



**ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΘΕΣΣΑΛΙΑΣ**

**ΠΟΛΥΤΕΧΝΙΚΗ ΣΧΟΛΗ**

**ΤΜΗΜΑ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ**

**Βέλτιστος σχεδιασμός και τεχνοοικονομική ανάλυση ενός  
υβριδικού, αυτόνομου μικροδικτύου**

**Διπλωματική Εργασία**

**Δημακόπουλος Σπυρίδων**

**Επιβλέπων: Μπαργιώτας Δημήτριος**

**Ιούνιος 2022**





**ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΘΕΣΣΑΛΙΑΣ**

**ΠΟΛΥΤΕΧΝΙΚΗ ΣΧΟΛΗ**

**ΤΜΗΜΑ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ**

**Βέλτιστος σχεδιασμός και τεχνοοικονομική ανάλυση ενός  
υβριδικού, αυτόνομου μικροδικτύου**

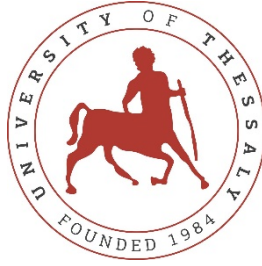
**Διπλωματική Εργασία**

**Δημακόπουλος Σπυρίδων**

**Επιβλέπων: Μπαργιώτας Δημήτριος**

**Ιούνιος 2022**





**UNIVERSITY OF THESSALY**  
**SCHOOL OF ENGINEERING**  
**DEPARTMENT OF ELECTRICAL AND COMPUTER ENGINEERING**

**Optimal design and techno-economic analysis of a hybrid,  
autonomous microgrid**

Diploma Thesis

Dimakopoulos Spyridon

Supervisor: Bargiotas Dimitrios

June 2022



Εγκρίνεται από την Επιτροπή Εξέτασης:

Επιβλέπων

**Μπαργιώτας Δημήτριος**

Αναπληρωτής Καθηγητής, Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και  
Μηχανικών Υπολογιστών, Πανεπιστήμιο Θεσσαλίας

Μέλος

**Λουτρίδης Σπυρίδων**

Αναπληρωτής Καθηγητής, Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και  
Μηχανικών Υπολογιστών, Πανεπιστήμιο Θεσσαλίας

Μέλος

**Παναπακίδης Ιωάννης**

Επίκουρος Καθηγητής, Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και  
Μηχανικών Υπολογιστών, Πανεπιστήμιο Θεσσαλίας





## **ΥΠΕΥΘΥΝΗ ΔΗΛΩΣΗ ΠΕΡΙ ΑΚΑΔΗΜΑΪΚΗΣ ΔΕΟΝΤΟΛΟΓΙΑΣ ΚΑΙ ΠΝΕΥΜΑΤΙΚΩΝ**

### **ΔΙΚΑΙΩΜΑΤΩΝ**

Με πλήρη επίγνωση των συνεπειών του νόμου περί πνευματικών δικαιωμάτων, δηλώνω ρητά ότι η παρούσα διπλωματική εργασία, καθώς και τα ηλεκτρονικά αρχεία και πηγαίοι κώδικες που αναπτύχθηκαν ή τροποποιήθηκαν στα πλαίσια αυτής της εργασίας, αποτελούν αποκλειστικά προϊόν προσωπικής μου εργασίας, δεν προσβάλλουν οποιασδήποτε μορφής δικαιώματα διανοητικής ιδιοκτησίας, προσωπικότητας και προσωπικών δεδομένων τρίτων, δεν περιέχουν έργα/εισφορές τρίτων για τα οποία απαιτείται άδεια των δημιουργών/δικαιούχων και δεν είναι προϊόν μερικής ή ολικής αντιγραφής, οι πηγές δε που χρησιμοποιήθηκαν περιορίζονται στις βιβλιογραφικές αναφορές και μόνον και πληρούν τους κανόνες της επιστημονικής παράθεσης. Τα σημεία όπου έχω χρησιμοποιήσει ιδέες, κείμενο, αρχεία ή/και πηγές άλλων συγγραφέων αναφέρονται ευδιάκριτα στο κείμενο με την κατάλληλη παραπομπή και η σχετική αναφορά περιλαμβάνεται στο τμήμα των βιβλιογραφικών αναφορών με πλήρη περιγραφή. Δηλώνω επίσης ότι τα αποτελέσματα της εργασίας δεν έχουν χρησιμοποιηθεί για την απόκτηση άλλου πτυχίου. Αναλαμβάνω πλήρως, ατομικά και προσωπικά, όλες τις νομικές και διοικητικές συνέπειες που δύναται να προκύψουν στην περίπτωση κατά την οποία αποδειχθεί, διαχρονικά, ότι η εργασία αυτή ή τμήμα της δεν μου ανήκει διότι είναι προϊόν λογοκλοπής.

Ο Δηλών

Δημακόπουλος Σπυρίδων



## **DISCLAIMER ON ACADEMIC ETHICS AND INTELLECTUAL PROPERTY RIGHTS**

Being fully aware of the implications of copyright laws, I expressly state that this diploma thesis, as well as the electronic files and source codes developed or modified in the course of this thesis, are solely the product of my personal work and do not infringe any rights of intellectual property, personality and personal data of third parties, do not contain work / contributions of third parties for which the permission of the authors / beneficiaries is required and are not a product of partial or complete plagiarism, while the sources used are limited to the bibliographic references only and meet the rules of scientific citing. The points where I have used ideas, text, files and / or sources of other authors are clearly mentioned in the text with the appropriate citation and the relevant complete reference is included in the bibliographic references section. I also declare that the results of the work have not been used to obtain another degree. I fully, individually and personally undertake all legal and administrative consequences that may arise in the event that it is proven, in the course of time, that this thesis or part of it does not belong to me because it is a product of plagiarism.

The Declarant

Dimakopoulos Spyridon



## Ευχαριστίες

Με την ολοκλήρωση της παρούσας διπλωματικής εργασίας τελειώνει το «ταξίδι» των σπουδών μου στην σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Ηλεκτρονικών Υπολογιστών του Πανεπιστημίου Θεσσαλίας. Αυτό δεν θα μπορούσε να έχει πραγματοποιηθεί χωρίς την πολύτιμη βοήθεια κάποιων ανθρώπων.

Θα ήθελα, αρχικά, να εκφράσω τις ευχαριστίες μου στον κ. Μπαργιώτα για την ανάθεση της διπλωματικής εργασίας, την συνεισφορά του στην επιλογή του θέματος και την συνεχή καθοδήγησή του κατά την διάρκεια της συγγραφής.

Επίσης, θα ήθελα να ευχαριστήσω τον κ. Κωνσταντίνο Καούσια για την παροχή πολύτιμων -για την συγγραφή της ΔΕ- δεδομένων.

Η συγγραφή της εργασίας αυτής αποτέλεσε μία ιδιαίτερα απαιτητική διαδικασία, την οποία έφερα εις πέρας χάρη στην αμέριστη συμπαράσταση και υποστήριξη της οικογένειάς μου, και κυρίως των γονιών μου Παναγιώτη και Ιωάννας.

Τέλος, δεν θα μπορούσα να παραλείψω την Άννα, τον Θέμη και τον Στέφανο, αλλά και τους υπόλοιπους φίλους μου, τους οποίους θα ήθελα να ευχαριστήσω πολύ για την κατανόηση και την υπομονή τους.

*Finis coronat opus*



## **Βέλτιστος σχεδιασμός και τεχνοοικονομική ανάλυση ενός υβριδικού, αυτόνομου μικροδικτύου**

Δημακόπουλος Σπυρίδων

### **Περίληψη**

Η ηλεκτροδότηση απομονωμένων περιοχών, συμπεριλαμβανομένων και των νησιών, συχνά υλοποιείται από τοπικούς αυτόνομους σταθμούς παραγωγής, οι οποίοι αποτελούνται κατά κύριο λόγο από γεννήτριες ντίζελ ή μαζούτ. Ωστόσο, οι διαρκώς αυξανόμενες τιμές των ορυκτών καυσίμων λόγω της παγκόσμιας ενεργειακής κρίσης και η αναγκαιότητα της μετάβασης σε βιωσιμότερη ενέργεια οδηγούν στην διείσδυση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας σε αυτά τα συστήματα. Έτσι, προκύπτουν τα υβριδικά συστήματα, τα οποία αποτελούνται από συμβατικές μονάδες, ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και συνήθως μονάδες αποθήκευσης. Στην παρούσα διπλωματική εργασία, διερευνάται η τεχνοοικονομική βιωσιμότητα ενός υβριδικού, αυτόνομου μικροδικτύου με φωτοβολταϊκά, ανεμογεννήτριες, γεννήτριες ντίζελ και μπαταρίες στο νησί της Ανάφης. Τρία σενάρια με διαφορετικές τοπολογίες και ποσοστά διείσδυσης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας προσομοιώνονται και βελτιστοποιούνται στο λογισμικό Homer Pro. Το βέλτιστο σενάριο επιλέγεται βάσει του χαμηλότερου καθαρού παρόντος κόστους (NPC) και της μικρότερης δυνατής περίσσειας ηλεκτρικής ενέργειας του συστήματος. Τα αποτελέσματα δείχνουν ότι το τεχνοοικονομικά βιωσιμότερο σενάριο είναι αυτό που περιλαμβάνει φωτοβολταϊκά/ανεμογεννήτριες/ντιζελογεννήτριες/μπαταρίες, με NPC ίσο με 12.32 εκ. €, κατά περίπου 4 εκ. € χαμηλότερο από τα άλλα δύο σενάρια, και ποσοστό πλεονάζουσας ενέργειας 58.1%, κατά 10-15% χαμηλότερο από τα υπόλοιπα σενάρια.

### **Λέξεις-κλειδιά:**

Αυτόνομο υβριδικό μικροδίκτυο, Homer Pro, τεχνοοικονομική ανάλυση, βέλτιστος σχεδιασμός, καθαρό παρόν κόστος, ποσοστό πλεονάζουσας ηλεκτρικής ενέργειας





# **Optimal design and techno-economic analysis of a hybrid, autonomous microgrid**

Dimakopoulos Spyridon

## **Abstract**

The electrification of isolated areas, including islands, is often implemented by local autonomous power plants, comprising mainly diesel or fuel oil generators. However, the ever-increasing prices of fossil fuels due to the global energy crisis and the necessity of a transition to more sustainable energy lead to the penetration of renewable energy sources into these systems. This gives rise to hybrid systems, which consist of conventional units, renewable energy sources and usually energy storage. In the present thesis, the techno-economic feasibility of a hybrid, autonomous microgrid with photovoltaics, wind turbines, diesel generators and batteries on the island of Anafi is investigated. Three scenarios with different topologies and renewable energy penetration fractions are simulated and optimized in Homer Pro software. The optimal scenario is selected based on the lowest total life cycle cost (NPC) and the lowest possible excess electricity of the system. The results show that the techno-economically most feasible scenario is the one that includes photovoltaics/wind turbines/diesel generators/batteries, with an NPC equal to 12.32 million €, about 4 million € lower than the other two scenarios, and an excess electricity fraction of 58.1%, 10-15% lower than the other two scenarios.

## **Keywords:**

Stand-alone hybrid microgrid; Homer Pro; techno-economic analysis; optimal design; Net Present Cost (NPC); excess electricity fraction



## Πίνακας περιεχομένων

<i>Ευχαριστίες</i> .....	<i>xiii</i>
<i>Περίληψη</i> .....	<i>xv</i>
<i>Abstract</i> .....	<i>xvii</i>
<i>Πίνακας περιεχομένων</i> .....	<i>xix</i>
<i>Κατάλογος εικόνων</i> .....	<i>xxiii</i>
<i>Κατάλογος πινάκων</i> .....	<i>xxvii</i>
<i>Συνομογραφίες</i> .....	<i>xxix</i>
<b>Κεφάλαιο 1 Εισαγωγή</b> .....	<b>1</b>
1.1 Αντικείμενο της διπλωματικής .....	1
1.2 Οργάνωση του τόμου .....	2
<b>Κεφάλαιο 2 Βιβλιογραφική ανασκόπηση</b> .....	<b>5</b>
<b>Κεφάλαιο 3 Διεσπαρμένοι Ενεργειακοί Πόροι</b> .....	<b>9</b>
3.1 Εισαγωγή.....	9
3.2 Διεσπαρμένοι Ενεργειακοί Πόροι.....	11
3.2.1 Τεχνολογίες Διεσπαρμένης Παραγωγής.....	12
3.2.1.1 Παλινδρομικοί κινητήρες.....	13
3.2.1.2 Αεριοστρόβιλοι .....	13
3.2.1.3 Μικροστρόβιλοι .....	14
3.2.1.4 Κυψέλες καυσίμου.....	14
3.2.1.5 Ανεμογεννήτριες .....	16
3.2.1.6 Φωτοβολταϊκά συστήματα .....	19
3.2.1.7 Γεωθερμική ενέργεια.....	23
3.2.1.8 Βιομάζα .....	26
3.2.1.9 Μικρά υδροηλεκτρικά συστήματα .....	28
3.2.2 Συστήματα Αποθήκευσης Ενέργειας.....	30
3.2.2.1 Συστήματα αποθήκευσης ενέργειας με μπαταρίες (BESS).....	31
3.2.2.2 Συστήματα αποθήκευσης ενέργειας με συμπιεσμένο αέρα (CAES) .....	34

3.2.2.3 Συστήματα αποθήκευσης ενέργειας με σφονδύλους (FESS) .....	34
3.2.2.4 Συστήματα αποθήκευσης ενέργειας με υπερπυκνωτές (SCs) .....	35
3.2.2.5 Συστήματα αποθήκευσης ενέργειας με υπεραγώγιμα πηνία (SMES).....	36
<b>Κεφάλαιο 4 Μικροδίκτυα.....</b>	<b>39</b>
<b>4.1 Η έννοια του μικροδικτύου .....</b>	<b>39</b>
<b>4.2 Κατηγοριοποίηση μικροδικτύων .....</b>	<b>42</b>
4.2.1 Βάσει τρόπου λειτουργίας.....	43
4.2.1.1 Μικροδίκτυα συνδεδεμένα με το κεντρικό δίκτυο.....	43
4.2.1.2 Μικροδίκτυα υπό νησιδοποίηση .....	44
4.2.2 Βάσει τύπου κυκλώματος.....	48
4.2.2.1 Μικροδίκτυα AC.....	48
4.2.2.2 Μικροδίκτυα DC.....	50
4.2.2.3 Υβριδικά Μικροδίκτυα DC/AC.....	52
<b>4.3 Έλεγχος μικροδικτύων .....</b>	<b>57</b>
<b>4.4 Πλεονεκτήματα μικροδικτύων .....</b>	<b>62</b>
<b>4.5 Προκλήσεις μικροδικτύων.....</b>	<b>64</b>
<b>Κεφάλαιο 5 Ανάφη: Ανάλυση της υπό μελέτη περιοχής.....</b>	<b>67</b>
<b>5.1 Γεωγραφικά και δημογραφικά στοιχεία.....</b>	<b>67</b>
<b>5.2 Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας .....</b>	<b>68</b>
5.2.1 Αιολικό δυναμικό.....	68
5.2.2 Ηλιακό δυναμικό .....	71
<b>5.3 Υφιστάμενο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας.....</b>	<b>73</b>
5.3.1 Σταθμός παραγωγής – Δίκτυο .....	73
5.3.2 Φορτίο – Ζήτηση ενέργειας.....	76
<b>Κεφάλαιο 6 Μελέτη υβριδικού μικροδικτύου στο Homer Pro .....</b>	<b>79</b>
<b>6.1 Εισαγωγή.....</b>	<b>79</b>
<b>6.2 Συνοπτική παρουσίαση του Homer Pro .....</b>	<b>79</b>
<b>6.3 Δεδομένα ηλεκτρικού φορτίου και μετεωρολογικά δεδομένα.....</b>	<b>82</b>
<b>6.4 Περιγραφή των προτεινόμενων σεναρίων - συστημάτων προσομοίωσης.....</b>	<b>87</b>
<b>6.5 Μοντελοποίηση και οικονομικά δεδομένα των συνιστωσών του μικροδικτύου .....</b>	<b>88</b>
6.5.1 Μοντελοποίηση και οικονομικά δεδομένα του φωτοβολταϊκού συστήματος.....	88

6.5.2 Μοντελοποίηση και οικονομικά δεδομένα της ανεμογεννήτριας.....	94
6.5.3 Μοντελοποίηση και οικονομικά δεδομένα των γεννητριών ντίζελ.....	98
6.5.4 Μοντελοποίηση και οικονομικά δεδομένα της μπαταρίας.....	102
6.5.5 Μοντελοποίηση και οικονομικά δεδομένα του αμφίδρομου μετατροπέα ισχύος.....	106
<b>6.6 Σημαντικοί παράμετροι για την μοντελοποίηση στο Homer Pro .....</b>	<b>107</b>
6.6.1 Περιορισμοί.....	107
6.6.2 Οικονομικές παράμετροι.....	111
6.6.3 Εκπομπές ρύπων.....	113
6.6.4 Στρατηγική κατανομής.....	114
6.6.5 Πλεονάζουσα ηλεκτρική ενέργεια.....	115
<b>6.7 Τεχνοοικονομικά αποτελέσματα βελτιστοποίησης .....</b>	<b>116</b>
6.7.1 Σενάριο 1 – Φωτοβολταϊκά/Ανεμογεννήτριες/Γεννήτριες.....	116
6.7.2 Σενάριο 2 – Φωτοβολταϊκά/Ανεμογεννήτριες/Γεννήτρια/Μπαταρίες.....	122
6.7.3 Σενάριο 3 – Φωτοβολταϊκά/Ανεμογεννήτριες/Μπαταρίες.....	129
6.7.4 Συγκριτική παρουσίαση αποτελεσμάτων.....	136
<b>Κεφάλαιο 7 Συμπεράσματα και προτάσεις για μελλοντική ενασχόληση .....</b>	<b>139</b>
<b>Βιβλιογραφία.....</b>	<b>141</b>



## Κατάλογος εικόνων

Εικόνα 3.1: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στην Ευρώπη ανά πηγή για το έτος 2019 [17].....	10
Εικόνα 3.2: Κατηγοριοποίηση τεχνολογιών ΔΕΠ .....	12
Εικόνα 3.3: Κυριότερα μέρη μίας ανεμογεννήτριας οριζόντιου άξονα [29] .....	17
Εικόνα 3.4: Απεικόνιση (α) ενός ΦΒ κυττάρου, (β) ενός ΦΒ πλαισίου, (c) ενός ΦΒ πάνελ και (d) μίας ΦΒ συστοιχίας αποτελούμενης από δύο σειρές των δύο ΦΒ πάνελ η κάθε μία, συνδεδεμένων σε σειρά [34].....	20
Εικόνα 3.5: α) Γεωθερμικός σταθμός δυαδικού κύκλου, β) Γεωθερμικός σταθμός ξηρού ατμού και γ) Γεωθερμικός σταθμός υγρού ατμού.....	26
Εικόνα 3.6: Τύποι ενεργειακά αξιοποιήσιμης βιομάζας.....	27
Εικόνα 3.7: Σχηματικό διάγραμμα ενός τυπικού ΜΥΗΕ [40].....	29
Εικόνα 4.1: Δομή ενός απλού μικροδικτύου [44] .....	40
Εικόνα 4.2: Αρχιτεκτονική μικροδικτύου με επιμέρους λειτουργικά επίπεδα [22].....	41
Εικόνα 4.3: Κατηγοριοποίηση μικροδικτύων [50] .....	42
Εικόνα 4.4: Ροή ενέργειας μεταξύ ΜΔ και ΣΗΕ, μέσω PCC [51] .....	44
Εικόνα 4.5: Μηχανισμοί ελέγχου μεταξύ των καταστάσεων λειτουργίας ενός ΜΔ [45]... ..	47
Εικόνα 4.6: Τοπολογία μικροδικτύου AC [22].....	49
Εικόνα 4.7: Τοπολογία μικροδικτύου DC [55].....	51
Εικόνα 4.8: Τοπολογία υβριδικού μικροδικτύου AC/DC [56] .....	53
Εικόνα 4.9: Κατηγοριοποίηση τεχνικών ελέγχου ΜΔ με τα επίπεδα λειτουργίας τους [60] .....	57
Εικόνα 4.10: Σχηματικά διαγράμματα α) Κεντρικής δομής ελέγχου, β) Κατανεμημένης δομής ελέγχου και γ) Αποκεντρωμένης δομής ελέγχου [61] .....	59
Εικόνα 4.11: Ιεραρχική δομή ελέγχου ΜΔ [63].....	61
Εικόνα 5.1: Χάρτης της Ανάφης και των Κυκλάδων [64] .....	67
Εικόνα 5.2: Χάρτης αιολικού δυναμικού της Ελλάδας [65] .....	69
Εικόνα 5.3: Χάρτης αιολικού δυναμικού της Ανάφης [65] .....	69
Εικόνα 5.4: Γράφημα μέσης μηνιαίας ταχύτητας ανέμου στην Ανάφη για το έτος 2020 .	70

Εικόνα 5.5: Χάρτης συνολικής ηλιακής ακτινοβολίας που προσπίπτει σε μια οριζόντια επιφάνεια (Global Horizontal Irradiance, GHI), Ελλάδα 1994-2018 [67] .....	71
Εικόνα 5.6: Γράφημα στοιχείων ηλιακής ακτινοβολίας στην Ανάφη για το έτος 2020 .....	73
Εικόνα 5.7: Δ' φάση διασύνδεσης των Κυκλάδων με το ΕΣΜΗΕ [69] .....	74
Εικόνα 5.8: Ετήσια καμπύλη φορτίου νήσου Ανάφης για το 2020 .....	77
Εικόνα 5.9: Μέση ημερήσια καμπύλη φορτίου νήσου Ανάφης για το 2020 .....	78
Εικόνα 5.10: Μέση ημερήσια καμπύλη φορτίου νήσου Ανάφης ανά μήνα για το 2020... ..	78
Εικόνα 6.1: Εννοιολογική συσχέτιση μεταξύ προσομοίωσης, βελτιστοποίησης και ανάλυσης ευαισθησίας .....	81
Εικόνα 6.2: Τοποθεσία έργου.....	82
Εικόνα 6.3: Καμπύλη ισχύος επιλεγμένης Α/Γ .....	97
Εικόνα 6.4: Παράθυρο ορισμού περιορισμών.....	110
Εικόνα 6.5: Παράθυρο ορισμού οικονομικών παραμέτρων .....	113
Εικόνα 6.6: Παράθυρο ορισμού προστίμων εκπομπών .....	114
Εικόνα 6.7: Τοπολογία του σεναρίου 1 στο Homer Pro .....	117
Εικόνα 6.8: Μηνιαία παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας του βέλτιστου συστήματος του σεναρίου 1.....	120
Εικόνα 6.9: Ταμειακές ροές ανά είδος κόστους του βέλτιστου συστήματος του σεναρίου 1 .....	121
Εικόνα 6.10: Ταμειακές ροές ανά συνιστώσα του βέλτιστου συστήματος του σεναρίου 1 .....	121
Εικόνα 6.11: Τοπολογία του σεναρίου 2 στο Homer Pro .....	122
Εικόνα 6.12: Μηνιαία παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας του βέλτιστου συστήματος του σεναρίου 2.....	125
Εικόνα 6.13: Κατάσταση φόρτισης μπαταριών κατά την διάρκεια ενός έτους για το βέλτιστο σύστημα του σεναρίου 2 .....	126
Εικόνα 6.14: Ταμειακές ροές ανά είδος κόστους του βέλτιστου συστήματος του σεναρίου 2 .....	128
Εικόνα 6.15: Ταμειακές ροές ανά συνιστώσα του βέλτιστου συστήματος του σεναρίου 2 .....	128
Εικόνα 6.16: Τοπολογία του σεναρίου 3 στο Homer Pro .....	129



Εικόνα 6.17: Μηνιαία παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας του βέλτιστου συστήματος του σεναρίου 3.....	132
Εικόνα 6.18: Κατάσταση φόρτισης μπαταριών κατά την διάρκεια ενός έτους για το βέλτιστο σύστημα του σεναρίου 3 .....	133
Εικόνα 6.19: Ταμειακές ροές ανά είδος κόστους του βέλτιστου συστήματος του σεναρίου 3 .....	135
Εικόνα 6.20: Ταμειακές ροές ανά συνιστώσα του βέλτιστου συστήματος του σεναρίου 3 .....	135



## Κατάλογος πινάκων

Πίνακας 3.1: Τύποι κυψελών καυσίμου με βάση τα χαρακτηριστικά λειτουργίας τους [26] .....	15
Πίνακας 3.2: Κυριότερα τεχνικά χαρακτηριστικά διαφόρων ΣΑΕ [43].....	37
Πίνακας 4.1: Τρόποι λειτουργίας και αντίστοιχες εξισώσεις εξισορρόπησης ισχύος ενός υβριδικού μικροδικτύου AC/DC [58] .....	55
Πίνακας 4.2: Σύγκριση κεντρικής, αποκεντρωμένης και κατανεμημένης δομής ελέγχου ΜΔ [62].....	60
Πίνακας 5.1: Γεωγραφικά και δημογραφικά στοιχεία νήσου Ανάφης.....	68
Πίνακας 5.2: Μέση μηνιαία ταχύτητα ανέμου στην Ανάφη για το έτος 2020 [66] .....	70
Πίνακας 5.3: Στοιχεία ηλιακής ακτινοβολίας της Ανάφης για το έτος 2020 [66].....	72
Πίνακας 5.4: Πίνακας ηλεκτρικών συστημάτων στα ΜΔΝ .....	75
Πίνακας 5.5: Χαρακτηριστικά των Η/Ζ του ΤΣΠ Ανάφης [70].....	76
Πίνακας 6.1: Ενεργειακό πεδίο δραστηριοποίησης του λογισμικού Homer Pro [72] .....	80
Πίνακας 6.2: Στοιχεία γεωγραφικά, μετεωρολογικά και ηλεκτρικού φορτίου για την υπό μελέτη περιοχή.....	87
Πίνακας 6.3: Τεχνικά και οικονομικά χαρακτηριστικά επιλεγμένου ΦΒ πάνελ.....	93
Πίνακας 6.4: Τεχνικά και οικονομικά χαρακτηριστικά επιλεγμένης Α/Γ .....	97
Πίνακας 6.5: Τεχνικά και οικονομικά χαρακτηριστικά γεννήτριας HYUNDAI KD8AX .....	100
Πίνακας 6.6: Τεχνικά και οικονομικά χαρακτηριστικά γεννήτριας VOLVO PENTA TAD 740GE.....	101
Πίνακας 6.7: Τεχνικά και οικονομικά χαρακτηριστικά γεννήτριας VOLVO PENTA TAD 1241GE.....	101
Πίνακας 6.8: Τεχνικά και οικονομικά χαρακτηριστικά γεννήτριας VOLVO PENTA TAD 1345GE.....	101
Πίνακας 6.9: Τεχνικά και οικονομικά χαρακτηριστικά επιλεγμένου συσσωρευτή.....	105
Πίνακας 6.10: Τεχνικά και οικονομικά χαρακτηριστικά επιλεγμένου αμφίδρομου μετατροπέα ισχύος.....	107
Πίνακας 6.11: Χώρος αναζήτησης για το σενάριο 1 .....	117

Πίνακας 6.12: Γενικά χαρακτηριστικά του βέλτιστου συστήματος του σεναρίου 1.....	118
Πίνακας 6.13: Χαρακτηριστικά παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και τεχνικά χαρακτηριστικά του βέλτιστου συστήματος του σεναρίου 1.....	119
Πίνακας 6.14: Γενικά οικονομικά χαρακτηριστικά του βέλτιστου συστήματος του σεναρίου 1.....	120
Πίνακας 6.15: Αναλυτικά κόστη ανά συνιστώσα του βέλτιστου συστήματος του σεναρίου 1 .....	120
Πίνακας 6.16: Χώρος αναζήτησης για το σενάριο 2 .....	122
Πίνακας 6.17: Γενικά χαρακτηριστικά του βέλτιστου συστήματος του σεναρίου 2.....	123
Πίνακας 6.18: Χαρακτηριστικά παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και τεχνικά χαρακτηριστικά του βέλτιστου συστήματος του σεναρίου 2.....	124
Πίνακας 6.19: Τεχνικά χαρακτηριστικά των μπαταριών του βέλτιστου συστήματος του σεναρίου 2.....	126
Πίνακας 6.20: Γενικά οικονομικά χαρακτηριστικά του βέλτιστου συστήματος του σεναρίου 2.....	127
Πίνακας 6.21: Αναλυτικά κόστη ανά συνιστώσα του βέλτιστου συστήματος του σεναρίου 2 .....	127
Πίνακας 6.22: Χώρος αναζήτησης για το σενάριο 3 .....	130
Πίνακας 6.23: Γενικά χαρακτηριστικά του βέλτιστου συστήματος του σεναρίου 3.....	131
Πίνακας 6.24: Χαρακτηριστικά παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και τεχνικά χαρακτηριστικά του βέλτιστου συστήματος του σεναρίου 3.....	132
Πίνακας 6.25: Τεχνικά χαρακτηριστικά των μπαταριών του βέλτιστου συστήματος του σεναρίου 3.....	134
Πίνακας 6.26: Γενικά οικονομικά χαρακτηριστικά του βέλτιστου συστήματος του σεναρίου 3.....	134
Πίνακας 6.27: Αναλυτικά κόστη ανά συνιστώσα του βέλτιστου συστήματος του σεναρίου 3 .....	134
Πίνακας 6.28: Συγκεντρωτικός πίνακας κύριων παραμέτρων των βέλτιστων συστημάτων των σεναρίων 1, 2 και 3.....	136

## Συντομογραφίες

ΔΕΠ	Διεσπαρμένοι Ενεργειακοί Πόροι
ΔΠ	Διεσπαρμένη Παραγωγή
ΣΑΕ	Σύστημα Αποθήκευσης Ενέργειας
ΑΠΕ	Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας
ΣΗΕ	Διεσπαρμένοι Ενεργειακοί Πόροι
ΣΗΘ	Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας
ΥΤ	Υψηλή Τάση
ΜΤ	Μέση Τάση
ΧΤ	Χαμηλή Τάση
DC	Direct Current / Συνεχές Ρεύμα
AC	Alternating Current / Εναλλασσόμενο Ρεύμα
MPPT	Maximum Power Point Tracking / Εντοπισμός Σημείου Μέγιστης Ισχύος
ΜΕΚ	Μηχανές Εσωτερικής Καύσης
ΓΑΘ	Γεωθερμική Αντλία Θερμότητας
ΥΗΕ	Υδροηλεκτρικό Έργο
ΜΥΗΕ	Μικρό Υδροηλεκτρικό Έργο
Α/Γ	Ανεμογεννήτρια
ΦΒ	Φωτοβολταϊκό
Μ/Σ	Μετασχηματιστής
ΜΔ	Μικροδίκτυο
RFB	Redox Flow Battery / Μπαταρία Οξειδοαναγωγής
BESS	Battery Energy Storage System / Σύστημα Αποθήκευσης Ενέργειας με Μπαταρίες
CAES	Compressed Air Energy Storage / Σύστημα Αποθήκευσης Ενέργειας με Συμπιεσμένο Αέρα
FESS	Flywheel Energy Storage System / Σύστημα Αποθήκευσης Ενέργειας με Σφονδύλους

SMES	Superconducting Magnetic Energy Storage / Σύστημα Αποθήκευσης Ενέργειας με Υπεραγώγιμα Πηνία
SC	Supercapacitor / Υπερπυκνωτής
ADN	Active Distribution Network / Ενεργητικό Σύστημα Διανομής
PDN	Passive Distribution Network / Παθητικό Σύστημα Διανομής
SS	Static Switch / Στατικός Διακόπτης
PCC	Point of Common Coupling / Σημείο Κοινής Σύνδεσης
IS	Intelligent Switch / Ευφυής Διακόπτης
LC	Load Controller / Ελεγκτής Φορτίου
MC	Microsource Controller / Ελεγκτής Μικροπηγών
MGCC	Microgrid Central Controller / Κεντρικός Ελεγκτής Μικροδικτύου
EMS	Energy Management System / Σύστημα Διαχείρισης Ενέργειας
DMS	Distribution Management System / Σύστημα Διαχείρισης Διανομής
DNO	Distribution Network Operator / Διαχειριστής Συστήματος Διανομής
MAS	Multi-Agent System / Πολυπρακτορικό Σύστημα
EV	Electric Vehicle / Ηλεκτρικό Όχημα
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers / Ινστιτούτο Ηλεκτρολόγων και Ηλεκτρονικών Μηχανικών
GHI	Global Horizontal Irradiance / Συνολική Ηλιακή Ακτινοβολία προσπίπτουσα σε οριζόντια επιφάνεια
DHI	Diffuse Horizontal Irradiance / Διάχυτη Ηλιακή Ακτινοβολία
DNI	Direct Horizontal Irradiance / Άμεση Ηλιακή Ακτινοβολία
ΜΔΝ	Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά
ΡΑΕ	Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας
ΔΕΔΔΗΕ	Διαχειριστής Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΕΣΜΗΕ	Ελληνικό Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΤΣΠ	Τοπικός Σταθμός Παραγωγής
Η/Ζ	Ηλεκτροπαραγωγό Ζεύγος
IC	Interlinking Converter / Μετατροπέας Διασύνδεσης
STC	Standard Test Conditions / Κανονικές Συνθήκες Δοκιμής
NOCT	Nominal Operating Cell Temperature / Ονομαστική Θερμοκρασία Λειτουργίας Κυττάρου

NPC	Net Present Cost / Καθαρό Παρόν Κόστος
O&M	Operation and Maintenance Cost / Κόστος Λειτουργίας και Συντήρησης
CRF	Capital Recovery Factor / Συντελεστής Ανάκτησης Κεφαλαίου
LCOE	Levelized Cost of Energy / Σταθμισμένο Κόστος Ενέργειας
ΣΕΔΕ	Σύστημα Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών
LF	Load Following / Στρατηγική Παρακολούθησης Φορτίου
CC	Cycle Charging / Στρατηγική Κυκλικής Φόρτισης
SOC	State of Charge / Κατάσταση Φόρτισης

## **Κεφάλαιο 1 Εισαγωγή**

Η ηλεκτρική ενέργεια έχει διαδραματίσει κατά τη διάρκεια των αιώνων ζωτικής σημασίας ρόλο στην καθημερινή ζωή των ανθρώπων, έχοντας συνεισφέρει τα μέγιστα στην κοινωνική, οικονομική και τεχνολογική εξέλιξη. Ειδικά τα τελευταία χρόνια, η παγκόσμια ενεργειακή ζήτηση πολλαπλασιάζεται ραγδαία, λόγω της οικονομικής ανάπτυξης και της αύξησης του πληθυσμού. Το παραπάνω, σε συνδυασμό με αρκετούς ακόμα παράγοντες, έχει ως συνέπεια περίπου 1.3 δισεκατομμύρια άνθρωποι στην υφήλιο να εξακολουθούν να μην έχουν πρόσβαση σε ηλεκτρικό ρεύμα, εκ των οποίων το 80% ζει σε απομακρυσμένες αγροτικές περιοχές και νησιά [1]. Στην Ελλάδα, τόσο ο ηπειρωτικός κορμός όσο και οι νησιωτικές περιοχές είναι ηλεκτροδοτημένες, είτε από το κεντρικό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας είτε από τοπικούς αυτόνομους σταθμούς παραγωγής, όπως συμβαίνει στα μη διασυνδεδεμένα νησιά (ΜΔΝ). Εντούτοις, εγείρονται άλλα προβλήματα. Αρχικά, οι τοπικοί σταθμοί παραγωγής των ΜΔΝ περιλαμβάνουν συμβατικές μονάδες που λειτουργούν με ορυκτά καύσιμα, συνήθως ντίζελ ή μαζούτ, οι οποίες είναι κοστοβόρες και επιζήμιες για το περιβάλλον. Κάποια ΜΔΝ διαθέτουν ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, αλλά σε πολύ μικρή αναλογία σε σχέση με τις συμβατικές μονάδες. Επιπροσθέτως, η διασύνδεση όλων των ελληνικών ΜΔΝ με το ηπειρωτικό δίκτυο είναι ένα δαπανηρό και χρονοβόρο έργο, αλλά παραμένει ένα θέμα υψηλής προτεραιότητας για την κυβερνητική ενεργειακή πολιτική. Έως ότου υλοποιηθεί αυτή η διασύνδεση, η οποία είναι πιθανό να διαρκέσει πάνω από μία δεκαετία, αλλά και ως εναλλακτική λύση, θα μπορούσαν τα υπάρχοντα ηλεκτρικά συστήματα των ΜΔΝ να μετασχηματιστούν σε υβριδικά μικροδίκτυα με μεγάλη διείσδυση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, επιτυγχάνοντας αξιόπιστη παροχή ενέργειας στους καταναλωτές με αποδοτικό, οικονομικό και βιώσιμο τρόπο.

### **1.1 Αντικείμενο της διπλωματικής**

Το αντικείμενο της παρούσας διπλωματικής εργασίας είναι ο βέλτιστος σχεδιασμός ενός αυτόνομου, υβριδικού συστήματος/μικροδικτύου για την ηλεκτροδότηση του νησιού της Ανάφης. Λαμβάνοντας υπ' όψιν δεδομένα ηλεκτρικού φορτίου και μετεωρολογικά



δεδομένα για το νησί της Ανάφης για ένα έτος, εξετάζονται τρία σενάρια υβριδικών συστημάτων, με διαφορετική τοπολογία και διείσδυση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Τα σενάρια, που περιλαμβάνουν συμβατικές γεννήτριες ντίζελ, φωτοβολταϊκά συστήματα, ανεμογεννήτριες, συσσωρευτές και μετατροπείς ισχύος, μοντελοποιούνται και βελτιστοποιούνται στο λογισμικό Homer Pro, πάντοτε με βασική απαίτηση την επαρκή κάλυψη των φορτίων του νησιού. Από την σύγκριση των τεχνοοικονομικών παραμέτρων των βέλτιστων συστημάτων του κάθε σεναρίου επιλέγεται το καθολικά βέλτιστο σενάριο, πρωτίστως βάσει του μικρότερου συνολικού κόστους ζωής και δευτερευόντως βάσει της πλεονάζουσας ενέργειας και του ποσοστού διείσδυσης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.

## **1.2 Οργάνωση του τόμου**

Η παρούσα διπλωματική εργασία διαρθρώνεται ως εξής:

Στο Κεφάλαιο 2 διενεργείται μία ανασκόπηση της σχετικής βιβλιογραφίας.

Στο Κεφάλαιο 3 γίνεται μία εισαγωγή στους διεσπαρμένους ενεργειακούς πόρους και στους λόγους που οδήγησαν στην ανάπτυξη τους και παρουσιάζονται οι κυριότερες τεχνολογίες διεσπαρμένης παραγωγής και διεσπαρμένης αποθήκευσης ενέργειας.

Το Κεφάλαιο 4 πραγματεύεται τα μικροδίκτυα, παρουσιάζοντας τα γενικά χαρακτηριστικά τους, τις συνιστώσες τους και τον τρόπο λειτουργίας τους. Αναλύονται οι βασικότερες κατηγορίες των μικροδικτύων -εναλλασσόμενου ή συνεχούς ρεύματος, με ή χωρίς διασύνδεση στο δίκτυο- και των συστημάτων ελέγχου τους, ενώ τέλος απαριθμούνται διάφορα πλεονεκτήματα και προκλήσεις που προκύπτουν από την εφαρμογή τους.

Στο Κεφάλαιο 5 γίνεται μία περιγραφή της υπό μελέτη περιοχής, δηλαδή του νησιού της Ανάφης. Παρουσιάζονται τα γεωγραφικά και δημογραφικά στοιχεία της, τα δεδομένα του αιολικού και ηλιακού δυναμικού της και το υφιστάμενο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας.

Τέλος, στο Κεφάλαιο 6, ύστερα από μία παρουσίαση του λογισμικού Homer Pro, εξετάζονται ως προς την τεχνική και κυρίως την οικονομική τους βιωσιμότητα διάφορα σενάρια προσομοίωσης του υβριδικού μικροδικτύου στην Ανάφη. Έπειτα, παρατίθενται και συγκρίνονται τα συγκεντρωτικά αποτελέσματα της μελέτης, επιλέγεται το βέλτιστο

σενάριο και αναφέρονται πιθανές προτάσεις για περαιτέρω διερεύνηση του θέματος στο μέλλον.



## Κεφάλαιο 2 Βιβλιογραφική ανασκόπηση

Λόγω της εκτεταμένης έρευνας και των δυνατοτήτων εφαρμογής των μικροδικτύων, υπάρχει ένα ευρύ φάσμα δημοσιευμένης βιβλιογραφίας. Μία από τις κύριες κατηγορίες των δημοσιεύσεων που πραγματεύονται τα μικροδίκτυα αποτελούν οι τεχνοοικονομικές μελέτες που αποσκοπούν στον βέλτιστο σχεδιασμό ενός υβριδικού συστήματος. Τέτοιες μελέτες έχουν συνταχθεί και για κάποια ελληνικά νησιά, με την χρήση κατάλληλων λογισμικών και μαθηματικών μοντέλων. Η πηγή [2] παρουσιάζει τα αυτόνομα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας που έχουν εγκατασταθεί σε ελληνικά νησιά και εξετάζει διαφορετικά σενάρια για τον σκοπό της αναδιάρθρωσης του αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος της Αστυπάλαιας, με στόχο την μείωση του κόστους παραγωγής ενέργειας με βιώσιμο τρόπο. Στο [3] μελετάται ο βιώσιμος σχεδιασμός ενός ηλεκτρικού συστήματος με βάση τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας στην Κάρπαθο, το οποίο αποσκοπεί στην κάλυψη των ενεργειακών αναγκών του νησιού αντικαθιστώντας τις υπάρχουσες γεννήτριες ντίζελ με νέα αιολικά πάρκα, φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις και συστήματα παραγωγής υδρογόνου. Επιπλέον, οι συγγραφείς στα [4], [5] διερευνούν την πιθανή ανάπτυξη ενός υβριδικού συστήματος με ανανεώσιμες πηγές ενέργειας για δύο μικρά ελληνικά νησιά - Άγιο Ευστράτιο και Δονούσα αντιστοίχως- σε τρία διαφορετικά σενάρια-μελέτες περιπτώσεων. Στόχος τους είναι να καθορίσουν τον βέλτιστο σχεδιασμό του μικροδικτύου με το χαμηλότερο δυνατό κόστος μέσω μιας τεχνοοικονομικής ανάλυσης. Οι προαναφερθείσες μελέτες υλοποιήθηκαν με την χρήση του λογισμικού Homer Pro. Στο [6] προτείνεται ένα υβριδικό μικροδίκτυο με ανανεώσιμες πηγές ενέργειας στους Φούρνους, το οποίο χρησιμοποιεί πρωτίστως υδροηλεκτρική ενέργεια και δευτερευόντως αιολική ενέργεια για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και για την κάλυψη των αναγκών σε πόσιμο νερό και άρδευση αγροτικών περιοχών μέσω αφαλάτωσης του θαλασσινού νερού. Τέλος, μία μέθοδος βελτιστοποίησης σμήνους σωματιδίων (PSO) εφαρμόζεται στο [7] σε ένα υβριδικό μικροδίκτυο στην Τήλο αποτελούμενο από ανεμογεννήτριες, φωτοβολταϊκά και συσσωρευτές, προκειμένου να επιτευχθεί η βέλτιστη διαστασιολόγηση της κάθε συνιστώσας και να ελαχιστοποιηθεί το συνολικό κόστος του συστήματος.

Εκτός από την Ελλάδα, υπάρχει στην βιβλιογραφία μεγάλος αριθμός μελετών σκοπιμότητας υβριδικών συστημάτων σε νησιά του εξωτερικού. Το [8] διερευνά τον βέλτιστο σχεδιασμό ενός υβριδικού μικροδικτύου στο νησί Masirah του Ομάν, ως προς το κόστος και τις περιβαλλοντικές επιπτώσεις του συστήματος. Για τον σκοπό αυτό εξετάζονται τέσσερα σενάρια στο λογισμικό Homer Pro, αποτελούμενα από φωτοβολταϊκά, ανεμογεννήτριες, μπαταρίες και ντιζελογεννήτριες σε διαφορετικές τοπολογίες και μεγέθη. Η έρευνα στο [9] προτείνει ένα μαθηματικό μοντέλο για την ανάλυση της επίδρασης του μεταβαλλόμενου κορεσμού των συνιστωσών για ένα υβριδικό σύστημα φωτοβολταϊκών-ανεμογεννητριών-μπαταριών στο νησί Jiuduansha κοντά στην Σανγκάη. Στο [10] διερευνάται, μέσω Homer Pro, η δυνατότητα κάλυψης των ενεργειακών αναγκών των αυτόνομων συστημάτων αφαλάτωσης στις Κανάριες νήσους Lanzarote και Fuerteventura από υβριδικά μικροδίκτυα φωτοβολταϊκών-ανεμογεννητριών-μπαταριών-γεννητριών. Το [11] προτείνει ένα ολοκληρωμένο πλαίσιο σχεδιασμού ενός υβριδικού μικροδικτύου για το νησί Deokjeok στην Νότια Κορέα που βασίζεται στην ανάλυση του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας και στην τεχνοοικονομική ανάλυση. Επομένως, η προκύπτουσα βέλτιστη διαμόρφωση του μικροδικτύου ικανοποιεί τόσο τον στόχο του σχεδιασμού, όσον αφορά την οικονομική αποδοτικότητα, όσο και τους κανονισμούς απόδοσης του συστήματος. Στο άρθρο αυτό η τεχνοοικονομική ανάλυση υλοποιήθηκε με την χρήση του Homer Pro, ενώ η ανάλυση του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας πραγματοποιήθηκε με την χρήση του προγράμματος DigSILENT. Επιπλέον, οι πηγές [12] και [13], χρησιμοποιώντας το Homer Pro, αναδεικνύουν έκαστη ένα υβριδικό σύστημα αποτελούμενο από ανεμογεννήτριες, φωτοβολταϊκά, γεννήτριες ντίζελ, μία μικρο-υδροηλεκτρική μονάδα και μπαταρίες για την κάλυψη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στο νησί Calayan στις Φιλιππίνες και στα νησιά Φίτζι αντίστοιχα.

