, Ενεργειακός Σχεδιασμός Περιφέρειας Κρήτης, 2016
34. Ελληνική Στατιστική Αρχή - ΕΛΣΤΑΤ, Αποτελέσματα Απογραφής Πληθυσμού Κατοικιών 2021, 30/08/2023
35. Περιφέρεια Κρήτης, Διεύθυνση Αναπτυξιακού Προγραμματισμού, Επιχειρησιακό Πρόγραμμα Περιφέρειας Κρήτης 2020 – 2030, Στρατηγικός Σχεδιασμός – ΣΣ Κρήτης
36. Περιφέρεια Κρήτης, ιστότοπος, <https://www.crete.gov.gr/perifereia/>
37. Περιφέρεια Κρήτης, Περιφερειακό Σχέδιο για την Προσαρμογή στην Κλιματική Αλλαγή (ΠΕΣΠΚΑ) Κρήτης, Αύγουστος 2022
38. Πουλικκάς Ανδρέας, Τί είναι το έξυπνο δίκτυο, 2020, <https://energypress.gr/news/ti-einai-exypono-ilektriko-diktyo>, [πρόσβαση 13 Ιανουαρίου 2024]

39. Στέφανος Παπαδάμου, Κωνσταντίνος Συριόπουλος, Βασικές Αρχές Αξιολόγησης Επενδύσεων: Χρηματοοικονομική & Κοινωνικοοικονομική Προσέγγιση, 2015, ΣΥΝΔΕΣΜΟΣ ΕΛΛΗΝΙΚΩΝ ΑΚΑΔΗΜΑΪΚΩΝ ΒΙΒΛΙΟΘΗΚΩΝ ISBN: 978-960603-009-3
40. Υπουργείο Περιβάλλοντος & Ενέργειας, Αδειοδότηση, <https://ypen.gov.gr/energeia/ape/adeiodotisi/>, [πρόσβαση 13 Ιανουαρίου 2024]
41. Υπουργείο Περιβάλλοντος & Ενέργειας, Αιολική Ενέργεια, <https://ypen.gov.gr/energeia/ape/technologies/aioliki/>, [πρόσβαση 13 Ιανουαρίου 2024]
42. Υπουργείο Περιβάλλοντος & Ενέργειας, Γενική Διεύθυνση Περιβαλλοντικής Πολιτικής, Διεύθυνση Κλιματικής Αλλαγής & Ποιότητας της Ατμόσφαιρας, Εθνική Στρατηγική για την Προσαρμογή στην Κλιματική Αλλαγή, 2016
43. Υπουργείο Περιβάλλοντος & Ενέργειας, Εθνικό Σχέδιο Ενέργειας και Κλίματος (ΕΣΕΚ) – Προσχέδιο αναθεωρημένης έκδοσης, Οκτώβριος 2023