Στην πλειονότητα των προαναφερθεισών μελετών αλλά και γενικότερα της δημοσιευμένης βιβλιογραφίας αυτής της κατηγορίας το βέλτιστο υβριδικό σύστημα επιλέγεται ως προς την οικονομική του βιωσιμότητα, και κυρίως με βάση το συνολικό κόστος ζωής του συστήματος (NPC) και το σταθμισμένο κόστος ενέργειας (LCOE). Υπάρχουν μόνο λίγες μελέτες που λαμβάνουν υπ' όψιν τους το ποσοστό της πλεονάζουσας ηλεκτρικής ενέργειας για τον βέλτιστο σχεδιασμό και την τεχνοοικονομική ανάλυση του υβριδικού μικροδικτύου. Η πλεονάζουσα ηλεκτρική ενέργεια είναι μια σημαντική

παράμετρος, η οποία σε διαχειρίσιμα επίπεδα μπορεί να αξιοποιηθεί από συστήματα αφαλάτωσης, να επαναχρησιμοποιηθεί για την ψύξη και την θέρμανση κατοικιών κ.λπ., ενώ όταν αγγίζει υψηλές τιμές και αρχίζει να μην είναι εφικτή η αξιοποίησή της, μπορεί να επιφέρει προβλήματα στην ευστάθεια του συστήματος και αύξηση του συνολικού του κόστους. Το παραπάνω έλλειμμα, σε συνδυασμό με την απουσία κάποιας μελέτης τεχνικής ή/και οικονομικής σκοπιμότητας αυτόνομου μικροδικτύου στην Ανάφη, αποτέλεσαν το εφαλτήριο για την συγγραφή της παρούσας διπλωματικής. Η εργασία αυτή, λοιπόν, έχει ως στόχο τον βέλτιστο σχεδιασμό ενός υβριδικού μικροδικτύου για το μη διασυνδεδεμένο με το κεντρικό δίκτυο νησί της Ανάφης, το οποίο θα διαθέτει το μικρότερο δυνατό NPC και ποσοστό πλεονάζουσας ενέργειας.



## Κεφάλαιο 3 Διεσπαρμένοι Ενεργειακοί Πόροι

### 3.1 Εισαγωγή

Το 1882, ο διάσημος εφευρέτης Τόμας Έντισον, δημιούργησε τον πρώτο κεντρικό σταθμό παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, ο οποίος τροφοδότησε με ηλεκτρισμό τους καταναλωτές της «Πρώτης Συνοικίας», μιας περιοχής 0,65 τετραγωνικών χιλιομέτρων στην Νέα Υόρκη. Οι ατμομηχανές του σταθμού, που ονομαζόταν «Pearl Street», λειτουργούσαν με καύση άνθρακα και κινούσαν γεννήτριες, οι οποίες παρήγαγαν σταθερό ρεύμα (DC) [14], [15].

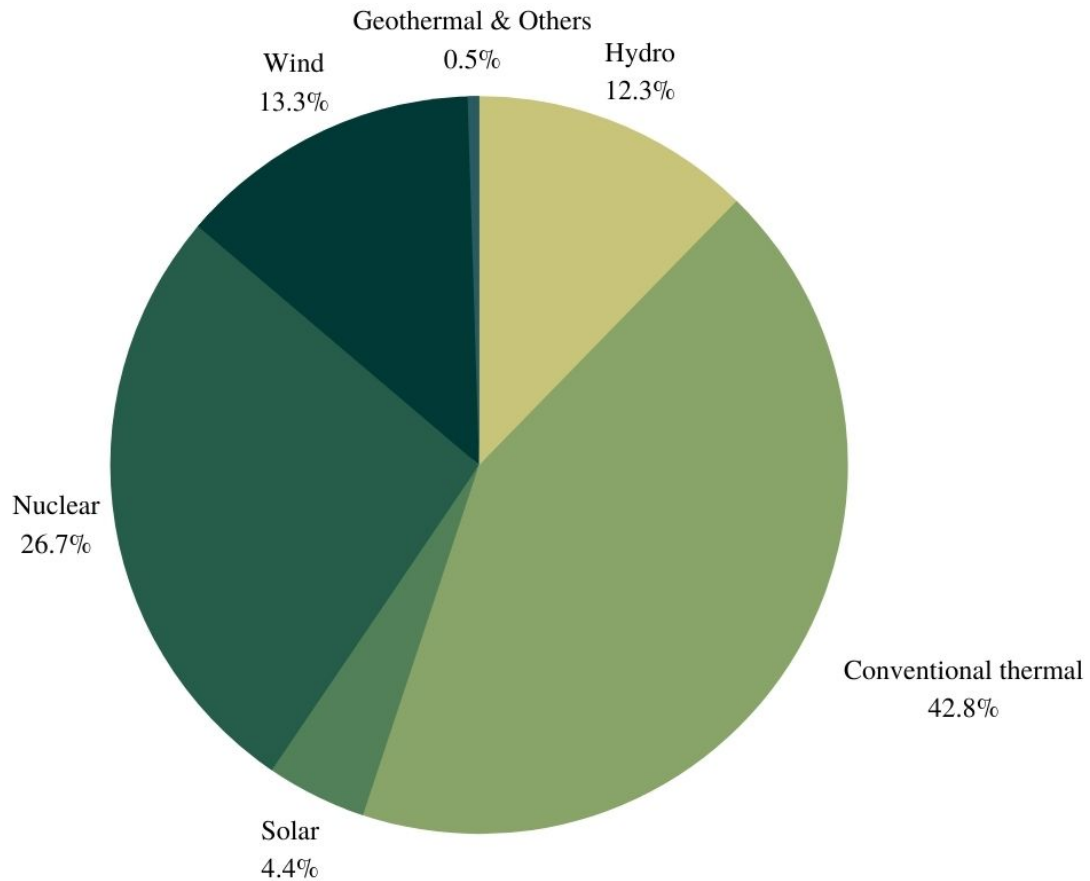
Η ιδέα των συστημάτων συνεχούς ρεύματος χρησιμοποιήθηκε ευρέως, καθώς τέτοια συστήματα εγκαταστάθηκαν στις περισσότερες μεγαλουπόλεις του κόσμου. Ωστόσο, λίγα χρόνια αργότερα, οι ανακαλύψεις του σπουδαίου Νίκολα Τέσλα σχετικά με το εναλλασσόμενο ρεύμα (AC), σε συνδυασμό με τα προβλήματα που αντιμετώπιζαν τα συστήματα συνεχούς ρεύματος, οδήγησαν στην αντικατάσταση των συστημάτων συνεχούς από συστήματα εναλλασσόμενου ρεύματος, τα οποία έχουν επικρατήσει παγκοσμίως μέχρι σήμερα.

Ένα συμβατικό κεντρικό σύστημα ηλεκτρικής παραγωγής είναι εγκατεστημένο συνήθως μακριά από τον τελικό καταναλωτή, ενώ η μεταφορά και η διανομή της ηλεκτρικής ενέργειας γίνεται μέσω δικτύων μεγάλου μήκους. Η πλειονότητα των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής στηρίζεται στην καύση ορυκτών καυσίμων, όπως φαίνεται και στην Εικόνα 3.1.

Εντούτοις, το συμβατικό ΣΗΕ παρουσιάζει μειονεκτήματα. Ένα από αυτά είναι η ανεπαρκής μεταφορά μεγάλων ποσοτήτων ηλεκτρικής ενέργειας σε μεγάλες αποστάσεις, λόγω της ραγδαίας αύξησης των απαιτήσεων των καταναλωτών για ηλεκτρική ενέργεια και των σημαντικών απωλειών στο δίκτυο μεταφοράς. Επίσης, εγείρονται νέες ανησυχίες στη βιομηχανία της ηλεκτρικής ενέργειας, συμπεριλαμβανομένων των περιορισμών στην κατασκευή νέων γραμμών μεταφοράς, της απελευθέρωσης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς και των σοβαρών περιβαλλοντικών ζητημάτων που προκύπτουν, όπως



οι εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου και η παραγωγή πυρηνικών αποβλήτων από τα πυρηνικά εργοστάσια παραγωγής [16].



Εικόνα 3.1: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στην Ευρώπη ανά πηγή για το έτος 2019 [17]

Το σπουδαιότερο από τα παραπάνω προβλήματα των συμβατικών ηλεκτρικών δικτύων είναι ίσως οι περιβαλλοντικές τους επιπτώσεις. Η καύση ορυκτών καυσίμων, που είναι η κύρια ύλη για το μεγαλύτερο μερίδιο ηλεκτροπαραγωγής παγκοσμίως, παράγει διοξείδιο του άνθρακα ( $\text{CO}_2$ ) και υποξείδιο του αζώτου ( $\text{N}_2\text{O}$ ), δύο εκ των αερίων του θερμοκηπίου που συνεισφέρουν στην υπερθέρμανση του πλανήτη. Μάλιστα, ο τομέας της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας αποτελεί την μεγαλύτερη πηγή εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου. Ενδεικτικά, το έτος 2017, στην Ευρώπη, το 29% των ετήσιων εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου προερχόταν από την καύση ορυκτών καυσίμων στην βιομηχανία της ηλεκτρικής ενέργειας [18].

Εκτός από τα αέρια του θερμοκηπίου, η καύση ορυκτών καυσίμων εκπέμπει και άλλους επιβλαβείς αέριους ρύπους. Δύο από αυτούς είναι το διοξείδιο του θείου (SO<sub>2</sub>) και τα οξείδια του αζώτου (NO<sub>x</sub>), βασικές χημικές ενώσεις για την δημιουργία της όξινης βροχής και την πρόκληση αναπνευστικών προβλημάτων. Επιπροσθέτως, με την καύση ορυκτών καυσίμων εκπέμπεται υδράργυρος, ο οποίος μολύνει το νερό και κατ' επέκταση τα ψάρια και άλλους έμβιους οργανισμούς μέσω της τροφικής αλυσίδας, καθώς και αιθάλη. Η ένωση αυτή μπορεί να προκαλέσει χρόνια βρογχίτιδα, άσθμα, καρκίνο του πνεύμονα, ακόμα και πρόωρο θάνατο [19], [20].

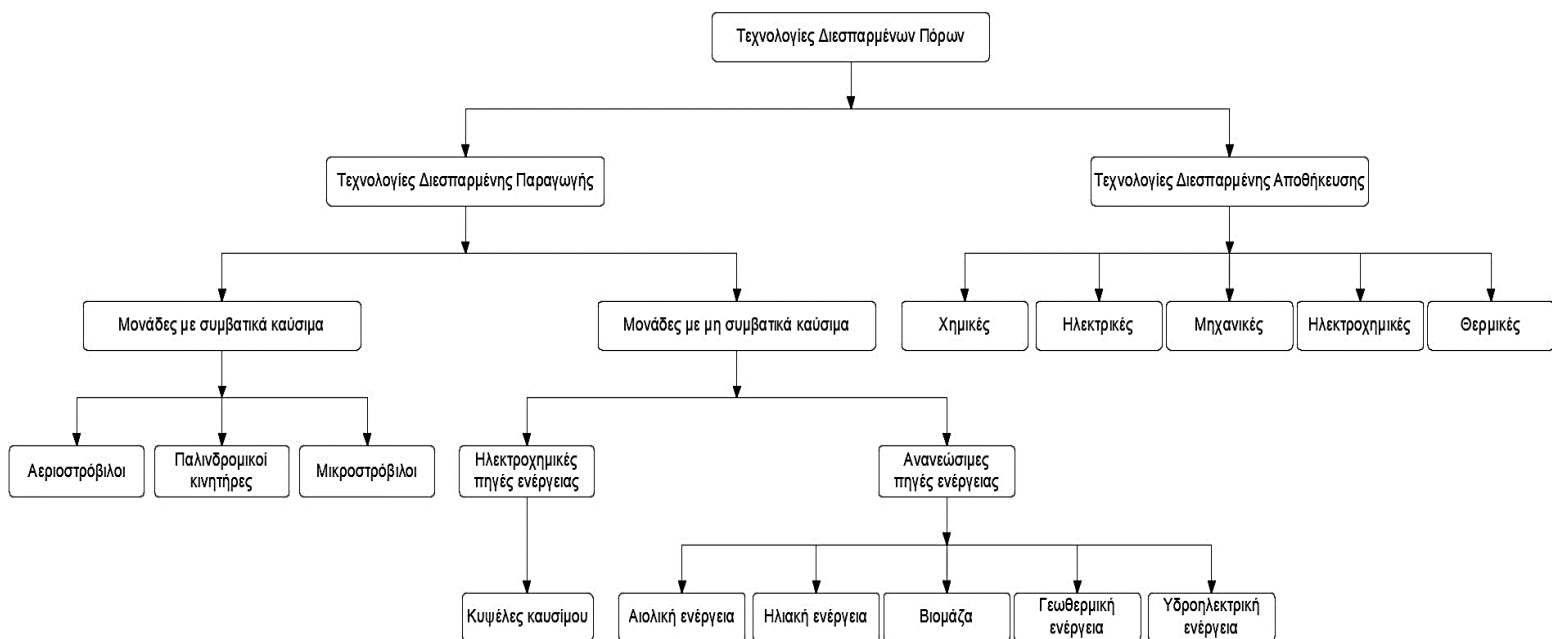
### **3.2 Διεσπαρμένοι Ενεργειακοί Πόροι**

Δεδομένων όλων των παραπάνω προβλημάτων των συμβατικών ηλεκτρικών δικτύων, οι ερευνητές ξεκίνησαν να εξερευνούν εναλλακτικές λύσεις. Έτσι, στις αρχές της δεκαετίας του 1990, εισήχθη ο όρος Διεσπαρμένοι Ενεργειακοί Πόροι (ΔΕΠ), ή αλλιώς Distributed Energy Resources (DER) στα αγγλικά, ανοίγοντας έκτοτε το δρόμο για την ταχεία ανάπτυξή τους. Σε αντίθεση με το κεντρικό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας, οι ΔΕΠ εγκαθίστανται κοντά στον καταναλωτή, συνδεδεμένοι απευθείας στα δίκτυα διανομής μέσης τάσης (MT) ή χαμηλής τάσης (ΧΤ).

Οι τεχνολογίες ΔΕΠ αποτελούνται από μονάδες Διεσπαρμένης Παραγωγής (ΔΠ), αλλά και από συστήματα αποθήκευσης ενέργειας (ΣΑΕ), όπως φαίνεται στην Εικόνα 3.2. Οι ΔΕΠ δίνουν λύσεις στα κυριότερα ζητήματα των συμβατικών ΣΗΕ και παρουσιάζουν σημαντικά πλεονεκτήματα, όπως:

- Μείωση φυσικών αποστάσεων μεταξύ παραγωγής και φορτίου, οδηγώντας σε ελάττωση απωλειών στις γραμμές μεταφοράς και διανομής.
- Ελαχιστοποίηση εκπομπών CO<sub>2</sub> και άλλων αερίων ρύπων.
- Μείωση αρχικού επενδυτικού κόστους, καθώς δεν απαιτείται η εγκατάσταση τεράστιων μονάδων παραγωγής και γραμμών μεταφοράς.
- Προσφορά μεγαλύτερης αξιοπιστίας και ποιότητας ισχύος, ειδικά σε περιοχές όπου οι διακυμάνσεις τάσης είναι συχνές ή όπου η ενέργεια που παρέχεται από το δίκτυο δεν είναι αξιόπιστη.
- Δυνατότητα ηλεκτροδότησης απομακρυσμένων περιοχών, όπου κάτι τέτοιο είναι υπερβολικά δύσκολο, οικονομικά και τεχνικά, να συμβεί με το συμβατικό δίκτυο.

- Βελτίωση στην ενεργειακή απόδοση των μονάδων παραγωγής, χάρη στην δυνατότητα εκμετάλλευσης της χαμένης θερμότητας που εκλύεται από την καύση των ορυκτών καυσίμων από τις μονάδες ΣΗΘ.
- Μείωση της υπερφόρτωσης των γραμμών μεταφοράς και διανομής.
- Ελαχιστοποίηση του χρόνου εγκατάστασής τους σε σχέση με τις μεγάλες μονάδες παραγωγής και τα δίκτυα μεταφοράς και διανομής.



Εικόνα 3.2: Κατηγοριοποίηση τεχνολογιών ΔΕΠ

Στη συνέχεια του κεφαλαίου θα παρουσιαστούν και θα περιγραφούν συνοπτικά οι κυριότερες τεχνολογίες ΔΕΠ, οι οποίες βρίσκουν εφαρμογή στα μικροδίκτυα.

### 3.2.1 Τεχνολογίες Διεσπαρμένης Παραγωγής

Διαφορετικοί ορισμοί έχουν δοθεί για την Διεσπαρμένη Παραγωγή (ΔΠ) από οργανισμούς, ερευνητές και άλλους φορείς. Σύμφωνα με το Διεθνές Συμβούλιο για Μεγάλα Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας (CIGRE), ως διεσπαρμένη παραγωγή μπορούν να οριστούν όλες οι μονάδες παραγωγής με μέγιστη ισχύ μεταξύ 50MW και 100MW, οι οποίες είναι συνήθως συνδεδεμένες με το δίκτυο διανομής και δεν είναι κεντρικά οργανωμένες. Το Ινστιτούτο Ηλεκτρολόγων και Ηλεκτρονικών Μηχανικών (IEEE), ορίζει την ΔΠ ως την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από εγκαταστάσεις αρκετά μικρότερες από τους κεντρικούς

σταθμούς παραγωγής, έτσι ώστε να επιτρέπουν την διασύνδεση σε σχεδόν κάθε σημείο σε ένα ΣΗΕ [21]. Οι τεχνολογίες ΔΠ χωρίζονται σε συμβατικές/μη ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και σε μη συμβατικές πηγές ενέργειας, οι οποίες απαιτούν ηλεκτρονικούς μετατροπείς ισχύος για την διασύνδεσή τους με το δίκτυο. Οι συμβατικές μονάδες ΔΠ περιλαμβάνουν παλινδρομικούς κινητήρες, αεριοστρόβιλους και μικροτουρμπίνες, ενώ οι μη συμβατικές μονάδες ΔΠ αποτελούνται από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και κυψέλες καυσίμου.

#### 3.2.1.1 Παλινδρομικοί κινητήρες

Οι παλινδρομικοί κινητήρες είναι ένα υποσύνολο μηχανών εσωτερικής καύσης (ΜΕΚ) και αποτελούν την πρώτη τεχνολογία ΔΠ που έκανε χρήση ορυκτών καυσίμων, πάνω από 100 χρόνια πριν. Η ονομασία και η λειτουργία τους βασίζεται στην παλινδρομική κίνηση που πραγματοποιούν τα έμβολα (πιστόνια) που υπάρχουν μέσα στους κυλίνδρους του, δηλαδή προς τα εμπρός και προς τα πίσω. Ως καύσιμο μπορεί να χρησιμοποιηθεί φυσικό αέριο, ντίζελ, βιοντίζελ, βιοκαύσιμα κ.ά. Οι μικρότεροι τύποι παλινδρομικών κινητήρων έχουν ουσιαστικά σχεδιαστεί για μεταφορές, ενώ οι μεγαλύτεροι κινητήρες έχουν σχεδιαστεί κυρίως για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και για πρόωση πλοίων. Το εύρος των παλινδρομικών κινητήρων που χρησιμοποιούνται στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής κυμαίνεται μεταξύ 1 kVA (μικρή κλίμακα) μέχρι αρκετές δεκάδες MVA (μεγάλη κλίμακα). Σε εφαρμογές ΔΠ, οι παλινδρομικοί κινητήρες προσφέρουν το μικρότερο κόστος από όλα τα συστήματα ΣΗΘ, υψηλή απόδοση και αξιοπιστία. Εντούτοις, οι κινητήρες αυτοί παράγουν επιβλαβείς για το περιβάλλον αέριους ρύπους, κυρίως CO και NO<sub>x</sub>, και έχουν υψηλό κόστος συντήρησης [22], [23], [24].

#### 3.2.1.2 Αεριοστρόβιλοι

Μία άλλη μεγάλη κατηγορία ΜΕΚ που χρησιμοποιούνται ευρέως στην ηλεκτροπαραγωγή, με την πρώτη εφαρμογή τους το 1939 στην Ελβετία, είναι οι αεριοστρόβιλοι. Προκειμένου να παράξει ηλεκτρική ενέργεια, ο αεριοστρόβιλος θερμαίνει ένα μείγμα αέρα και καυσίμου σε πολύ υψηλές θερμοκρασίες, προκαλώντας την περιστροφή των πτερυγίων του στρόβιλου. Τα πτερύγια με τη σειρά τους περιστρέφουν μία γεννήτρια, η οποία μετατρέπει την μηχανική ενέργεια σε ηλεκτρική. Σε αντίθεση με τους παλινδρομικούς κινητήρες, όπου η καύση συμβαίνει κατά διαστήματα, στους αεριοστρόβιλους η καύση

πραγματοποιείται αδιάλειπτα. Οι αεριοστρόβιλοι εμφανίζονται σε διάφορα μεγέθη, από μικροστροβίλους, που εξετάζονται χωριστά παρακάτω, μέχρι και στροβίλους μεγάλης κλίμακας που χρησιμοποιούνται σε κεντρικούς σταθμούς παραγωγής ενέργειας.

#### 3.2.1.3 Μικροστρόβιλοι

Οι μικροστρόβιλοι είναι στην ουσία αεριοστρόβιλοι μικρής κλίμακας. Ως εκ τούτου, λειτουργούν και αυτοί, όπως οι αεριοστρόβιλοι, βασιζόμενοι στον θερμοδυναμικό κύκλο του Brayton. Η συνήθης λειτουργία τους γίνεται με καύσιμο το φυσικό αέριο, αλλά είναι δυνατή η χρήση και άλλων βιομηχανικών καυσίμων, όπως προπάνιο, ελαφρύ πετρέλαιο (diesel) και κηροζίνη, αλλά και ανανεώσιμων καυσίμων, όπως βιοαέριο ή αέριο σύνθεσης από αεριοποίηση στερεής βιομάζας. Λόγω των χαμηλών θερμοκρασιών που αναπτύσσονται στον θάλαμο καύσης των μικροστροβίλων, εκπέμπουν και αρκετά χαμηλότερους αέριους ρύπους CO και NO<sub>x</sub> σε σχέση με τους παλινδρομικούς κινητήρες. Επίσης, είναι ελαφρύτεροι και έχουν απλοϊκότερο σχεδιασμό από τους παλινδρομικούς κινητήρες, ενώ απαιτούν και λιγότερη συντήρηση. Ωστόσο, οι παλινδρομικοί κινητήρες ανταποκρίνονται ταχύτερα σε αλλαγές απαίτησης ισχύος και έχουν μεγαλύτερη απόδοση. Σήμερα, ύστερα από μία περίοδο εμπορικής διάδοσης, τα εμπορικά συστήματα μικροστροβίλων ΣΗΘ έχουν κλίμακα ισχύος που κυμαίνεται μεταξύ 30-250 kW για συστήματα απλού στροβίλου, ενώ μπορούν να φτάσουν και τα 1000 kW για συστήματα πολλαπλών στροβίλων [25].

#### 3.2.1.4 Κυψέλες καυσίμου

Οι κυψέλες καυσίμου είναι ηλεκτροχημικές διατάξεις που μετατρέπουν την χημική ενέργεια του καυσίμου απευθείας σε ηλεκτρική, παράγοντας συνεχή ηλεκτρική τάση, σύμφωνα με την περιγραφική εξίσωση: Καύσιμο + Καταλύτης → Ενέργεια + Νερό + Θερμότητα. Πιο αναλυτικά, μία κυψέλη καυσίμου αποτελείται από ένα θετικό ηλεκτρόδιο, που ονομάζεται άνοδος, από ένα αρνητικό ηλεκτρόδιο, που ονομάζεται κάθοδος, και από έναν ηλεκτρολύτη, ή αλλιώς ηλεκτρολυτική μεμβράνη. Η άνοδος τροφοδοτείται με το καύσιμο, το οποίο συνήθως είναι υδρογόνο, ενώ η κάθοδος τροφοδοτείται με το οξειδωτικό μέσο, που είναι συνήθως το οξυγόνο του ατμοσφαιρικού αέρα. Στην άνοδο, τα άτομα του υδρογόνου με την βοήθεια κατάλληλου καταλύτη οξειδώνονται σε πρωτόνια (H<sup>+</sup>) και ηλεκτρόνια (e<sup>-</sup>). Τα μεν πρωτόνια μεταφέρονται, δια μέσου του ηλεκτρολύτη, στην

κάθοδο, τα δε ηλεκτρόνια οδηγούνται σε εξωτερικό κύκλωμα, παράγοντας ηλεκτρικό ρεύμα. Τόσο τα  $H^+$ , όσο και τα  $e^-$ , αντιδρούν στην κάθοδο με το οξυγόνο και σχηματίζεται νερό. Η συνολική εξίσωση της χημικής αντίδρασης είναι η εξής:



Η τάση που παράγεται από μία κυψέλη καυσίμου είναι μεταξύ 0.6 και 1V, ενώ η τυπική τιμή για μέγιστη απόδοση είναι περίπου 0.7V. Προκειμένου να επιτευχθεί μεγαλύτερη τάση, οι κυψέλες συνδέονται σε σειρά, σχηματίζοντας μία συστοιχία κυψελών (stack). Ανάλογα με το είδος του ηλεκτρολύτη που χρησιμοποιείται, το μεταφερόμενο ιόν που διέρχεται από αυτόν παρουσιάζει ποικιλομορφία, επομένως προκύπτουν διαφορετικοί τύποι κυψελών καυσίμου. Οι έξι κυριότεροι είναι ονομαστικά οι ακόλουθοι:

- Αλκαλικές κυψέλες καυσίμου (Alkaline Fuel Cell-AFC)
- Κυψέλες καυσίμου μεμβράνης πολυμερούς ή κυψέλες καυσίμου μεμβράνης ανταλλαγής πρωτονίων (Polymer Electrolyte Fuel Cell-PEFC, ή Proton Exchange Membrane Fuel Cell-PEMFC)
- Κυψέλες καυσίμου άμεσης μεθανόλης (Direct Methanol Fuel Cell-DMFC)
- Κυψέλες καυσίμου φωσφορικού οξέος (Phosphoric Acid Fuel Cell-PAFC)
- Κυψέλες καυσίμου τηγμένου ανθρακικού άλατος (Molten Carbonate Fuel Cell-MCFC)
- Κυψέλες καυσίμου στερεού οξειδίου (Solid Oxide Fuel Cell-SOFC)

Πίνακας 3.1: Τύποι κυψελών καυσίμου με βάση τα χαρακτηριστικά λειτουργίας τους [26]

ΚΥΨΕΛΕΣ ΚΑΥΣΙΜΟΥ						
	Κυψέλες Καυσίμου Χαμηλών Θερμοκρασιών		Κυψέλες Καυσίμου Μέσων Θερμοκρασιών		Κυψέλες Καυσίμου Υψηλών Θερμοκρασιών	
Χαρακτηριστικά	Μεμβράνης Ανταλλαγής Πρωτονίων (PEMFCs)	Μεθανόλης (DMFCs)	Αλκαλικές (AFCs)	Φωσφορικού οξέως (PAFCs)	Στερεών Οξειδίων (SOFCs)	Τήγματος Ανθρακικών Αλάτων (MCFCs)
Θερμοκρασία Λειτουργίας [°C]	60 - 80	60 - 80	100 - 150	180 - 220	750 - 1050	650
Καύσιμο	$H_2$ (Υψηλής Καθαρότητας ή Αναμορφωμένα)	$CH_3OH$	$H_2$	$H_2$ (Αναμορφωμένα)	$H_2$ και $CO$ (Αναμορφωμένα) και $CH_4$	$H_2$ και $CO$ (Αναμορφωμένα) και $CH_4$
Φορέας φορτίου στον ηλεκτρολύτη	$H^+$	$H^+$	$OH^-$	$H^+$	$O^{2-}$	$O^{2-}$
Ευαισθησία σε	$CO > 10ppm$	Απορρόφηση ενδιάμεσων ( $CO$ )	$CO, CO_2$	$CO > 1\%$ $H_2S > 50ppm$	$H_2S > 1ppm$	$H_2S > 0,5ppm$
Εφαρμογές	Κίνηση, Φορητές Συσκευές, Συστήματα Ενέργειας Εφεδρείας, Αυτονομίες		Διαστημικές και Στρατιωτικές		Συστήματα Παραγωγής και Συμπαρογωγής Ενέργειας	

Στον Πίνακα 3.1 συνοψίζονται τα προαναφερθέντα είδη των κυψελών καυσίμου, με βάση τα χαρακτηριστικά λειτουργίας τους.

Οι κυψέλες καυσίμου μπορούν να συγκριθούν με τις μπαταρίες και με τις ΜΕΚ, ενώ αποτελούν μία πολλά υποσχόμενη τεχνολογία τόσο στα μικροδίκτυα όσο και στον γενικότερο χώρο της ΔΠ. Κάποια από τα σημαντικότερα πλεονεκτήματα των κυψελών καυσίμου είναι ο υψηλός βαθμός απόδοσης, οι χαμηλές -έως μηδενικές- εκπομπές ρύπων, τα χαμηλά επίπεδα θορύβου κατά την λειτουργία τους και η αρθρωτή (modular) δομή τους, που τους επιτρέπει την επίτευξη μονάδων παραγωγής με επιθυμητή ισχύ [27], [25].

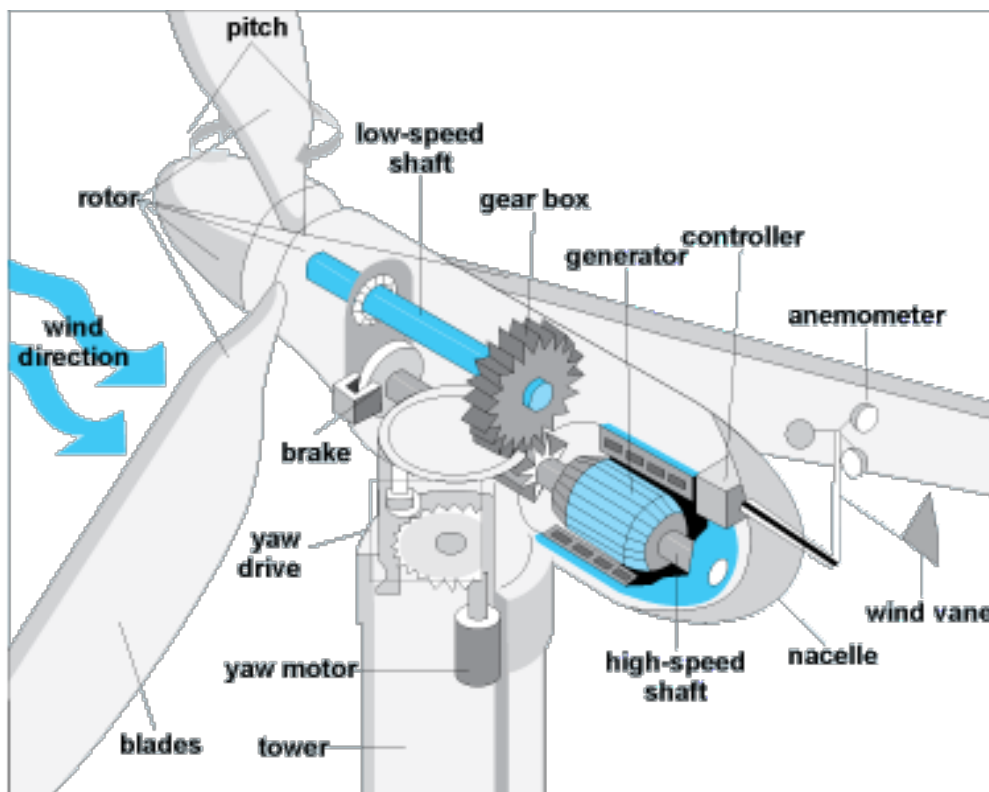
#### 3.2.1.5 Ανεμογεννήτριες

Η εξαγωγή κινητικής ενέργειας από τον άνεμο και η μετατροπή της σε χρήσιμες μορφές ενέργειας είναι μια διαδικασία που χρησιμοποιείται εδώ και αιώνες. Πιστεύεται ότι οι πρώτοι ανεμόμυλοι εφευρέθηκαν πριν από 2,000 χρόνια από τους Πέρσες και από τους Κινέζους και χρησιμοποιούνταν για το άλεσμα του καλαμποκιού και για την ανύψωση του νερού. Αργότερα, τον 14ο αιώνα, οι Ολλανδοί δημιούργησαν ανεμόμυλους για την αποξήρανση εδαφών και, μέχρι το 19ο αιώνα, εκατομμύρια μικροί ανεμόμυλοι είχαν εγκατασταθεί στις Ηνωμένες Πολιτείες και σε ολόκληρο τον κόσμο για την άντληση νερού από γεωτρήσεις και για τις ανάγκες του νερού για γεωργικούς και κτηνοτροφικούς σκοπούς. Η πρώτη επιτυχημένη προσπάθεια για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από αιολική ενέργεια με την χρήση ανεμογεννητριών πραγματοποιήθηκε στην δεκαετία του 1970 στην Αμερική. Η ανάπτυξή της ξεκίνησε από την ανάγκη αντικατάστασης της ενέργειας που προερχόταν από ορυκτά καύσιμα με ανανεώσιμες μορφές ενέργειας, γεγονός στο οποίο καθοριστικό ρόλο έπαιξε και η πετρελαϊκή κρίση που ξέσπασε το 1973. Έκτοτε, από όλες τις ανανεώσιμες μορφές ενέργειας, η αιολική ενέργεια, μαζί με την ηλιακή, έχουν παρουσιάσει και πρόκειται να συνεχίσουν να παρουσιάζουν πολύ θετική ανάπτυξη. Χαρακτηριστική είναι η αύξηση της τάξης του 19% το 2019 σε σχέση με το 2018, όσον αφορά τη συνολική εγκατεστημένη ισχύ των ανεμογεννητριών παγκοσμίως [28].

Οι ανεμογεννήτριες (Α/Γ) βασίζονται στην αρχή της μετατροπής της κινητικής ενέργειας του ανέμου σε μηχανική ενέργεια. Η μηχανική αυτή ενέργεια μπορεί να χρησιμοποιηθεί για διάφορους σκοπούς, όπως η άντληση νερού, ή να μετατραπεί σε ηλεκτρική ενέργεια μέσω μιας γεννήτριας. Σήμερα, σχεδόν το σύνολο των Α/Γ που κατασκευάζονται

παγκοσμίως προορίζεται για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Οι Α/Γ κυκλοφορούν σε διάφορα σχέδια πτερυγίων, αλλά οι πιο συνηθισμένοι τύποι για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, τόσο σε χερσαίες όσο και σε υπεράκτιες περιοχές, είναι οι Α/Γ οριζόντιου άξονα με τρία πτερύγια.

Τα κύρια στοιχεία μίας τυπικής Α/Γ οριζόντιου άξονα, όπως φαίνεται και στην Εικόνα 3.3, είναι ο δρομέας ή πτερωτή (rotor), ο θάλαμος ή άτρακτος (nacelle), ο πύργος ή πυλώνας, η θεμελίωση, και φυσικά τα ηλεκτρικά συστήματα και τα συστήματα ελέγχου. Ο δρομέας περιλαμβάνει την πλήμη (hub), τα πτερύγια και το σύστημα ελέγχου της κλίσης των πτερυγίων, ενώ η άτρακτος περιλαμβάνει το σύστημα μετάδοσης της κίνησης -δηλαδή τον κύριο άξονα και το κιβώτιο πολλαπλασιασμού στροφών-, την γεννήτρια, τον άξονα υψηλής περιστροφής, το σύστημα πέδησης-δισκόφρενο και τον πίνακα ελέγχου, όπου περιέχονται οι αυτοματισμοί και τα ηλεκτρονικά στοιχεία της Α/Γ. Άλλα σημαντικά μέρη της Α/Γ είναι το αλεξικέραυνο, το ανεμόμετρο και ο ανεμοδείκτης, καθώς και το σύστημα προσανατολισμού, το οποίο αναγκάζει συνεχώς τον άξονα περιστροφής του δρομέα να βρίσκεται παράλληλα με τη διεύθυνση του ανέμου.



Εικόνα 3.3: Κυριότερα μέρη μίας ανεμογεννήτριας οριζόντιου άξονα [29]



Η αρχή λειτουργίας της ανεμογεννήτριας είναι η εξής: τα κινούμενα ρεύματα αέρα περιστρέφουν τα πτερύγια, τα οποία είναι συνδεδεμένα με την πλήμνη μέσω μηχανικών συνδέσμων. Η πλήμνη με την σειρά της συνδέεται με τον κύριο άξονα, ή άξονα χαμηλής ταχύτητας. Ο άξονας αυτός έχει τον ίδιο ρυθμό περιστροφής με τα πτερύγια, δηλαδή περίπου 10-15 στροφές ανά λεπτό, ταχύτητα που όμως δεν επαρκεί για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από μία γεννήτρια. Για αυτόν τον λόγο, χρησιμοποιείται ένα κιβώτιο ταχυτήτων, το οποίο πολλαπλασιάζει τις στροφές του άξονα χαμηλής ταχύτητας και μεταφέρει αυτήν την ταχύτητα περιστροφής στον άξονα υψηλής ταχύτητας, ο οποίος περιστρέφεται με 1200-1500 στροφές ανά λεπτό και συνδέεται με την γεννήτρια της Α/Γ. Η γεννήτρια παράγει ηλεκτρική ενέργεια υπό χαμηλή τάση, κάτω του 1kV, συνήθως 690V. Στην συνέχεια, ανάλογα με το είδος της γεννήτριας και την τοπολογία του δικτύου-μικροδικτύου που εξυπηρετεί η Α/Γ, χρησιμοποιούνται οι κατάλληλες διατάξεις ηλεκτρονικών ισχύος και μετασχηματιστών (Μ/Σ) ανύψωσης τάσης και γίνεται σύνδεση με τις γραμμές της μέσης ή υψηλής τάσης.

Η ισχύς που παράγεται από μια Α/Γ σχετίζεται με την ποιότητα του ανέμου, το ύψος του πύργου (ύψος πλήμνης), τη διάμετρο του δρομέα και τη διαχείριση της λειτουργίας και της συντήρησης. Σε γενικές γραμμές, οι Α/Γ είναι σε θέση να παράγουν ηλεκτρική ενέργεια σε ταχύτητες ανέμου μεταξύ 3-5 και 25 m/s. Η μέγιστη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας επιτυγχάνεται συνήθως από 11 έως 25 m/s. Σημαντική παράμετρος για τις Α/Γ είναι το όριο Betz, το οποίο αποτελεί την θεωρητική μέγιστη απόδοση μιας Α/Γ, και συγκεκριμένα του δρομέα. Η ύπαρξη του ορίου αυτού αποδείχτηκε από τον Albert Betz το 1919, ο οποίος υπολόγισε ότι η τιμή του είναι ίση με 59.3%. Αυτή η θεωρητική τιμή σημαίνει ότι καμία Α/Γ δεν μπορεί να συλλάβει περισσότερο από το 16/27 (ή το 0.593) της κινητικής ενέργειας του ανέμου όταν η ταχύτητα του ανέμου μετά την Α/Γ είναι ίση με το 1/3 της ταχύτητας του ανέμου πριν την Α/Γ. Ωστόσο, στην πραγματικότητα το όριο του Betz αποτελεί έναν υψηλό βαθμό απόδοσης που δεν είναι δυνατό να επιτευχθεί, παρά μόνο να προσεγγιστεί. Οι μέγιστες τιμές του βαθμού απόδοσης του δρομέα των σύγχρονων Α/Γ κυμαίνονται μεταξύ 0.40 και 0.50, δηλαδή περίπου μεταξύ 75-85% του ορίου Betz. Αφού ληφθούν υπ' όψιν κι άλλοι παράγοντες σε ένα πλήρες σύστημα Α/Γ, όπως η γεννήτρια, η τραχύτητα της επιφάνειας των πτερυγίων, η μετάδοση ισχύος και άλλες μηχανικές ατέλειες, μόνο το 20-

40% του αιολικού δυναμικού μετατρέπεται πραγματικά σε αξιοποιήσιμη ηλεκτρική ενέργεια.

Οι Α/Γ μπορούν να χρησιμοποιηθούν σε μικροδίκτυα τόσο εντός όσο και εκτός δικτύου. Ένα από τα προφανή πλεονεκτήματα για τα διασυνδεδεμένα με το κεντρικό δίκτυο συστήματα ανεμογεννητριών είναι ότι δεν τίθεται το πρόβλημα της αποθήκευσης ενέργειας. Αντιθέτως, ως διαλείπουσα πηγή ενέργειας, η αιολική ισχύς που παράγεται από Α/Γ εκτός δικτύου μπορεί να αλλάξει δραματικά σε σύντομο χρονικό διάστημα με μικρή προειδοποίηση. Κατά συνέπεια, οι Α/Γ εκτός δικτύου χρησιμοποιούνται συνήθως σε συνδυασμό με μπαταρίες, γεννήτριες ντίζελ και φωτοβολταϊκά συστήματα για τη βελτίωση της σταθερότητας της παροχής αιολικής ενέργειας.

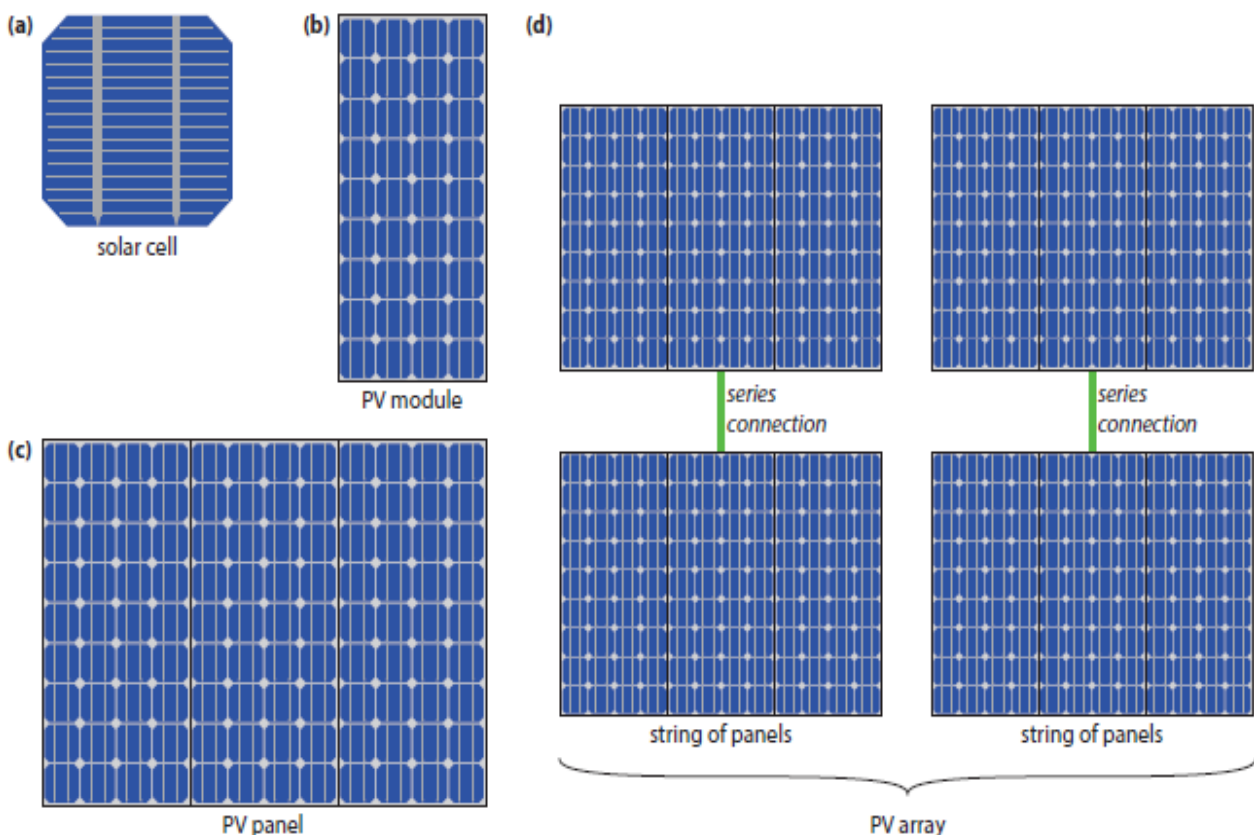
Εν κατακλείδι, οι Α/Γ, παρά τις προκλήσεις που επιφέρει η εφαρμογή τους σε ένα μικροδίκτυο, εξαιτίας και της περιπλοκότητάς τους ως συστημάτων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, είναι μία τεχνολογία με πολλά και σημαντικά πλεονεκτήματα. Τα σπουδαιότερα είναι η καθαρή, ανανεώσιμη φύση της αιολικής ενέργειας. Η ηλεκτροπαραγωγή από Α/Γ προκαλεί σχεδόν μηδαμινές εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου. Συγκεκριμένα, σύμφωνα με το [30], εκτιμάται ότι μία Α/Γ ισχύος 1 MW μπορεί να μειώσει τις εκπομπές CO<sub>2</sub> κατά 2,600 τόνους. Ακόμη, οι Α/Γ είναι υψίστης σημασίας για τα μικροδίκτυα, καθώς μπορούν να τοποθετηθούν και να λειτουργήσουν σχεδόν παντού, συμπεριλαμβανομένων και απομακρυσμένων μερών, όπου η σύνδεση με το δίκτυο είναι ασύμφορη οικονομικά και τεχνικά.

#### 3.2.1.6 Φωτοβολταϊκά συστήματα

Η άμεση μετατροπή της ηλιακής ακτινοβολίας σε ηλεκτρική ενέργεια είναι εφικτή χάρη στο φωτοβολταϊκό φαινόμενο, δηλαδή την δημιουργία τάσης στην επαφή δύο διαφορετικών υλικών λόγω ηλεκτρομαγνητικής ακτινοβολίας. Το φαινόμενο αυτό ανακαλύφθηκε το 1839 από τον Γάλλο φυσικό Edmond Becquerel, ενώ αξιοποιήθηκε ουσιαστικά το 1954, όταν ερευνητές στα εργαστήρια Bell των ΗΠΑ δημιούργησαν την πρώτη φωτοβολταϊκή κυψέλη από πυρίτιο, με απόδοση περίπου 6% [31].

Σε ένα φωτοβολταϊκό σύστημα, ημιαγώγιμα υλικά χρησιμοποιούνται για να κατασκευάσουν τα φωτοβολταϊκά κύτταρα-κυψέλες, τα οποία μετατρέπουν την ενέργεια των φωτονίων σε ηλεκτρική ενέργεια όταν εκτίθενται στο φως του ήλιου. Το πιο

διαδομένο ημιαγώγιμο υλικό είναι το πυρίτιο (Si), το οποίο αποτελεί την πρώτη ύλη για το 90% της αγοράς των ΦΒ [32]. Τα ΦΒ κύτταρα από πυρίτιο χωρίζονται σε μονοκρυσταλλικού πυριτίου (Single Crystalline Silicon, sc-Si) και πολυκρυσταλλικού πυριτίου (Multi Crystalline Silicon, mc-Si), ενώ υπάρχουν και τα ΦΒ κελιά από άμορφο πυρίτιο (Amorphous Silicon, a-Si), τα οποία έχουν αισθητά χαμηλότερες αποδόσεις συγκριτικά με τις δύο προηγούμενες κατηγορίες και ως εκ τούτου σημαντικά χαμηλότερη τιμή. Εκτός από το πυρίτιο, έχουν χρησιμοποιηθεί και άλλα υλικά για την κατασκευή ΦΒ κυψελών, όπως το τελλουριούχο κάδμιο (CdTe), ο δισηληνοϊνδιούχος χαλκός (CIS ή CIGS) και το αρσενιούχο γάλλιο (GaAs). Τέλος, ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζουν οι οργανικές ηλιακές κυψέλες, τεχνολογία πολλά υποσχόμενη, η οποία ίσως προσφέρει μία λύση στο πρόβλημα του υψηλού κόστους των κλασικών ΦΒ συστημάτων [33].



Εικόνα 3.4: Απεικόνιση (a) ενός ΦΒ κυττάρου, (b) ενός ΦΒ πλαισίου, (c) ενός ΦΒ πάνελ και (d) μίας ΦΒ συστοιχίας αποτελούμενης από δύο σειρές των δύο ΦΒ πάνελ η κάθε μία, συνδεδεμένων σε σειρά [34]

Το ηλιακό κύτταρο είναι το θεμελιακό στοιχείο ενός ΦΒ συστήματος. Ωστόσο, εξαιτίας του περιορισμένου μεγέθους του, ένα ηλιακό κελί παράγει κάτω από 3W υπό σταθερές συνθήκες ρεύματος και τάσης, ισχύς που δεν είναι επαρκής για τις περισσότερες εφαρμογές. Προκειμένου να επιλυθεί αυτό το πρόβλημα, ένας αριθμός από ΦΒ κύτταρα (PV cells) συνδέονται μεταξύ τους, είτε σε σειρά είτε παράλληλα, για να σχηματίσουν ένα ΦΒ πλαίσιο (PV module). Ένα ΦΒ πάνελ (PV panel), με τη σειρά του, αποτελείται από αρκετά ΦΒ πλαίσια, τα οποία είναι ηλεκτρικά διασυνδεδεμένα και τοποθετούνται σε βάσεις στήριξης. Τέλος, για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μεγάλης κλίμακας, πολλά ΦΒ πάνελα συνδέονται και συνθέτουν μία ΦΒ συστοιχία (PV array). Στην Εικόνα 3.4 γίνεται ξεκάθαρος ο διαχωρισμός των παραπάνω όρων σε ένα ΦΒ σύστημα.

Παρότι τα ηλιακά πάνελ είναι η καρδιά του ΦΒ συστήματος, αρκετά άλλα στοιχεία απαιτούνται για την ορθή λειτουργία ενός τέτοιου συστήματος. Ο τύπος του ΦΒ συστήματος, δηλαδή το αν είναι συνδεδεμένο με το ηλεκτρικό δίκτυο ή λειτουργεί αυτόνομα, καθορίζει ποια από τα στοιχεία αυτά απαιτούνται. Τα σημαντικότερα στοιχεία ενός ΦΒ συστήματος είναι τα εξής:

- Το σύστημα στήριξης, το οποίο χρησιμοποιείται για να στερεώνει τα ΦΒ πλαίσια και να τα κατευθύνει προς τον ήλιο.
- Η αποθήκευση ενέργειας, που αποτελεί ζωτικό κομμάτι ενός αυτόνομου ΦΒ συστήματος, καθώς εξασφαλίζει την απρόσκοπτη προσφορά ηλεκτρικής ενέργειας κατά τη διάρκεια της νύχτας ή περιόδων με ανεπαρκή ηλιοφάνεια. Συνήθως, ως μονάδες αποθήκευσης ενέργειας χρησιμοποιούνται μπαταρίες.
- Οι μετατροπείς DC-DC, οι οποίοι χρησιμοποιούνται για να μετατρέψουν την τάση εξόδου του ΦΒ πλαισίου που μεταβάλλεται ανάλογα με την ώρα της ημέρας και της καιρικές συνθήκες, σε μία σταθερή τάση εξόδου η οποία μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την φόρτιση μίας μπαταρίας ή ως είσοδος σε έναν αντιστροφέα (inverter).
- Οι αντιστροφείς ή μετατροπείς DC-AC, διατάξεις που χρησιμοποιούνται για την μετατροπή της συνεχούς τάσης που παράγεται από τα ΦΒ πλαίσια σε εναλλασσόμενη, 230V/50Hz για τα ελληνικά δεδομένα, η οποία είτε θα τροφοδοτήσει το ηλεκτρικό δίκτυο είτε κάποια μικρά ή μεγάλα ηλεκτρικά φορτία.

- Ο αυτόνομος ρυθμιστής-φορτιστής των συσσωρευτών αποθήκευσης, ο οποίος ελέγχει και ρυθμίζει τη διαδικασία φόρτισης και αποφόρτισης των συσσωρευτών, προστατεύοντάς τους από υπερφόρτιση ή ολική αποφόρτιση, αυξάνοντας με αυτόν τον τρόπο την διάρκεια ζωής τους.
- Η διάταξη MPPT (Maximum Power Point Tracking), η οποία εντοπίζει το σημείο μέγιστης ισχύος και προσαρμόζει τη λειτουργία του συστήματος γύρω από το αυτό.

Στο εμπόριο κυκλοφορούν compact ηλεκτρονικές διατάξεις που περιλαμβάνουν την διάταξη MPPT, τον μετατροπέα DC/DC, τον αντιστροφέα DC/AC, καθώς και τον ρυθμιστή-φορτιστή [35].

Ανάλογα με την διάταξη του ΦΒ συστήματος και τις ανάγκες που θέλουμε να εξυπηρετήσουμε, διακρίνουμε δύο κύριους τύπους ΦΒ συστημάτων: απομονωμένα ή εκτός δικτύου και συνδεδεμένα στο ηλεκτρικό δίκτυο. Τα εκτός δικτύου (off-grid) ΦΒ συστήματα διαχωρίζονται σε αυτόνομα ή υβριδικά.

Τα αυτόνομα ΦΒ συστήματα εγκαθίστανται συνήθως σε απομακρυσμένα σημεία, όπου δεν είναι εφικτή η σύνδεση με το ηλεκτρικό δίκτυο. Στα αυτόνομα ΦΒ συστήματα η αναγκαία ηλεκτρική ενέργεια παράγεται αποκλειστικά από ΦΒ πανέλα ή συστοιχίες. Μπορούν να αποτελούνται είτε μόνο από ΦΒ πλαίσια και ένα φορτίο είτε να περιλαμβάνουν και μπαταρίες για αποθήκευση ενέργειας. Στην πρώτη κατηγορία, των ΦΒ συστημάτων χωρίς αποθήκευση ενέργειας, η παραγόμενη ενέργεια αποδίδεται απευθείας στο φορτίο. Τυπικό παράδειγμα αποτελούν τα συστήματα άντλησης νερού. Αντίθετα, στα αυτόνομα ΦΒ συστήματα με αποθήκευση ενέργειας, η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια χρησιμοποιείται για να φορτίσει τις μπαταρίες κατά τη διάρκεια της μέρας, προκειμένου να γίνει χρήση της τη νύχτα ή σε περιόδους με μικρή ηλιοφάνεια. Χαρακτηριστικά παραδείγματα είναι ο οδοφωτισμός, οι τηλεπικοινωνίες και οι δορυφόροι, τα τροχόσπιτα, οι φάροι σε θαλάσσιες παροχές, οι διατάξεις πυρανίχνευσης δασικών εκτάσεων, καθώς και κάποια απομακρυσμένα σπίτια.

Στην περίπτωση που η απαιτούμενη ηλεκτρική ενέργεια δεν καλύπτεται από το ΦΒ σύστημα, τότε εγκαθίστανται και συμπληρωματικές πηγές ηλεκτρικής ενέργειας, είτε συμβατικές (π.χ. ντιζελογεννήτριες), είτε ανανεώσιμες, όπως π.χ. ανεμογεννήτριες. Τα συστήματα αυτά ονομάζονται υβριδικά και πολύ συχνά περιλαμβάνουν συστήματα

αποθήκευσης ενέργειας. Τέτοια συστήματα υλοποιούνται σε ενεργειακά απαιτητικότερες εφαρμογές σε σχέση με αυτές που αναφέρθηκαν παραπάνω, όπως σε απομακρυσμένα χωριά, νοσοκομεία και στρατιωτικές βάσεις, αλλά και σε μεγάλες πλωτές πλατφόρμες εξόρυξης πετρελαίου.

Τέλος, τα διασυνδεδεμένα με το δίκτυο ΦΒ συστήματα χωρίζονται με τη σειρά τους σε δύο υποκατηγορίες: συστήματα χωρίς αποθήκευση ενέργειας και συστήματα με αποθήκευση ενέργειας. Στα πρώτα, το ρεύμα που παράγεται από το ΦΒ σύστημα, αφού έχει μετατραπεί σε εναλλασσόμενο, τροφοδοτεί είτε τα τοπικά ηλεκτρικά φορτία είτε το κεντρικό δίκτυο, όταν η παραγόμενη ισχύς του ΦΒ συστήματος είναι μεγαλύτερη από την ζήτηση ισχύος των φορτίων. Κατά την διάρκεια της νύχτας και στις περιόδους που η απαίτηση ισχύος είναι μεγαλύτερη από την παραγόμενη ισχύ του ΦΒ συστήματος, το έλλειμμα της ισχύος καλύπτεται από το ηλεκτρικό δίκτυο. Σε αρκετές περιπτώσεις, η ύπαρξη κρίσιμων φορτίων απαιτεί την πρόβλεψη συστημάτων αποθήκευσης, προκειμένου να επιτυγχάνεται η αδιάλειπτη τροφοδοσία τους με ηλεκτρική ενέργεια, ακόμα και σε περίπτωση βλάβης του κεντρικού δικτύου. Υπό κανονικές συνθήκες, το σύστημα λειτουργεί σε σύνδεση με το δίκτυο, καλύπτοντας τα φορτία και φορτίζοντας την μπαταρία ή εγχέοντας την πλεονάζουσα ισχύ στο ηλεκτρικό δίκτυο, διατηρώντας την μπαταρία πλήρως φορτισμένη. Σε περίπτωση κάποιας βλάβης στο κεντρικό δίκτυο, όπου δεν είναι δυνατή η παροχή ηλεκτρικής ενέργειας προς τα φορτία, η μπαταρία μέσω ειδικού μηχανισμού τροφοδοτεί τα κρίσιμα φορτία. Στην κατηγορία των διασυνδεδεμένων ΦΒ συστημάτων εμπίπτουν κυρίως τα ΦΒ που ενσωματώνονται σε κτίρια και κατοικίες και εγκαθίστανται σε οροφές και τοίχους, γνωστά ως BIPV (Building-Integrated Photovoltaics).

#### 3.2.1.7 Γεωθερμική ενέργεια

Η γεωθερμική ενέργεια είναι θερμική ενέργεια προερχόμενη από το εσωτερικό της Γης, αποθηκευμένη τόσο σε πετρώματα όσο και σε παγιδευμένο ατμό ή υγρό νερό. Η ενέργεια αυτή είναι τεράστια και προέρχεται κυρίως από πλανητικές και γεωλογικές διεργασίες. Από τον σχηματισμό της Γης, μεγάλα ποσά θερμότητας κινούνται από το εσωτερικό της προς την επιφάνεια, όπου διαχέονται. Οι γεωλογικές διεργασίες, και ειδικότερα η διάσπαση των μακρόβιων ραδιενεργών ισοτόπων που περιέχονται στα ορυκτά πετρώματα του φλοιού, συμβάλλουν σε αυτή τη συνεχή απελευθέρωση θερμότητας.

Ανάλογα με τις γεωλογικές συνθήκες, η ποσότητα της θερμότητας που απελευθερώνεται στη Γη ποικίλλει από τόπο σε τόπο και με την πάροδο του χρόνου. Κατά μέσο όρο, η ποσότητα θερμότητας που απελευθερώνεται από το εσωτερικό μέσω μιας μονάδας επιφάνειας σε μια μονάδα χρόνου, γνωστή ως ροή θερμότητας της Γης, ανέρχεται σε 57 mW/m<sup>2</sup> στον ηπειρωτικό φλοιό και σε 99 mW/m<sup>2</sup> στον ωκεάνιο φλοιό [36]. Εάν ήμασταν σε θέση να χρησιμοποιήσουμε όλη αυτή τη θερμότητα, θα καλύπταμε κάθε ενεργειακή ζήτηση. Ωστόσο, αυτό δεν είναι δυνατό, καθώς οι γεωθερμικοί πόροι και ως εκ τούτου η ενέργεια που μπορούν να προσφέρουν είναι πολύ διασκορπισμένοι.

Οι γεωθερμικοί πόροι μπορούν να ταξινομηθούν σε συστήματα συναγωγής (υδροθερμικά), σε αγωγίμα συστήματα και σε συστήματα βαθέων υδροφόρων στρωμάτων. Τα υδροθερμικά συστήματα, που είναι προς το παρόν τα περισσότερα εμπορικά εκμεταλλεύσιμα γεωθερμικά συστήματα, περιλαμβάνουν τύπους που κυριαρχούνται από υγρά και υδρατμούς. Στα αγωγίμα συστήματα συγκαταλέγονται η αβαθής γεωθερμία, τα θερμά πετρώματα και το μάγμα, σε ένα ευρύ φάσμα θερμοκρασιών. Τα συστήματα βαθέων υδροφορέων περιέχουν κυκλοφορούντα ρευστά σε πορώδη μέσα ή ζώνες ρωγμών, σε βάθη συνήθως μεγαλύτερα από 3 km, αλλά δεν διαθέτουν τοπική πηγή μαγματικής θερμότητας. Υποδιαιρούνται περαιτέρω σε συστήματα με υδροστατική πίεση και συστήματα με πίεση υψηλότερη από την υδροστατική (γεωπεπιεσμένα).

Τα γεωθερμικά συστήματα απαντώνται σε διάφορα γεωλογικά περιβάλλοντα όπου οι θερμοκρασίες και τα βάθη των ταμιευτήρων ποικίλλουν ανάλογα. Ανάλογα με τη θερμοκρασία των ρευστών εντός των ταμιευτήρων, τα γεωθερμικά συστήματα διακρίνονται σε τρεις κατηγορίες:

- Χαμηλής θερμοκρασίας (25-100°C)
- Μέσης θερμοκρασίας (100-150°C)
- Υψηλής θερμοκρασίας (>150°C).

Υπό κατάλληλες συνθήκες, τα γεωθερμικά πεδία υψηλής, μέσης και χαμηλής θερμοκρασίας μπορούν να αξιοποιηθούν, καλύπτοντας μία πληθώρα αναγκών του σύγχρονου ανθρώπου. Οι εφαρμογές της γεωθερμικής ενέργειας μπορούν να ομαδοποιηθούν σε δύο κατηγορίες: άμεση χρήση της γεωθερμίας και έμμεση χρήση της γεωθερμίας. Στην άμεση χρήση περιλαμβάνονται πολλές εφαρμογές στη γεωργία, τη

γεωργική βιομηχανία, την κτηνοτροφία, την ιχθυοκαλλιέργεια, τη λουτροθεραπεία, τη θέρμανση χώρων και θερμοκηπίων, ενώ ένα μεγάλο υποσύνολο της άμεσης χρήσης αποτελούν και οι γεωθερμικές αντλίες θερμότητας (ΓΑΘ). Η έμμεση χρήση της γεωθερμίας ουσιαστικά αναφέρεται στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία αποτελεί ίσως την σπουδαιότερη εφαρμογή της γεωθερμικής ενέργειας.

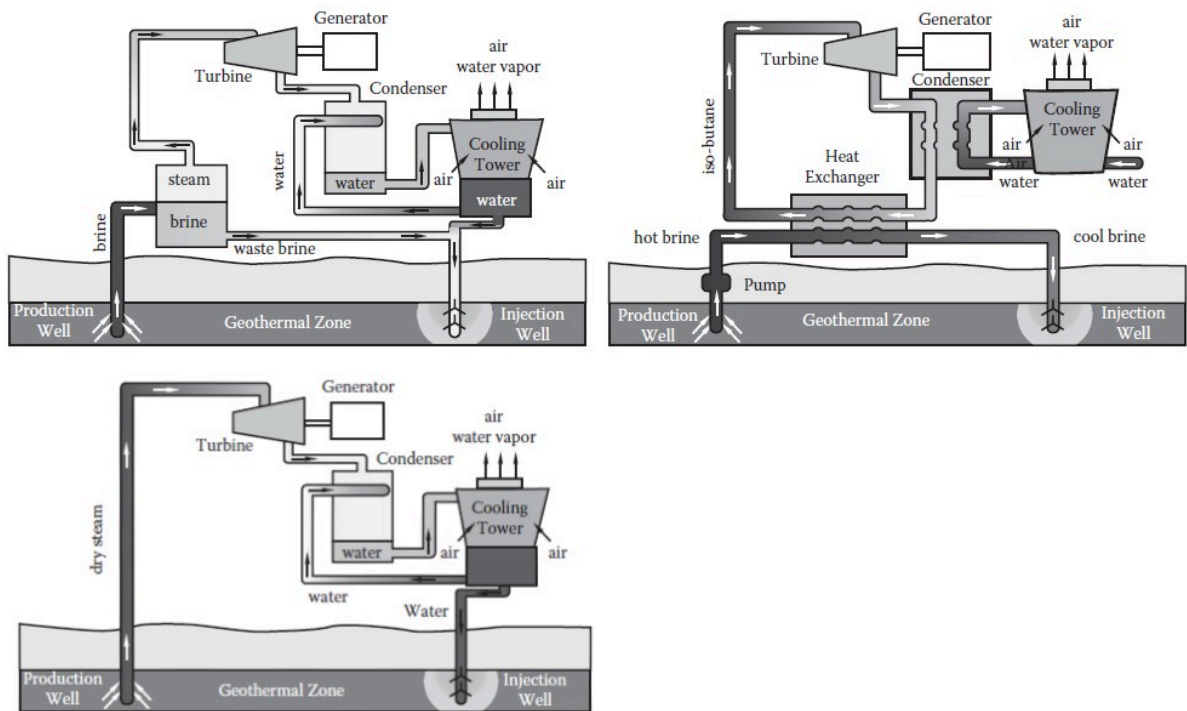
Ένας γεωθερμικός σταθμός παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας χρησιμοποιεί ατμό που λαμβάνεται από κάποιον γεωθερμικό ταμιευτήρα για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Πιο αναλυτικά, η διαδικασία που ακολουθείται είναι η εξής: προκειμένου για την αξιοποίηση της γεωθερμικής ενέργειας, γίνονται γεωτρήσεις, μέχρις ότου να βρεθεί ένα σημαντικό γεωθερμικό πεδίο. Όταν αυτό συμβεί, ένας σωλήνας τοποθετείται βαθιά μέσα στη γεώτρηση, στην περιοχή που ονομάζεται πηγάδι παραγωγής, επιτρέποντας την μεταφορά ενός μείγματος ατμού και νερού από το πηγάδι στην επιφάνεια της Γης. Εκεί, χρησιμοποιούνται διαχωριστές ατμού για τον διαχωρισμό του ατμού από το νερό, ούτως ώστε αυτός να διοχετευτεί στους στροβίλους του γεωθερμικού σταθμού. Η περαιτέρω διαδικασία είναι παρόμοια με τον ατμοηλεκτρικό σταθμό παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Ο ατμός περιστρέφει τους ατμοστροβίλους και αυτοί με τη σειρά τους κινούν τις γεννήτριες, παράγοντας έτσι ηλεκτρική ενέργεια. Μετά τη χρήση του στους στροβίλους, ο ατμός συμπυκνώνεται ξανά σε νερό σε πύργους ψύξης. Αυτό το νερό, όπως και το νερό που διαχωρίζεται στους διαχωριστές ατμού και δεν χρησιμοποιείται από τον σταθμό παραγωγής, επανεγχέονται στον γεωθερμικό ταμιευτήρα μέσω του πηγαδιού έγχυσης, και η διαδικασία αρχίζει ξανά.

Υπάρχουν τρία κύρια είδη γεωθερμικών σταθμών ηλεκτροπαραγωγής. Τα είδη αυτά είναι οι σταθμοί ξηρού ατμού, οι σταθμοί υγρού ατμού και οι σταθμοί δυαδικού κύκλου. Στην Εικόνα 3.5 απεικονίζονται διαγράμματα που επεξηγούν την λειτουργία αυτών των σταθμών. Η επιλογή του κατάλληλου τύπου σταθμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας εξαρτάται από τα χαρακτηριστικά του γεωθερμικού πεδίου και του γεωθερμικού ρευστού, όπως η κατάσταση του, η θερμοκρασία του, η πίεση και η παροχή του.

Η γεωθερμία είναι ένας ανανεώσιμος ενεργειακός πόρος με πολλά πλεονεκτήματα που, όμως, δεν έχει προσελκύσει το επενδυτικό ενδιαφέρον στην χώρα μας αλλά και γενικότερα στον κόσμο, κυρίως λόγω του κόστους της αρχικής επένδυσης, το οποίο, αν και παρουσιάζει πτωτική πορεία λόγω της εξέλιξης της τεχνολογίας, παραμένει υψηλό.



Σύμφωνα με την Διεθνή Οργάνωση Ενέργειας (International Energy Agency-IEA), η παγκόσμια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από γεωθερμία ανήλθε στα 92 TWh το 2019, αριθμό πολύ χαμηλότερο από τα συγκρίσιμα στατιστικά στοιχεία για την υδροηλεκτρική ενέργεια (4,333 TWh), την αιολική ενέργεια (1,390 TWh) και την ηλιακή ενέργεια (720 TWh) [37].



Εικόνα 3.5: α) Γεωθερμικός σταθμός δυαδικού κύκλου, β) Γεωθερμικός σταθμός ξηρού ατμού και γ) Γεωθερμικός σταθμός υγρού ατμού

### 3.2.1.8 Βιομάζα

Με τον όρο βιομάζα εννοούμε κάθε οργανική και αποσυντιθέμενη ύλη, που προέρχεται από φυτά ή ζώα. Στην Ευρωπαϊκή Οδηγία 2009/29/ΕΚ δίνεται αναλυτικότερος ορισμός της βιομάζας, ως «το βιοαποικοδομήσιμο κλάσμα προϊόντων, αποβλήτων και καταλοίπων βιολογικής προέλευσης από τη γεωργία (συμπεριλαμβανομένων των φυτικών και των ζωικών ουσιών), τη δασοκομία και τους συναφείς κλάδους, συμπεριλαμβανομένης της αλιείας και της υδατοκαλλιέργειας, καθώς και το βιοαποικοδομήσιμο κλάσμα των βιομηχανικών αποβλήτων και των οικιακών απορριμμάτων». Οι κυριότερες κατηγορίες της ενεργειακά αξιοποιήσιμης βιομάζας παρουσιάζονται συνοπτικά στην Εικόνα 3.6.



Εικόνα 3.6: Τύποι ενεργειακά αξιοποιήσιμης βιομάζας

Η αξιοποίηση της βιομάζας μπορεί να καλύψει μία πληθώρα ενεργειακών αναγκών, μικρής ή μεγάλης κλίμακας. Οι σημαντικότερες εφαρμογές της είναι η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, η θέρμανση κτιρίων ή θερμοκηπίων και η παραγωγή καυσίμων μεταφοράς, ενώ πολλοί ακόμα τομείς επωφελούνται από την βιομάζα με άμεσο ή έμμεσο τρόπο.

Η βιομάζα δύναται να αξιοποιηθεί είτε με απευθείας καύση, είτε με μετατροπή της σε αέρια, υγρά ή/και στερεά καύσιμα μέσω θερμοχημικών ή βιοχημικών διεργασιών-μετατροπών. Στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής, που άπτεται και του άμεσου ενδιαφέροντος της παρούσας διπλωματικής, η συνηθέστερη μέθοδος μετατροπής της βιομάζας σε ηλεκτρική ενέργεια είναι η άμεση καύση. Οι περισσότεροι σταθμοί βιοενέργειας χρησιμοποιούν συστήματα που βασίζονται σε αυτήν την μέθοδο. Καίνε απευθείας τη βιομάζα για να παράγουν ατμό υψηλής πίεσης που κινεί μια γεννήτρια με στρόβιλο για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Σε ορισμένες βιομηχανίες βιομάζας, ο εξαγόμενος ή χρησιμοποιημένος ατμός από τη μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας

χρησιμοποιείται επίσης για διαδικασίες παραγωγής ή για τη θέρμανση κτιρίων. Αυτά τα συστήματα συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας (ΣΗΘ) αυξάνουν σημαντικά τη συνολική ενεργειακή απόδοση σε περίπου 80%, σε σχέση με τα τυπικά συστήματα που χρησιμοποιούν μόνο ηλεκτρική ενέργεια από βιομάζα με απόδοση περίπου 20% [38]. Άλλες μέθοδοι μετατροπής βιομάζας σε ηλεκτρική ενέργεια είναι η αεριοποίηση, η πυρόλυση και η αναερόβια χώνευση.

Η βιομάζα παρουσιάζει σπουδαία πλεονεκτήματα, τα σημαντικότερα εκ των οποίων είναι τα εξής:

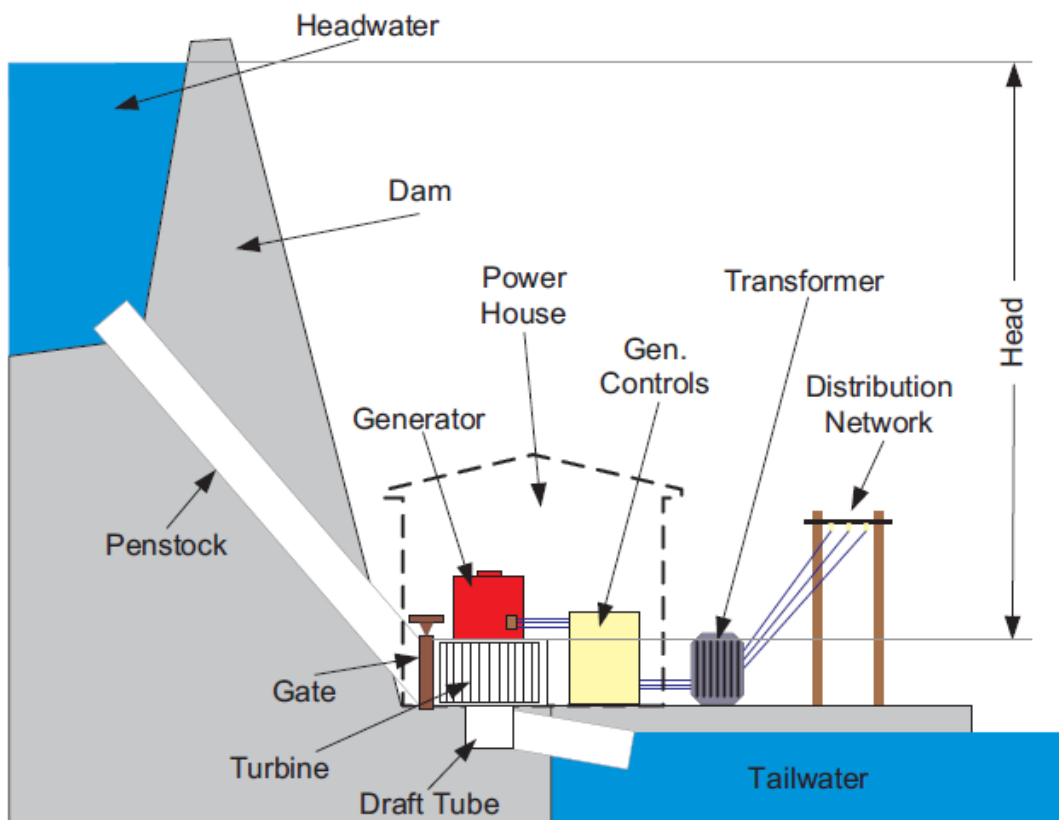
- Είναι μια ανανεώσιμη και, ως εκ τούτου, θεωρητικά ανεξάντλητη πηγή ενέργειας, διαθέσιμη σε όλες σχεδόν τις γεωγραφικές περιοχές της γης.
- Η ενέργεια από βιομάζα παράγεται κυρίως από τα συνεχώς αυξανόμενα απόβλητα που απορρίπτονται από διάφορους τομείς, τα οποία διαφορετικά θα απελευθερώνονταν στο περιβάλλον, ρυπαίνοντάς το.
- Η χρήση της βιομάζας θα μπορούσε να μειώσει σημαντικά την ποσότητα των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου, κυρίως του CO<sub>2</sub>, λόγω της ανθρακικής ουδετερότητάς της (carbon neutrality), συμβάλλοντας στον μετριασμό περιβαλλοντικών κρίσεων, όπως η κλιματική αλλαγή και η υπερθέρμανση του πλανήτη.
- Η χρήση της βιομάζας θα μπορούσε να μειώσει σημαντικά την ποσότητα της εκπομπής του ρύπου SO<sub>2</sub> στην ατμόσφαιρα, ο οποίος είναι ο κύριος υπαίτιος του φαινομένου της όξινης βροχής, λόγω της πρακτικά αμελητέας περιεκτικότητας της βιομάζας σε θείο.
- Η χρήση της βιομάζας θα μπορούσε να μειώσει την εξάρτηση από εισαγόμενα ορυκτά καύσιμα, εξοικονομώντας με αυτόν τον τρόπο συνάλλαγμα, συμβάλλοντας σημαντικά στο εμπορικό ισοζύγιο της χώρας.

#### 3.2.1.9 Μικρά υδροηλεκτρικά συστήματα

Η γεωλογική μορφολογία επιτρέπει στο νερό της βροχής να συγκεντρώνεται σε μικρές κοίτες ή/και να ρέει κατά μήκος των ποταμών. Η χρήση του νερού για την παραγωγή μηχανικής ενέργειας είναι μία διαδικασία που πραγματοποιείται εδώ και αιώνες σε οικιακές και μικρές εμπορικές εφαρμογές. Τα πρώτα αξιόλογα υδροηλεκτρικά έργα (ΥΗΕ)

αναπτύχθηκαν στα τέλη του δέκατου ένατου αιώνα. Πλέον, τα μικρά υδροηλεκτρικά έργα (ΜΥΗΕ) θεωρούνται ως μία από τις πιο δημοφιλείς τεχνολογίες ΔΠ. Παρότι δεν υπάρχει διεθνής ορισμός της μικρής υδροηλεκτρικής ενέργειας, οι περισσότεροι συμφωνούν ότι οι μικρές υδροηλεκτρικές μονάδες παραγωγής είναι εκείνες που παράγουν έως 10 MW. Ωστόσο, αυτό το όριο δεν αποτελεί καθολική συναίνεση. Για παράδειγμα, για ρυθμιστικούς σκοπούς, η Ινδία θέτει το όριο στα 25 MW, η Κίνα στα 50 MW, και οι Ηνωμένες Πολιτείες στα 30 MW [39].

Τα υδροηλεκτρικά έργα μικρής κλίμακας διαφέρουν σημαντικά από τα υδροηλεκτρικά έργα μεγάλης κλίμακας όσον αφορά τις επιπτώσεις τους στο περιβάλλον. Τα μεγάλα υδροηλεκτρικά εργοστάσια απαιτούν τη δημιουργία φραγμάτων και τεράστιων ταμιευτήρων με σημαντικές επιπτώσεις στο περιβάλλον. Η κατασκευή των φραγμάτων περιορίζει την κίνηση των ψαριών και της άγριας ζωής και επηρεάζει ολόκληρο το οικοσύστημα. Από την άλλη πλευρά, τα ΜΥΗΕ εγκαθίστανται συνήθως κοντά σε ποτάμια ή κανάλια και σπανιότερα απαιτούν φράγματα μικρής χωρητικότητας. Έτσι, η επίδραση στο φυσικό περιβάλλον περιορίζεται σημαντικά.



Εικόνα 3.7: Σχηματικό διάγραμμα ενός τυπικού ΜΥΗΕ [40]

Όταν ένα μικρό υδροηλεκτρικό εργοστάσιο λειτουργεί, μέρος της ροής ενός ποταμού οδηγείται στον στρόβιλο, όπου η κινητική ενέργεια του νερού μετατρέπεται σε μηχανική ενέργεια και εν συνεχεία σε ηλεκτρική μέσω μίας γεννήτριας. Το χρησιμοποιημένο νερό επιστρέφει στη συνέχεια στον φυσικό ταμιευτήρα, ακολουθώντας τη φυσική ροή [41]. Η γενική τοπολογία ενός ΜΥΗΕ δίνεται στην Εικόνα 3.7.

Η ώριμη τεχνολογία με υψηλές αποδόσεις, τα φιλικά προς το περιβάλλον έργα, η υψηλή ενεργειακή πυκνότητα, η απλή, αξιόπιστη και ευέλικτη λειτουργία, η μεγαλύτερη σταθερότητα συγκριτικά με άλλες ΑΠΕ, τα κοινωνικά οφέλη γύρω από το έργο και, τέλος, το ευρύ φάσμα της παραγόμενης ισχύος καθιστούν τα ΜΥΗΕ μία από τις σημαντικότερες τεχνολογίες ΔΠ παγκοσμίως. Επιπροσθέτως, τα ΜΥΗΕ αποτελούν καίρια πηγή ηλεκτρισμού για απομακρυσμένες, δυσπρόσιτες περιοχές, όπου η μεταφορά ενέργειας δεν θα ήταν εφικτή λόγω μεγάλων αποστάσεων [42].

### 3.2.2 Συστήματα Αποθήκευσης Ενέργειας

Η δεύτερη μεγάλη υποκατηγορία των ΔΕΠ είναι τα συστήματα αποθήκευσης ενέργειας (ΣΑΕ), τα οποία όταν χρησιμοποιούνται σε εφαρμογές ΔΠ μπορούν να χαρακτηριστούν και συστήματα διεσπαρμένης αποθήκευσης ενέργειας. Τα ΣΑΕ, ενώ έχουν κάνει την εμφάνισή τους εδώ και κάποιες δεκαετίες στον τομέα την ηλεκτροπαραγωγής, τα τελευταία χρόνια έχουν γίνει αναπόσπαστο στοιχείο των δικτύων ηλεκτρικής ενέργειας, ιδίως αυτών που διαθέτουν ΑΠΕ, και φυσικά των μικροδικτύων, που είναι και το θέμα της παρούσας διπλωματικής εργασίας.

Λόγω των κυμαινόμενων καθημερινών προφίλ ζήτησης φορτίου και της διαλείπουσας φύσης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, η παροχή ηλεκτρικής ενέργειας στα μικροδίκτυα μερικές φορές δεν μπορεί να καλύψει τις απαιτήσεις ισχύος, γεγονός που οδηγεί σε διακυμάνσεις της συχνότητας. Ένα ΣΑΕ επιτρέπει στην ηλεκτρική ενέργεια να παράγεται και να αποθηκεύεται σε περιόδους είτε χαμηλής ζήτησης και χαμηλού κόστους παραγωγής είτε από διαλείπουσες πηγές ενέργειας, και να χρησιμοποιείται σε περιόδους υψηλής ζήτησης, υψηλού κόστους παραγωγής ή όταν δεν υπάρχουν διαθέσιμα άλλα μέσα παραγωγής. Η εφαρμογή των ΣΑΕ μπορεί να προσφέρει αρκετές ακόμα υπηρεσίες σε ένα ηλεκτρικό δίκτυο, όπως η ρύθμιση συχνότητας (frequency regulation), η στήριξη τάσης (voltage support), η επανεκκίνηση από ολική διακοπή (black start), η χρονική μετατόπιση

της τιμής ενέργειας (energy arbitrage), η στρεφόμενη και μη στρεφόμενη εφεδρεία (spin/non-spin reserves), η διαχείριση συμφόρησης στη μεταφορά (transmission congestion relief) κ.ά. Όπως γίνεται κατανοητό, τα ΣΑΕ διαδραματίζουν ουσιαστικό ρόλο στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας και στα μικροδίκτυα.

Οι τεχνολογίες των ΣΑΕ μετατρέπουν την ηλεκτρική ενέργεια σε ενέργεια άλλης μορφής, την αποθηκεύουν, και όταν υπάρχει ζήτηση η αποθηκευμένη ενέργεια μετατρέπεται ξανά σε ηλεκτρική και χρησιμοποιείται. Ανάλογα με την μορφή αποθήκευσης της ενέργειας, τα ΣΑΕ ταξινομούνται σε μηχανικά, ηλεκτροχημικά, χημικά, ηλεκτρικά, θερμικά και υβριδικά. Τα συστήματα αυτά μπορούν να κατηγοριοποιηθούν περαιτέρω ανάλογα με τη διαδικασία σχηματισμού της ενέργειας και τα υλικά που χρησιμοποιούνται. Λόγω του μεγάλου όγκου των διαθέσιμων ΣΑΕ, στις επόμενες σελίδες θα εστιάσουμε μόνο στις συχνότερα χρησιμοποιούμενες τεχνολογίες αποθήκευσης στα μικροδίκτυα.

#### 3.2.2.1 Συστήματα αποθήκευσης ενέργειας με μπαταρίες (BESS)

Τα ΣΑΕ με μπαταρίες (Battery Energy Storage Systems-BESS) είναι ευρέως εφαρμόσιμα για διάφορους σκοπούς σε όλους τους τομείς (παραγωγή, μεταφορά και διανομή) των δικτύων ηλεκτρικής ενέργειας, παρέχοντας σημαντικά οφέλη. Οι μπαταρίες -ή συσσωρευτές- αποθηκεύουν ενέργεια σε ηλεκτροχημική μορφή, ενώ είναι διαθέσιμες σε διάφορα μεγέθη και χωρητικότητες που κυμαίνονται από λιγότερο από 100 W έως αρκετά μεγαβάτ (MW). Η εκτιμώμενη συνολική απόδοση της αποθήκευσης ενέργειας με συσσωρευτές κυμαίνεται από 70% έως 90%, ανάλογα με τον κύκλο λειτουργίας και τον ηλεκτροχημικό τύπο εντός των μπαταριών. Οι συσσωρευτές μολύβδου-οξέος (Lead-Acid), νατρίου-θείου (NaS), ιόντων λιθίου (Li-ion), νικελίου-καδμίου (NiCd), νικελίου-υβριδίου μετάλλου (NiMH) και οι συσσωρευτές ροής (FBs) είναι οι συνηθέστεροι τύποι BESS. Παρακάτω παρουσιάζονται συνοπτικά οι κύριες τεχνολογίες BESS που είναι κατάλληλες για εφαρμογές μικροδικτύων.

##### Μπαταρία μολύβδου-οξέος (Lead-acid ή PbA)

Η μπαταρία μολύβδου-οξέος (Lead-acid ή PbA) είναι μία ώριμη τεχνολογία, η οποία σήμερα αποτελεί την ευρύτερα χρησιμοποιούμενη επαναφορτιζόμενη συσκευή αποθήκευσης ενέργειας σε πληθώρα εφαρμογών, με ποικίλα μεγέθη και χωρητικότητες. Η κάθοδος και η άνοδος είναι κατασκευασμένες από διοξείδιο του μολύβδου (PbO<sub>2</sub>) και

μόλυβδο (Pb), αντίστοιχα. Ως ηλεκτρολύτης χρησιμοποιείται θειικό οξύ. Οι συσσωρευτές αυτοί παρουσιάζουν υψηλή απόδοση (70%-80%) και αμελητέα ποσοστά αυτοεκφόρτισης. Επίσης, είναι φθηνότεροι σε σύγκριση με άλλες τεχνολογίες μπαταριών, όπως αυτών του νικελίου-καδμίου (NiCd) και του νικελίου-υβριδίου μετάλλου (NiMH), και είναι ιδιαίτερα κατάλληλοι για εφαρμογές μικροδικτύων μεγάλης κλίμακας. Άλλα πλεονεκτήματα αυτής της τεχνολογίας είναι ότι η μπαταρία μολύβδου-οξέος φορτίζεται και ανακυκλώνεται εύκολα. Ωστόσο, έχει μικρό κύκλο ζωής (500-2000 κύκλοι), χαμηλή ενεργειακή πυκνότητα και η χρήση της δεν είναι φιλική προς το περιβάλλον, λόγω του δηλητηριώδους μολύβδου που περιέχει.

#### Μπαταρία ιόντων λιθίου (Li-ion)

Αν και οι μπαταρίες ιόντων λιθίου (Li-ion) εμπορευματοποιήθηκαν για πρώτη φορά τη δεκαετία του 1990, αυτή η τεχνολογία αποθήκευσης ενέργειας έχει γίνει η ταχύτερα αναπτυσσόμενη τεχνολογία τα τελευταία χρόνια. Τα τρία στρώματα των μπαταριών αυτών είναι η άνοδος (κατασκευασμένη κυρίως από μια ένωση λιθίου), η κάθοδος (κατασκευασμένη από γραφίτη), και ο διαχωριστής (που βρίσκεται μεταξύ της ανόδου και της καθόδου και περιέχει τον ηλεκτρολύτη). Οι συσσωρευτές αυτοί έχουν υψηλή ογκομετρική και βαρυμετρική ενεργειακή πυκνότητα, υψηλή απόδοση (γύρω στο 90%), ταχεία απόκριση (χιλιοστά του δευτερολέπτου), ελκυστικό ρυθμό αυτοεκφόρτισης (περίπου 5% ανά μήνα) και σχεδόν διπλάσια τάση (3,7 V) κυψελών από τις αντίστοιχες των μπαταριών μολύβδου-οξέος, οι οποίες έχουν τάση 2 V. Η συμπεριφορά ταχείας απόκρισης και το μικρό βάρος του λιθίου το καθιστά κατάλληλο για την κατασκευή μπαταριών. Επιπλέον, οι μπαταρίες ιόντων λιθίου είναι μια εξαιρετική τεχνολογία για την διασφάλιση ποιότητας ισχύος και τη ρύθμιση της συχνότητας του δικτύου και προσφέρουν επίσης μεγάλες δυνατότητες στη διαχείριση της ενέργειας. Ωστόσο, το συνολικό τους κόστος και τα ζητήματα ασφάλειας είναι οι δύο βασικοί παράγοντες που εμποδίζουν, προς το παρόν, την εκτεταμένη χρήση τους στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας.

#### Μπαταρία νατρίου-θείου (NaS)

Η μπαταρία νατρίου-θείου (NaS) αποτελείται από τηγμένα ηλεκτρόδια θείου στην άνοδο και τηγμένα ηλεκτρόδια νατρίου στην κάθοδο. Ένας μη υδατικός ηλεκτρολύτης β-αλουμίνας επιτρέπει τη διέλευση ιόντων νατρίου από το αρνητικό ηλεκτρόδιο στο θετικό ηλεκτρόδιο κατά την εκφόρτιση. Αυτές οι μπαταρίες έχουν χρόνο εκφόρτισης περίπου 6-

7 ώρες και κύκλο ζωής άνω των 4500 κύκλων. Το τεχνολογικό πλεονέκτημα αυτών των μπαταριών είναι η μεγάλη διάρκεια ζωής τους (συνήθως άνω των 10 ετών), η υψηλή ενεργειακή πυκνότητά τους (τέσσερις φορές μεγαλύτερη από την μπαταρία μολύβδου-οξέος) και η υψηλή απόδοσή τους (έως και 90%). Έχουν επίσης γρήγορη απόκριση (σε χιλιοστά του δευτερολέπτου) κατά την πλήρη φόρτιση και εκφόρτισή τους. Χρησιμοποιούνται ευρέως για την ελαχιστοποίηση της πτώσης τάσης, την ισοστάθμιση του φορτίου και την σταθεροποίηση της παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ. Ωστόσο, αυτός ο τύπος μπαταρίας πρέπει να λειτουργεί σε υψηλές θερμοκρασίες (μεταξύ 300 και 350°C) για να διασφαλιστεί η διατήρηση του νατρίου και του θείου στην τηγμένη τους κατάσταση με υψηλή αντιδραστικότητα. Αυτός ο περιορισμός οδηγεί σε επικίνδυνες εργασιακές συνθήκες και υψηλό λειτουργικό κόστος.

#### Μπαταρία ροής (FB)

Οι μπαταρίες ροής (Flow Batteries-FBs), οι οποίες ονομάζονται και μπαταρίες οξειδοαναγωγής (Redox Flow Batteries-RFBs) λειτουργούν σε κατάσταση φόρτισης ή εκφόρτισης με μια αντιστρεπτή χημική αντίδραση. Η αντίδραση λαμβάνει χώρα μεταξύ των ηλεκτρολυτών της μπαταρίας. Αυτοί οι δύο ηλεκτρολύτες των RFBs περιέχονται σε χωριστές δεξαμενές. Η χωρητικότητα της δεξαμενής είναι ανάλογη της χωρητικότητας των μπαταριών, και η χωρητικότητα της μπαταρίας επηρεάζεται από τον αριθμό των κυψελών και των υλικών της μπαταρίας. Η ηλεκτρική ενέργεια παράγεται όταν πραγματοποιηθεί η χημική αντίδραση της οξειδοαναγωγής κατά τη λειτουργία. Οι RFBs έχουν υψηλή απόδοση (έως 85%) με μεγάλη διάρκεια ζωής (περίπου 40 έτη). Επίσης, έχουν υψηλή σταθερότητα και ικανότητα αποθήκευσης με ευέλικτα λειτουργικά χαρακτηριστικά στο ηλεκτρικό σύστημα. Έτσι, οι RFBs καθίστανται επωφελής για εφαρμογή σε ένα αυτόνομο, ανεξάρτητο δίκτυο. Το κύριο μειονέκτημα των RFBs είναι ότι η πολύπλοκη δομή τους επηρεάζει την αξιοπιστία του συστήματος. Επιπλέον, τα RFBs είναι ακριβά και απαιτούν τροφοδοσία ισχύος από εξωτερική πηγή για την λειτουργία τους. Μια κοινή και ώριμη τεχνολογία μπαταρίας οξειδοαναγωγής είναι η μπαταρία οξειδοαναγωγής βαναδίου (Vanadium Redox Flow Battery-VRFB), η οποία παρουσιάζει ταχύτατους χρόνους απόκρισης, κάτω από ένα χιλιοστό του δευτερολέπτου.



### 3.2.2.2 Συστήματα αποθήκευσης ενέργειας με συμπιεσμένο αέρα (CAES)

Τα συστήματα αποθήκευσης ενέργειας με συμπιεσμένο αέρα (Compressed Air Energy Storage-CAES) χρησιμοποιούνται γενικά ως ισχυρό ενεργειακό απόθεμα, όπου η ενέργεια αποθηκεύεται με τη μορφή πεπιεσμένου αερίου (συνήθως αέρα). Εκτός από την αποθήκευση του αέρα, τα κύρια στοιχεία ενός συστήματος CAES είναι οι συμπιεστές και στρόβιλοι. Όταν η ηλεκτρική ενέργεια είναι φθηνή και η ζήτηση χαμηλή, η πλεονάζουσα ενέργεια μπορεί να χρησιμοποιηθεί για να την περιστροφή ενός κινητήρα που κινεί μια αλυσίδα συμπιεστών για την εισαγωγή αέρα στην μονάδα αποθήκευσης. Η μονάδα αυτή μπορεί να έχει την μορφή μιας υπόγειας σπηλιάς ή μιας επίγειας δεξαμενής. Κατά την διάρκεια των ωρών υψηλής ζήτησης και κόστους ενέργειας, ο συμπιεσμένος αέρας θερμαίνεται και εκτονώνεται σε έναν στρόβιλο, κινώντας μία γεννήτρια για παραγωγή ενέργειας. Η θερμότητα από την συμπίεση μπορεί να αποθηκευτεί ή να διοχετευτεί σε κοντινά κτίρια, παρέχοντας θέρμανση. Τα συστήματα CAES μπορούν να σχεδιαστούν για οποιοδήποτε μέγεθος και κλίμακα. Ωστόσο, είναι καταλληλότερα για μονάδες μεγάλης κλίμακας, συμπεριλαμβανομένων των εφαρμογών μικροδικτύων, προσφέροντας την δυνατότητα μετάθεσης μέρους της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας σε περιόδους χαμηλότερης ζήτησης (load shifting), εξομάλυνσης των ακριβών αιχμών της καμπύλης φορτίου (peak shaving), καθώς και ελέγχου τάσης και συχνότητας. Τα κύρια πλεονεκτήματα των συστημάτων CAES είναι ότι έχουν σύντομο χρόνο απόκρισης και μεγάλη χωρητικότητα, είναι εξαιρετικά αξιόπιστα και μπορούν να εκκινήσουν χωρίς εξωγενή ισχύ. Από την άλλη πλευρά, τα συστήματα CAES αντιμετωπίζουν γεωγραφικούς περιορισμούς και προκαλούν σχετικά υψηλές περιβαλλοντικές επιπτώσεις. Ένα άλλο μειονέκτημα είναι ότι τα συστήματα αυτά έχουν χαμηλότερη απόδοση (περίπου 50%) από άλλα συστήματα αποθήκευσης μηχανικής ενέργειας, όπως οι σφόνδυλοι (flywheels) που θα αναλυθούν παρακάτω.

### 3.2.2.3 Συστήματα αποθήκευσης ενέργειας με σφονδύλους (FESS)

Άλλη μία τεχνολογία αποθήκευσης μηχανικής ενέργειας είναι οι σφόνδυλοι, οι οποίοι έκαναν την εμφάνισή τους για πρώτη φορά την δεκαετία του 1970. Οι σφόνδυλοι, που όπως είναι προφανές είναι το κύριο συστατικό των συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας με σφονδύλους (Flywheel Energy Storage Systems-FESS). Ένα FESS είναι ουσιαστικά μια περιστρεφόμενη μάζα στερεωμένη μέσα σε ένα δοχείο με πολύ χαμηλή πίεση

περιβάλλοντος. Η μειωμένη πίεση εντός του δοχείου μειώνει την αντίσταση της περιστρεφόμενης μάζας, διατηρώντας έτσι την ορμή και παράγοντας ηλεκτρική ενέργεια για μεγαλύτερο χρονικό διάστημα. Ένας σφόνδυλος αποθηκεύει ενέργεια στην περιστρεφόμενη μάζα και η κινητική ενέργεια που παράγεται αποθηκεύεται ως περιστροφική ενέργεια. Η ποσότητα της κινητικής ενέργειας που αποθηκεύεται εξαρτάται από την αδράνεια και την ταχύτητα της περιστρεφόμενης μάζας. Προκειμένου να εξαλειφθούν τυχόν απώλειες ενέργειας λόγω τριβής, ο σφόνδυλος τοποθετείται μέσα σε κενό. Αναρτάται επίσης με ρουλεμάν, έτσι ώστε η λειτουργία να είναι σταθερή. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα ο σφόνδυλος να μπορεί να συνεχίσει να περιστρέφεται χωρίς καμία πρόσθετη ισχύ και με πολύ μικρή απώλεια ενέργειας. Η κινητική ενέργεια μεταφέρεται εντός και εκτός του σφονδύλου από μια ηλεκτρική μηχανή. Η μηχανή αυτή έχει δύο καταστάσεις λειτουργίας, είτε ως κινητήρας είτε ως γεννήτρια, οι οποίες εξαρτώνται από την γωνία ισχύος. Όταν η μηχανή λειτουργεί ως κινητήρας, παρέχεται ηλεκτρική ενέργεια στο τύλιγμα του στάτη. Το τύλιγμα του στάτη είναι ένα συρμάτινο πηνίο ενσωματωμένο στον κινητήρα, το οποίο παράγει ένα περιστρεφόμενο μαγνητικό πεδίο όταν ενεργοποιείται. Αυτή η ενέργεια μετατρέπεται στη συνέχεια σε ροπή και εφαρμόζεται στον δρομέα, με αποτέλεσμα αυτός να περιστρέφεται γρήγορα και να αποκτά κινητική ενέργεια. Αυτή χρησιμοποιείται όταν παράγεται περίσσεια ενέργειας από μια εξωτερική πηγή και, επομένως, ο σφόνδυλος αποθηκεύει την ενέργεια. Όταν απαιτείται αυτή η αποθηκευμένη ενέργεια, η ηλεκτρική μηχανή λειτουργεί ως γεννήτρια και η κινητική ενέργεια που αποθηκεύεται στον δρομέα ασκεί ροπή, η οποία στη συνέχεια μετατρέπεται σε ηλεκτρική ενέργεια. Αυτό αναγκάζει τον σφόνδυλο να επιβραδύνει ξανά. Τα FESS, όταν ενσωματώνονται στο ηλεκτρικό δίκτυο ανταποκρίνονται γρήγορα σε αλλαγές συχνότητας, γεγονός που τα καθιστά σπουδαία για την σταθεροποίησή της. Επιπλέον πλεονεκτήματα των FESS αποτελούν οι μη άμεσες εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου, η υψηλή απόδοση, το χαμηλό κόστος συντήρησης και η μεγάλη διάρκεια ζωής (συνήθως 20 έτη). Εντούτοις, τα FESS παρουσιάζουν ορισμένα μειονεκτήματα όπως τα υψηλά ποσοστά αυτοεκφόρτισης (3-20% ανά ώρα) και το υψηλό αρχικό κόστος.

#### 3.2.2.4 Συστήματα αποθήκευσης ενέργειας με υπερπυκνωτές (SCs)

Τα συστήματα αποθήκευσης ενέργειας με υπερπυκνωτές ανήκουν στις τεχνολογίες αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας. Οι υπερπυκνωτές (Supercapacitors-SCs), ή αλλιώς

ηλεκτρικοί πυκνωτές διπλής στρώσης (Electric Double Layer Capacitors-EDLCs), καλύπτουν το κενό μεταξύ των συμβατικών πυκνωτών και των μπαταριών. Οι SCs δεν έχουν χημικές αντιδράσεις· αντίθετα, αποθηκεύουν ηλεκτρική ενέργεια χρησιμοποιώντας ένα διάλυμα ηλεκτρολύτη μεταξύ δύο στερεών γειτονικών αγωγών. Σε σύγκριση με τους συμβατικούς πυκνωτές, οι SCs έχουν πολλαπλάσια χωρητικότητα. Επιπλέον, οι SCs έχουν μεγάλη διάρκεια ζωής, υψηλή ενεργειακή πυκνότητα και υψηλή μέγιστη ισχύ εξόδου, ενώ μπορούν να φορτιστούν-εκφορτιστούν έως και εκατομμύρια φορές. Τα ΣΑΕ με υπερπυκνωτές μπορούν να χρησιμοποιηθούν για την εύρυθμη λειτουργία των μικροδικτύων, είτε διασυνδεδεμένων με το δίκτυο είτε αυτόνομων. Παρά τα πλεονεκτήματά τους, οι SCs έχουν κάποια μειονεκτήματα, όπως ο υψηλός ρυθμός αυτοεκφόρτισης (έως και 40% ανά ημέρα) και το μεγάλο κόστος λόγω της σχετικά νέας τεχνολογίας τους.

#### 3.2.2.5 Συστήματα αποθήκευσης ενέργειας με υπεραγώγιμα πηνία (SMES)

Τα συστήματα αποθήκευσης ενέργειας με υπεραγώγιμα πηνία (Superconducting Magnetic Energy Storage-SMES) λειτουργούν κυρίως με βάση την αρχή της ηλεκτροδυναμικής. Σε αυτό το σύστημα αποθήκευσης, η ενέργεια αποθηκεύεται στο μαγνητικό πεδίο με την κυκλοφορία του ρεύματος σε ένα υπεραγώγιμο πηνίο με τη βοήθεια ενός μετατροπέα εναλλασσόμενου ρεύματος σε συνεχές (λειτουργία φόρτισης). Ωστόσο, η αποθηκευμένη ενέργεια μπορεί να απελευθερωθεί πίσω στο δίκτυο με τη χρήση ενός μετατροπέα συνεχούς ρεύματος σε εναλλασσόμενο (λειτουργία εκφόρτισης). Οι ωμικές απώλειες σε αυτή την τεχνολογία μπορούν να παράξουν θερμότητα στο σύστημα και συνεπώς να προκαλέσουν θερμική αστάθεια στο SMES. Για τη μείωση των ωμικών απωλειών, η θερμοκρασία του πηνίου διατηρείται κάτω από την υπεραγώγιμη θερμοκρασία του. Οι δύο τύποι συστημάτων SMES μπορούν να περιγραφούν ως εξής: SMES υψηλής θερμοκρασίας που λειτουργούν σε θερμοκρασία περίπου 70 K και SMES χαμηλής θερμοκρασίας που λειτουργούν σε θερμοκρασία περίπου 7 K. Στα θετικά αυτού του συστήματος αποθήκευσης συγκαταλέγονται η υψηλή του απόδοση (95%-98%), η υψηλή του ενεργειακή πυκνότητα και η μακρά του διάρκεια ζωής, συνήθως περίπου στα 30 χρόνια. Η δημοτικότητά του όσον αφορά τις εφαρμογές μικροδικτύων έχει αυξηθεί λόγω των ευέλικτων ιδιοτήτων που προσφέρει σχετικά με την ανταλλαγή πραγματικής και άεργου ισχύος. Από την άλλη πλευρά, λόγω της πολυπλοκότητας του συστήματος ψύξης

και του υλικού του πηνίου, το κόστος εγκατάστασης ενός συστήματος SMES είναι αρκετά υψηλό.

Τα κυριότερα χαρακτηριστικά των προαναφερθεισών τεχνολογιών αποθήκευσης ενέργειας, καθώς και κάποιων επιπλέον για τις οποίες δεν έγινε λόγος, παρουσιάζονται στον συγκεντρωτικό Πίνακα 3.2.

Πίνακας 3.2: Κυριότερα τεχνικά χαρακτηριστικά διαφόρων ΣΑΕ [43]

Type	energy density (Wh/kg)	power density (W/kg)	Life cycle (cycles)	res- ponse time	typical discharge time	self discharge	cost		operating temp. °C	efficiency %
							/kW (\$)	/kWh (\$)		
PHES	0.3-1.5*	–	> 25 yrs	min.	20-100 hrs	negligible	>1000	15-150	–	70-87
CAES	10-30	–	> 25 yrs	min.	5-50 hrs	negligible	400-1000	10-100	–	40-60
FES	5-70	1000-5000	>20000	ms	10 s-40 min	very high	>600	800-2200	–	95
PbA	20-45	25-100	200-2000	sec	1-6 hrs	low	>200	<300	-10 to 40	70-80
LiI	100-200	360	500-4000	sec	1-3 hrs	low	>300	>1200	-30 to 60	70-95
NaS	120-240	120-220	3000-9000	sec	6-12 hrs	medium	>1000	400-800	270-350	85
NiCd	40-70	140-180	500-2000	sec	1-6 hrs	low	>200	400-600	-40 to 50	60-75
NiMH	60-80	220	<3000	sec	10 min- 2hrs	medium	>300	600-1600	-30 to 50	50-80
VRB	25	80-150	>16000	sec	1-15 hrs	very low	>400	>500	0 to 40	80
NaNiCl <sub>2</sub>	80-125	120-180	<3500	sec	2-10 hrs	negligible	200-400	200-600	-40 to 70	>90
metal air	200-2000	–	100-400	sec	1-5 hrs	low	100-250	<300	-20 to 50	50
H <sub>2</sub> fuel	500-3000	>400	>1000	>sec	1-8 hrs	low	>1200	<100	amb. temp.	40
Capacitor	5-25	>1000	>20000	< ms	1s-10s	very high	–	>10000	-60 to 80	80-90
SC/EDLC	<50	>6000	>50000	< ms	1s-30s	very high	–	>25000	-60 to 80	95
SMES	1-11	>10000	20 yrs	< ms	1s-40s	high	300	>20000	-270 to -250	> 95
TES	80-200	80-300	5-12 yrs	>sec	1-24 hr	medium	–	10-40	–	40-60

note: \*energy density (Wh/kg or Wh/L) for PHES depends on reservoir height.



## Κεφάλαιο 4 Μικροδίκτυα

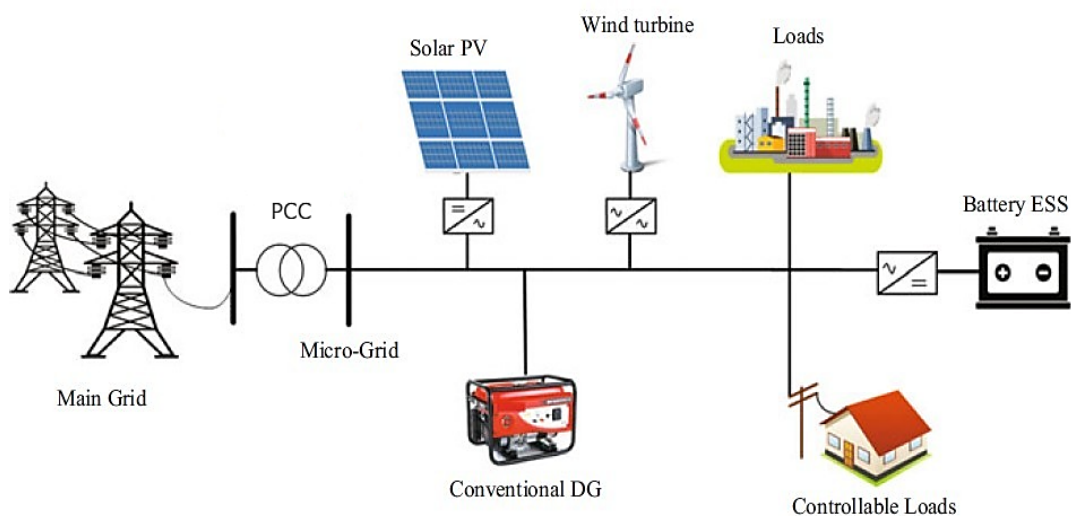
### 4.1 Η έννοια του μικροδικτύου

Όπως αναφέρθηκε και στο κεφάλαιο 3, τα σύγχρονα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας υφίστανται μια επαναστατική αλλαγή λόγω της καλπάζουσας ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας παγκοσμίως, της αυξανόμενης πολιτικής πίεσης και της ευαισθητοποίησης του κοινού για τη μείωση των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα. Τα παραπάνω οδήγησαν στην ευρεία διεύθυνση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και στον συνδυασμό των τεχνολογιών επικοινωνίας και πληροφοριών με τη λειτουργία του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας. Τα ζητήματα αυτά δρομολόγησαν την καθιέρωση της έννοιας των μικροδικτύων, η οποία έχει υποστεί σημαντική ανάπτυξη και αλλαγές την τελευταία δεκαετία, ιδίως χάρη στις τεχνολογίες έξυπνων δικτύων.

Η έννοια των μικροδικτύων (ΜΔ) εισήχθη για πρώτη φορά από την Κοινοπραξία για Τεχνολογικές Λύσεις Ηλεκτρικής Αξιοπιστίας (Consortium for Electric Reliability Technology Solutions - CERTS) των ΗΠΑ, προκειμένου για την μείωση του κόστους και την αύξηση της ποιότητας της ισχύος, αποτελεσματικά σε όλο τον κόσμο [44]. Έκτοτε, τα ΜΔ έχουν οριστεί με διάφορους τρόπους από την εξειδικευμένη βιβλιογραφία. Το πρότυπο IEEE 2030.8-2018 ορίζει ένα ΜΔ ως τη διασύνδεση ενός συνόλου διεσπαρμένων ενεργειακών πόρων και φορτίων που λειτουργούν ως μια συγκεκριμένη ελεγχόμενη οντότητα σε σχέση με το ΣΗΕ [45]. Σύμφωνα με την ομάδα MEG (Microgrid Exchange Group) του Υπουργείου Ενέργειας των ΗΠΑ: «Ένα μικροδίκτυο είναι μια ομάδα διασυνδεδεμένων φορτίων και διεσπαρμένων ενεργειακών πόρων εντός σαφώς καθορισμένων ηλεκτρικών ορίων, που ενεργεί ως ενιαία ελεγχόμενη οντότητα σε σχέση με το δίκτυο. Ένα μικροδίκτυο μπορεί να συνδεθεί και να αποσυνδεθεί από το δίκτυο, επιτρέποντας τόσο την λειτουργία σε σύνδεση με αυτό, όσο και την αυτόνομη λειτουργία» [46]. Σε έναν ευρέως αποδεκτό ορισμό, «τα μικροδίκτυα είναι συστήματα διανομής ηλεκτρικής ενέργειας που περιέχουν φορτία και διεσπαρμένους ενεργειακούς πόρους - όπως μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής, συσκευές αποθήκευσης ή ελεγχόμενα φορτία-

που μπορούν να λειτουργούν με ελεγχόμενο, συντονισμένο τρόπο, είτε ενώ είναι συνδεδεμένα στο κύριο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας ή/και ενώ είναι αυτόνομα» [47].

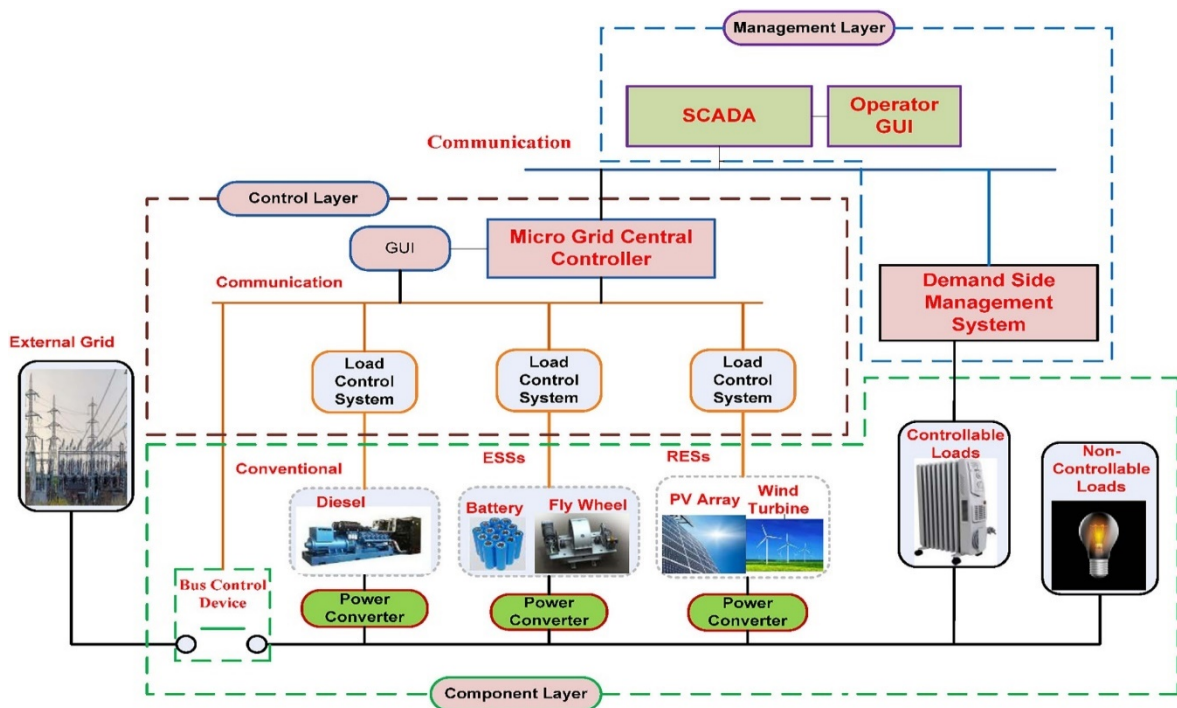
Η γενική δομή ενός απλού ΜΔ απεικονίζεται στην Εικόνα 4.1. Το ΜΔ συνδέεται με το κύριο δίκτυο διανομής μέσω ενός σημείου κοινής σύνδεσης (Point of Common Coupling-PCC). Στο σημείο αυτό, μία συσκευή διαχωρισμού, συνήθως ένας αυτόματος στατικός διακόπτης (Static Switch-SS) επιτρέπει την αποσύνδεση του ΜΔ από το κύριο δίκτυο σε περιπτώσεις διαταραχών, αλλάζοντας την λειτουργία σε αυτόνομη, η οποία καλείται και νησιδοποίηση (islanded mode). Τα υπόλοιπα μέρη του ΜΔ της Εικόνας 4.1 είναι μονάδες ΔΠ -συγκεκριμένα ΦΒ σύστημα, Α/Γ και συμβατική γεννήτρια-, ένα ΣΑΕ με μπαταρίες και τέλος φορτία, ελεγχόμενα και μη. Αναπόσπαστο κομμάτι του ΜΔ είναι οι μετατροπείς ισχύος που απαιτούνται για την διασύνδεση των διάφορων στοιχείων του με τους ζυγούς. Εκτός από τα παραπάνω βασικά στοιχεία του ΜΔ, για την ορθή λειτουργία του χρησιμοποιούνται επιπροσθέτως ευφυείς διακόπτες (Intelligent Switches-ISs), ελεγκτές φορτίου (Load Controllers-LCs) και ελεγκτές μικροπηγών (Microsource Controllers-MCs), ένας κεντρικός ελεγκτής μικροδικτύου (Microgrid Central Controller-MGCC), ηλεκτρονόμοι (ρελέ) και άλλες προστατευτικές διατάξεις [48]. Επίσης, σημαντικό στοιχείο των σύγχρονων ΜΔ είναι τα ηλεκτρικά οχήματα (Electric Vehicles-EVs), τα οποία συνεισφέρουν αποτελεσματικά στην βελτίωση της ποιότητας ισχύος και στην ενίσχυση της αξιοπιστίας του μικροδικτύου. Τα αποτελέσματα δείχνουν ότι η χρήση της αποθήκευσης και της ενέργειας των EVs ελαττώνει το συνολικό κόστος λειτουργίας του μικροδικτύου [49].



Εικόνα 4.1: Δομή ενός απλού μικροδικτύου [44]

Το ΜΔ, όντας το δομικό στοιχείο των έξυπνων δικτύων, είναι ένα ενεργητικό σύστημα διανομής (Active Distribution Network-ADN), στο οποίο πραγματοποιείται αμφίδρομη ροή πληροφορίας και ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ των διαφόρων μερών του - συμπεριλαμβανομένου και του κεντρικού δικτύου- σε αντίθεση με τα παραδοσιακά παθητικά συστήματα διανομής (Passive Distribution Networks-PDN), όπου υπάρχει μονόδρομη ροή ενέργειας από το κεντρικό δίκτυο στους καταναλωτές. Ο στόχος του ΜΔ είναι η παροχή βιώσιμης, οικονομικής και ασφαλούς ηλεκτρικής ενέργειας μέσω έξυπνης παρακολούθησης, ελέγχου και επικοινωνίας, καθώς και τεχνολογιών αυτο-ίασης, με ανταγωνιστικές ως προς το κόστος τεχνολογίες επικοινωνίας και πληροφοριών να διαδραματίζουν θεμελιώδη ρόλο [22].

Τα ΜΔ είναι συνήθως εξοπλισμένα με έναν κεντρικό ελεγκτή (MGCC), όπως προαναφέρθηκε, και ένα εξελιγμένο σύστημα διαχείρισης ενέργειας (Energy Management System-EMS) προκειμένου να αξιοποιήσουν τα δυνητικά οφέλη για την βελτιστοποίηση της λειτουργίας και του ελέγχου των ΜΔ. Το γενικό σχήμα ενός μικροδικτύου με απεικόνιση του επιπέδου των στοιχείων που το αποτελούν, του επιπέδου ελέγχου και του επιπέδου διαχείρισης δίνεται στην Εικόνα 4.2. Το ζήτημα του ελέγχου ενός ΜΔ θα εξεταστεί αναλυτικότερα στην συνέχεια του κεφαλαίου.



Εικόνα 4.2: Αρχιτεκτονική μικροδικτύου με επιμέρους λειτουργικά επίπεδα [22]

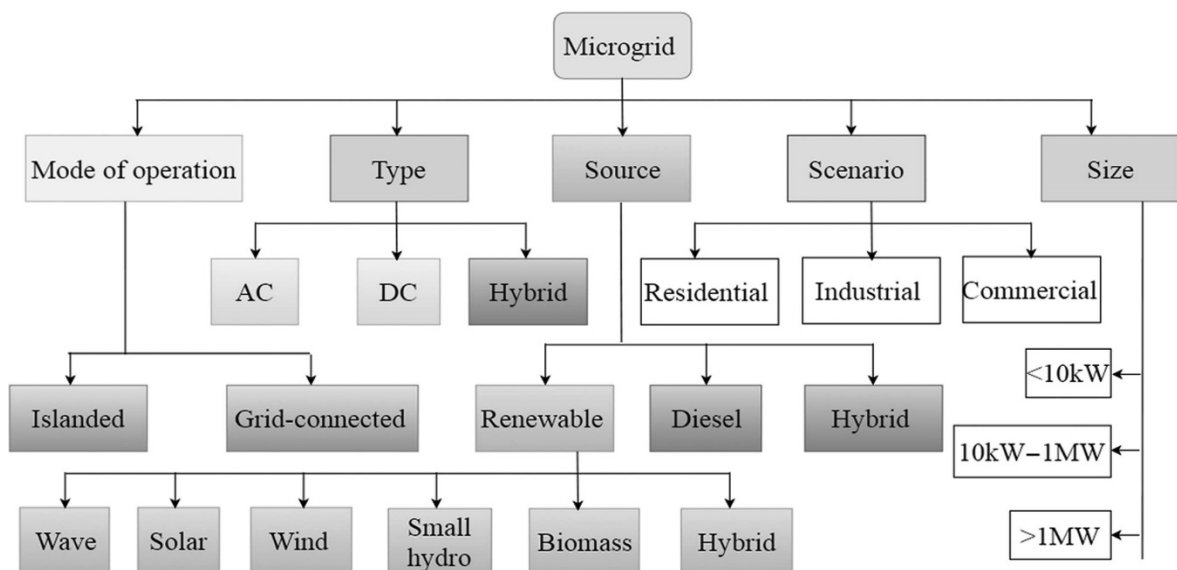


Εν κατακλείδι, η βασική ιδέα ενός ΜΔ είναι να συγκεντρώνει και να ενσωματώνει τους ΔΕΠ ιδανικά κοντά στους τελικούς χρήστες (φορτία), προκειμένου να τους παρέχει ένα ΣΗΕ που χαρακτηρίζεται από τις ακόλουθες λειτουργικές συνθήκες [22]:

- Αποδοτική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας για την κάλυψη της ζήτησης των καταναλωτών.
- Διαχείριση ενέργειας από την πλευρά της προσφοράς και της ζήτησης για την επίτευξη των βασικών λειτουργικών απαιτήσεων, όπως εξισορρόπηση ισχύος, έλεγχο τάσης, ποιότητα ισχύος, ευελιξία και ηλεκτρική ασφάλεια, μέσω της εφαρμογής κατάλληλων τεχνικών ελέγχου.
- Λειτουργικότητα «Plug and play», που αποτελεί ένα ευέλικτο σύστημα όπου νέα φορτία, ΔΕΠ και άλλες συσκευές μπορούν να εφαρμοστούν με απλό και γρήγορο τρόπο.
- Ικανότητα νησιδοποίησης, που εξασφαλίζει ασφαλή, αξιόπιστη και υψηλής ποιότητας παροχή ενέργειας.

## 4.2 Κατηγοριοποίηση μικροδικτύων

Τα μικροδίκτυα μπορούν να χωριστούν σε πολλές υποκατηγορίες, βάσει διαφόρων χαρακτηριστικών τους, όπως φαίνεται στην Εικόνα 4.3. Παρακάτω θα αναλυθούν οι σημαντικότερες από αυτές.



Εικόνα 4.3: Κατηγοριοποίηση μικροδικτύων [50]

#### 4.2.1 Βάσει τρόπου λειτουργίας

Τα μικροδίκτυα έχουν δύο τρόπους λειτουργίας: σε σύνδεση με το κεντρικό δίκτυο (grid-connected) και υπό νησιδοποίηση (islanded mode), δηλαδή αυτόνομα. Παρακάτω θα παρουσιαστούν οι δύο αυτές καταστάσεις λειτουργίας των ΜΔ.

##### 4.2.1.1 Μικροδίκτυα συνδεδεμένα με το κεντρικό δίκτυο

Στην συνδεδεμένη λειτουργία, όπως αναφέρθηκε και παραπάνω, το ΜΔ συνδέεται με το δίκτυο διανομής ΜΤ του κεντρικού δικτύου μέσω ενός διακόπτη (SS) στο ΡCC. Η ανταλλαγή ισχύος μεταξύ του δικτύου διανομής και του ΜΔ γίνεται μόνο μέσω του ΡCC, από το οποίο ρέει τόσο η ενεργός (P) όσο και η άεργος (Q) ισχύς. Η ισχύς που ανταλλάσσεται, δηλαδή η μεταβολή της ενεργού ισχύος και της άεργου ισχύος μπορεί να παρασταθεί ως  $\Delta P$  και  $\Delta Q$ , αντίστοιχα. Όταν η τιμή των  $\Delta P$  και  $\Delta Q$  είναι 0 ( $\Delta P=0$  και  $\Delta Q=0$ ), η ροή ισχύος μέσω του ΡCC είναι 0, το οποίο σημαίνει ότι η ισχύς της μονάδας ΔΠ ισοσταθμίζεται με τη ζήτηση φορτίου και δεν ανταλλάσσεται (ή μεταφέρεται) ισχύς μέσω του ΡCC. Αυτός ο τρόπος λειτουργίας είναι γνωστός ως λειτουργία με αντιστοιχία ισχύος (power-matched operation) και θεωρείται ο πιο οικονομικός τρόπος λειτουργίας. Όμως, σε αντίθεση με την προηγούμενη περίπτωση, εάν η τιμή είτε του  $\Delta P$  είτε του  $\Delta Q$  δεν είναι 0 ( $\Delta P \neq 0$  ή  $\Delta Q \neq 0$ ), υπάρχει ροή φορτίων μέσω της σύνδεσης ΡCC, γεγονός που δείχνει ότι πραγματοποιήθηκε ανταλλαγή ισχύος μεταξύ του μικροδικτύου και του δικτύου διανομής. Αυτός ο τρόπος λειτουργίας είναι γνωστός ως λειτουργία με αναντιστοιχία ισχύος (power-mismatched operation) και μπορεί να ταξινομηθεί στις ακόλουθες περιπτώσεις:

##### Περίπτωση I:

$$\Delta P \text{ (ή } \Delta Q) < 0 \quad (4.1)$$

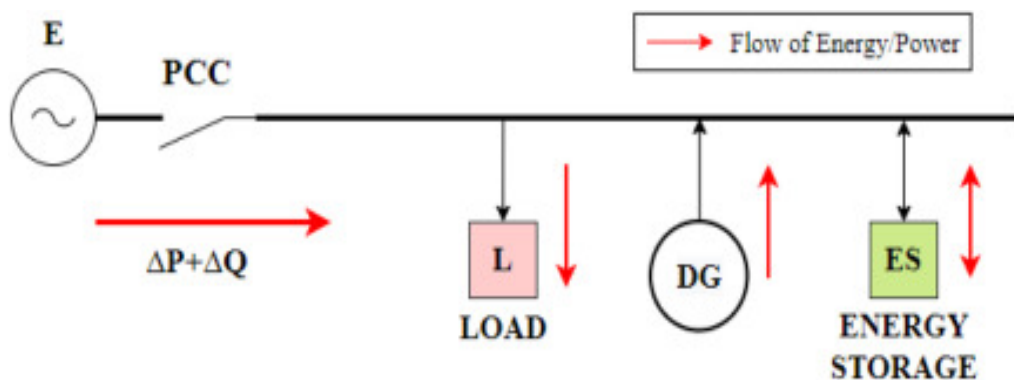
Εάν η ανταλλασσόμενη ενεργός (ή άεργος) ισχύς είναι μικρότερη από 0, δηλαδή  $\Delta P$  (ή  $\Delta Q$ )  $< 0$ , η ισχύς που παράγεται από τις μονάδες ΔΠ είναι πλεονάζουσα και μετά την κάλυψη της ζήτησης φορτίου, το μικροδίκτυο εγχέει ισχύ στο δίκτυο διανομής.

##### Περίπτωση II:

$$\Delta P \text{ (ή } \Delta Q) > 0 \quad (4.2)$$

Εάν η ανταλλασσόμενη ενεργός (ή άεργος) ισχύς είναι μεγαλύτερη από 0, δηλαδή  $\Delta P$  (ή  $\Delta Q$ )  $> 0$ , η ισχύς που παράγεται από τις μονάδες ΔΠ είναι ανεπαρκής για την κάλυψη της ζήτησης φορτίου, οπότε απαιτείται η μεταφορά πρόσθετης ισχύος από το δίκτυο διανομής στο μικροδίκτυο.

Ένα απλό σχηματικό της ροής ηλεκτρικής ισχύος μέσω του PCC παρουσιάζεται στην Εικόνα 4.4.



Εικόνα 4.4: Ροή ενέργειας μεταξύ ΜΔ και ΣΗΕ, μέσω PCC [51]

Όταν τα ΜΔ είναι διασυνδεδεμένα, οφείλουν να συγχρονιστούν με την τάση και την συχνότητα που επιβάλλει το κεντρικό ΣΗΕ. Ενώσω λειτουργούν σε διασύνδεση με το δίκτυο, τα μικροδίκτυα μπορούν να συμβάλλουν στον συνολικό έλεγχο του δικτύου και να διευκολύνουν τη λειτουργία του συστήματος παρέχοντας επικουρικές υπηρεσίες. Οι υπηρεσίες αυτές περιλαμβάνουν την υποστήριξη στον έλεγχο τάσης και συχνότητας, την διαχείριση συμφόρησης, την μείωση απωλειών δικτύου και την βελτίωση της ποιότητας ισχύος [47].

#### 4.2.1.2 Μικροδίκτυα υπό νησιδοποίηση

Η λειτουργία υπό νησιδοποίηση συμβαίνει όταν το μικροδίκτυο έχει αποσυνδεθεί επιτυχώς από το ΣΗΕ της περιοχής και έχει υποστεί οποιοσδήποτε μεταβατικές καταστάσεις που μπορεί να έχουν εμφανιστεί ακριβώς μετά την αποσύνδεση. Η λειτουργία υπό νησιδοποίηση ή αυτόνομη λειτουργία μπορεί να είναι εκούσια ή ακούσια. Η εκούσια νησιδοποίηση μπορεί να συμβεί σε προγραμματισμένη συντήρηση ή όταν η ποιότητα ισχύος του δικτύου μπορεί να θέσει σε κίνδυνο την λειτουργία του μικροδικτύου. Από την άλλη πλευρά, η ακούσια νησιδοποίηση συμβαίνει λόγω

σφαλμάτων -π.χ. λόγω διακοπής ρεύματος (blackout) στο κεντρικό δίκτυο-, αναταραχών του δικτύου, ή άλλων μη προγραμματισμένων συμβάντων [52]. Η αποσύνδεση του ΜΔ από το κεντρικό δίκτυο γίνεται με το άνοιγμα του SS στο PCC, με όσο το δυνατόν ομαλότερο τρόπο. Οι ΑΠΕ, τα ΣΑΕ και τα φορτία λειτουργούν ανεξάρτητα με χωριστές λειτουργίες ελέγχου. Η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται σε αυτή τη λειτουργία ενδέχεται να μην επαρκεί πάντοτε για να καλύψει την ζήτηση φορτίου και, ως εκ τούτου, είναι απαραίτητο να δοθεί προτεραιότητα στα κρίσιμα φορτία. Αυτό επιτυγχάνεται με την αποκοπή λιγότερο σημαντικών φορτίων (load-shedding) κατά τη διάρκεια της μη διαθεσιμότητας ηλεκτρικής ενέργειας στο μικροδίκτυο, προκειμένου να διασφαλιστεί η αδιάλειπτη παροχή ηλεκτρικής ενέργειας [53].

Η αυτόνομη λειτουργία έχει ορισμένες αυστηρότερες απαιτήσεις από τη συνδεδεμένη λειτουργία. Οι μεγαλύτερες διακυμάνσεις συχνότητας, τα όρια της κομβικής τάσης, η έλλειψη πηγών ενέργειας υψηλής αδράνειας και η τυχαιότητα της παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ είναι μερικά από τα ζητήματα που πρέπει να αντιμετωπιστούν. Σύμφωνα με το [54], οι ακόλουθοι κανόνες θα πρέπει να ισχύουν όταν το ΜΔ λειτουργεί υπό νησιδοποίηση:

- Πριν από την νησιδοποιημένη λειτουργία, κάθε ΔΕΠ πρέπει να πληροί τις απαιτήσεις του προτύπου IEEE 1547<sup>TM</sup>.
- Θα πρέπει να εκτελούνται μελέτες συστήματος για την υποστήριξη της νησιδοποιημένης λειτουργίας.
- Ενδέχεται να είναι απαραίτητη η διεξαγωγή μελετών ροής φορτίου και ευστάθειας για τον εντοπισμό πιθανών κινδύνων.
- Οι τοπικά διαθέσιμες μονάδες ΔΠ πρέπει να σχεδιάζονται για να παρέχουν την πραγματική και άεργο ισχύ που απαιτείται από τα κρίσιμα φορτία.
- Οι τοπικά διαθέσιμες μονάδες ΔΠ μοιράζονται την συνολική ζήτηση ενέργειας του ΜΔ, μέσω της μεθόδου ελέγχου στατισμού (droop control).
- Οι τοπικά διαθέσιμες μονάδες ΔΠ πρέπει να παρέχουν σταθερότητα συχνότητας και να λειτουργούν εντός των ορίων τάσης, όπως αυτά καθορίζονται στο πρότυπο ANSI C84.1.
- Ο εξοπλισμός ρύθμισης της τάσης μπορεί να χρειαστεί να προσαρμοστεί για να ικανοποιήσει τις ανάγκες του μικροδικτύου στην νησιδοποιημένη λειτουργία.

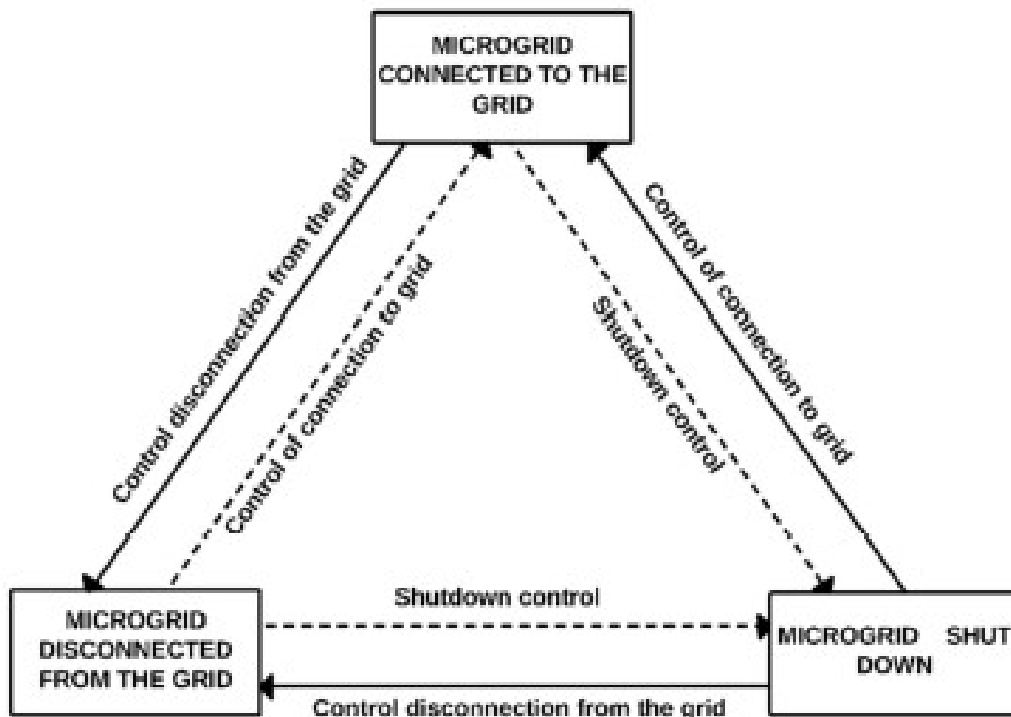
- Οι μονάδες ΔΠ θα πρέπει να είναι σε θέση να παρέχουν επαρκές περιθώριο εφεδρείας για το μικροδίκτυο, λαμβάνοντας υπ' όψιν τον συντελεστή φορτίου, την αιχμή του φορτίου, τη μορφή του φορτίου, την απαίτηση αξιοπιστίας και τη διαθεσιμότητα των ΔΠ.
- Για την εξισορρόπηση φορτίου και παραγωγής:
  - Θα πρέπει να εξετάζεται η επίτευξη ισορροπίας παραγωγής και φορτίου για κάθε φάση.
  - Η αποκοπή φορτίου και η απόκριση ζήτησης μπορεί να καταστούν αναγκαία, εάν οι απαιτήσεις φορτίου είναι μεγαλύτερες από τη διαθέσιμη παραγωγή.
- Ενδέχεται να απαιτηθεί η αλλαγή της ισχύος των μονάδων ΔΠ για να προσαρμοστεί στη ζήτηση.
- Θα πρέπει να διατηρείται ο συντονισμός των προστατευτικών διατάξεων.
- Για ένα σύστημα με ΑΠΕ, η ηλεκτρική ενέργεια από τέτοιες πηγές, θα πρέπει να χρησιμοποιείται όσο το δυνατόν περισσότερο.

Στα ΜΔ που λειτουργούν υπό νησιδοποίηση μετά από αποσύνδεση από το κεντρικό ΣΗΕ, όταν αυτό είναι ξανά διαθέσιμο και έτοιμο να δεχθεί την επανασύνδεση του ΜΔ, γίνεται η μετάβαση του ΜΔ στην συνδεδεμένη λειτουργία, κατά την οποία η συχνότητα, οι τάσεις και οι φασικές γωνίες θα πρέπει να βρίσκονται εντός αποδεκτών ορίων και να είναι συγχρονισμένες.

Εκτός από τα ΜΔ που λειτουργούν υπό νησιδοποίηση μετά από ακούσια ή εκούσια αποσύνδεση από το κεντρικό δίκτυο, υπάρχουν και τα μονίμως απομονωμένα ΜΔ, τα οποία έχουν σχεδιαστεί για να λειτουργούν σε αυτόνομη λειτουργία, παρέχοντας ηλεκτρική ενέργεια στα φορτία/καταναλωτές τους και αντιμετωπίζοντας με σωστούς χειρισμούς οποιαδήποτε διαταραχή ή διακοπή στην παραγωγή, χωρίς καμία βοήθεια από το κεντρικό δίκτυο. Τα ΜΔ αυτά είναι ιδιαίτερος χρήσιμα για αγροτικές και απομονωμένες περιοχές που βρίσκονται μακριά από το κεντρικό ΣΗΕ. Μία τέτοια περιοχή είναι και το νησί της Ανάφης, όπου θα μελετηθεί το αυτόνομο μικροδίκτυο της παρούσας διπλωματικής.

Όπως φαίνεται και στην Εικόνα 4.5, τρεις μηχανισμοί ελέγχου χρησιμοποιούνται για την αλλαγή από τον έναν τρόπο λειτουργίας στον άλλον. Ο πρώτος μηχανισμός ελέγχου αφορά την αποσύνδεση από το ΣΗΕ, κατά την οποία το ΜΔ μπορεί να μετατρέψει τη

λειτουργία σε αυτόνομη. Ο δεύτερος μηχανισμός ελέγχου αφορά την σύνδεση με το ΣΗΕ, επιτρέποντας στο ΜΔ να λειτουργεί με αυτό. Τέλος, ο τρίτος μηχανισμός είναι ο έλεγχος διακοπής λειτουργίας (shutdown control), ο οποίος απενεργοποιεί το ΜΔ και σταματάει την λειτουργία.



Εικόνα 4.5: Μηχανισμοί ελέγχου μεταξύ των καταστάσεων λειτουργίας ενός ΜΔ [45]

Η μετάβαση μεταξύ των τρόπων λειτουργίας θα πρέπει να γίνεται ομαλά και να μην οδηγεί σε αστάθεια του συστήματος. Η διαδικασία επανασύνδεσης ή αποσύνδεσης πρέπει να είναι αυτόνομη, δηλαδή, το μικροδίκτυο πρέπει να διαθέτει ευφυείς αλγορίθμους για τον εντοπισμό της καταλληλότερης στιγμής για την εκτέλεση της μετάβασης μεταξύ των τρόπων λειτουργίας. Επιπλέον, σε ορισμένες περιπτώσεις όπου η διαθέσιμη παραγωγή είναι αρκετή για την τροφοδοσία μόνο των κρίσιμων φορτίων υψηλής προτεραιότητας, είναι απαραίτητο να πραγματοποιηθεί αποκοπή ορισμένων μη κρίσιμων φορτίων χαμηλής προτεραιότητας κατά τη διάρκεια της μετάβασης [52].

#### 4.2.2 Βάσει τύπου κυκλώματος

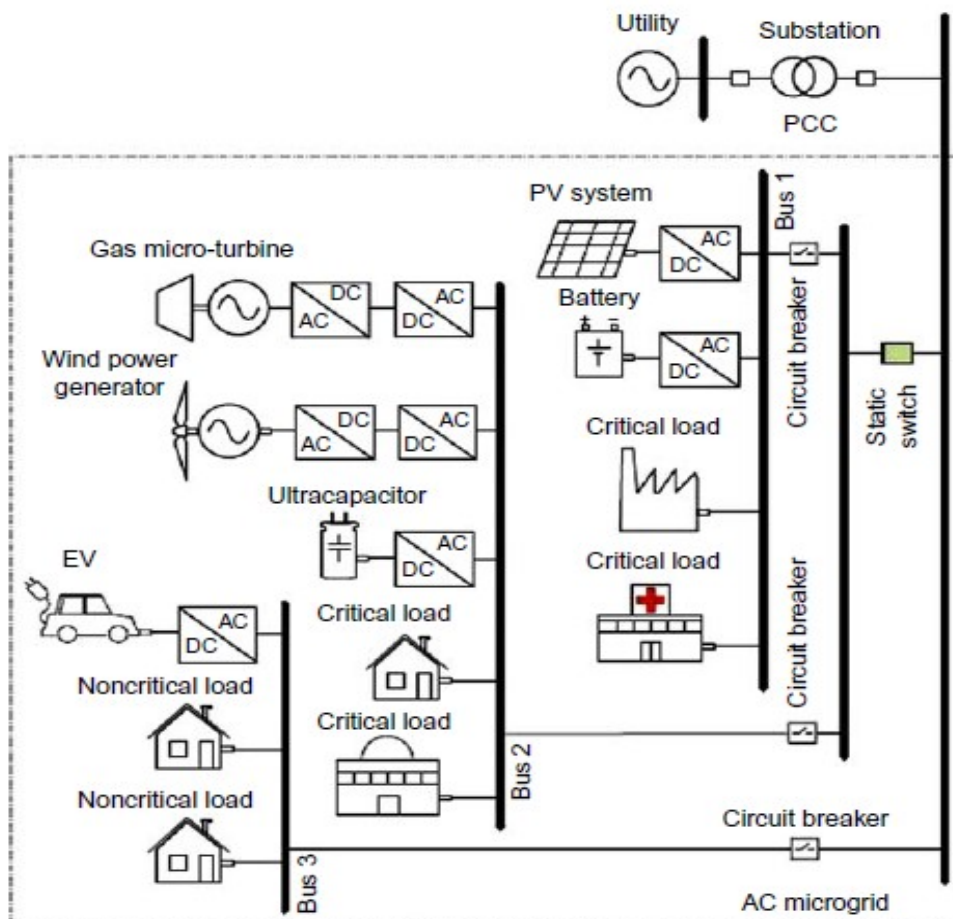
Τα ΜΔ περιλαμβάνουν τόσο στοιχεία AC όσο και στοιχεία DC, και μπορούν να λειτουργήσουν με βάση τις αρχές των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας εναλλασσόμενου ρεύματος -ως μικροδίκτυα AC-, των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας συνεχούς ρεύματος -ως μικροδίκτυα DC-, ή σε συνδυασμό και των δύο -ως υβριδικά μικροδίκτυα AC/DC-, μέσω διαφορετικών αρχιτεκτονικών. Οι αρχιτεκτονικές των ΜΔ καθορίζονται κυρίως από τη φύση των φορτίων, τις υφιστάμενες και μελλοντικές μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής, τις δυσκολίες κατασκευής νέων ηλεκτρικών γραμμών, τις υπάρχουσες επικοινωνίες, τον χώρο για την τοποθέτηση συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας και τις απαιτήσεις ισχύος και ενέργειας των ΜΔ, μεταξύ άλλων. Σύμφωνα με την βιβλιογραφία, οι αρχιτεκτονικές των ΜΔ μπορούν να διακριθούν σε τρεις κύριες κατηγορίες, ήτοι: μικροδίκτυα AC, μικροδίκτυα DC και υβριδικά μικροδίκτυα AC/DC.

##### 4.2.2.1 Μικροδίκτυα AC

Εμπνευσμένη από τα παραδοσιακά ΣΗΕ, η διανομή εναλλασσόμενου ρεύματος είναι η πιο δημοφιλής και ευρέως χρησιμοποιούμενη δομή για μελέτες και εφαρμογές μικροδικτύων. Αξιοποιώντας την υπάρχουσα υποδομή του AC δικτύου, τα μικροδίκτυα AC είναι ευκολότερο να σχεδιαστούν και να υλοποιηθούν, και επίσης βασίζονται σε αποδεδειγμένη και συνεπώς αξιόπιστη τεχνολογία. Το πρώτο ΜΔ που αναπτύχθηκε από το CERTS διαμορφώθηκε το 1998 ως ένα σύμπλεγμα μικρογεννητριών και μονάδων αποθήκευσης ενέργειας με τη δυνατότητα να απομονώνεται απρόσκοπτα από το κεντρικό δίκτυο χωρίς διακοπή της τροφοδοσίας των φορτίων. Με βάση την έννοια του μικροδικτύου του CERTS, ένα παράδειγμα της αρχιτεκτονικής του μικροδικτύου AC παρουσιάζεται στην Εικόνα 4.6.

Στο παράδειγμα, το ΜΔ διαθέτει τρεις ζυγούς (buses ή feeders) AC· οι ζυγοί 1 και 2 περιέχουν κρίσιμα φορτία, μονάδες ΔΠ και ΣΑΕ, και ο ζυγός 3 περιέχει το σύνολο των μη κρίσιμων φορτίων. Κάθε ζυγός έχει έναν αυτόματο διακόπτη και έναν ελεγκτή ροής ισχύος. Η σύνδεση του ΜΔ με το δίκτυο διανομής διαχειρίζεται από τον SS, όπως αναφέρθηκε και παραπάνω. Η συσκευή αυτή μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την αποσύνδεση του ΜΔ όταν αυτό απαιτηθεί, αφήνοντάς το σε κατάσταση νησιδοποιημένης λειτουργίας. Κατά τη διάρκεια ενός σφάλματος του δικτύου, ο SS ανοίγει, καθώς και ο

αυτόματος διακόπτης του ζυγού 3, προκειμένου να αποσυνδεθούν τα μη κρίσιμα φορτία από το δίκτυο για να αποφευχθεί η βλάβη ή η δυσλειτουργία τους. Τα κρίσιμα φορτία των ζυγών 1 και 2 συνεχίζουν να τροφοδοτούνται αδιάλειπτα από τις μονάδες ΔΠ και από τα ΣΑΕ που είναι συνδεδεμένα στους ζυγούς αυτούς, διατηρώντας υψηλή ποιότητα και αξιοπιστία. Όπως φαίνεται στην Εικόνα 4.6, οι μονάδες ΔΠ και τα ΣΑΕ συνδέονται στους ζυγούς AC με τους κατάλληλους ηλεκτρονικούς μετατροπείς ισχύος DC/AC και AC/DC, ενώ τα φορτία AC δεν απαιτούν τέτοιες διατάξεις για την σύνδεση με τους ζυγούς AC. Τέλος, το ΜΔ είναι σε θέση να προσαρμόζει την παραγωγή και τη ζήτηση σε οποιοσδήποτε συνθήκες λειτουργίας αλλάζοντας την τοπολογία του μέσω των αυτόματων διακοπών.



Εικόνα 4.6: Τοπολογία μικροδικτύου AC [22]

Στην αρχιτεκτονική μικροδικτύου AC που λειτουργεί σε διασύνδεση με το δίκτυο, η ισχύς ρέει απευθείας από/προς το δίκτυο, αποφεύγοντας τον αμφίδρομο, συνδεδεμένο σε σειρά μετατροπέα που απαιτείται στα μικροδίκτυα DC και παρέχοντας υψηλή αξιοπιστία.



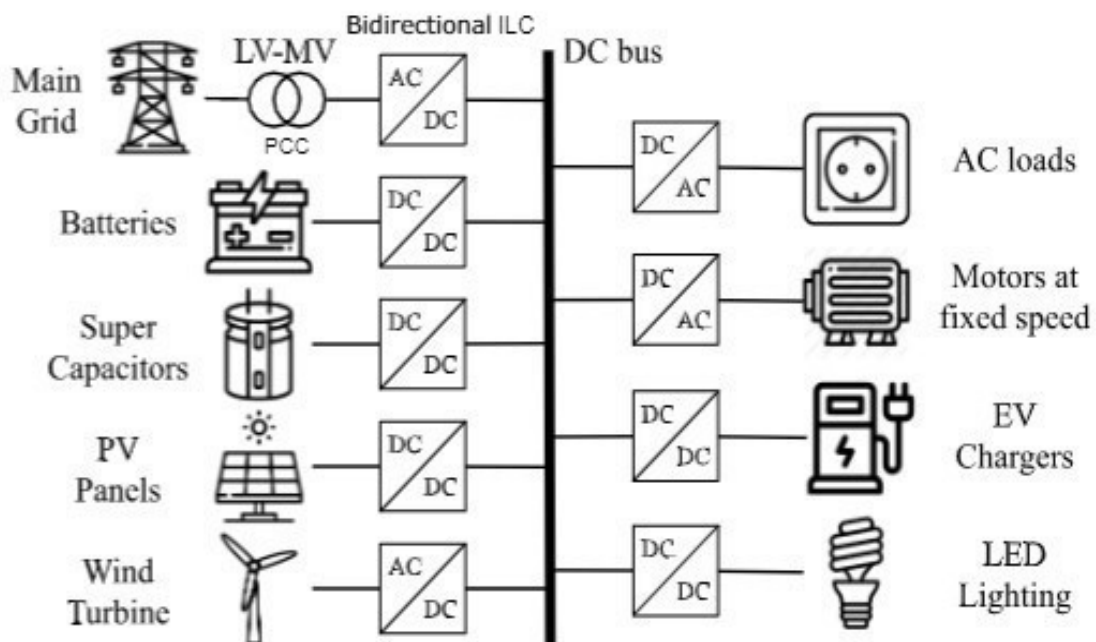
Οι ζυγοί έχουν τις ίδιες συνθήκες τάσης και συχνότητας με το δίκτυο, συνεπώς τα φορτία, οι γεννήτριες και οι συσκευές αποθήκευσης ενέργειας πρέπει να είναι συμβατές με αυτό. Στην πραγματικότητα, ένα από τα κύρια πλεονεκτήματα της αρχιτεκτονικής μικροδικτύων εναλλασσόμενου ρεύματος είναι η συμβατότητά τους με το υπάρχον ηλεκτρικό δίκτυο, το οποίο μπορεί να αναδιαμορφωθεί τοπικά και να λειτουργήσει ως μικροδίκτυο AC. Ένα από τα κύρια μειονεκτήματα είναι η μεγάλη ποσότητα πολύπλοκων ηλεκτρονικών ισχύος (αντιστροφείς και μετατροπείς back-to-back) που απαιτούνται για τον συγχρονισμό των ΔΕΠ με το κεντρικό δίκτυο AC και την παροχή υψηλής ποιότητας ρευμάτων AC χωρίς αρμονικές. Η συνολική αποδοτικότητα και αξιοπιστία του μικροδικτύου μπορεί να μειωθεί, δεδομένου ότι οι πολύπλοκοι ηλεκτρονικοί μετατροπείς ισχύος παρουσιάζουν χαμηλότερη αξιοπιστία από εκείνους που διαθέτουν λιγότερα εξαρτήματα. Τέλος, ένα μικροδίκτυο AC έχει περισσότερα βήματα μετατροπής από ένα μικροδίκτυο DC.

#### 4.2.2.2 Μικροδίκτυα DC

Οι περισσότεροι τύποι ΔΠ λειτουργούν είτε εγγενώς σε DC είτε διαθέτουν ενδιάμεση σύνδεση DC στην διεπαφή του ηλεκτρονικού ισχύος τους, ενώ η τελική σύνδεση των ΣΑΕ, όπως οι υπερπυκνωτές, οι μπαταρίες, τα SMES και οι κυψέλες καυσίμου, είναι αποκλειστικά DC. Επίσης, πολλά από τα σημερινά φορτία τροφοδοτούνται με συνεχές ρεύμα. Σύμφωνα με ορισμένες μελέτες, σχεδόν το 30% της παραγόμενης ισχύος σε AC περνάει από έναν ηλεκτρονικό μετατροπέα ισχύος πριν χρησιμοποιηθεί, με την ενέργεια που χάνεται στις μετατροπές να κυμαίνεται μεταξύ 10-25%. Επομένως, η ενσωμάτωση αυτών των συσκευών σε μικροδίκτυα DC μέσω μετατροπέων DC/DC γίνεται μια έξυπνη επιλογή όχι μόνο όσον αφορά την αύξηση της απόδοσης χάρη στην μείωση των σταδίων μετατροπής αλλά επίσης για την επίτευξη ποιότητας ισχύος με ανεξαρτησία από το κεντρικό δίκτυο διανομής.

Ένα παράδειγμα αρχιτεκτονικής μικροδικτύου DC απεικονίζεται στην Εικόνα 4.7. Το μικροδίκτυο DC συνδέεται με το κεντρικό δίκτυο στο PCC μέσω ενός μετατροπέα AC/DC. Αυτός ο μετατροπέας, ο οποίος ονομάζεται συνήθως μετατροπέας διασύνδεσης (Interlinking Converter-ILC), πρέπει να είναι αμφίδρομος για να επιτρέπει την ανταλλαγή ισχύος και προς τις δύο κατευθύνσεις. Το μικροδίκτυο της εικόνας διαθέτει έναν ζυγό DC με ρυθμιζόμενη τάση. Οι Α/Γ και τα ΦΒ, όπως και οι περισσότερες μονάδες ΔΠ, χρειάζονται ηλεκτρονικές διατάξεις ισχύος DC/DC ή AC/DC για να συνδεθούν στον ζυγό.

Μετατροπέα DC/AC απαιτούν και τα φορτία AC για την διασύνδεσή τους στον ζυγό DC. Τα φορτία DC, όπως οι λαμπτήρες led και οι φορτιστές ηλεκτρικών οχημάτων μπορούν είτε μερικές φορές να συνδεθούν απευθείας στον ζυγό DC είτε να χρειαστούν μετατροπέα DC/DC, ανάλογα με την τάση του ζυγού. Οι μπαταρίες και οι υπερπυκνωτές συνδέονται στον ζυγό DC μέσω ενός αμφίδρομου μετατροπέα DC/DC. Στην περίπτωση λειτουργίας σε σύνδεση με το δίκτυο, εάν η ζήτηση είναι μικρότερη από την παραγωγή, πραγματοποιείται φόρτιση του ΣΑΕ. Στην νησιδοποιημένη λειτουργία, το φορτίο μπορεί να τροφοδοτηθεί με την ενέργεια που είναι αποθηκευμένη στο ΣΑΕ. Τέλος, για την αντιστάθμιση της αέργου ισχύος του ζυγού, ορισμένοι πυκνωτές μπορούν να προστεθούν σε αυτόν, χωρίς την χρήση ηλεκτρονικού ισχύος. Η ρύθμιση της τάσης του ζυγού DC γίνεται με τον ILC, παρέχοντας πολύ υψηλή ποιότητα στο ΜΔ, ανεξάρτητα από την ποιότητα του κύριου δικτύου.



Εικόνα 4.7: Τοπολογία μικροδικτύου DC [55]

Τα DC μικροδίκτυα παρουσιάζουν σημαντικά πλεονεκτήματα σε σχέση με τα μικροδίκτυα AC, όπως η απλούστερη δομή τους και η συνολικά βελτιωμένη απόδοση. Ο συγχρονισμός των ΔΕΠ με το δίκτυο, οι αρμονικές και οι ροές της αέργου ισχύος δεν απασχολούν την DC αρχιτεκτονική, γεγονός που απλοποιεί την δομή και τις απαιτήσεις ελέγχου του ΜΔ. Επίσης, υπάρχουν λιγότερες απώλειες στις γραμμές διανομής DC σε σύγκριση με το σύστημα διανομής AC, λόγω της απουσίας του στοιχείου της αέργου ισχύος. Παρά τα

πλεονεκτήματα αυτά, η πλήρης υιοθέτηση της DC αρχιτεκτονικής στα ΜΔ εμποδίζεται από ορισμένες προκλήσεις, όπως η ανάγκη κατασκευής γραμμών διανομής DC και η ασυμβατότητα με τα πραγματικά ΣΗΕ. Ακόμη, το ζήτημα της προστασίας για συστήματα DC αντιμετωπίζει διάφορα προβλήματα, κυρίως εξαιτίας της ανωριμότητας των προτύπων και των κατευθυντήριων γραμμών και της περιορισμένης πρακτικής εμπειρίας. Τέλος, η κύρια αδυναμία αυτής της αρχιτεκτονικής είναι ο συνδεδεμένος σε σειρά ILC που χειρίζεται ολόκληρη τη ροή ισχύος από και προς το δίκτυο διανομής, μειώνοντας την αξιοπιστία του ΜΔ.

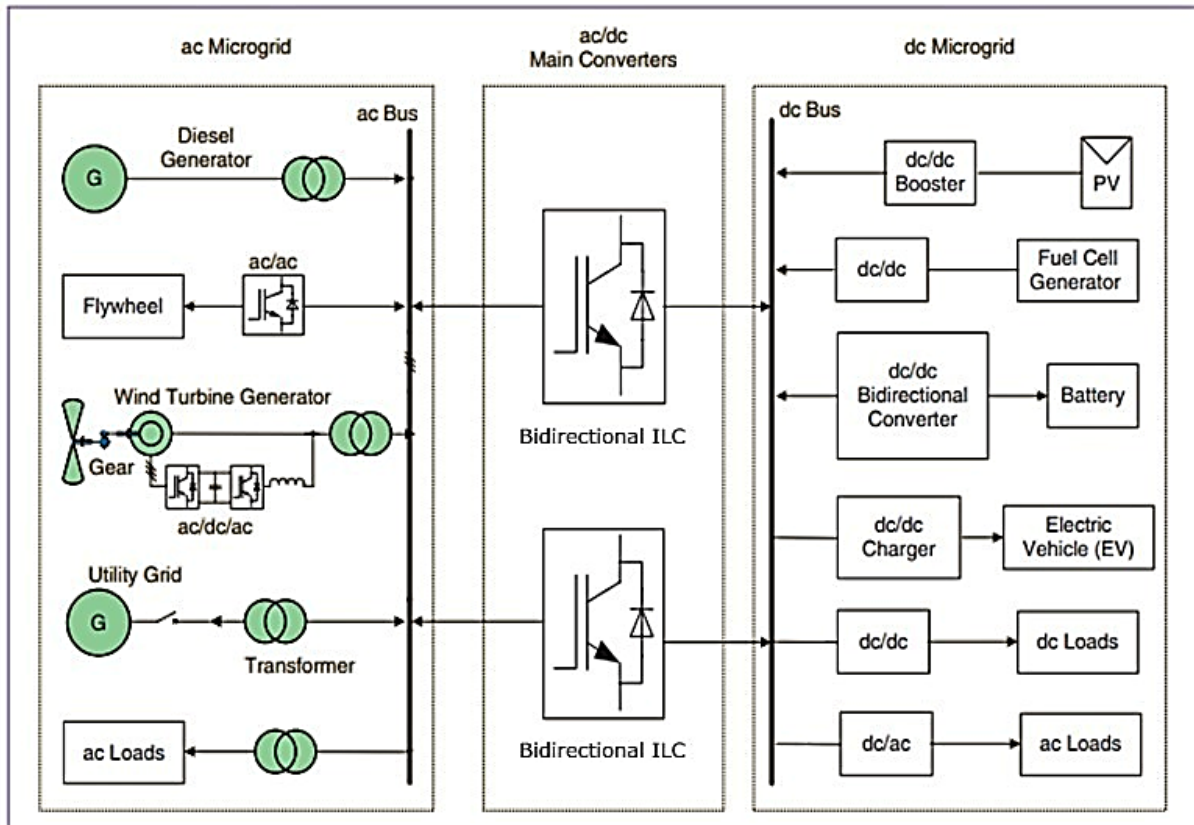
#### 4.2.2.3 Υβριδικά Μικροδίκτυα DC/AC

Συνδυάζοντας τα πλεονεκτήματα των αρχιτεκτονικών AC και DC, τα υβριδικά μικροδίκτυα AC/DC κεντρίζουν το ενδιαφέρον σε σχέση με τις υπόλοιπες αρχιτεκτονικές, κυρίως λόγω της ένταξης των δύο συστημάτων στο ίδιο δίκτυο διανομής, συμβάλλοντας στην άμεση και αποτελεσματική ενσωμάτωση τόσο των AC όσο και των DC στοιχείων του ΜΔ.

Ένα τυπικό υβριδικό μικροδίκτυο AC/DC φαίνεται στην Εικόνα 4.8. Σε αυτήν διακρίνονται το υποδίκτυο AC και το υποδίκτυο DC, με τους ζυγούς τους AC και DC, αντίστοιχα. Σε αυτούς συνδέονται τα διάφορα επιμέρους στοιχεία AC και DC μέσω μετασχηματιστών και μετατροπέων. Γενικά, τα στοιχεία αυτά, δηλαδή μονάδες ΔΠ, ΣΑΕ και φορτία, έχουν την δυνατότητα να συνδεθούν είτε στον ζυγό AC είτε στον ζυγό DC, ανάλογα με τις λειτουργικές απαιτήσεις και την τοπολογία που έχει επιλεγεί. Ωστόσο, συχνά προτιμάται τα στοιχεία DC να συνδέονται στον ζυγό DC και τα στοιχεία AC να συνδέονται στον ζυγό AC, για να ελαχιστοποιούνται οι βήματα μετατροπής. Τα υποδίκτυα DC και AC συνδέονται μεταξύ τους μέσω αμφίδρομων τριφασικών μετατροπέων AC/DC τεσσάρων τεταρτημορίων, οι οποίοι μπορεί να διαθέτουν μετασχηματιστή απομόνωσης ή όχι. Οι μετατροπείς αυτοί, ή αλλιώς κύριοι ή ILCs, επιτρέπουν την ροή ισχύος από το DC υποδίκτυο στο AC υποδίκτυο και αντίστροφα, συμβάλλοντας στην διαχείριση των στοιχείων εναλλασσόμενου και συνεχούς ρεύματος με τρόπο που καθιστά την λειτουργία του υβριδικού ΜΔ πιο αποδοτική και αξιόπιστη.

Όπως φαίνεται στην Εικόνα 4.8, οι μονάδες παραγωγής ενέργειας DC, όπως τα ΦΒ συστήματα και οι γεννήτριες κυψελών καυσίμου συνδέονται στο υποδίκτυο DC μέσω μετατροπέων DC/DC ανύψωσης τάσης (DC/DC boost converters). Τα φορτία DC, όπως τα

ηλεκτρικά οχήματα και οι λαμπτήρες LED, συνδέονται στο υποδίκτυο DC μέσω μετατροπέων DC/DC υποβιβασμού τάσης (DC/DC buck converters). Κάποια φορτία AC συνδέονται στο υποδίκτυο DC μέσω μετατροπέων DC/AC. Τα ΣΑΕ συνεχούς ρεύματος, όπως οι μπαταρίες και οι υπερπυκνωτές, συνδέονται στον ζυγό DC μέσω αμφίδρομων μετατροπέων DC/DC.



Εικόνα 4.8: Τοπολογία υβριδικού μικροδικτύου AC/DC [56]

Το τριφασικό υποδίκτυο AC του υβριδικού ΜΔ, που μπορεί να προϋπάρχει στο δίκτυο διανομής ΧΤ, συνδέεται με το κεντρικό δίκτυο μέσω ενός Μ/Σ. Οι γεννήτριες AC, όπως οι ανεμογεννήτριες και οι μικρές γεννήτριες ντίζελ, συνδέονται στο υποδίκτυο AC. Τα ΣΑΕ εναλλασσόμενου ρεύματος, όπως π.χ. οι σφόνδυλοι, συνδέονται στο υποδίκτυο AC μέσω μετατροπέων AC/AC. Φορτία AC, όπως κινητήρες AC και διάφορες οικιακές συσκευές, συνδέονται στο υποδίκτυο AC. Πρέπει να σημειωθεί ότι ένας Μ/Σ είναι πιθανό να χρειαστεί για την διασύνδεση κάποιων πηγών και φορτίων AC με τον ζυγό AC, σε περίπτωση που η τάση εισόδου ή εξόδου τους διαφέρει από αυτήν του δικτύου AC, δηλαδή τα 400 V. Αναφορικά με το υποδίκτυο DC, ακόμη δεν υπάρχει καθιερωμένη τάση

λειτουργίας. Η επικρατέστερη τάση που χρησιμοποιείται επί του παρόντος στα περισσότερα δοκιμαστικά συστήματα είναι 380 V [57].

Τα υβριδικά μικροδίκτυα AC/DC έχουν δύο τρόπους λειτουργίας: λειτουργία σε σύνδεση με το δίκτυο και υπό νησιδοποίηση. Στην διασυνδεδεμένη λειτουργία, το κεντρικό δίκτυο συνδέεται με το υβριδικό ΜΔ σε ένα μόνο σημείο (PCC), λειτουργώντας ως ζυγός αναφοράς (slack bus) του ΜΔ, για την εξισορρόπηση της ζήτησης και της προσφοράς ισχύος στο δίκτυο. Η πλεονάζουσα ισχύς στο υβριδικό ΜΔ αποστέλλεται στο δίκτυο και η έλλειψη ισχύος καλύπτεται από αυτό. Το κεντρικό δίκτυο σε αυτή την περίπτωση αποτελεί ουσιαστικά μία πρόσθετη μονάδα αποθήκευσης ενέργειας με άπειρη χωρητικότητα για το υβριδικό δίκτυο. Σε αυτή τη λειτουργία, οι μονάδες παραγωγής από ΑΠΕ λειτουργούν με παρακολούθηση του σημείου μέγιστης ισχύος (MPPT) για την εκμετάλλευση της μέγιστης ισχύος, ενώ τα ΣΑΕ είναι σε κατάσταση φόρτισης ή εκφόρτισης, ανάλογα με τις λειτουργικές απαιτήσεις και συνθήκες. Οι λειτουργίες του ILC είναι να διατηρεί την ομαλή μεταφορά ισχύος μεταξύ των ζυγών AC και DC, να παρέχει την απαιτούμενη άεργο ισχύ αλλά και σταθερή τάση ζυγού DC και να μειώνει την έγχυση αρμονικών από το υβριδικό δίκτυο στο κεντρικό δίκτυο. Όταν η παραγόμενη ισχύς των πηγών DC είναι μεγαλύτερη από τα φορτία DC, ο ILC λειτουργεί ως αντιστροφέας και μεταφέρει ισχύ από την πλευρά του DC στην πλευρά του AC. Διαφορετικά, λειτουργεί ως ανορθωτής, μεταφέροντας ισχύ από την πλευρά του AC στην πλευρά του DC. Όταν η συνολική παραγόμενη ισχύς είναι μεγαλύτερη από το συνολικό φορτίο στο υβριδικό δίκτυο, εγχέεται ισχύς στο κεντρικό δίκτυο. Σε αντίθετη περίπτωση, το υβριδικό δίκτυο λαμβάνει ισχύ από το κεντρικό δίκτυο.

Στην αυτόνομη λειτουργία, τα ΣΑΕ στο δίκτυο DC ή οι γεννήτριες ντίζελ στο AC λειτουργούν ως «δοχεία» ενέργειας για την εξισορρόπηση του πλεονάσματος ή της έλλειψης ισχύος και για τη διατήρηση της ευστάθειας του συστήματος υπό διάφορες συνθήκες λειτουργίας του δικτύου. Οι μετατροπείς των ΑΠΕ μπορούν να λειτουργούν με ή χωρίς MPPT με βάση τη συχνότητα AC και την τάση DC. Όταν η τάση DC, η συχνότητα AC, ή και τα δύο είναι χαμηλά, οι ΑΠΕ θα πρέπει να λειτουργούν σε λειτουργία MPPT και οι ελεγκτές των ΣΑΕ θα πρέπει να λειτουργούν σε κατάσταση εκφόρτισης, ή η γεννήτρια ντίζελ θα πρέπει να παράγει περισσότερη ισχύ. Ο κύριος μετατροπέας θα μεταφέρει ισχύ μεταξύ AC και DC βάσει των συνθηκών φορτίου και πόρων στις δύο πλευρές. Όταν η τάση DC και η συχνότητα AC είναι υψηλές, γεγονός που υποδηλώνει ότι υπάρχει πλεόνασμα ενέργειας

και από τις δύο πλευρές, η γεννήτρια ντίζελ θα παράγει λιγότερη ισχύ, οι ελεγκτές των ΣΑΕ θα πρέπει να λειτουργούν σε κατάσταση φόρτισης για την αποθήκευση ενέργειας, και ο κύριος μετατροπέας θα μεταφέρει ισχύ μεταξύ AC και DC βάσει των συνθηκών πόρων. Εάν όλα τα ΣΑΕ είναι πλήρως φορτισμένα, η παραγόμενη ισχύς της γεννήτριας ντίζελ είναι μηδενική και η τάση/συχνότητα και στις δύο πλευρές εξακολουθούν να είναι υψηλές, κάποιος από τους μετατροπείς των πηγών ενέργειας θα πρέπει να λειτουργούν χωρίς MPPT. Ο Πίνακας 4.1 απεικονίζει τους διαφορετικούς τρόπους λειτουργίας του υβριδικού μικροδικτύου AC/DC και τις εξισώσεις εξισορρόπησης ισχύος τους.

Πίνακας 4.1: Τρόποι λειτουργίας και αντίστοιχες εξισώσεις εξισορρόπησης ισχύος ενός υβριδικού μικροδικτύου AC/DC [58]

<b>Mode of Operation</b>	<b>State of Charge (SOC) of Battery</b>	<b>Power Balancing Equation</b>
<b>Grid Tied</b>	Charging	$P_{AC\_Gen} + P_{DC\_Gen} + P_{Grid} = P_{Battery} + P_{DC\_Load} + P_{AC\_Load}$ $Q_{AC\_Gen} + Q_{Grid} = Q_{Load}$
	Discharging	$P_{AC\_Gen} + P_{DC\_Gen} + P_{Grid} + P_{Battery} = P_{DC\_Load} + P_{AC\_Load}$ $Q_{AC\_Gen} + Q_{Grid} = Q_{Load}$
<b>Islanded</b>	Charging	$P_{AC\_Gen} + P_{DC\_Gen} = P_{Battery} + P_{DC\_Load} + P_{AC\_Load}$ $Q_{AC\_Gen} = Q_{Load}$
	Discharging	$P_{AC\_Gen} + P_{DC\_Gen} + P_{Battery} = P_{DC\_Load} + P_{AC\_Load}$ $Q_{AC\_Gen} = Q_{Load}$

Τα σημαντικότερα πλεονεκτήματα των υβριδικών μικροδικτύων AC/DC είναι τα ακόλουθα [59]:

- *Ενσωμάτωση*: οι μονάδες AC ή DC συνδέονται απευθείας στο δίκτυο με τον ελάχιστο αριθμό στοιχείων διασύνδεσης, μειώνοντας τα στάδια μετατροπής και συνεπώς τις απώλειες ενέργειας αλλά και το κόστος. Αυτό το χαρακτηριστικό

καθιστά τα υβριδικά μικροδίκτυα κατάλληλα για την ενσωμάτωση των ολοένα αυξανόμενων στοιχείων DC -π.χ. EV, ΦΒ συστήματα, κυψέλες καυσίμου, ΣΑΕ, φορητοί υπολογιστές, κινητά τηλέφωνα κ.λπ.- διατηρώντας παράλληλα τις μονάδες AC συνδεδεμένες στο υποδίκτυο AC.

- *Ποιότητα ισχύος*: Η συμπερίληψη κάθε συσκευής DC στον ζυγό DC καθιστά ευκολότερο τον έλεγχο των εγχύσεων αρμονικών στην πλευρά AC μέσω του κύριου μετατροπέα, εξασφαλίζοντας έτσι υψηλή ποιότητα AC στο κεντρικό δίκτυο.
- *Μετασχηματισμός τάσης*: η τροποποίηση των επιπέδων τάσης μπορεί να πραγματοποιηθεί με απλό τρόπο στην πλευρά AC με τη χρήση μετασχηματιστών. Στην πλευρά DC η μετατροπή πραγματοποιείται με τη χρήση μετατροπέων DC/DC.
- *Οικονομική σκοπιμότητα*: ένα υβριδικό μικροδίκτυο μπορεί να αναπτυχθεί πάνω σε ένα υπάρχον δίκτυο διανομής, με την εισαγωγή ενός κύριου μετατροπέα AC/DC και ενός δικτύου επικοινωνίας για τις συνδεδεμένες συσκευές. Αυτό καθιστά το συνολικό κόστος υψηλότερο από τα μικροδίκτυα AC λόγω του κύριου μετατροπέα. Ωστόσο, εάν αυξηθεί ο αριθμός των συνδεδεμένων συσκευών, η επένδυση θα επιστραφεί ταχύτερα, καθώς μειώνεται ο αριθμός των συνολικών μετατροπέων διασύνδεσης.

Από την άλλη πλευρά, αυτή η αρχιτεκτονική παρουσιάζει διάφορα μειονεκτήματα που πρέπει να διερευνηθούν περαιτέρω [59]:

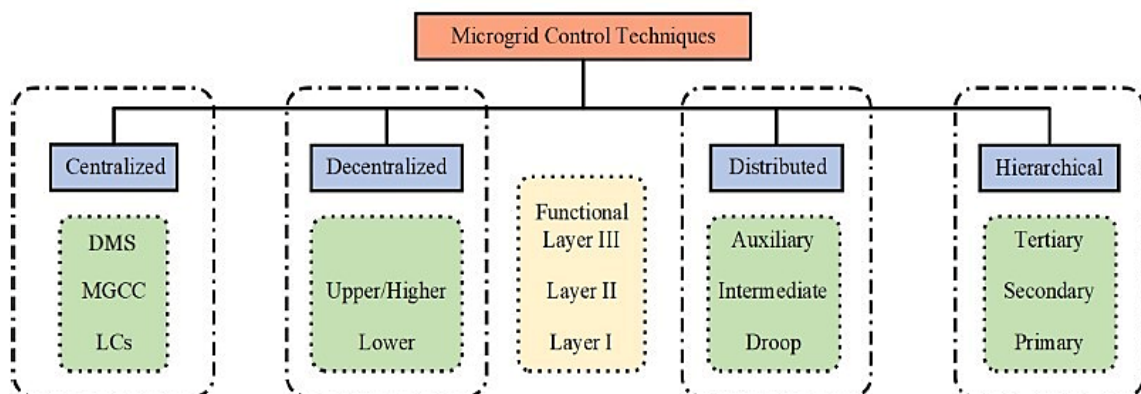
- *Προστασία*: μπορεί να βρεθεί μια μεγάλη ποικιλία συσκευών προστασίας για δίκτυα με AC, καθώς έχουν μελετηθεί και χρησιμοποιηθεί ευρέως στο σημερινό δίκτυο κοινής ωφέλειας. Ωστόσο, οι συσκευές προστασίας DC δεν έχουν ερευνηθεί τόσο βαθιά.
- *Αξιοπιστία*: η αξιοπιστία των υβριδικών μικροδικτύων είναι χαμηλότερη από ό,τι στα μικροδίκτυα AC, εξαιτίας του κύριου μετατροπέα διασύνδεσης (ILC).
- *Πολυπλοκότητα ελέγχου*: η διαχείριση είναι πιο πολύπλοκη σε ένα υβριδικό ΜΔ απ' ό,τι στα μικροδίκτυα AC ή DC, καθώς η σταθερή και αξιόπιστη παροχή ισχύος πρέπει να εξασφαλίζεται τόσο για τους ζυγούς AC όσο και για τους ζυγούς DC μέσω της εφαρμογής κατάλληλων στρατηγικών ελέγχου για τις συνδεδεμένες στους ζυγούς συσκευές, συμπεριλαμβανομένου και του ILC.

### 4.3 Έλεγχος μικροδικτύων

Δεδομένου ότι η ελεγχσιμότητα είναι αυτό που διαχωρίζει τα ΜΔ από τις απλές γραμμές διανομής με ΔΕΠ, ο έλεγχος των ΜΔ είναι ένα πολύ σημαντικό θέμα έρευνας και εφαρμογής. Συνοπτικά, οι σπουδαιότερες λειτουργικές απαιτήσεις του ελέγχου των ΜΔ για την οικονομική και αξιόπιστη λειτουργία του μπορούν να διατυπωθούν ως εξής:

- Ρύθμιση της τάσης και της συχνότητας (V-f) εντός ορίων.
- Αποδοτική κατανομή φορτίου, δηλαδή εξισορρόπηση ενεργού και άεργου ισχύος (P-Q) και κατάλληλη επικοινωνία μεταξύ των ΔΕΠ.
- Απρόσκοπτη μετάβαση μεταξύ δύο τρόπων λειτουργίας του ΜΔ, δηλαδή κατάλληλος συγχρονισμός και έγκαιρη ανίχνευση νησιδοποίησης.
- Οικονομική κατανομή φορτίου των ΔΕΠ με βελτιστοποίηση για τη μείωση του λειτουργικού κόστους του ΜΔ.
- Έλεγχος της ροής ισχύος μεταξύ του δικτύου ΜΔ και του κεντρικού ΣΗΕ.

Από την ίδρυση του ΜΔ, έχουν αναφερθεί διάφορες τεχνικές ελέγχου του στην βιβλιογραφία. Συγκεκριμένα, τα συστήματα ελέγχου των ΜΔ μπορούν να χωριστούν σε γενικές γραμμές σε τέσσερις τύπους: κεντρικά, αποκεντρωμένα, καταναμημένα και ιεραρχικής δομής. Κάθε ένα από αυτά τα συστήματα αποτελείται από επιμέρους λειτουργικά επίπεδα, όπως φαίνεται στην Εικόνα 4.9. Είναι σημαντικό να σημειωθεί ότι, δεν υπάρχει μοναδική στρατηγική ελέγχου για ένα συγκεκριμένο ΜΔ, καθώς εξαρτάται από το μοντέλο του ΜΔ, την τοπολογία του και τα στοιχεία που το αποτελούν.



Εικόνα 4.9: Κατηγοριοποίηση τεχνικών ελέγχου ΜΔ με τα επίπεδα λειτουργίας τους [60]



### Κεντρική δομή ελέγχου

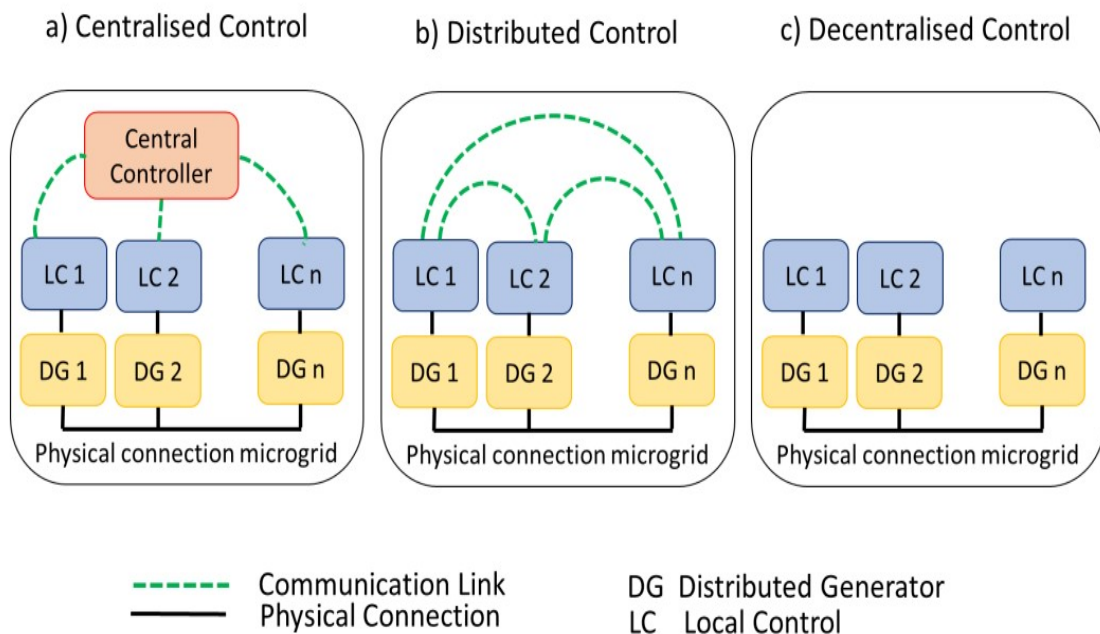
Στην αρχή υπήρχαν κυρίως κεντρικές δομές ελέγχου του ΜΔ, ως κληρονομιά της οργάνωσης του συστήματος ελέγχου του κύριου δικτύου. Το σύστημα κεντρικού ελέγχου εφαρμόζεται πλέον συνήθως σε μικρά ΜΔ, όπως σε νοσοκομεία, σχολεία και μικρές κοινότητες. Οι πληροφορίες για τις μεταβλητές κατάστασης από τους αισθητήρες του επιπέδου στοιχείων του ΜΔ συλλέγονται στον MGCC μέσω ενός καναλιού επικοινωνίας υψηλής ταχύτητας. Ο MGCC είναι υπεύθυνος για την επεξεργασία και την λήψη αποφάσεων ανάλογα με την κατάσταση των μεταβλητών. Τα σημεία ρύθμισης για κάθε τοπικό ελεγκτή αποστέλλονται μέσω του ίδιου αμφίδρομου καναλιού υψηλής ταχύτητας. Οι τοπικοί ελεγκτές προσαρμόζουν την απόκρισή τους σύμφωνα με τη νέα εντολή. Για ΜΔ συνδεδεμένα στο δίκτυο και συστήματα πολλαπλών ΜΔ, υπάρχει άλλος ένας ελεγκτής στο σύστημα διανομής. Ως εκ τούτου, η κεντρική στρατηγική ελέγχου μπορεί να διαιρεθεί περαιτέρω σε μια δομή τριών επιπέδων με βάση τον αριθμό των στοιχείων και την περιοχή που τίθεται υπό έλεγχο. Τα επίπεδα αυτά είναι το σύστημα διαχείρισης διανομής (Distribution Management System-DMS), ο MGCC και οι τοπικοί ελεγκτές. Η τοπολογία του κεντρικού ελέγχου παρουσιάζεται στην Εικόνα 4.10α.

### Αποκεντρωμένη δομή ελέγχου

Στην αρχιτεκτονική αποκεντρωμένου ελέγχου (Εικόνα 4.10γ) κάθε μονάδα έχει τον δικό της τοπικό ελεγκτή, ο οποίος χρησιμοποιεί τοπικές μετρήσεις και με βάση προκαθορισμένους αλγορίθμους που ενσωματώνονται σε αυτές, αποφασίζει την ενέργεια στο επίπεδο των στοιχείων του ΜΔ. Οι τοπικοί ελεγκτές δεν ανταλλάσσουν πληροφορίες μεταξύ τους, εκτός από ορισμένους γειτονικούς τοπικούς ελεγκτές. Αυτό το σύστημα ελέγχου αποτελείται κυρίως από δύο στάδια, τους ελεγκτές ανώτερου και κατώτερου επιπέδου. Ο αποκεντρωμένος έλεγχος εφαρμόζεται συνήθως στα ΜΔ μεγαλύτερης ισχύος που διαθέτουν υψηλό αριθμό στοιχείων, όπου ο κεντρικός έλεγχος θα ήταν βραδύς (λόγω της συλλογής και επεξεργασίας τεράστιων δεδομένων σε μία θέση, δηλαδή στο PCC). Αν και είναι αμφισβητήσιμο το ποιο από τις δύο αρχιτεκτονικές -κεντρική και αποκεντρωμένη- είναι καλύτερη, και οι δύο μέθοδοι έχουν τα δικά τους πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα, ανάλογα με το σενάριο λειτουργίας του ΜΔ.

### Κατανεμημένη δομή ελέγχου

Το πρόσφατο ενδιαφέρον που προκλήθηκε από την πρόοδο της τεχνολογίας και των τηλεπικοινωνιών έχει επικεντρώσει την προσοχή της έρευνας της κατανεμημένες δομές ελέγχου. Σε αυτή την αρχιτεκτονική, που αποτελεί έναν αυτοσχεδιασμό της αποκεντρωμένης δομής ελέγχου, οι τοπικοί ελεγκτές μοιράζονται πληροφορίες μεταξύ της μέσω καναλιών χαμηλής ταχύτητας, έτσι ώστε καθένας από της να έχει γνώση για τη συμπεριφορά των άλλων, αυξάνοντας έτσι τη συνολική απόδοση του ΜΔ (Εικόνα 4.10β). Το πολυπρακτορικό σύστημα (Multi-Agent System-MAS) είναι το πιο εξελιγμένο εργαλείο για την εφαρμογή αυτού του συστήματος, όπου κάθε ελεγκτής θεωρείται ως ευφυής πράκτορας. Το συγκεκριμένο σύστημα ελέγχου αποτελείται από τρία λειτουργικά επίπεδα: το χαμηλότερο/droop, το δευτερεύον/ενδιάμεσο και το βοηθητικό/ανώτερο. Καθώς αυτό το σύστημα ελέγχου ενσωματώνει τα πλεονεκτήματα τόσο της κεντρικής όσο και της αποκεντρωμένης αρχιτεκτονικής, είναι το πιο αξιοποιημένο στην βιβλιογραφία.



Εικόνα 4.10: Σχηματικά διαγράμματα α) Κεντρικής δομής ελέγχου, β) Κατανεμημένης δομής ελέγχου και γ) Αποκεντρωμένης δομής ελέγχου [61]

Ο Πίνακας 4.2 συνοψίζει τα κύρια χαρακτηριστικά των κεντρικών, αποκεντρωμένων και κατανεμημένων μεθόδων ελέγχου σε εφαρμογές ΜΔ.

Πίνακας 4.2: Σύγκριση κεντρικής, αποκεντρωμένης και καταναμημένης δομής ελέγχου

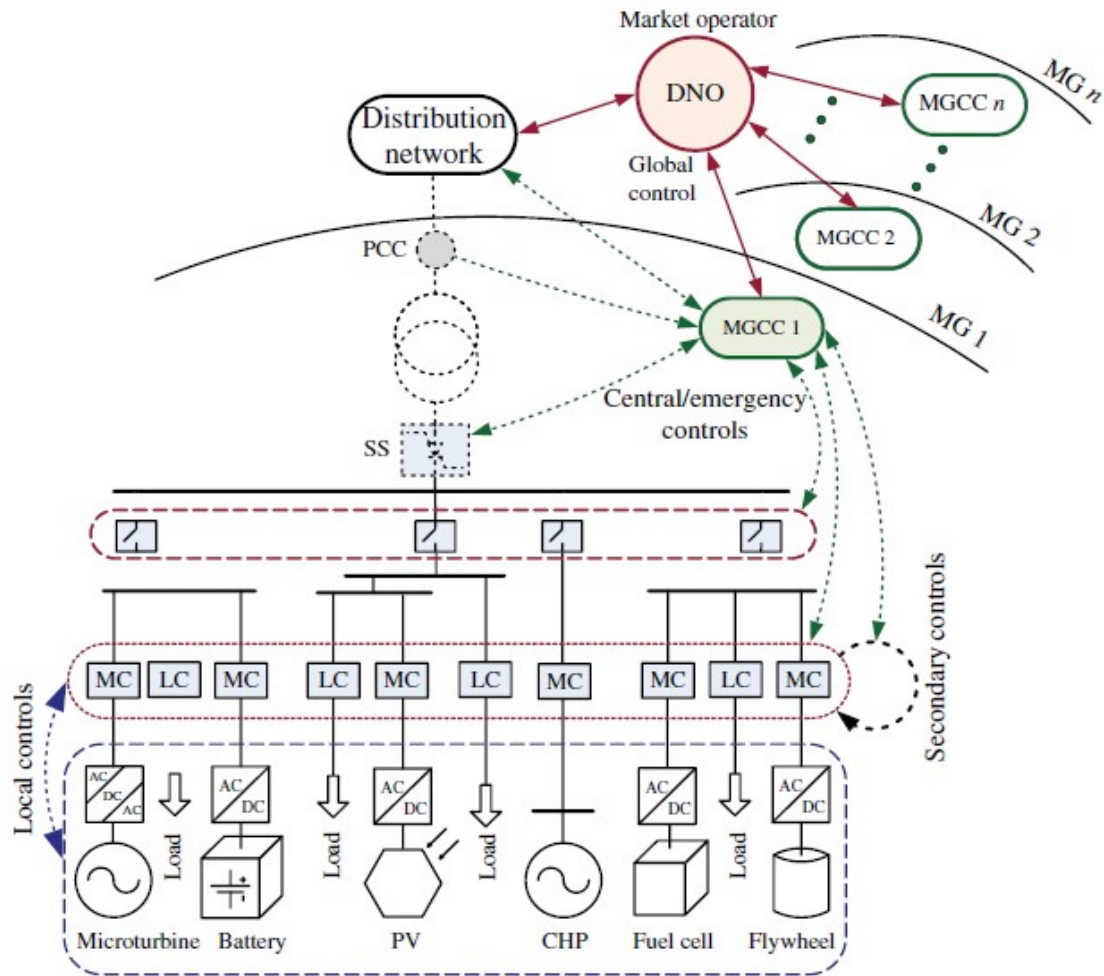
ΜΔ [62]

Feature	Centralized	Decentralized	Distributed
Reliability	Low	High	Medium-high
Centralized controller	Yes	No	No
Single point of failure	Yes	No	No
Communication burden	High	Very low	Medium
Unit coordination	High	Low	Medium
Implementation difficulty	Easy	Easy	Complex
Flexibility	Very low	Very high	High
Computational cost	High, concentrated on central controller	Low, local controller with only local information	Medium, local controllers, with local and neighboring information

### Ιεραρχική δομή ελέγχου

Δεδομένου ότι τα σύγχρονα ενεργειακά συστήματα, συμπεριλαμβανομένων των ΜΔ, είναι αρκετά πολύπλοκα, και συχνά απαιτούν ευφυείς μηχανισμούς ελέγχου, δεν είναι εφικτός ο έλεγχος ολόκληρου του συστήματος μόνο με τη χρήση κεντρικής ή οποιουδήποτε βαθμού αποκεντρωμένης δομής ελέγχου. Ως εκ τούτου, υιοθετήθηκε στα ΜΔ μία ιεραρχική, πολυεπίπεδη δομή ελέγχου, όπως χρησιμοποιείται και στα συμβατικά ΣΗΕ, αλλά με σημαντικές διαφορές και βελτιώσεις. Μία σχηματική απεικόνιση της ιεραρχικής δομής ελέγχου σε ένα ΜΔ φαίνεται στην Εικόνα 4.11. Κάθε ΜΔ ελέγχεται τοπικά από ένα σύστημα ΜCs. Οι LCs εγκαθίστανται στα ελεγχόμενα φορτία για να παρέχουν δυνατότητες ελέγχου φορτίου. Σε κάθε ΜΔ, υπάρχει ένας MGCC που διασυνδέει το σύστημα διαχείρισης διανομής (DMS) ή τον διαχειριστή συστήματος διανομής (Distributed Network Operator-DNO) με το ΜΔ. Το DMS/DNO έχει την ευθύνη της διαχείρισης της λειτουργίας των περιοχών ΜΤ και ΧΤ, στις οποίες μπορεί να υπάρχουν περισσότερα από ένα ΜΔ.

Όπως φαίνεται και στην Εικόνα 4.11, η ιεραρχική δομή ελέγχου ενός ΜΔ αποτελείται από τέσσερα επίπεδα: τοπικό/πρωτεύον, δευτερεύον, κεντρικό/έκτακτης ανάγκης και καθολικό/γενικό/τριτεύον. Η αρχιτεκτονική αυτή συνδυάζει τα χαρακτηριστικά κεντρικής και αποκεντρωμένης αρχιτεκτονικής. Τα επίπεδα ελέγχου διαφέρουν κυρίως ως προς τις απαιτήσεις τους σε υποδομές και ως προς το δυναμικό χρονοδιάγραμμα στο οποίο λειτουργούν.



Εικόνα 4.11: Ιεραρχική δομή ελέγχου ΜΔ [63]

Ο τοπικός έλεγχος ασχολείται με τους πρωτεύοντες ελέγχους, όπως τους βρόχους ελέγχου τάσης και ρεύματος στις μονάδες ΔΠ. Ο δευτερεύων έλεγχος είναι απαραίτητος για τη ρύθμιση διακυμάνσεων της συχνότητας και της μέσης τάσης που προκαλούνται από τις μεταβολές στο φορτίο ή στις πηγές. Είναι επίσης υπεύθυνος για την παροχή τοπικών βοηθητικών υπηρεσιών. Ο κεντρικός έλεγχος λειτουργεί με πρωτόκολλα προστασίας και ελέγχου έκτακτης ανάγκης κατά την διάρκεια απροσδόκητων συμβάντων, στο πλαίσιο της αξιοπιστίας του μικροδικτύου. Οι τεχνικές ελέγχου έκτακτης ανάγκης εκτελούν εκτιμήσεις σφαλμάτων με την υλοποίηση προστατευτικών και ρυθμιστικών μετρήσεων. Ο καθολικός έλεγχος επιτρέπει τη λειτουργία του ΜΔ σε οικονομικά βέλτιστο επίπεδο και οργανώνει τη σχέση μεταξύ του ΜΔ και του συστήματος διανομής, καθώς και άλλων συνδεδεμένων ΜΔ. Όπως φαίνεται στην Εικόνα 4.11, το καθολικό κέντρο ελέγχου διασυνδέει τους MGCCs των ΜΔ τόσο μεταξύ τους όσο και με το δίκτυο διανομής του κεντρικού ΣΗΕ και επίσης εποπτεύει τον έλεγχο της ροής ισχύος και τη λειτουργία της αγοράς. Αυτή η μονάδα

ελέγχει την κατανομή ισχύος μεταξύ των ΜΔ για να την διατηρήσει κοντά στις προγραμματισμένες τιμές.

Σε αντίθεση με τον πρωτεύοντα έλεγχο, που λειτουργεί χωρίς επικοινωνία, τα υπόλοιπα τρία επίπεδα ελέγχου μπορεί να χρειάζονται κανάλια επικοινωνίας. Ενώ οι τοπικοί ελεγκτές είναι γνωστοί ως αποκεντρωμένοι ελεγκτές, οι καθολικοί, και, σε κάποιο βαθμό, οι δευτερεύοντες ελεγκτές και οι ελεγκτές έκτακτης ανάγκης λειτουργούν ως κεντρικοί ελεγκτές. Το τριτεύον επίπεδο ελέγχου λειτουργεί συνήθως σε τάξη μεγέθους μερικών λεπτών έως περίπου μία ώρα, παρέχοντας σήματα στους ελεγκτές του κεντρικού επιπέδου στα ΜΔ και σε άλλα υποσυστήματα που αποτελούν το διασυνδεδεμένο δίκτυο διανομής. Οι κεντρικοί ελεγκτές, από την άλλη πλευρά, συντονίζουν τους εσωτερικούς δευτερεύοντες και πρωτεύοντες ελεγκτές εντός του ΜΔ σε διάστημα λίγων λεπτών. Ο δευτερεύων έλεγχος αντιδρά σε διαταραχές του συστήματος ή σε εντολές ελέγχου σε διάστημα που κυμαίνεται μεταξύ λίγων δευτερολέπτων και ενός λεπτού. Τέλος, τα συστήματα τοπικών ελεγκτών είναι σχεδιασμένα να αποκρίνονται στα τοπικά γεγονότα ανεξάρτητα και άμεσα, σύμφωνα με προκαθορισμένους τρόπους.

Όπως είναι κατανοητό, τα ΜΔ είναι εξαιρετικά πολύπλοκα ηλεκτρικά συστήματα με πολλούς διαφορετικούς επιμέρους τομείς. Στο υποκεφάλαιο αυτό παρουσιάστηκε ο τομέας του ελέγχου σε ένα ΜΔ, ο οποίος είναι από τους πλέον σημαντικούς για την εύρυθμη λειτουργία ενός ΜΔ. Ζητήματα όπως η ευστάθεια, η προστασία και οι τεχνολογίες επικοινωνιών που απασχολούν ένα ΜΔ δεν θα αναλυθούν στην παρούσα ΔΕ, λόγω περιορισμένου χώρου και χρόνου.

#### **4.4 Πλεονεκτήματα μικροδικτύων**

Όπως αναφέρθηκε και στην αρχή του κεφαλαίου, τα κύρια χαρακτηριστικά των ΜΔ είναι η ενσωμάτωση πηγών ενέργειας μικρής κλίμακας, ανανεώσιμων και μη, η παραγωγή ενέργειας κοντά στα φορτία και η δυνατότητα λειτουργίας σε διασύνδεση με το κύριο δίκτυο ή αυτόνομα. Με βάση αυτά τα χαρακτηριστικά, η ανάπτυξη των μικροδικτύων είναι πολύ ελπιδοφόρα, επιφέροντας και αρκετά πλεονεκτήματα. Μερικά από τα κυριότερα αναφέρονται παρακάτω, χωρισμένα στις ακόλουθες κατηγορίες:

### Λειτουργία και ποιότητα ισχύος

- Μείωση των διακοπών ρεύματος και βελτίωση της αξιοπιστίας: Εξαιτίας μιας διαταραχής ή λόγω ενός λειτουργικού κριτηρίου, το ΜΔ μπορεί να λειτουργήσει σε νησιδοποιημένη λειτουργία, εξασφαλίζοντας απρόσκοπτη και αξιόπιστη παροχή ενέργειας στα φορτία που περιλαμβάνει.
- Μείωση των απωλειών: Λόγω της μείωσης της απόστασης μεταξύ φορτίου και παραγωγής και της ανακατανομής ισχύος, οι απώλειες ισχύος μπορούν να μειωθούν τόσο στο σύστημα μεταφοράς όσο και διανομής.
- Ενίσχυση της υποστήριξης της αέργου ισχύος: Επιτρέπει τη βελτίωση του προφίλ τάσης.
- Αποκέντρωση της παραγωγής και παροχής ενέργειας: Λόγω των μονάδων ΔΠ και της εγγύτητας μεταξύ αυτών και των φορτίων στο ΜΔ, ελαχιστοποιούνται οι αρνητικές συνέπειες από την εμφάνιση σφαλμάτων στις γραμμές μεταφοράς ή στις μονάδες παραγωγής.

### Περιβάλλον

- Μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου: Τα μικροδίκτυα με ΑΠΕ οδηγούν σε μειωμένες εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου και άλλων επιβλαβών αερίων σε σύγκριση με τα συμβατικά ΣΗΕ που χρησιμοποιούν ως πηγές ενέργειας ορυκτά καύσιμα, όπως φυσικό αέριο, άνθρακα, πετρέλαιο, ντίζελ κ.ά.
- Ενθάρρυνση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ: Λαμβάνοντας υπ' όψιν το γεγονός ότι πολλές ΑΠΕ έχουν μειωμένη ονομαστική ισχύ και διακοπτόμενη παραγωγή, ο σχηματισμός των ΜΔ διευκολύνει την χρήση αυτών των πηγών.

### Οικονομία και αγορά

- Μείωση των επενδύσεων: Λαμβάνοντας υπ' όψιν την παρουσία τοπικής παραγωγής, ο σχηματισμός των ΜΔ μειώνει ή τουλάχιστον αναβάλλει τις επενδύσεις σε παραγωγή και μεταφορά ενέργειας.
- Μείωση του κόστους: Η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας λαμβάνει υπ' όψιν το κόστος που σχετίζεται με τις διακοπές λειτουργίας του συστήματος. Με την αυξημένη αξιοπιστία του συστήματος, το κόστος αυτό μπορεί να μειωθεί. Στην περίπτωση

των ΜΔ που αποτελούνται από βιομηχανικά φορτία, η απρόσκοπτη συνέχιση της παροχής ηλεκτρικής ενέργειας επιφέρει αυξημένα έσοδα, καθώς ορισμένα κόστη που σχετίζονται με μια διακοπή μειώνονται, όπως το λειτουργικό κόστος που σχετίζεται με τη διακοπή της παραγωγής ή/και την απώλεια πρώτων υλών. Στην δεύτερη περίπτωση, μειώνονται επίσης τα πρόστιμα που πληρώνουν οι εταιρείες παροχής ηλεκτρικής ενέργειας στους καταναλωτές. Επιπλέον, η εφαρμογή plug-and-play των μικροπηγών μπορεί να συμβάλει στη μείωση της τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας στην αγορά.

#### **4.5 Προκλήσεις μικροδικτύων**

Παρόλο που η ανάπτυξη των ΜΔ έχει σημαντικά δυνητικά οφέλη, έχουν υπάρξει αρκετές προκλήσεις για την επίτευξη σταθερής και ασφαλούς λειτουργίας, οι οποίες πρέπει να επιλυθούν. Οι σπουδαιότερες από αυτές παρουσιάζονται παρακάτω:

##### Έλεγχος συχνότητας και τάσης

- Όταν το ΜΔ λειτουργεί σε λειτουργία διασύνδεσης με το δίκτυο, η συχνότητα διατηρείται σταθερή. Από την άλλη πλευρά, όταν λειτουργεί υπό νησιδοποίηση, το ΜΔ θα πρέπει να είναι σε θέση να ελέγχει τη συχνότητά του, επειδή στην περίπτωση αυτή δεν υπάρχει ζυγός αναφοράς στο σύστημα. Επίσης, η μετάβαση μεταξύ των καταστάσεων λειτουργίας πρέπει να πραγματοποιείται με κατάλληλο τρόπο, τηρώντας τις απαιτήσεις συχνότητας και τάσης, προκειμένου να διασφαλίζεται η ευστάθεια του συστήματος.

##### Χαμηλή αδράνεια

- Μία από τις προκλήσεις των αυτόνομων ΜΔ είναι το χαρακτηριστικό της χαμηλής αδράνειας τους σε σύγκριση με τα συμβατικά ΣΗΕ λόγω των πολυάριθμων μονάδων που χρησιμοποιούν ηλεκτρονικά ισχύος και της έλλειψης συμβατικών σύγχρονων γεννητριών. Αυτή η χαμηλή αδράνεια στο σύστημα μπορεί να οδηγήσει σε αστάθεια τάσης και συχνότητας.

##### Λειτουργία και ποιότητα ισχύος

- Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ορισμένες ΑΠΕ, όπως η αιολική και η ηλιακή ενέργεια, εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από τις καιρικές συνθήκες -ως εκ

τούτου, η παραγωγή τους είναι απρόβλεπτη. Επειδή η ισχύς τους είναι μικρή, είναι ευαίσθητες σε απρόβλεπτες αλλαγές. Αυτό προκαλεί προβλήματα με τη λειτουργική τους δυνατότητα.

- Σε ΜΔ που περιλαμβάνουν μη γραμμικά ή μη ισορροπημένα φορτία, θα προκύψουν θέματα ποιότητας ισχύος, όπως οι αρμονικές και οι ανισορροπίες φορτίου.

#### Προστασία

- Η αμφίδρομη ροή ισχύος παρεμβαίνει στην παραδοσιακή μέθοδο ρύθμισης της προστασίας. Επιπλέον, το μικροδίκτυο μπορεί να λειτουργεί αυτόνομα ή σε σύνδεση με το δίκτυο, απαιτώντας διαφορετικά συστήματα προστασίας για κάθε τρόπο λειτουργίας. Τέλος, η προστασία στα μικροδίκτυα DC είναι σε αρκετά πρώιμο στάδιο μελέτης και υλοποίησης σε σχέση με την προστασία στα μικροδίκτυα AC.

#### Επικοινωνία

- Οι τεχνολογίες επικοινωνίας, πληροφοριών και μετρήσεων είναι θεμελιώδεις παράγοντες για τη σωστή λειτουργία των ΜΔ. Το σύστημα επικοινωνίας που υιοθετείται θα πρέπει να επιτρέπει τη γρήγορη, ασφαλή και οικονομική αμφίδρομη ροή πληροφοριών μεταξύ των καταναλωτών και των εταιρειών ηλεκτρικής ενέργειας και αντίστροφα, καθώς και την επικοινωνία μεταξύ των διαφόρων συσκευών του δικτύου.

#### Οικονομία και αγορά

- Παρά την πρόοδο της τεχνολογίας, το κόστος επένδυσης παραμένει υψηλό στα ΜΔ. Το κόστος των ΣΑΕ και ορισμένων μονάδων ΔΠ, όπως τα Φ/Β και οι κυψέλες καυσίμου, εξακολουθεί να είναι υψηλό και μη προσιτό. Ωστόσο, σήμερα στις περισσότερες χώρες, υπάρχουν διάφοροι τύποι χρηματοδοτικής στήριξης για την διευκόλυνση των συνθηκών για επενδύσεις στον τομέα αυτό.
- Χρειάζονται κανονισμοί για τον καθορισμό της αποζημίωσης του ΜΔ κατά την αποσυνδεδεμένη από το κεντρικό δίκτυο λειτουργία του. Καθώς το ΜΔ είναι η μόνη επιλογή παραγωγής και παροχής ενέργειας που είναι διαθέσιμη στην αυτόνομη λειτουργία, είναι πιθανό να χρεώνονται υπερβολικά ποσά εάν δεν



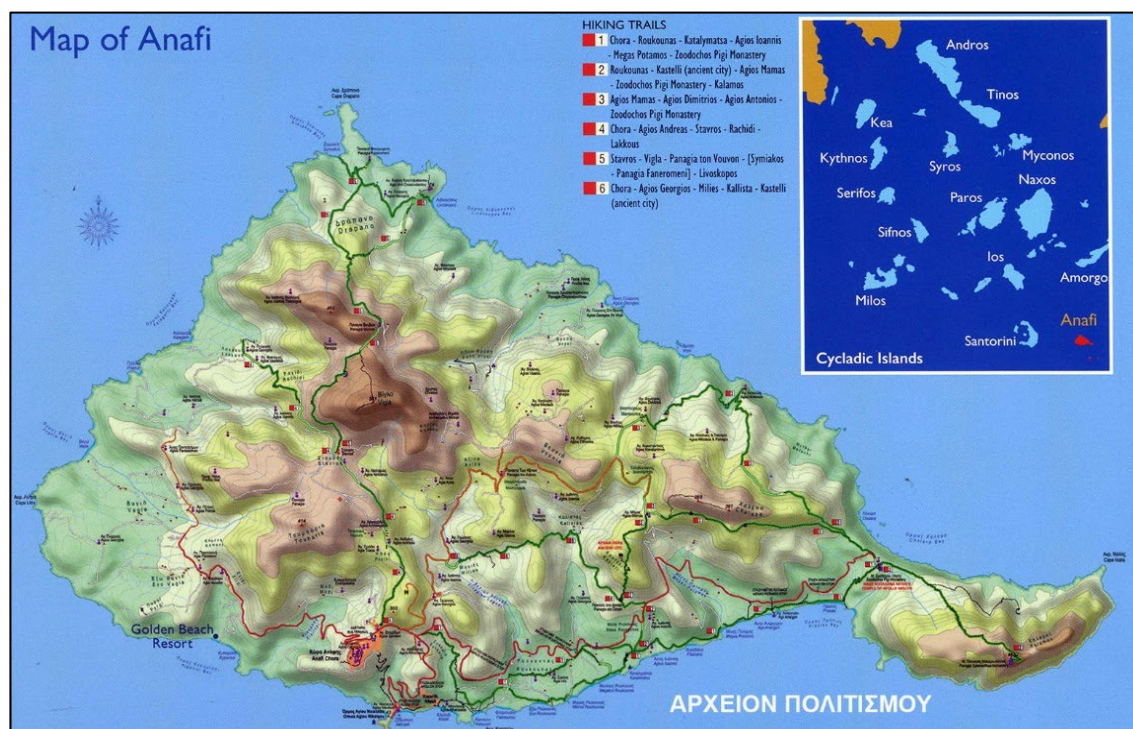
υπάρχουν σταθερές ή περιορισμένες τιμές. Η αποζημίωση του ΜΔ για την παροχή επικουρικών υπηρεσιών πρέπει επίσης να ρυθμίζεται.

- Η σύνδεση των ηλεκτρικών οχημάτων στο δίκτυο παρουσιάζει προκλήσεις τόσο στην λειτουργία όσο και στην αγορά. Ο κύριος λόγος είναι ότι τα οχήματα μπορούν να καταναλώνουν ενέργεια, όταν φορτίζουν, ή να παράγουν, λειτουργώντας ως μπαταρία.

## Κεφάλαιο 5 Ανάφη: Ανάλυση της υπό μελέτη περιοχής

### 5.1 Γεωγραφικά και δημογραφικά στοιχεία

Το όνομα της Ανάφης διατηρείται αναλλοίωτο από την αρχαιότητα. Μάλιστα, σύμφωνα με την ελληνική μυθολογία, το όνομα του νησιού οφείλεται στους Αργοναύτες που την ανακάλυψαν όταν ο θεός Απόλλωνας τους την φανέρωσε για να τους σώσει από σφοδρή καταιγίδα. Η Ανάφη είναι ένα νησί του Αιγαίου Πελάγους και συγκεκριμένα βρίσκεται στο νοτιοανατολικό άκρο των Κυκλάδων. Διοικητικά ανήκει στο νομό Κυκλάδων και στην περιφέρεια Νοτίου Αιγαίου. Είναι ένα νησί μικρού-μεσαίου μεγέθους, με συνολική επιφάνεια 38.636 km<sup>2</sup> και συνολική ακτογραμμή 38 km. Είναι γενικά ορεινή, με υψηλότερη κορυφή την Βίγλα στο κέντρο του νησιού με υψόμετρο τα 582 m. Ο πληθυσμός της σύμφωνα με την απογραφή του 2011 ανέρχεται στα 271 άτομα. Διαθέτει τρεις κύριους οικισμούς: την Χώρα της Ανάφης, που είναι η πρωτεύουσα του νησιού, το λιμάνι του Αγίου Νικολάου και τον οικισμό του Κλεισιδίου, που βρίσκεται κοντά στο λιμάνι. Στην Εικόνα 5.1 φαίνεται ο χάρτης της Ανάφης και των Κυκλάδων.



Εικόνα 5.1: Χάρτης της Ανάφης και των Κυκλάδων [64]

Συνοπτικά, τα γεωγραφικά και δημογραφικά στοιχεία του νησιού της Ανάφης παρουσιάζονται στον Πίνακα 5.1.

Πίνακας 5.1: Γεωγραφικά και δημογραφικά στοιχεία νήσου Ανάφης

<b>Έκταση</b>	38.64 km <sup>2</sup>	<b>Χώρα</b>	Ελλάδα
<b>Υψόμετρο</b>	582 m	<b>Περιφέρεια</b>	Νοτίου Αιγαίου
<b>Υψηλότερη κορυφή</b>	Βίγλα	<b>Νομός</b>	Κυκλάδων
<b>Πληθυσμός</b>	271 (απογραφή 2011)	<b>Πρωτεύουσα</b>	Ανάφη

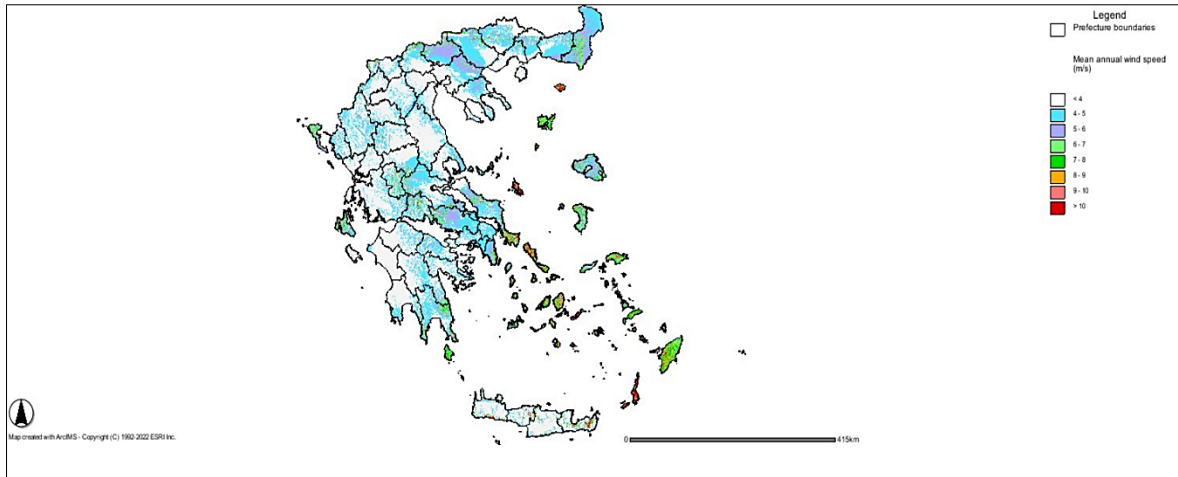
## 5.2 Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

Η Ανάφη, όπως και γενικότερα η Ελλάδα, εμφανίζει μεγάλη ηλιοφάνεια και αυξημένο αιολικό δυναμικό, καθιστώντας την εξαιρετικό μέρος για την εγκατάσταση ΦΒ και Α/Γ. Παρακάτω θα παρουσιαστούν τα σημαντικότερα δεδομένα του ηλιακού και αιολικού δυναμικού του νησιού, τα οποία αξιοποιούνται από το Homer Pro για τον υπολογισμό της παραγόμενης ισχύος των ΦΒ και των Α/Γ αντίστοιχα, όπως θα δούμε αναλυτικά στο κεφάλαιο 6. Τέλος, για την ομοιογένεια των αποτελεσμάτων, χρησιμοποιήθηκαν κοινές γεωγραφικές συντεταγμένες για την απόκτηση των δεδομένων αιολικού και ηλιακού δυναμικού, και συγκεκριμένα οι εξής: Γεωγραφικό πλάτος =  $36.3685^\circ$  και Γεωγραφικό μήκος =  $25.7762^\circ$ .

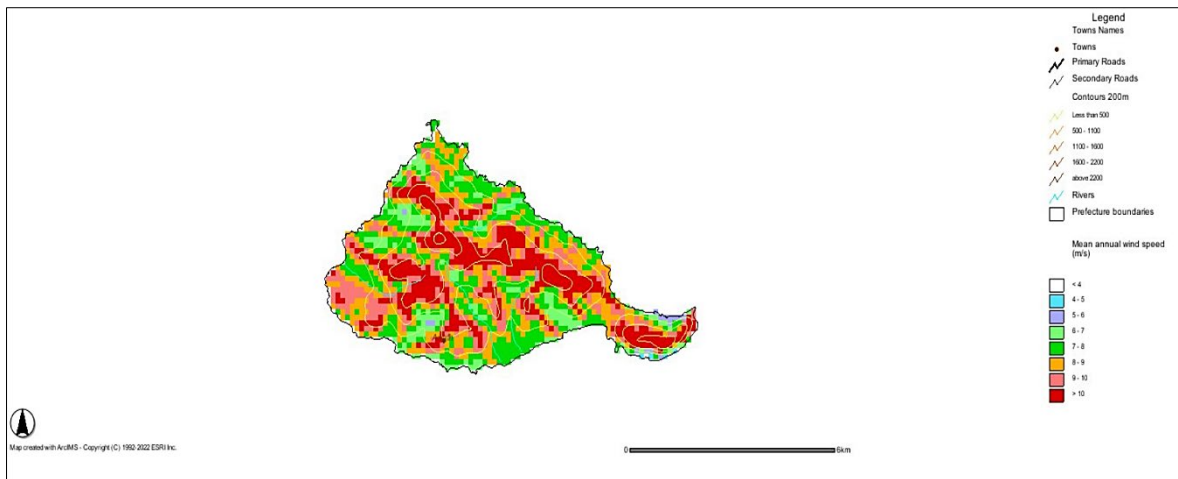
### 5.2.1 Αιολικό δυναμικό

Η Ελλάδα είναι μία χώρα με σημαντικό αιολικό δυναμικό. Οι άνεμοι είναι ισχυροί καθ' όλη την διάρκεια του χρόνου στην ηπειρωτική χώρα και κυρίως στα νησιά. Όπως παρατηρούμε στην Εικόνα 5.2, όπου απεικονίζεται ο αιολικός χάρτης της Ελλάδας, η μέση ετήσια ταχύτητα του ανέμου στα περισσότερα μέρη της χώρας υπερβαίνει τα 4 m/s, και άρα είναι επαρκής για την αξιοποίηση της αιολικής ενέργειας σε ανεμογεννήτριες.

Όσον αφορά την παρούσα εργασία, το νησί της Ανάφης αποτελεί ιδανική τοποθεσία για εφαρμογές Α/Γ, καθώς, όπως διακρίνεται στον αιολικό χάρτη του νησιού στην Εικόνα 5.3, η μέση ετήσια ταχύτητα του ανέμου είναι παντού πάνω από 6 m/s, ενώ σε αρκετά σημεία, κυρίως σε μεγαλύτερα υψόμετρα, η ταχύτητα είναι πολύ μεγαλύτερη, ξεπερνώντας τα 10 m/s.



Εικόνα 5.2: Χάρτης αιολικού δυναμικού της Ελλάδας [65]



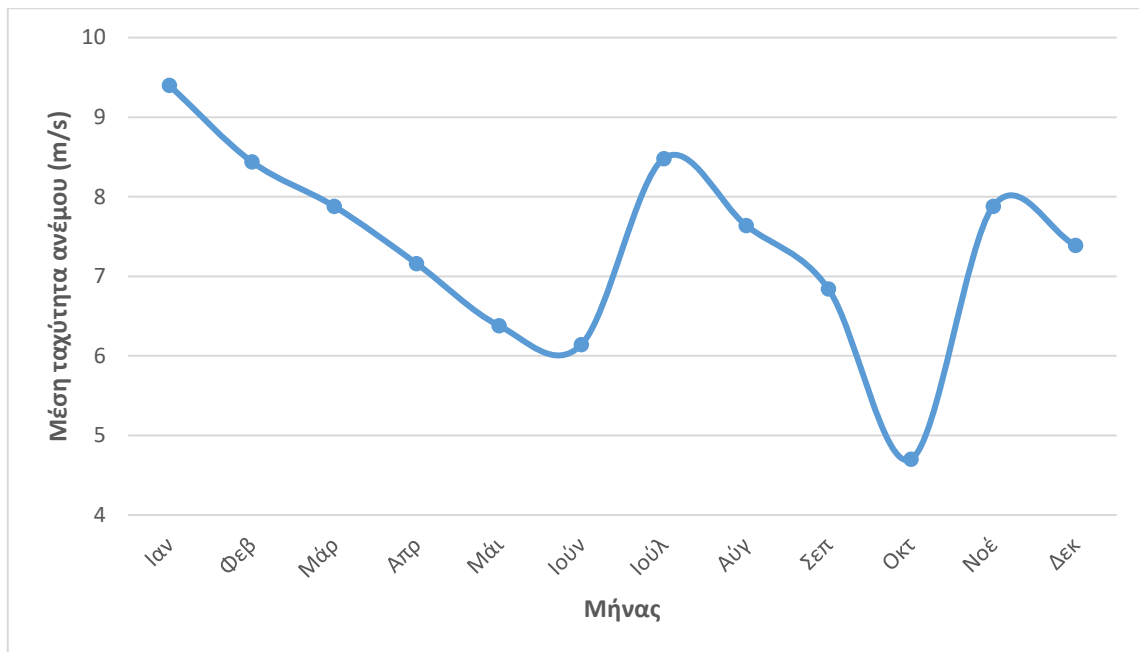
Εικόνα 5.3: Χάρτης αιολικού δυναμικού της Ανάφης [65]

Προκειμένου να δημιουργηθεί μία πληρέστερη εικόνα για το αιολικό δυναμικό στην Ανάφη, συντάχθηκε ο Πίνακας 5.2, στον οποίον παρουσιάζεται η μέση μηνιαία ταχύτητα του ανέμου για την Ανάφη για το έτος 2020. Οι μετρήσεις της ταχύτητας έγιναν σε ύψος ανεμομέτρου 50 m από το πρόγραμμα POWER (Prediction of Worldwide Energy Resource) της NASA. Όπως παρατηρούμε στον πίνακα, η μέση μηνιαία ταχύτητα ανέμου κυμαίνεται μεταξύ 4.70 και 9.40 m/s, με την χαμηλότερη τιμή της να εμφανίζεται τον Οκτώβριο και την υψηλότερη τον Ιανουάριο. Η μέση ετήσια ταχύτητα του ανέμου είναι 7.36 m/s, ενώ τέλος πολύ θετικό είναι το γεγονός ότι σε κανέναν μήνα δεν εμφανίζεται μέση ταχύτητα κάτω από 4 m/s, που αποτελεί σχεδόν το κατώφλι της ταχύτητας του ανέμου που μπορεί να αξιοποιηθεί από μία Α/Γ.

Πίνακας 5.2: Μέση μηνιαία ταχύτητα ανέμου στην Ανάφη για το έτος 2020 [66]

Μήνας	Μέση ταχύτητα ανέμου (m/s)
Ιανουάριος	9.40
Φεβρουάριος	8.44
Μάρτιος	7.88
Απρίλιος	7.16
Μάιος	6.38
Ιούνιος	6.14
Ιούλιος	8.48
Αύγουστος	7.64
Σεπτέμβριος	6.84
Οκτώβριος	4.70
Νοέμβριος	7.88
Δεκέμβριος	7.39

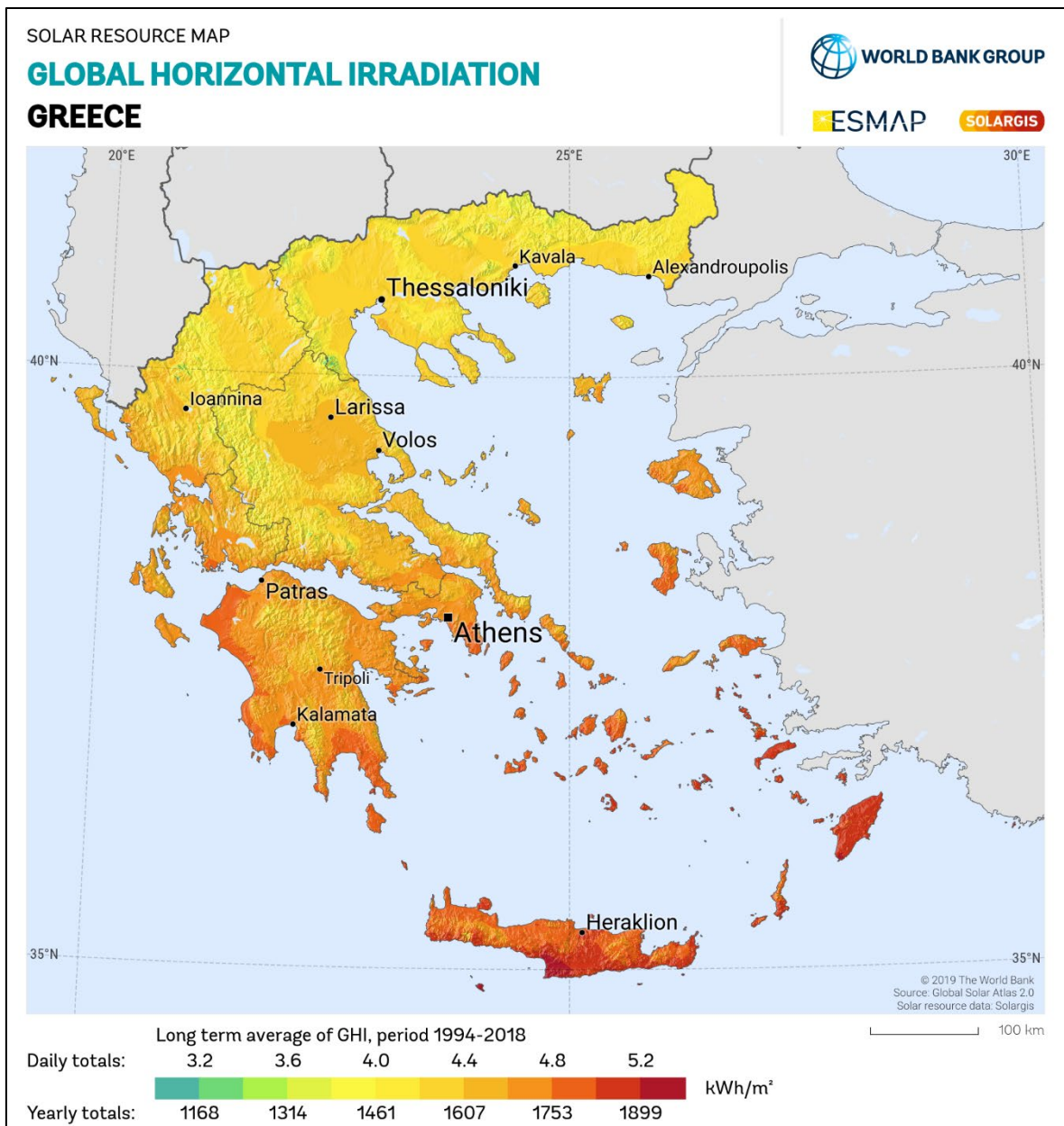
Τα δεδομένα της μέσης μηνιαίας ταχύτητας ανέμου του Πίνακα 5.2 απεικονίζονται πιο παραστατικά στο γράφημα της Εικόνας 5.4.



Εικόνα 5.4: Γράφημα μέσης μηνιαίας ταχύτητας ανέμου στην Ανάφη για το έτος 2020

### 5.2.2 Ηλιακό δυναμικό

Όπως προαναφέρθηκε στην αρχή του υποκεφαλαίου, η Ελλάδα είναι μια χώρα με έντονη ηλιοφάνεια και κατ' επέκταση σπουδαίο ηλιακό δυναμικό. Στην Εικόνα 5.5 απεικονίζεται ο χάρτης της μέσης ετήσιας και ημερήσιας συνολικής ηλιακής ακτινοβολίας που προσπίπτει σε μια οριζόντια επιφάνεια (Global Horizontal Irradiance-GHI) για την Ελλάδα, για το διάστημα 1994 με 2018. Στον χάρτη διακρίνεται πως οι τιμές της GHI στην Ανάφη είναι υψηλές.



Εικόνα 5.5: Χάρτης συνολικής ηλιακής ακτινοβολίας που προσπίπτει σε μια οριζόντια επιφάνεια (Global Horizontal Irradiance, GHI), Ελλάδα 1994-2018 [67]

Όπως με την ταχύτητα του ανέμου παραπάνω, έτσι και για το ηλιακό δυναμικό αποκτήθηκαν δεδομένα από το πρόγραμμα POWER (Prediction of Worldwide Energy Resource) της NASA, για τις ίδιες ακριβώς συντεταγμένες. Τα δεδομένα αυτά, δηλαδή η μέση ημερήσια GHI για κάθε μήνα του έτους 2020, καθώς και ο αντίστοιχος δείκτης καθαρότητας για τους ίδιους μήνες, αποτυπώνονται στον Πίνακα 5.3.

Πίνακας 5.3: Στοιχεία ηλιακής ακτινοβολίας της Ανάφης για το έτος 2020 [66]

Μήνας	Μέσος δείκτης καθαρότητας	Μέση ημερήσια GHI (kWh/m <sup>2</sup> /day)
Ιανουάριος	0.498	2.42
Φεβρουάριος	0.555	3.44
Μάρτιος	0.562	4.53
Απρίλιος	0.598	5.90
Μάιος	0.650	7.20
Ιούνιος	0.690	7.97
Ιούλιος	0.701	7.92
Αύγουστος	0.695	7.15
Σεπτέμβριος	0.650	5.63
Οκτώβριος	0.589	3.97
Νοέμβριος	0.560	2.88
Δεκέμβριος	0.523	2.32

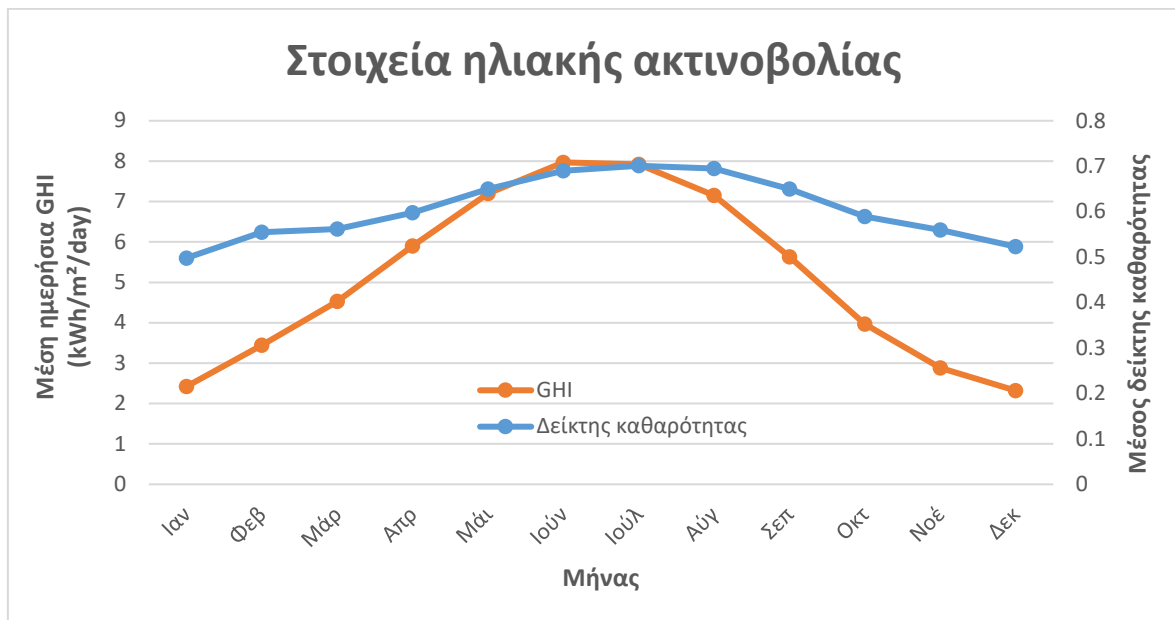
Η Global Horizontal Irradiance ή GHI είναι η συνολική ηλιακή ακτινοβολία που προσπίπτει σε ένα οριζόντιο επίπεδο στην επιφάνεια της γης. Είναι το άθροισμα της άμεσης ηλιακής ακτινοβολίας (Direct Normal Irradiance-DNI), της διάχυτης ηλιακής ακτινοβολίας (Diffuse Horizontal Irradiance-DHI) και της ανακλώμενης ηλιακής ακτινοβολίας που προσπίπτουν στο ίδιο επίπεδο. Ωστόσο, επειδή η ανακλώμενη ακτινοβολία είναι συνήθως ασήμαντη σε σύγκριση με την άμεση και τη διάχυτη, για πρακτικούς σκοπούς η συνολική ακτινοβολία θεωρείται ότι είναι το άθροισμα μόνο της άμεσης και της διάχυτης ακτινοβολίας:

$$GHI = DHI + DNI \times \cos(Z) \quad (5.1)$$

όπου Z είναι η ηλιακή γωνία ζενίθ [68]. Η GHI είναι πολύτιμο στοιχείο, καθώς αξιοποιείται για τον υπολογισμό της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από επίπεδα ΦΒ πάνελ.

Ο δείκτης καθαρότητας (clearness index) είναι ένα μέτρο της καθαρότητας της ατμόσφαιρας. Είναι ένας αδιάστατος αριθμός μεταξύ 0 και 1, ο οποίος δηλώνει το κλάσμα της συνολικής ηλιακής ακτινοβολίας που προσπίπτει στην κορυφή της ατμόσφαιρας που

την διαπερνά, προσπίπτοντας στην επιφάνεια της Γης. Ο δείκτης καθαρότητας έχει υψηλή τιμή υπό καθαρές, ηλιόλουστες συνθήκες και χαμηλή τιμή υπό συννεφιασμένες συνθήκες. Όπως φαίνεται στον Πίνακα 5.3, η μέση ημερήσια GHI ανά μήνα κυμαίνεται μεταξύ 2.32 και 7.97 kWh/m<sup>2</sup>/day, με την ελάχιστη τιμή να εμφανίζεται τον Δεκέμβριο και την μέγιστη τον Ιούνιο. Επίσης, η μέση ημερήσια GHI για το σύνολο του έτους 2020 είναι 5.11 kWh/m<sup>2</sup>/day, αριθμός αρκετά ενθαρρυντικός για την εγκατάσταση ΦΒ στο νησί. Τέλος, αναφορικά με τους μέσους μηνιαίους δείκτες καθαρότητας, παρατηρείται ότι η χαμηλότερη τιμή εμφανίζεται τον Ιανουάριο, με 0.498, ενώ η υψηλότερη εμφανίζεται τον Ιούλιο, με 0.701. Τα δεδομένα του Πίνακα 5.3 απεικονίζονται γραφικά στο διάγραμμα της Εικόνας 5.6.



Εικόνα 5.6: Γράφημα στοιχείων ηλιακής ακτινοβολίας στην Ανάφη για το έτος 2020

## 5.3 Υφιστάμενο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας

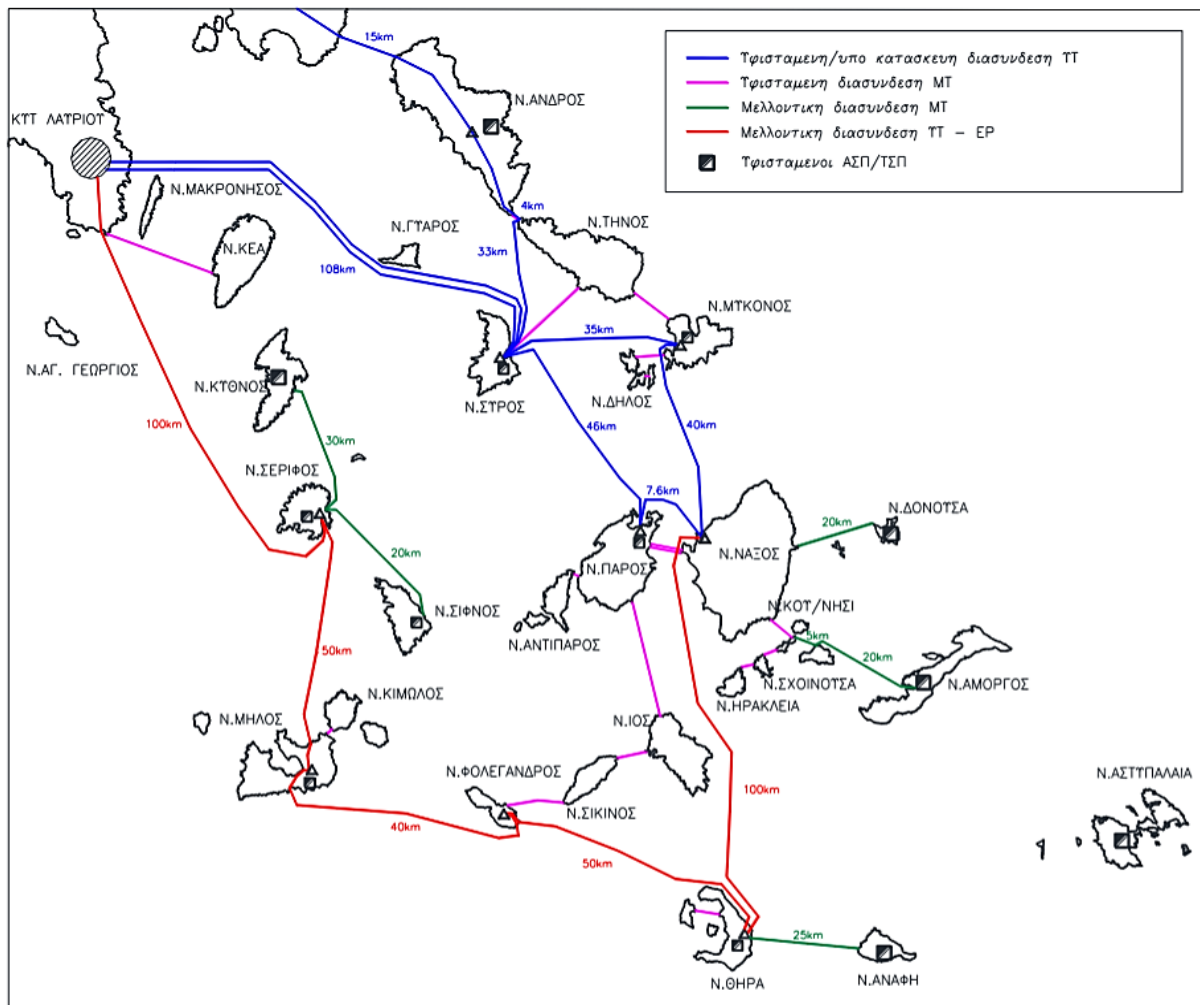
### 5.3.1 Σταθμός παραγωγής – Δίκτυο

Η Ανάφη ανήκει στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά της Ελλάδας. Σύμφωνα με την Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ), «Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (ΜΔΝ) χαρακτηρίζονται τα νησιά της Ελληνικής Επικράτειας των οποίων το Δίκτυο Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας δεν συνδέεται με το Σύστημα Μεταφοράς ή το Δίκτυο Διανομής της ηπειρωτικής χώρας». Στην



χώρα μας υπάρχουν 29 αυτόνομα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας για τα ΜΔΝ, ορισμένα εκ των οποίων αποτελούνται από περισσότερα του ενός νησιά, όπως φαίνεται και στον Πίνακα 5.4.

Το έργο της διασύνδεσης των ΜΔΝ με το ηπειρωτικό σύστημα έχει ήδη ξεκινήσει. Συγκεκριμένα, για τα νησιά των Κυκλάδων έχει πραγματοποιηθεί η Α', Β' και Γ' φάση του έργου της διασύνδεσης, ενώ η Δ' και τελευταία φάση είναι σε εξέλιξη. Η φάση αυτή περιλαμβάνει την διασύνδεση των νότιων και δυτικών Κυκλάδων με το Ελληνικό Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΣΜΗΕ) και απεικονίζεται σχηματικά στην Εικόνα 5.7. Αναφορικά με την Ανάφη, κατά την Δ' φάση του έργου θα διασυνδεθεί με δύο υποβρύχια καλώδια MT  $3 \times 95 \text{mm}^2$  Cu με μόνωση XLPE μήκους 25 km με την Θήρα, η οποία είναι διασυνδεδεμένη στο επίπεδο της ΥΤ.



Εικόνα 5.7: Δ' φάση διασύνδεσης των Κυκλάδων με το ΕΣΜΗΕ [69]

Πίνακας 5.4: Πίνακας ηλεκτρικών συστημάτων στα ΜΔΝ

α/α	Ηλεκτρικό Σύστημα ΜΔΝ	Νησί
1	ΑΓ.ΕΥΣΤΡΑΤΙΟΣ	ΑΓ.ΕΥΣΤΡΑΤΙΟΣ
2	ΑΓΑΘΟΝΗΣΙ	ΑΓΑΘΟΝΗΣΙ
3	ΑΜΟΡΓΟΣ	ΑΜΟΡΓΟΣ
4	ΑΝΑΦΗ	ΑΝΑΦΗ
5	ΑΝΤΙΚΥΘΗΡΑ	ΑΝΤΙΚΥΘΗΡΑ
6	ΑΡΚΙΟΙ	ΑΡΚΙΟΙ
		ΜΑΡΑΘΙ
7	ΑΣΤΥΠΑΛΛΙΑ	ΑΣΤΥΠΑΛΛΙΑ
8	ΓΑΥΔΟΣ	ΓΑΥΔΟΣ
9	ΔΟΝΟΥΣΑ	ΔΟΝΟΥΣΑ
10	ΕΡΕΙΚΟΥΣΑ	ΕΡΕΙΚΟΥΣΣΑ
11	ΘΗΡΑ	ΘΗΡΑ
		ΘΗΡΑΣΙΑ
12	ΙΚΑΡΙΑ	ΙΚΑΡΙΑ
13	ΚΑΡΠΑΘΟΣ	ΚΑΡΠΑΘΟΣ
		ΚΑΣΟΣ
14	ΚΡΗΤΗ	ΚΡΗΤΗ
15	ΚΥΘΝΟΣ	ΚΥΘΝΟΣ
16	ΚΩΣ - ΚΑΛΥΜΝΟΣ	ΚΩΣ
		ΨΕΡΙΜΟΣ
		ΓΥΑΛΙ
		ΚΑΛΥΜΝΟΣ
		ΛΕΡΟΣ
		ΛΕΙΨΟΙ
		ΤΕΛΕΝΔΟΣ
		ΝΙΣΥΡΟΣ
ΤΗΛΟΣ		
17	ΛΕΣΒΟΣ	ΛΕΣΒΟΣ
		ΜΕΓΑΛΟΝΗΣΙ
18	ΛΗΜΝΟΣ	ΛΗΜΝΟΣ
19	ΜΕΓΙΣΤΗ	ΜΕΓΙΣΤΗ
20	ΜΗΛΟΣ	ΜΗΛΟΣ
		ΚΙΜΩΛΟΣ
21	ΟΘΩΝΟΙ	ΟΘΩΝΟΙ
22	ΠΑΤΜΟΣ	ΠΑΤΜΟΣ
23	ΡΟΔΟΣ	ΡΟΔΟΣ
		ΧΑΛΚΗ
24	ΣΑΜΟΣ	ΣΑΜΟΣ
		ΦΟΥΡΝΟΙ
		ΘΥΜΑΙΝΑ
25	ΣΕΡΙΦΟΣ	ΣΕΡΙΦΟΣ
26	ΣΙΦΝΟΣ	ΣΙΦΝΟΣ
27	ΣΚΥΡΟΣ	ΣΚΥΡΟΣ
28	ΣΥΜΗ	ΣΥΜΗ
29	ΧΙΟΣ	ΧΙΟΣ
		ΟΙΝΟΥΣΣΕΣ
		ΨΑΡΑ

Μέχρι να υλοποιηθεί η διασύνδεση της Ανάφης με το ηπειρωτικό σύστημα μέσω της Θήρας, το νησί θα συνεχίσει να λειτουργεί με το υπάρχον αυτόνομο ηλεκτρικό σύστημα. Αυτό τροφοδοτείται από τον Τοπικό Σταθμό Παραγωγής (ΤΣΠ) Ανάφης, ο οποίος περιλαμβάνει πέντε Ηλεκτροπαραγωγά Ζεύγη (Η/Ζ), συνολικής αποδιδόμενης ισχύος 1,100 kW. Τα κυριότερα χαρακτηριστικά των Η/Ζ του ΤΣΠ παρουσιάζονται στον Πίνακα 5.5. Ανάλογα με την διαθεσιμότητα τους και με την διακύμανση του φορτίου του συστήματος, τα Η/Ζ λειτουργούν ως μονάδες βάσης ή αιχμής, καθώς διαθέτουν παραπλήσια ειδική κατανάλωση. Αξιοσημείωτη είναι η απουσία εγκατεστημένων σταθμών ΑΠΕ στο νησί της Ανάφης.

Πίνακας 5.5: Χαρακτηριστικά των Η/Ζ του ΤΣΠ Ανάφης [70]

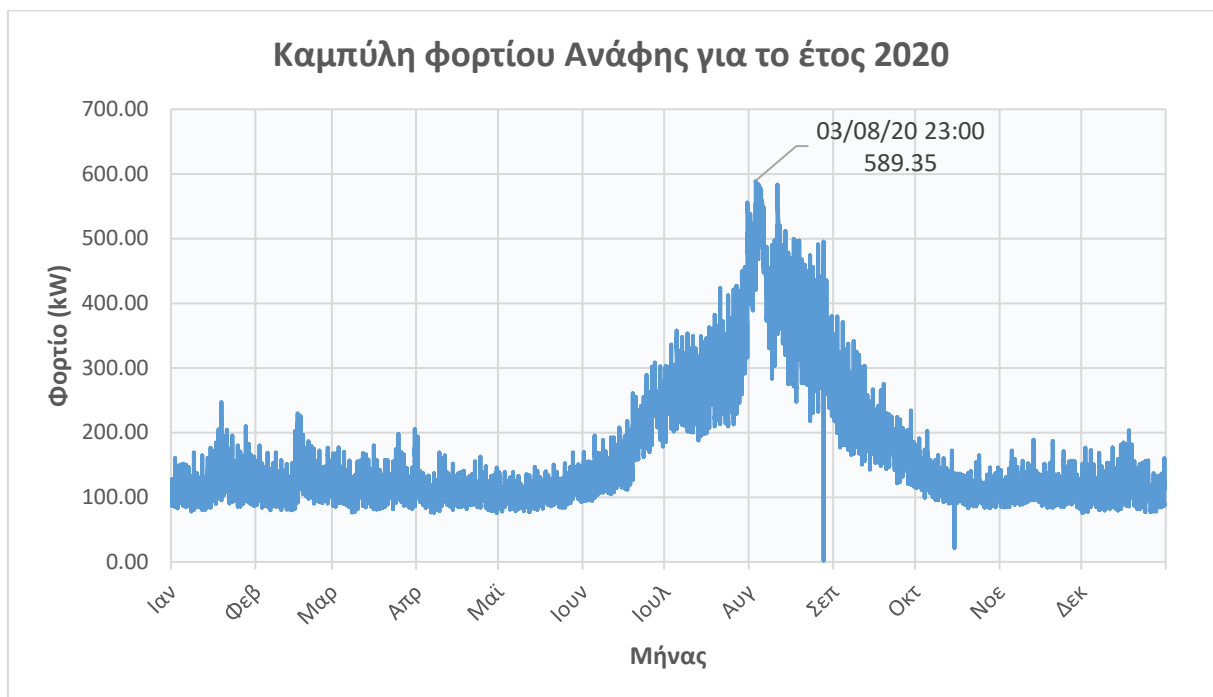
α.α.	Μοντέλο	Ονομαστική ισχύς (MW)	Αποδιδόμενη ισχύς (MW)	Καύσιμο	Έτος λήξης άδειας
1	HYUNDAI KD8AX	0.22	0.20	DIESEL	2038
2	VOLVO PENTA TAD1241GE	0.212	0.20	DIESEL	2040
3	VOLVO PENTA TAD1345GE	0.25	0.25	DIESEL	2043
4	VOLVO PENTA TAD740GE	0.22	0.20	DIESEL	2033
5	VOLVO PENTA TAD1345GE	0.25	0.25	DIESEL	2028
ΣΥΝΟΛΟ		1.152	1.10		

### 5.3.2 Φορτίο – Ζήτηση ενέργειας

Η Ανάφη είναι ένα νησί με μικρή έκταση και πληθυσμό, και ως εκ τούτου οι ανάγκες της σε ηλεκτρική ενέργεια είναι αρκετά χαμηλές σε σύγκριση με μεγαλύτερα νησιά. Οι ωριαίες τιμές του συνολικού φορτίου του νησιού για το έτος 2020 αποκτήθηκαν από τον ΔΕΔΔΗΕ, τόσο για την καλύτερη κατανόηση και διερεύνηση των λειτουργικών χαρακτηριστικών του φορτίου, όσο και για την εισαγωγή των ωριαίων αυτών τιμών στο Homer Pro, όπως θα παρουσιαστεί αναλυτικότερα στο κεφάλαιο 6.

Βάσει των ωριαίων φορτίων της Ανάφης, λοιπόν, δημιουργήθηκε η ετήσια καμπύλη φορτίου (load curve ή load profile) του νησιού για το 2020, η οποία αναπαριστά την χρονική μεταβολή της ζήτησης ισχύος κατά τη διάρκεια του έτους αυτού (Εικόνα 5.8). Όπως φαίνεται στην καμπύλη, το φορτίο παρουσιάζει σημαντική αύξηση από τον Ιούλιο μέχρι τον Σεπτέμβριο, λόγω της τουριστικής δραστηριότητας του νησιού και της λειτουργίας κλιματιστικών μονάδων. Η αιχμή του φορτίου (peak load) είχε τιμή 589.35 kW και σημειώθηκε στις 3 Αυγούστου και ώρα 23:00, ενώ ενδιαφέρον παρουσιάζει το γεγονός

ότι η ελάχιστη τιμή του φορτίου που σημειώθηκε στις 28 Αυγούστου και ώρα 07:00 ήταν μόλις 2.09 kW. Χρήσιμα στοιχεία, επίσης, αποτελούν το μέσο ωριαίο φορτίο, το οποίο είχε τιμή 166.02 kW, η μέση ημερήσια κατανάλωση, η οποία είχε τιμή 3.984 MWh/day και η συνολική ετήσια ζήτηση ενέργειας του νησιού, η οποία είχε τιμή 1,454 MWh. Τα παραπάνω στοιχεία αφορούν το έτος 2020, για το οποίο πραγματοποιήθηκαν οι μετρήσεις.

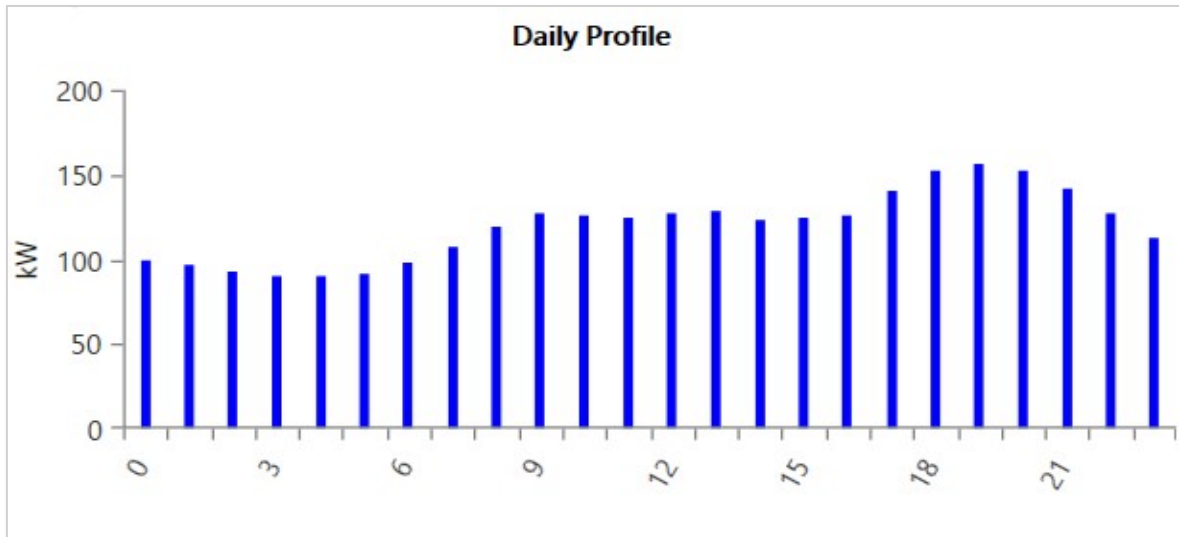


Εικόνα 5.8: Ετήσια καμπύλη φορτίου νήσου Ανάφης για το 2020

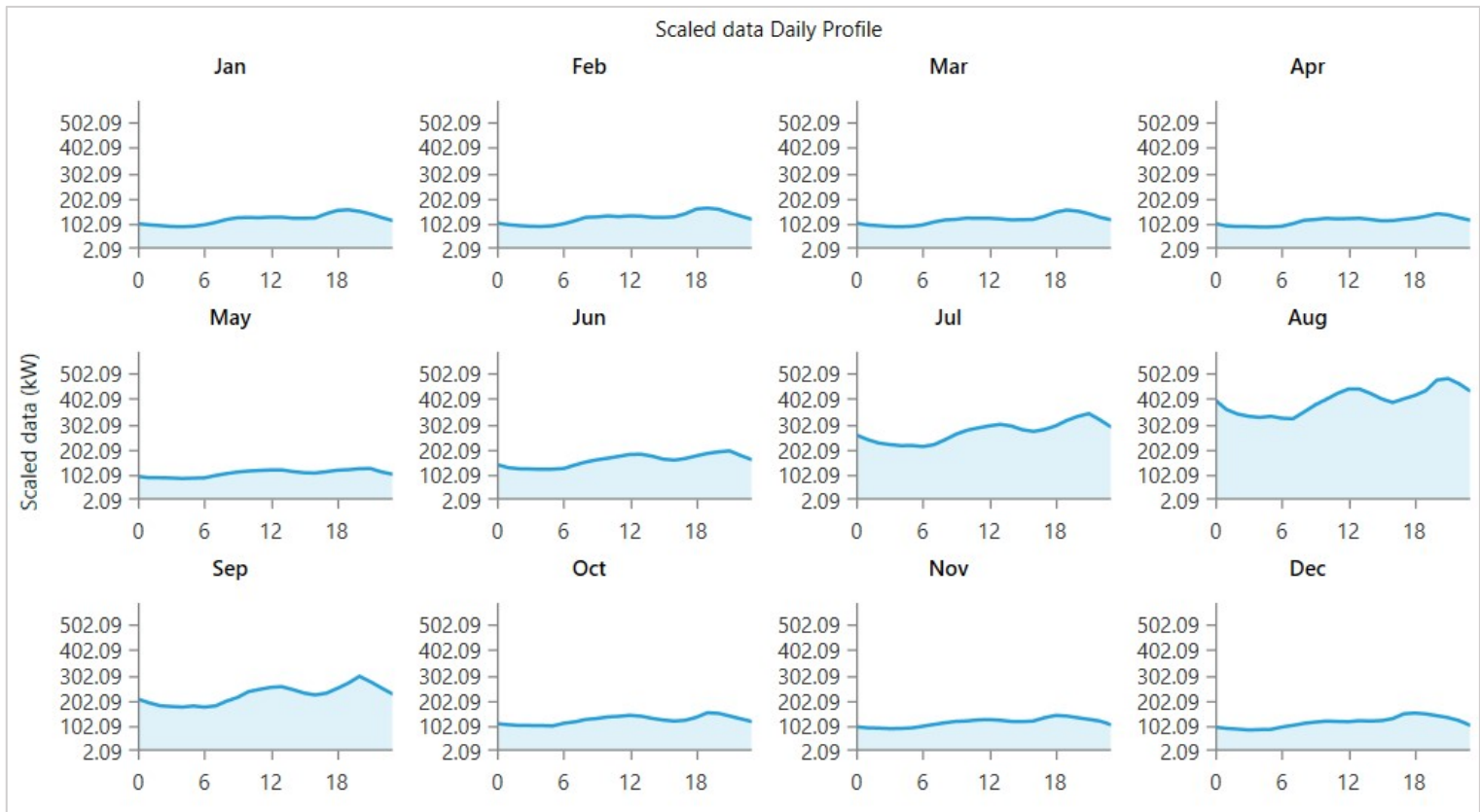
Στην Εικόνα 5.9 απεικονίζεται η μέση ημερήσια καμπύλη φορτίου για το σύνολο του 2020, ενώ στην Εικόνα 5.10 απεικονίζεται η μέση ημερήσια καμπύλη φορτίου ανά μήνα για το ίδιο έτος. Όπως φαίνεται στην Εικόνα 5.10, η μέση ημέρα των μηνών Ιούλιο-Αύγουστο-Σεπτέμβριο παρουσιάζει σημαντικά μεγαλύτερη ζήτηση ενέργειας από την μέση ημέρα των υπόλοιπων μηνών, λόγω της τουριστικής δραστηριότητας του νησιού. Οι αιχμές του φορτίου σε αυτούς τους μήνες εμφανίζονται νωρίς το μεσημέρι, περίπου στις 12:00, και το βράδυ, μεταξύ 19:00 και 23:00.

Συμπερασματικά, όπως εύκολα διαπιστώνεται από τα παραπάνω, οι εγκατεστημένες μονάδες Η/Ζ του ΤΣΠ της Ανάφης έχουν συνολική ισχύ πολύ μεγαλύτερη από το μέσο ωριαίο φορτίο του νησιού, αλλά και από την μέγιστη τιμή (αιχμή) του φορτίου. Για τον

λόγο αυτό, το μεγαλύτερο διάστημα του 2020 δεν λειτουργούσαν ταυτόχρονα και οι πέντε Η/Ζ, εκτός από κάποιες ημέρες της περιόδου Ιουλίου-Αυγούστου-Σεπτεμβρίου, όπου εμφανίστηκε αυξημένη ζήτηση ισχύος [71].



Εικόνα 5.9: Μέση ημερήσια καμπύλη φορτίου νήσου Ανάφης για το 2020



Εικόνα 5.10: Μέση ημερήσια καμπύλη φορτίου νήσου Ανάφης ανά μήνα για το 2020

## Κεφάλαιο 6 Μελέτη υβριδικού μικροδικτύου στο Homer Pro

### 6.1 Εισαγωγή

Όπως αναφέρθηκε και στο προηγούμενο κεφάλαιο, η Ανάφη είναι ένα νησί με πλούσιο αιολικό και ηλιακό δυναμικό, τα οποία δυστυχώς παραμένουν ανεκμετάλλευτα, καθώς η διείσδυση ΦΒ συστημάτων και Α/Γ στο νησί είναι μηδενική, με το σύνολο της παραγόμενης ισχύος να προέρχεται από συμβατικές γεννήτριες ντίζελ. Η χρήση των γεννητριών αυτών, ωστόσο, εγείρει σημαντικά προβλήματα, όπως η περιβαλλοντική μόλυνση, το υψηλό κόστος μεταφοράς και η έλλειψη ορυκτών καυσίμων. Επιπροσθέτως, η διασύνδεση της Ανάφης με το κεντρικό ηπειρωτικό σύστημα αποτελεί ένα χρονικά, οικονομικά και τεχνικά απαιτητικό έργο. Λαμβάνοντας υπόψιν τα παραπάνω, η ανάπτυξη ενός αυτόνομου μικροδικτύου με ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και συστήματα αποθήκευσης ενέργειας φαντάζει ιδανική λύση.

Στο παρόν κεφάλαιο, ύστερα από μία σύντομη παρουσίαση του λογισμικού Homer Pro, θα εξεταστούν και θα συγκριθούν, ως προς την τεχνική και κυρίως την οικονομική τους βιωσιμότητα, διάφορα σενάρια-συστήματα προσομοίωσης του μικροδικτύου, με διαφορετική τοπολογία και ποσοστό διείσδυσης ΑΠΕ, με σκοπό την εύρεση του βέλτιστου συστήματος.

### 6.2 Συνοπτική παρουσίαση του Homer Pro

Το μοντέλο βελτιστοποίησης μικροδικτύων Homer Pro είναι ένα υπολογιστικό μοντέλο που αναπτύχθηκε από το Εθνικό Εργαστήριο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας των ΗΠΑ (NREL) για να βοηθήσει στο σχεδιασμό συστημάτων μικροπηγών και να διευκολύνει την σύγκριση διάφορων τεχνολογιών παραγωγής ενέργειας σε ένα ευρύ φάσμα εφαρμογών. Το Homer Pro μοντελοποιεί την φυσική συμπεριφορά ενός ΣΗΕ και το κόστος κύκλου ζωής του (life-cycle cost), το οποίο ονομάζεται και καθαρό παρόν κόστος (Net Present Cost-NPC) και είναι το συνολικό κόστος εγκατάστασης και λειτουργίας του συστήματος κατά τη διάρκεια της ζωής του. Το πρόγραμμα επιτρέπει στον μελετητή να συγκρίνει πολλές διαφορετικές επιλογές σχεδιασμού με βάση τα τεχνικά και οικονομικά τους

πλεονεκτήματα. Βοηθά επίσης στην κατανόηση και την ποσοτικοποίηση των επιπτώσεων της αβεβαιότητας ή των αλλαγών στις παραμέτρους εισόδου (inputs).

Το Homer Pro μπορεί να μοντελοποιήσει μικροδίκτυα, τόσο συνδεδεμένα στο δίκτυο όσο και αυτόνομα, τα οποία εξυπηρετούν ηλεκτρικά και θερμικά φορτία και περιλαμβάνουν οποιονδήποτε συνδυασμό από συμβατικές και ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και αποθηκευτικά μέσα, όπως φαίνεται αναλυτικά στον Πίνακα 6.1.

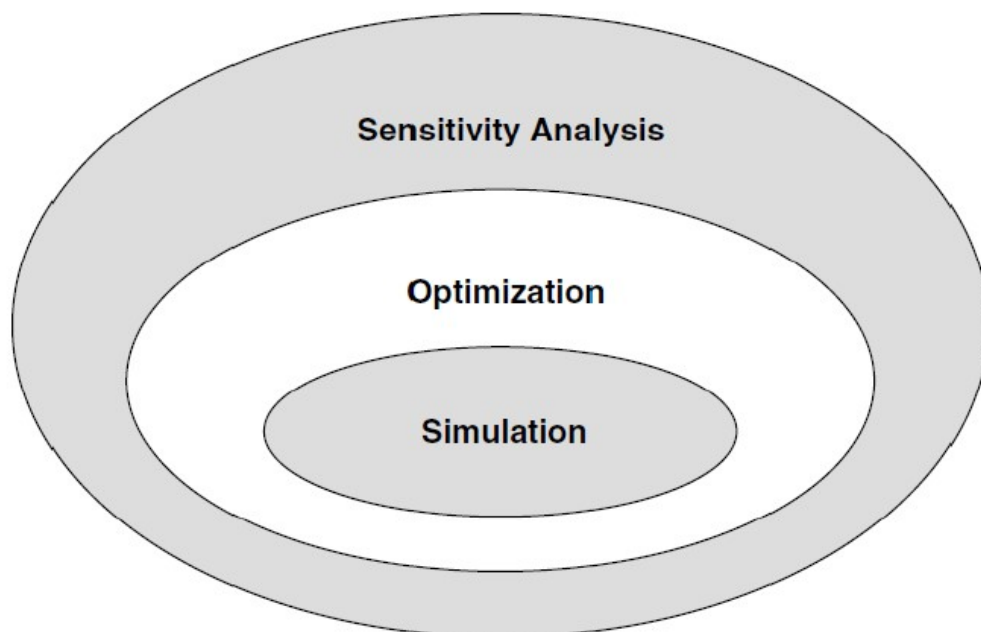
Πίνακας 6.1: Ενεργειακό πεδίο δραστηριοποίησης του λογισμικού Homer Pro [72]

<b>Πηγές ισχύος</b>	Φωτοβολταϊκά
	Ανεμογεννήτριες
	Υδροηλεκτρικές μονάδες
	Μονάδες βιομάζας
	Γεννήτριες (ντίζελ, βενζίνη, βιοαέριο, εναλλακτικά καύσιμα)
	Ηλεκτρικό δίκτυο κοινής ωφέλειας
	Μικροστρόβιλοι
<b>Αποθηκευτικά μέσα</b>	Κυψέλες καυσίμου
	Σφόνδυλοι
	Συστοιχία συσσωρευτών
	Συσσωρευτές ροής
<b>Φορτία</b>	Υδρογόνο
	Καθημερινού προφίλ με εποχιακή διακύμανση
	Δευτερεύοντα διακοπτόμενης λειτουργίας φορτία (άντληση νερού, ψύξη)
	Θερμικά (θέρμανση χώρων, ξήρανση καλλιεργειών)
	Μέτρα ενεργειακής απόδοσης

Το Homer Pro εκτελεί τρεις κύριες εργασίες: προσομοίωση, βελτιστοποίηση και ανάλυση ευαισθησίας. Κατά τη διαδικασία προσομοίωσης, το λογισμικό μοντελοποιεί την απόδοση μιας συγκεκριμένης τοπολογίας ΜΔ κάθε ώρα του έτους για να προσδιορίσει την τεχνική σκοπιμότητα και το κόστος κύκλου ζωής του. Στη διαδικασία βελτιστοποίησης, το Homer Pro προσομοιώνει πολλές διαφορετικές διατάξεις του συστήματος προς αναζήτηση εκείνης που θα ικανοποιεί τους τεχνικούς περιορισμούς που έχουν τεθεί, έχοντας παράλληλα το χαμηλότερο κόστος κύκλου ζωής (NPC). Τέλος, κατά τη διαδικασία ανάλυσης ευαισθησίας -η οποία αποτελεί προαιρετικό στάδιο και δεν θα υλοποιηθεί στην παρούσα ΔΕ- το πρόγραμμα εκτελεί πολλαπλές βελτιστοποιήσεις υπό ένα εύρος παραδοχών παραμέτρων εισόδου, έτσι ώστε να εκτιμήσει τις επιπτώσεις της

αβεβαιότητας ή των αλλαγών στις παραμέτρους εισόδου του μοντέλου. Η βελτιστοποίηση προσδιορίζει τη βέλτιστη τιμή των μεταβλητών επί των οποίων ο σχεδιαστής του ΜΔ έχει τον έλεγχο, όπως ο συνδυασμός των συνιστωσών που συνθέτουν το σύστημα και το μέγεθος ή η ποσότητα του καθενός. Η ανάλυση ευαισθησίας από την άλλη μεριά συντελεί στην αξιολόγηση των επιπτώσεων της αβεβαιότητας ή των αλλαγών στις μεταβλητές επί των οποίων ο σχεδιαστής δεν έχει έλεγχο, όπως η μέση ταχύτητα του ανέμου ή η μελλοντική τιμή των καυσίμων.

Η Εικόνα 6.1 απεικονίζει τη σχέση μεταξύ προσομοίωσης, βελτιστοποίησης και ανάλυσης ευαισθησίας. Το οβάλ πλαίσιο της βελτιστοποίησης περικλείει εκείνο της προσομοίωσης, προκειμένου να αναπαραστήσει το γεγονός ότι μια βελτιστοποίηση αποτελείται από πολλαπλές προσομοιώσεις. Ομοίως, το οβάλ πλαίσιο της ανάλυσης ευαισθησίας περικλείει εκείνο της βελτιστοποίησης, καθώς μια ανάλυση ευαισθησίας αποτελείται από πολλαπλές βελτιστοποιήσεις.



Εικόνα 6.1: Εννοιολογική συσχέτιση μεταξύ προσομοίωσης, βελτιστοποίησης και ανάλυσης ευαισθησίας

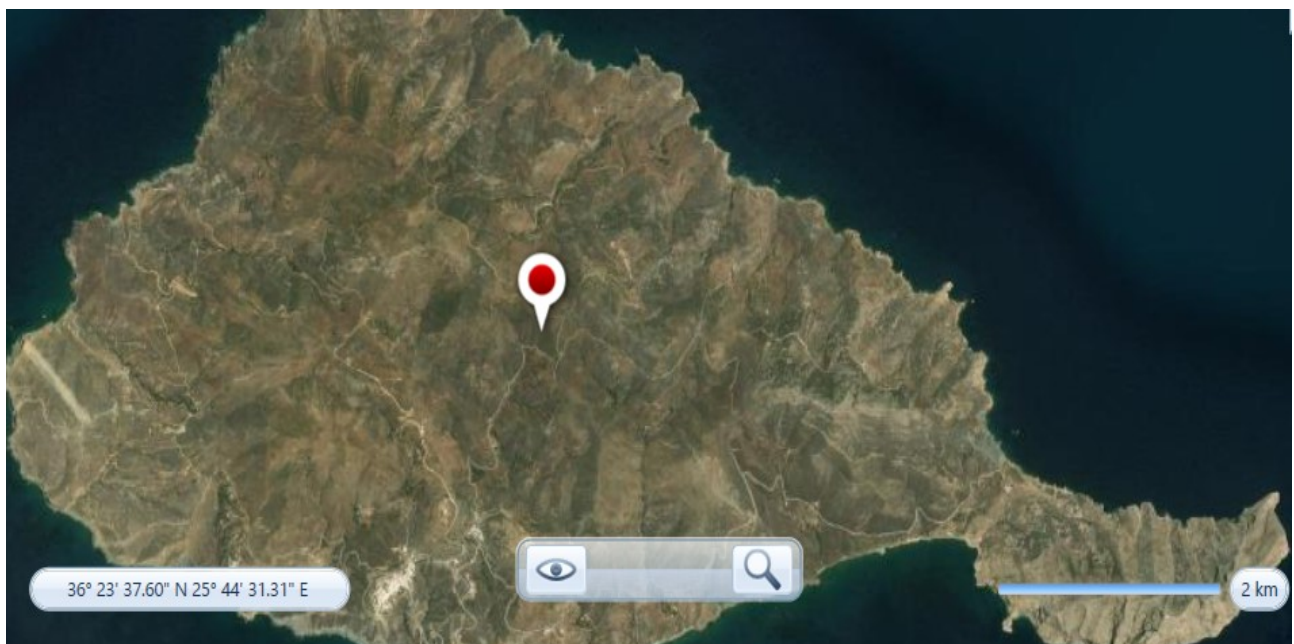


### 6.3 Δεδομένα ηλεκτρικού φορτίου και μετεωρολογικά δεδομένα

Το πρώτο βήμα της μεθοδολογίας βελτιστοποίησης του υβριδικού μικροδικτύου η οποία θα ακολουθηθεί είναι η εισαγωγή στο λογισμικό Homer Pro των γεωγραφικών συντεταγμένων, των δεδομένων ηλεκτρικού φορτίου και των μετεωρολογικών δεδομένων της υπό μελέτη περιοχής. Στα μετεωρολογικά δεδομένα συγκαταλέγεται η συνολική ηλιακή ακτινοβολία που προσπίπτει σε μια οριζόντια επιφάνεια (GHI), η ταχύτητα του ανέμου και η θερμοκρασία περιβάλλοντος. Όπως θα γίνει ξεκάθαρο στη συνέχεια του υποκεφαλαίου, η διαδικασία εισαγωγής δεδομένων για την GHI, την ταχύτητα του ανέμου, την θερμοκρασία περιβάλλοντος και το ηλεκτρικό φορτίο είναι σχεδόν παρόμοια.

#### Συντεταγμένες

Αρχικά, εισάγουμε στο λογισμικό τις συντεταγμένες της περιοχής που θα μελετηθεί (Γεωγραφικό πλάτος:  $36.3685^\circ$  και Γεωγραφικό μήκος:  $25.7762^\circ$ ), οι οποίες αντιστοιχούν σε μία λοφώδη περιοχή κοντά στο κέντρο του νησιού της Ανάφης, όπως φαίνεται στην Εικόνα 6.2. Οι ίδιες συντεταγμένες χρησιμοποιήθηκαν και για την απόκτηση των δεδομένων GHI, ταχύτητας ανέμου και θερμοκρασίας, όπως αναφέρθηκε και στο υποκεφάλαιο 5.2.



Εικόνα 6.2: Τοποθεσία έργου

## GHI

Η GHI, η οποία είναι το άθροισμα της άμεσης, της διάχυτης και της ανακλώμενης ηλιακής ακτινοβολίας, σύμφωνα με την εξίσωση 5.1 του υποκεφαλαίου 5.2.2, αποτελεί βασική παράμετρο για τον υπολογισμό της παραγόμενης ισχύος των ΦΒ συστοιχιών. Για την αξιοποίηση της παραμέτρου αυτής από το Homer Pro, απαιτείται μία χρονοσειρά ενός έτους που αντιπροσωπεύει την μέση GHI, εκφρασμένη σε kWh/m<sup>2</sup>, για κάθε χρονικό βήμα του έτους. Τα δεδομένα της χρονοσειράς αυτής αναφέρονται στο πρόγραμμα ως δεδομένα αναφοράς-baseline data. Υπάρχουν δύο τρόποι δημιουργίας δεδομένων αναφοράς. Ο χρήστης μπορεί είτε να καταχωρήσει δώδεκα μέσες ημερήσιες τιμές GHI (kWh/m<sup>2</sup>/day) για κάθε μήνα ενός έτους -χειροκίνητα ή αυτόματα, κατεβάζοντας τις τιμές αυτές από την ιστοσελίδα του προγράμματος- είτε να εισάγει ένα αρχείο με δεδομένα χρονοσειράς ενός έτους, με χρονικά βήματα που κυμαίνονται μεταξύ ενός (1) και εξήντα (60) λεπτών. Στην πρώτη μέθοδο, το Homer Pro χρησιμοποιεί τις μέσες ημερήσιες τιμές ανά μήνα για να συνθέσει με την χρήση του αλγορίθμου Graham-Hollands ένα σύνολο 8,760 τιμών GHI, μία για κάθε ώρα του έτους. Με τον τρόπο αυτό προκύπτει μία ακολουθία δεδομένων με ρεαλιστική ημερήσια και ωριαία διακύμανση και αυτοσυσχέτιση. Στην δεύτερη μέθοδο, το πρόγραμμα αξιοποιεί απευθείας τα δεδομένα της χρονοσειράς που εισάγεται, ενώ παράλληλα υπολογίζει και εμφανίζει την μέση ημερήσια GHI ανά μήνα για το έτος που αφορά η χρονοσειρά. Τόσο στην πρώτη, όσο και στην δεύτερη μέθοδο, το πρόγραμμα υπολογίζει αυτόματα τον μέσο μηνιαίο δείκτη καθαρότητας, βάσει της εξίσωσης:

$$K_T = \frac{H_{ave}}{H_{o,ave}} \quad (6.1)$$

όπου:

$K_T$  = ο μέσος μηνιαίος δείκτης καθαρότητας

$H_{ave}$  = η μέση ημερήσια GHI ανά μήνα [kWh/m<sup>2</sup>/day]

$H_{o,ave}$  = η μέση ημερήσια ακτινοβολία που προσπίπτει σε μία οριζόντια επιφάνεια στην κορυφή της ατμόσφαιρας της γης, ανά μήνα [kWh/m<sup>2</sup>/day]

Η ακτινοβολία  $H_{o,ave}$  υπολογίζεται από το λογισμικό βάσει του γεωγραφικού πλάτους που έχει οριστεί. Επομένως, μόνο η μέση ημερήσια GHI ανά μήνα αρκεί για τον υπολογισμό του μέσου μηνιαίου δείκτη καθαρότητας.

Στην παρούσα μελέτη, υπήρχε η επιλογή εισαγωγής στο λογισμικό των μέσων ημερήσιων τιμών GHI ανά μήνα για το έτος 2020, σύμφωνα με τον Πίνακα 5.3, και η επιλογή εισαγωγής ενός αρχείου με 8,760 μέσες ωριαίες τιμές GHI για το έτος 2020. Προκειμένου να επιτευχθεί μεγαλύτερη ακρίβεια, προτιμήθηκε η δεύτερη μέθοδος. Βέβαια, οι τιμές του μέσου δείκτη καθαρότητας και της μέσης ημερήσιας GHI ανά μήνα που προέκυψαν από τα δεδομένα χρονοσειράς είχαν ελάχιστη απόκλιση από τις αντίστοιχες τιμές του Πίνακα 5.3.

### Ταχύτητα ανέμου

Η ταχύτητα του ανέμου αποτελεί βασική παράμετρο για τον υπολογισμό της παραγόμενης ισχύος των Α/Γ. Όπως και με την GHI προηγουμένως, έτσι και με την ταχύτητα του ανέμου, για την αξιοποίηση αυτής της παραμέτρου από το Homer Pro, απαιτείται μία χρονοσειρά ενός έτους που αντιπροσωπεύει την μέση ταχύτητα ανέμου, μετρημένη στο ύψος του ανεμομέτρου και εκφρασμένη σε m/s, για κάθε χρονικό βήμα του έτους. Τα δεδομένα της χρονοσειράς αυτής αναφέρονται στο πρόγραμμα ως δεδομένα αναφοράς-baseline data. Υπάρχουν δύο τρόποι δημιουργίας δεδομένων αναφοράς. Ο χρήστης μπορεί είτε να καταχωρήσει δώδεκα μέσες μηνιαίες τιμές ταχύτητας ανέμου (m/s) για ένα έτος - χειροκίνητα ή αυτόματα, κατεβάζοντας τις τιμές αυτές από την ιστοσελίδα του προγράμματος- είτε να εισάγει ένα αρχείο με δεδομένα χρονοσειράς ενός έτους, με χρονικά βήματα που κυμαίνονται μεταξύ ενός (1) και εξήντα (60) λεπτών. Στην πρώτη μέθοδο, το Homer Pro χρησιμοποιεί τις μέσες μηνιαίες τιμές ταχύτητας ανέμου για να συνθέσει -με την χρήση ενός αλγορίθμου πέντε βημάτων και τεσσάρων επιπλέον παραμέτρων που πρέπει να συμπληρωθούν- ένα σύνολο 8,760 τιμών ταχύτητας ανέμου, μία για κάθε ώρα του έτους. Με τον τρόπο αυτό προκύπτουν δεδομένα που μιμούνται τα χαρακτηριστικά των πραγματικών δεδομένων ταχύτητας ανέμου, συμπεριλαμβανομένων των ισχυρών και συνεχιζόμενων ριπών, των μεγάλων περιόδων ηρεμίας μεταξύ των περιόδων με έντονο αέρα, και των εποχιακών και ημερήσιων μοτίβων. Στην δεύτερη μέθοδο, το πρόγραμμα αξιοποιεί απευθείας τα δεδομένα της χρονοσειράς που εισάγεται, ενώ παράλληλα υπολογίζει και εμφανίζει τις μέσες μηνιαίες τιμές ταχύτητας ανέμου για το έτος που αφορά η χρονοσειρά.

Στην παρούσα μελέτη, υπήρχε η επιλογή εισαγωγής στο λογισμικό των μέσων μηνιαίων τιμών ταχύτητας ανέμου για το έτος 2020, σύμφωνα με τον Πίνακα 5.2, και η επιλογή

εισαγωγής ενός αρχείου με 8,760 μέσες ωριαίες τιμές ταχύτητας ανέμου για το έτος 2020. Και στις δύο επιλογές οι μετρήσεις έγιναν σε ύψος ανεμομέτρου ίσου με 50 m. Προκειμένου να επιτευχθεί μεγαλύτερη ακρίβεια, προτιμήθηκε η δεύτερη μέθοδος. Βέβαια, οι μέσες μηνιαίες τιμές ταχύτητας ανέμου που προέκυψαν από τα δεδομένα χρονοσειράς είχαν ελάχιστη απόκλιση από τις αντίστοιχες τιμές του Πίνακα 5.2.

### Θερμοκρασία

Η θερμοκρασία του περιβάλλοντος αποτελεί βασική παράμετρο για τον υπολογισμό της θερμοκρασίας των ΦΒ κυττάρων και ως εκ τούτου και της παραγόμενης ισχύος των ΦΒ συστοιχιών, αλλά και για τον υπολογισμό της παραγόμενης ισχύος των Α/Γ, στην περίπτωση που επιλεγεί στο λογισμικό να λαμβάνεται υπόψιν η θερμοκρασία του περιβάλλοντος στην μοντελοποίηση των Α/Γ. Παρόμοια με την GHI και την ταχύτητα ανέμου, έτσι και με την θερμοκρασία, για την αξιοποίηση αυτής της παραμέτρου από το Homer Pro, απαιτείται μία χρονοσειρά ενός έτους που αντιπροσωπεύει την μέση θερμοκρασία περιβάλλοντος, εκφρασμένη σε °C, για κάθε χρονικό βήμα του έτους. Τα δεδομένα της χρονοσειράς αυτής αναφέρονται στο πρόγραμμα ως δεδομένα αναφοράς- baseline data. Υπάρχουν δύο τρόποι δημιουργίας δεδομένων αναφοράς. Ο χρήστης μπορεί είτε να καταχωρήσει δώδεκα μέσες ημερήσιες τιμές θερμοκρασίας περιβάλλοντος (°C) για κάθε μήνα ενός έτους -χειροκίνητα ή αυτόματα, κατεβάζοντας τις τιμές αυτές από την ιστοσελίδα του προγράμματος- είτε να εισάγει ένα αρχείο με δεδομένα χρονοσειράς ενός έτους, με χρονικά βήματα που κυμαίνονται μεταξύ ενός (1) και εξήντα (60) λεπτών. Στην πρώτη μέθοδο, το Homer Pro χρησιμοποιεί τις μέσες ημερήσιες τιμές ανά μήνα για να συνθέσει ένα σύνολο 8,760 τιμών θερμοκρασίας περιβάλλοντος, μία για κάθε ώρα του έτους. Το λογισμικό υποθέτει, αρκετά απλουστευτικά, σταθερή θερμοκρασία καθ' όλη την διάρκεια του μήνα και επομένως δημιουργεί μια χρονοσειρά όπου όλες οι ημέρες ενός μήνα έχουν την μέση ημερήσια θερμοκρασία που έχει εισαχθεί για τον μήνα αυτόν. Στην δεύτερη μέθοδο, το πρόγραμμα αξιοποιεί απευθείας τα δεδομένα της χρονοσειράς που εισάγεται, ενώ παράλληλα υπολογίζει και εμφανίζει την μέση ημερήσια θερμοκρασία περιβάλλοντος ανά μήνα για το έτος που αφορά η χρονοσειρά.

Στην παρούσα μελέτη, υπήρχε η επιλογή εισαγωγής στο λογισμικό των μέσων ημερήσιων τιμών θερμοκρασίας περιβάλλοντος ανά μήνα για το έτος 2020 και η επιλογή εισαγωγής

ενός αρχείου με 8,760 μέσες ωριαίες τιμές θερμοκρασίας για το έτος 2020. Προκειμένου να επιτευχθεί μεγαλύτερη ακρίβεια, προτιμήθηκε η δεύτερη μέθοδος.

### Ηλεκτρικό φορτίο

Το ηλεκτρικό φορτίο της υπό μελέτη περιοχής είναι ίσως η σημαντικότερη παράμετρος για την προσομοίωση και βελτιστοποίηση των μικροδικτύων στο Homer Pro. Παρόμοια με την GHI, την ταχύτητα ανέμου και με την θερμοκρασία περιβάλλοντος, έτσι και με το ηλεκτρικό φορτίο, για την αξιοποίηση αυτής της παραμέτρου από το Homer Pro, απαιτείται μία χρονοσειρά ενός έτους που αντιπροσωπεύει το ηλεκτρικό φορτίο, εκφρασμένο σε kW, για κάθε χρονικό βήμα του έτους. Τα δεδομένα της χρονοσειράς αυτής αναφέρονται στο πρόγραμμα ως δεδομένα αναφοράς-baseline data. Υπάρχουν τρεις τρόποι δημιουργίας δεδομένων αναφοράς. Στον πρώτο τρόπο, ο χρήστης μπορεί να συνθέσει δεδομένα φορτίου επιλέγοντας ένα εκ των πέντε τυπικών προφίλ φορτίου - αστικό, βιομηχανικό, εμπορικό, κοινότητα και κενό- και προσθέτοντας κάποια τυχαιότητα ή/και διακύμανση στα φορτία. Η διαδικασία αυτή παράγει μια σχετικά ρεαλιστική ετήσια χρονοσειρά 8,760 ωριαίων δεδομένων φορτίου. Ο δεύτερος τρόπος, που είναι κοινός με τις παραπάνω παραμέτρους, είναι να εισαχθεί στο πρόγραμμα ένα αρχείο με δεδομένα χρονοσειράς ενός έτους, με χρονικά βήματα που κυμαίνονται μεταξύ ενός (1) και εξήντα (60) λεπτών. Στην μέθοδο αυτή, το πρόγραμμα αξιοποιεί απευθείας τα δεδομένα της χρονοσειράς που εισάγεται. Τέλος, ο χρήστης μπορεί να κατεβάσει τις καμπύλες φορτίου διαφόρων τύπων κτιρίων που ανήκουν σε διαφορετικές κλιματικές ζώνες, οι οποίες ωστόσο αφορούν τις Ηνωμένες Πολιτείες Αμερικής. Αν η τοποθεσία που έχει οριστεί στην αρχική σελίδα του Homer Pro είναι εκτός των ΗΠΑ, το πρόγραμμα θα προσπαθήσει να αντιστοιχίσει την τοποθεσία αυτή με κάποια κλιματική ζώνη των ΗΠΑ, μέσω του συστήματος κλιματικής κατάταξης Koerppen-Geiger, και να χρησιμοποιήσει την καμπύλη φορτίου της ζώνης αυτής. Με την μέθοδο αυτή παράγεται μία ετήσια χρονοσειρά 8,760 ωριαίων δεδομένων φορτίου. Στην παρούσα μελέτη, προκειμένου να επιτευχθεί μεγαλύτερη ακρίβεια, προτιμήθηκε η δεύτερη μέθοδος. Ως εκ τούτου, εισήχθησαν στο λογισμικό 8,760 ωριαίες τιμές φορτίου για το έτος 2020.

Τα σπουδαιότερα στοιχεία των προαναφερθεισών παραμέτρων που αφορούν την υπό μελέτη περιοχή παρουσιάζονται στον Πίνακα 6.2. Τέλος, πρέπει να σημειωθεί ότι για το ηλεκτρικό φορτίο αξιοποιήθηκαν δεδομένα από τον ΔΕΔΔΗΕ, ενώ τα μετεωρολογικά

δεδομένα αποκτήθηκαν από το πρόγραμμα POWER της Nasa, όπως έχει αναφερθεί ήδη στο κεφάλαιο 5.

Πίνακας 6.2: Στοιχεία γεωγραφικά, μετεωρολογικά και ηλεκτρικού φορτίου για την υπό μελέτη περιοχή

<b>Όνομα περιοχής</b>	Ανάφη
<b>Γεωγραφικές συντεταγμένες</b>	36.3685° και 25.7762°
<b>Μέση ημερήσια GHI για το 2020 (kWh/m<sup>2</sup>/day)</b>	5.12
<b>Μέση ωριαία ταχύτητα ανέμου για το 2020 (m/s)</b>	7.34
<b>Μέση ωριαία θερμοκρασία περιβάλλοντος για το 2020 (°C)</b>	19.57
<b>Μέση ημερήσια κατανάλωση για το 2020 (kWh/day)</b>	3,984
<b>Αιχμή φορτίου για το 2020 (kW)</b>	589.35

#### 6.4 Περιγραφή των προτεινόμενων σεναρίων - συστημάτων προσομοίωσης

Όπως έχει ήδη αναφερθεί, στόχος της παρούσας εργασίας είναι να προταθεί ένα υβριδικό, αυτόνομο ΜΔ με διείσδυση ΑΠΕ, το οποίο θα αντικαταστήσει τον συμβατικό ΤΣΠ χωρίς να προκληθούν προβλήματα ευστάθειας στο δίκτυο. Ένα πολύ σημαντικό βήμα προς αυτήν την κατεύθυνση είναι η μείωση της χρήσης των γεννητριών ντίζελ. Η συνολική ονομαστική ισχύς των πέντε εγκατεστημένων Η/Ζ στην Ανάφη είναι 1,152 kW, τιμή σχεδόν διπλάσια από το φορτίο αιχμής (589.35 kW). Κατά συνέπεια, το σύστημα αυτό μπορεί να θεωρηθεί υπερδιαστασιοποιημένο. Επιπλέον, το φορτίο αιχμής και γενικότερα τα πολύ υψηλά φορτία εμφανίζονται μόνο κατά τη διάρκεια μιας σύντομης χρονικής περιόδου, το καλοκαίρι. Τον υπόλοιπο χρόνο η μέση ζήτηση φορτίου είναι σημαντικά μικρότερη, καθιστώντας το υφιστάμενο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας πρακτικά μη χρήσιμο.

Προκειμένου να βρεθεί το κατάλληλο υβριδικό σύστημα για την υπό μελέτη περιοχή, θα προσομοιωθούν και θα εξεταστούν ως προς την τεχνική και κυρίως την οικονομική τους σκοπιμότητα τρία (3) διαφορετικά σενάρια:

- Το 1<sup>ο</sup> σενάριο περιλαμβάνει τις δύο από τις πέντε ντιζελογεννήτριες που είναι εγκατεστημένες στην Ανάφη -και συγκεκριμένα τις VOLVO PENTA TAD1345GE- Α/Γ και ΦΒ, ενώ δεν θα περιέχει μπαταρίες.

- Στο 2<sup>ο</sup> σενάριο αφαιρείται η μία από τις δύο γεννήτριες του σεναρίου 1 και η άλλη αντικαθίσταται από την γεννήτρια VOLVO PENTA TAD1241GE. Επομένως, το σενάριο 2 περιλαμβάνει ένα H/Z VOLVO PENTA TAD1241GE, Α/Γ και ΦΒ, ενώ προστίθενται και μπαταρίες.
- Στο 3<sup>ο</sup> σενάριο εξετάζεται η λειτουργία του υβριδικού συστήματος μόνο με ΑΠΕ, χωρίς συμβατικές μονάδες ντίζελ. Επομένως, το ΜΔ αποτελείται από Α/Γ, ΦΒ και μπαταρίες.

Η βελτιστοποίηση των παραπάνω σεναρίων και τα τεχνοοικονομικά αποτελέσματα που θα προκύψουν από αυτήν θα αναλυθούν λεπτομερώς στο υποκεφάλαιο 6.7.

## 6.5 Μοντελοποίηση και οικονομικά δεδομένα των συνιστωσών του μικροδικτύου

Μετά την εισαγωγή στο Homer Pro των μετεωρολογικών δεδομένων και των δεδομένων ηλεκτρικού φορτίου, πρέπει να εισαχθούν σε αυτό τα απαραίτητα τεχνικά και οικονομικά στοιχεία των συνιστωσών του ΜΔ, όπως θα αναλυθεί εκτενώς στην συνέχεια του υποκεφαλαίου.

### 6.5.1 Μοντελοποίηση και οικονομικά δεδομένα του φωτοβολταϊκού συστήματος

Η ΦΒ συστοιχία μοντελοποιείται στο Homer Pro ως συσκευή που παράγει ηλεκτρική ενέργεια DC σε άμεση αναλογία με την GHI. Η παραγόμενη ισχύς μίας ΦΒ συστοιχίας - όταν λαμβάνεται υπόψιν η επίδραση της θερμοκρασίας, όπως θα γίνει και στην παρούσα ΔΕ- σε μία οποιοδήποτε χρονική στιγμή  $t$  δίνεται από τον ακόλουθο τύπο:

$$P_{PV}(t) = Y_{PV,STC} \times f_{PV} \times \left( \frac{\bar{G}_T(t)}{\bar{G}_{T,STC}} \right) \times [1 + \alpha_P \times (T_c(t) - T_{c,STC})] \quad (6.2)$$

όπου:

$Y_{PV,STC}$  = η ονομαστική ισχύς της ΦΒ συστοιχίας σε κανονικές συνθήκες δοκιμής [kW]

$f_{PV}$  = ο συντελεστής μείωσης απόδοσης της ΦΒ συστοιχίας [%]

$\bar{G}_T(t)$  = η μέση συνολική ηλιακή ακτινοβολία που προσπίπτει στην ΦΒ συστοιχία την χρονική στιγμή  $t$  [kW/m<sup>2</sup>]

$\bar{G}_{T,STC}$  = η μέση συνολική ηλιακή ακτινοβολία που προσπίπτει στη ΦΒ συστοιχία σε κανονικές συνθήκες δοκιμής [1 kW/m<sup>2</sup>]

$\alpha_p$  = ο συντελεστής θερμοκρασίας [%/°C]

$T_c(t)$  = η θερμοκρασία του ΦΒ κυττάρου την χρονική στιγμή  $t$  [°C]

$T_{c,STC}$  = η θερμοκρασία του ΦΒ κυττάρου σε κανονικές συνθήκες δοκιμής [25°C]

Η ονομαστική ισχύς ( $Y_{PV,STC}$ ) μίας ΦΒ συστοιχίας προκύπτει από το άθροισμα των ονομαστικών ισχύων των επιμέρους ΦΒ πλαισίων από τα οποία αποτελείται. Οι κατασκευαστές ΦΒ συστημάτων μετρούν την ισχύ των ΦΒ πλαισίων τους σε κανονικές συνθήκες δοκιμής (Standard Test Conditions-STC), δηλαδή με προσπίπτουσα ηλιακή ακτινοβολία  $1 \text{ kW/m}^2$ , θερμοκρασία ΦΒ κυττάρου  $25^\circ\text{C}$  και απουσία ανέμου. Οι κανονικές συνθήκες δοκιμής δεν αντικατοπτρίζουν τις τυπικές συνθήκες λειτουργίας, κυρίως επειδή οι θερμοκρασίες των ΦΒ στοιχείων σε συνθήκες πλήρους ηλιοφάνειας τείνουν να είναι πολύ υψηλότερες από τους  $25^\circ\text{C}$ . Στο Homer Pro, το μέγεθος μίας ΦΒ συστοιχίας προσδιορίζεται πάντοτε ως προς την ονομαστική ισχύ της.

Ο παράγοντας μείωσης απόδοσης ( $f_{PV}$ ) είναι ένας συντελεστής κλιμάκωσης που λαμβάνει υπ' όψιν τις επιπτώσεις της σκόνης στα ΦΒ πάνελ, των απωλειών στα καλώδια, της αυξημένης θερμοκρασίας, της σκίασης ή οποιουδήποτε άλλου χαρακτηριστικού θα προκαλούσε απόκλιση της απόδοσης της ΦΒ συστοιχίας από την αναμενόμενη υπό ιδανικές συνθήκες.

Ο συντελεστής θερμοκρασίας ( $\alpha_p$ ) δείχνει πόσο έντονα εξαρτάται η ισχύς εξόδου της ΦΒ συστοιχίας από τη θερμοκρασία των ΦΒ κυττάρων, δηλαδή τη θερμοκρασία της επιφάνειας της ΦΒ συστοιχίας. Είναι αρνητικός αριθμός επειδή η παραγόμενη ισχύς μειώνεται με την αύξηση της θερμοκρασίας των κυττάρων. Οι κατασκευαστές φωτοβολταϊκών στοιχείων παρέχουν συνήθως αυτόν τον συντελεστή στα φυλλάδια των προϊόντων τους.

Όπως αναφέρθηκε παραπάνω, εισήχθησαν στο λογισμικό οι μέσες ωριαίες τιμές της GHI για ένα έτος. Ωστόσο, η GHI μετράει την συνολική ηλιακή ακτινοβολία που προσπίπτει σε μία οριζόντια επιφάνεια της Γης, ενώ η παραγόμενη ισχύς μιας ΦΒ συστοιχίας εξαρτάται από την συνολική ηλιακή ακτινοβολία που προσπίπτει στην επιφάνεια της συστοιχίας, η οποία σπάνια είναι οριζόντια. Ως εκ τούτου, κάθε ώρα του έτους, το Homer Pro υπολογίζει την μέση συνολική ηλιακή ακτινοβολία που προσπίπτει στην ΦΒ συστοιχία ( $\bar{G}_T$ ) χρησιμοποιώντας το μοντέλο των Duffie και Beckmann. Το μοντέλο αυτό λαμβάνει υπ' όψιν την τιμή της GHI, τον προσανατολισμό της ΦΒ συστοιχίας, το γεωγραφικό της πλάτος



και μήκος, την λευκαύγεια -δηλαδή το επί τοις εκατό ποσοστό της ηλιακής ακτινοβολίας που ανακλάται από την Γη- την εποχή του έτους και την ώρα της ημέρας. Οι αναλυτικοί υπολογισμοί της  $\bar{G}_T$  είναι μακροσκελείς και δεν κρίνεται αναγκαίο να παρουσιαστούν στην παρούσα ΔΕ.

Ο προσανατολισμός της ΦΒ συστοιχίας αποτελεί πολύ σημαντική παράμετρο και μπορεί να περιγραφεί χρησιμοποιώντας δύο παραμέτρους: την κλίση και το αζιμούθιο. Η κλίση είναι η γωνία που σχηματίζεται μεταξύ της επιφάνειας του πάνελ και του οριζόντιου επιπέδου, οπότε μια κλίση  $0^\circ$  υποδηλώνει οριζόντιο προσανατολισμό, ενώ μια κλίση  $90^\circ$  υποδηλώνει κατακόρυφο προσανατολισμό. Το αζιμούθιο δηλώνει την κατεύθυνση προς την οποία είναι στραμμένη η επιφάνεια του ΦΒ πάνελ. Ο νότιος προσανατολισμός έχει αζιμούθιο  $0^\circ$ , ο βόρειος  $180^\circ$ , ο ανατολικός  $-90^\circ$  και ο δυτικός  $90^\circ$ . Συνήθως, στα ΦΒ πάνελ με σταθερή κλίση, αυτή έχει τιμή ίση με το γεωγραφικό πλάτος της περιοχής τοποθέτησης, έτσι ώστε η παραγωγή ενέργειας σχεδόν να μεγιστοποιείται. Επίσης, τα ΦΒ πάνελ στρέφονται προς τον ισημερινό με σταθερό αζιμούθιο, το οποίο έχει τιμή  $0^\circ$  όταν η τοποθεσία βρίσκεται στο βόρειο ημισφαίριο και  $180^\circ$  όταν η τοποθεσία βρίσκεται στο νότιο ημισφαίριο.

Η μέση συνολική ηλιακή ακτινοβολία που προσπίπτει στην ΦΒ συστοιχία ( $\bar{G}_T$ ), σε συνδυασμό με την θερμοκρασία του περιβάλλοντος και κάποιες άλλες παραμέτρους, χρησιμοποιούνται για τον υπολογισμό της θερμοκρασίας του ΦΒ κυττάρου ( $T_c$ ), δηλαδή της θερμοκρασίας της επιφάνειας της ΦΒ συστοιχίας. Κατά την διάρκεια της νύχτας, η θερμοκρασία της ΦΒ κυψέλης είναι ταυτόσημη με την θερμοκρασία του περιβάλλοντος, ενώ σε συνθήκες πλήρους ηλιοφάνειας μπορεί να την υπερβαίνει κατά  $30^\circ$  ή και περισσότερο. Το πρόγραμμα υπολογίζει την θερμοκρασία του ΦΒ στοιχείου σε κάθε χρονική στιγμή  $t$  (συνήθως  $t = 1$  ώρα), αξιοποιώντας την για τον υπολογισμό της παραγόμενης ισχύος της ΦΒ συστοιχίας για το ίδιο  $t$ . Οι αναλυτικοί υπολογισμοί της  $T_c$  παρουσιάζονται παρακάτω.

Αρχικά, ορίζεται το ενεργειακό ισοζύγιο για την ΦΒ συστοιχία, χρησιμοποιώντας την ακόλουθη εξίσωση από τους Duffie και Beckman:

$$\tau \times a \times G_T = \eta_c \times G_T + U_L \times (T_c - T_a) \quad (6.3)$$

όπου:

$\tau$  = ο συντελεστής ηλιακής διαπερατότητας της επιφάνειας της ΦΒ συστοιχίας [%]  
 $\alpha$  = ο συντελεστής ηλιακής απορροφητικότητας της επιφάνειας της ΦΒ συστοιχίας [%]  
 $G_T$  = η συνολική ηλιακή ακτινοβολία που προσπίπτει στην ΦΒ συστοιχία [kW/m<sup>2</sup>]  
 $\eta_c$  = ο βαθμός απόδοσης της ηλεκτρικής μετατροπής της ΦΒ συστοιχίας [%]  
 $U_L$  = ο συντελεστής μεταφοράς θερμότητας προς το περιβάλλον [kW/m<sup>2</sup>·°C]  
 $T_c$  = η θερμοκρασία του ΦΒ κυττάρου [°C]  
 $T_a$  = η θερμοκρασία του περιβάλλοντος [°C]

Επιλύοντας την εξίσωση 6.3 ως προς την θερμοκρασία της κυψέλης, προκύπτει:

$$T_c = T_a + G_T \times \left( \frac{\tau \times \alpha}{U_L} \right) \times \left( 1 - \frac{\eta_c}{\tau \times \alpha} \right) \quad (6.4)$$

Η τιμή του λόγου  $\frac{\tau \times \alpha}{U_L}$  είναι δύσκολο να μετρηθεί άμεσα, οπότε οι κατασκευαστές συχνά αναφέρουν την ονομαστική θερμοκρασία λειτουργίας του ΦΒ κυττάρου (Nominal Operating Cell Temperature-NOCT). Αυτή ορίζεται ως η επιφανειακή θερμοκρασία που προκύπτει στις ακόλουθες συνθήκες: συνολική προσπίπτουσα ηλιακή ακτινοβολία 0.8 kW/m<sup>2</sup>, θερμοκρασία περιβάλλοντος 20°C, ταχύτητα ανέμου 1 m/s και μηδενικό φορτίο (δηλαδή  $\eta_c = 0$ ). Μπορούμε να αντικαταστήσουμε αυτές τις τιμές στην εξίσωση 6.4 και να την λύσουμε ως προς  $\frac{\tau \times \alpha}{U_L}$  για να προκύψει η ακόλουθη εξίσωση:

$$\frac{\tau \times \alpha}{U_L} = \frac{T_{c,NOCT} - T_{a,NOCT}}{G_{T,NOCT}} \quad (6.5)$$

όπου:

$T_{c,NOCT}$  = η ονομαστική θερμοκρασία λειτουργίας του ΦΒ κυττάρου [°C]

$T_{a,NOCT}$  = η θερμοκρασία του περιβάλλοντος στην οποία ορίζεται η NOCT [20°C]

$G_{T,NOCT}$  = η συνολική προσπίπτουσα ηλιακή ακτινοβολία στην οποία ορίζεται η NOCT [0.8 kW/m<sup>2</sup>]

Αν υποθέσουμε ότι ο λόγος  $\frac{\tau \times \alpha}{U_L}$  είναι σταθερός, η 6.4 μπορεί να γίνει:

$$T_c = T_a + G_T \times \frac{T_{c,NOCT} - T_{a,NOCT}}{G_{T,NOCT}} \times \left( 1 - \frac{\eta_c}{\tau \times \alpha} \right) \quad (6.6)$$

Επειδή οι όροι  $\tau$  και  $\alpha$  -δηλαδή οι συντελεστές ηλιακής διαπερατότητας και ηλιακής απορροφητικότητας της επιφάνειας της ΦΒ συστοιχίας αντίστοιχα- είναι σχετικά

ασήμαντοι, το Homer Pro χρησιμοποιεί την παραδοχή που προτείνουν οι Duffie και Beckman (1991), ότι δηλαδή το γινόμενο  $\tau \times a$  είναι ίσο με 0.9 ή 90%.

Επιπλέον, το Homer Pro υποθέτει ότι η ΦΒ συστοιχία λειτουργεί πάντα στο σημείο μέγιστης ισχύος της, όπως συμβαίνει όταν ελέγχεται από τον MPPT. Αυτό σημαίνει ότι το πρόγραμμα υποθέτει ότι η απόδοση της ΦΒ συστοιχίας είναι πάντα ίση με την απόδοση στο σημείο μέγιστης ισχύος, δηλαδή:

$$\eta_c = \eta_{mp} \quad (6.7)$$

όπου:

$\eta_{mp}$  = ο βαθμός απόδοσης της ηλεκτρικής μετατροπής της ΦΒ συστοιχίας στο σημείο μέγιστης ισχύος της [%]

Επομένως, αντικαθιστώντας τον  $\eta_c$  με  $\eta_{mp}$  στην εξίσωση 6.6 προκύπτει:

$$T_c = T_a + (T_{c,NOCT} - T_{a,NOCT}) \times \left( \frac{G_T}{G_{T,NOCT}} \right) \times \left( 1 - \frac{\eta_{mp}}{\tau \times a} \right) \quad (6.8)$$

Όμως ο  $\eta_{mp}$  εξαρτάται από τη θερμοκρασία του ΦΒ κυττάρου  $T_c$ . Το Homer Pro υποθέτει ότι η απόδοση μεταβάλλεται γραμμικά με τη θερμοκρασία σύμφωνα με την ακόλουθη εξίσωση:

$$\eta_{mp} = \eta_{mp,STC} \times [1 + \alpha_p \times (T_c - T_{c,STC})] \quad (6.9)$$

όπου:

$\eta_{mp,STC}$  = ο βαθμός απόδοσης της ηλεκτρικής μετατροπής της ΦΒ συστοιχίας στο σημείο μέγιστης ισχύος της σε κανονικές συνθήκες δοκιμής [%]

$\alpha_p$  = ο συντελεστής θερμοκρασίας [%/°C]

$T_{c,STC}$  = η θερμοκρασία του ΦΒ κυττάρου σε κανονικές συνθήκες δοκιμής [25°C]

Τέλος, αντικαθιστώντας τον όρο  $\eta_{mp}$  στην εξίσωση 6.8 με το δεξί μέλος της εξίσωσης 6.9 και λύνοντας ως προς  $T_c$ , παίρνουμε:

$$T_c = \frac{T_a + (T_{c,NOCT} - T_{a,NOCT}) \times \left( \frac{G_T}{G_{T,NOCT}} \right) \times \left[ 1 - \frac{\eta_{mp,STC} \times (1 - \alpha_p \times T_{c,STC})}{\tau \times a} \right]}{1 + (T_{c,NOCT} - T_{a,NOCT}) \times \left( \frac{G_T}{G_{T,NOCT}} \right) \times \left( \frac{\alpha_p \times \eta_{mp,STC}}{\tau \times a} \right)} \quad (6.10)$$

Το λογισμικό αξιοποιεί αυτήν την εξίσωση για να υπολογίσει την θερμοκρασία του ΦΒ κυττάρου σε κάθε χρονικό βήμα. Οι τιμές αυτές της  $T_c$  θα χρησιμοποιηθούν μετέπειτα για

τον υπολογισμό της παραγόμενης ηλεκτρικής ισχύος της ΦΒ συστοιχίας, σύμφωνα με τον τύπο 6.2 που αναφέρθηκε παραπάνω.

Για την παρούσα μελέτη επιλέχθηκε το μονοκρυσταλλικό ΦΒ πάνελ Sunpower E20-327, Αμερικάνικης παραγωγής, με ονομαστική ισχύ 327 W. Ο βαθμός απόδοσης και ο συντελεστής μείωσης απόδοσης λαμβάνονται ως 20.4% και 88%, αντίστοιχα, σύμφωνα με το τεχνικό φυλλάδιο του κατασκευαστή. Επίσης, έχει θεωρηθεί ότι τα πάνελ δεν θα διαθέτουν σύστημα παρακολούθησης του ήλιου (tracking system). Η διάρκεια ζωής του πάνελου επιλέγεται να είναι ίση με 25 χρόνια, όσο είναι και η διάρκεια ζωής του προτεινόμενου συστήματος.

Πίνακας 6.3: Τεχνικά και οικονομικά χαρακτηριστικά επιλεγμένου ΦΒ πάνελ

Parameters	Values
Manufacturer	Sunpower
Model	E20-327
Panel type	Flat type
Cell technology	Monocrystalline
No. of cells	96 (8 x 12)
Dimensions (L x W x H)	1559 x 1045 x 46mm
Rated capacity	327 W
Rated voltage	54.7 Vdc
Rated current	5.98 A
Temperature coefficient	-0.35 %/°C
Nominal operating cell temperature	45°C
Panel efficiency	20.40%
Derating factor	88%
Ground reflectance	20%
Tracking system	No
Slope	36.37°
Azimuth	0°
Capital cost	2,800 €/kW
Operation and maintenance cost	15 €/kW/year
Lifetime	25 years

Το κόστος κεφαλαίου (Capital Cost) λαμβάνεται ως 2,800 €/kW και περιλαμβάνει το κόστος των ΦΒ πάνελ και των υπόλοιπων εξαρτημάτων που είναι απαραίτητα για την σωστή λειτουργία της ΦΒ συστοιχίας, τα μεταφορικά έξοδα, το κόστος εγκατάστασης και καλωδίωσης και κάποια λογιστικά και ασφαλιστικά έξοδα. Το κόστος αντικατάστασης

(Replacement Cost) δεν συμπληρώνεται στο Homer Pro, δεδομένου ότι η διάρκεια ζωής του ΦΒ είναι ίση με τη διάρκεια ζωής του έργου. Όσον αφορά το κόστος λειτουργίας και συντήρησης (Operation and Maintenance Cost-O&M), το σύστημα απαιτεί ένα αρκετά μικρό ποσό, της τάξεως των 15 €/kW/έτος, προκειμένου να διατηρήσει την ορθή λειτουργία του. Οι προδιαγραφές για τις επιλεγμένες ΦΒ μονάδες της παρούσας μελέτης περιέχονται στον Πίνακα 6.3.

#### 6.5.2 Μοντελοποίηση και οικονομικά δεδομένα της ανεμογεννήτριας

Το Homer Pro μοντελοποιεί μια Α/Γ ως μια συσκευή που μετατρέπει την κινητική ενέργεια του ανέμου σε ηλεκτρική ενέργεια AC ή DC σύμφωνα με μια συγκεκριμένη καμπύλη ισχύος, η οποία είναι μια γραφική παράσταση της παραγόμενης ισχύος σε σχέση με την ταχύτητα του ανέμου στο ύψος της πλήμνης. Για κάθε χρονικό βήμα -στην παρούσα μελέτη για κάθε ώρα- το πρόγραμμα υπολογίζει την παραγόμενη ισχύ της Α/Γ με μια διαδικασία τριών βημάτων.

Αρχικά, το λογισμικό αξιοποιεί την ταχύτητα του ανέμου στο ύψος του ανεμομέτρου που έχει εισαχθεί για να υπολογίσει την ταχύτητα ανέμου στο ύψος της πλήμνης της Α/Γ, χρησιμοποιώντας είτε τον λογαριθμικό νόμο είτε τον εκθετικό νόμο. Στην παρούσα μελέτη θα γίνει χρήση του λογαριθμικού νόμου. Σύμφωνα με αυτόν, ο λόγος της ταχύτητας του ανέμου στο ύψος της πλήμνης προς την ταχύτητα του ανέμου στο ύψος του ανεμομέτρου είναι ο εξής:

$$\frac{U_{hub}}{U_{anem}} = \frac{\ln(Z_{hub} / Z_0)}{\ln(Z_{anem} / Z_0)} \quad (6.11)$$

όπου:

$U_{hub}$  = η ταχύτητα του ανέμου στο ύψος της πλήμνης της Α/Γ [m/s]

$U_{anem}$  = η ταχύτητα του ανέμου στο ύψος του ανεμομέτρου [m/s]

$z_{hub}$  = το ύψος της πλήμνης της Α/Γ [m]

$z_{anem}$  = το ύψος του ανεμομέτρου [m]

$z_0$  = το μήκος της τραχύτητας του εδάφους [m]

Το μήκος της τραχύτητας του εδάφους  $z_0$  είναι ισοδύναμο με το ύψος στο οποίο η ταχύτητα του ανέμου θεωρητικά μηδενίζεται ελλείψει εμποδίων που επιβραδύνουν τον άνεμο και υπό ουδέτερες συνθήκες. Στην πραγματικότητα, ο άνεμος σε αυτό το ύψος δεν

ακολουθεί πλέον έναν μαθηματικό λογάριθμο. Ονομάζεται έτσι επειδή είναι ανάλογο του ύψους των στοιχείων τραχύτητας του εδάφους, δηλαδή των προεξοχών ή/και των κοιλοτήτων της επιφάνειας. Για παράδειγμα, ένα δάσος έχει αρκετά υψηλότερο μήκος τραχύτητας από μία πεδιάδα, πόσο μάλλον από μία ήρεμη θάλασσα. Στην παρούσα μελέτη το μήκος τραχύτητας εδάφους  $z_0$  είναι ίσο με 0.03m, ενώ το ύψος του ανεμομέτρου  $z_{anem}$  είναι ίσο με 50 m.

Αφού το Homer Pro προσδιορίσει την ταχύτητα του ανέμου στο ύψος της πλήμνης της Α/Γ, ανατρέχει στην καμπύλη ισχύος της επιλεγμένης Α/Γ για να υπολογίσει την αναμενόμενη παραγόμενη ισχύ της σε αυτή την ταχύτητα ανέμου. Οι καμπύλες ισχύος που δίνονται από τους κατασκευαστές προσδιορίζουν συνήθως την απόδοση της Α/Γ υπό κανονικές συνθήκες θερμοκρασίας και πίεσης, δηλαδή 15°C και 101.325 kPa. Εάν η ταχύτητα του ανέμου στο ύψος της πλήμνης δεν βρίσκεται εντός του εύρους που ορίζεται στην καμπύλη ισχύος, η Α/Γ δεν παράγει ισχύ, ακολουθώντας την παραδοχή ότι οι Α/Γ δεν παράγουν ισχύ σε ταχύτητες ανέμου κάτω από την ταχύτητα έναρξης λειτουργίας  $V_{cut-in}$  ή πάνω από την ταχύτητα αποκοπής  $V_{cut-out}$ .

Όπως αναφέρθηκε παραπάνω, το πρόγραμμα υπολογίζει την αναμενόμενη παραγόμενη ισχύ της Α/Γ σε κανονικές συνθήκες θερμοκρασίας και πίεσης. Για την προσαρμογή στις πραγματικές συνθήκες, το Homer Pro πολλαπλασιάζει την τιμή αυτή με τον λόγο της πυκνότητας του αέρα, σύμφωνα με την ακόλουθη εξίσωση:

$$P_{WTG} = \left( \frac{\rho}{\rho_0} \right) \times P_{WTG,STP} \quad (6.12)$$

όπου:

$P_{WTG}$  = η παραγόμενη ισχύς της ανεμογεννήτριας [kW]

$P_{WTG,STP}$  = η παραγόμενη ισχύς της ανεμογεννήτριας υπό κανονικές συνθήκες θερμοκρασίας και πίεσης [kW]

$\rho$  = η πραγματική πυκνότητα του αέρα [ $\text{kg}/\text{m}^3$ ]

$\rho_0$  = η πυκνότητα του αέρα υπό κανονικές συνθήκες θερμοκρασίας και πίεσης [ $1.225 \text{ kg}/\text{m}^3$ ]

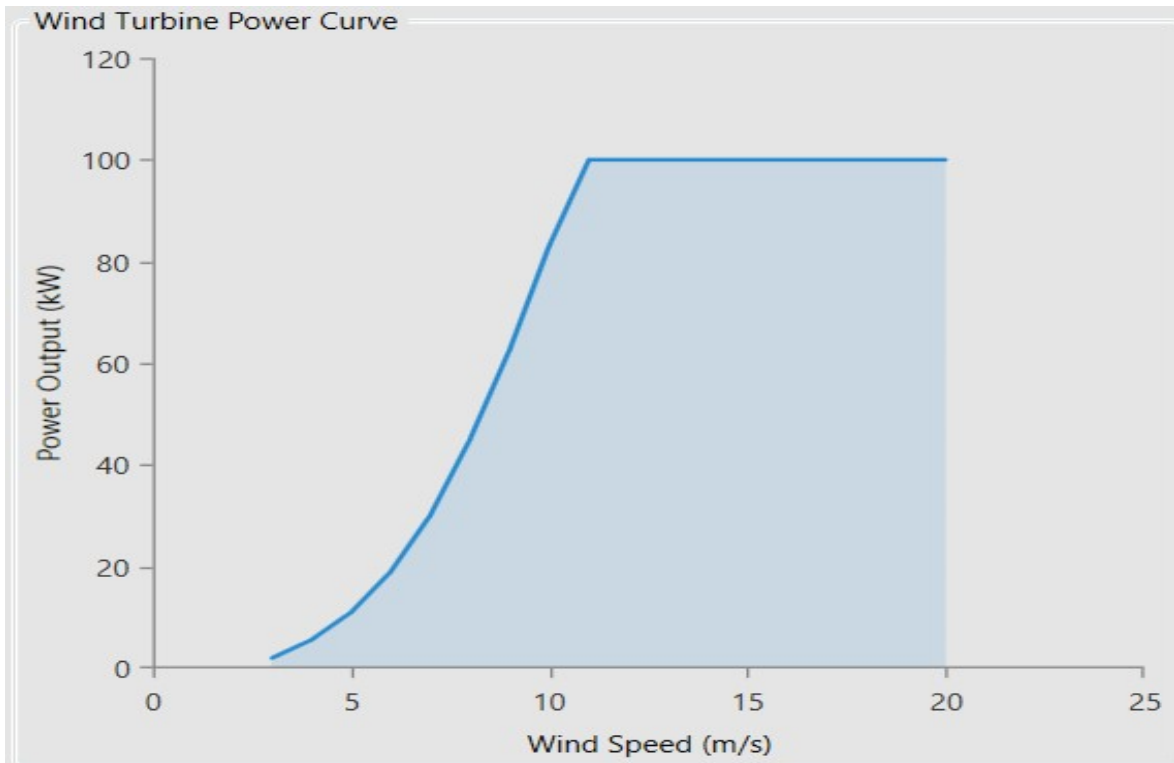
Ο λόγος της πραγματικής πυκνότητας αέρα προς την πυκνότητα αέρα υπό κανονικές συνθήκες είναι μία συνάρτηση μόνο του υψομέτρου στο οποίο βρίσκεται η υπό μελέτη περιοχή, όπως προκύπτει από μακροσκελείς υπολογισμούς που παραλείπονται στην

παρούσα ΔΕ. Επομένως, εισάγοντας το υψόμετρο στο πρόγραμμα, υπολογίζεται η πραγματική πυκνότητα του αέρα  $\rho$ , η οποία χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό της παραγόμενης ισχύος της Α/Γ στο υψόμετρο αυτό, σύμφωνα με την εξίσωση 6.12. Στην παρούσα μελέτη, το υψόμετρο της υπό μελέτη περιοχής είναι 280 m.

Σε αντίθεση με την επιλογή των ΦΒ πλαισίων, η ορθή επιλογή της Α/Γ για το ΜΔ της παρούσας μελέτης εξαρτάται από πολλούς παράγοντες. Αρχικά, έγινε προσπάθεια η επιλεγμένη Α/Γ να έχει όσο το δυνατόν χαμηλότερο ύψος πυλώνα και διάμετρο δρομέα, ενώ παράλληλα να ικανοποιεί τις ανάγκες ισχύος. Ο σκοπός ήταν να γίνει εφικτή η μεταφορά των επιμέρους τμημάτων της Α/Γ στο μικρό λιμάνι του νησιού, αλλά και να ελαττωθεί η οπτική όχληση που μπορεί να προκληθεί από τις Α/Γ, δεδομένου ότι στην Ανάφη και γενικότερα στα νησιά συχνά υπάρχουν προβλήματα με την αποδοχή των Α/Γ από την τοπική κοινότητα. Επίσης, σημαντικό κριτήριο επιλογής αποτέλεσε το είδος του παραγόμενου ρεύματος της Α/Γ. Προτιμήθηκε AC, έτσι ώστε να εξυπηρετηθούν απευθείας τα φορτία AC της νήσου. Κάποιοι επιπλέον παράγοντες, όπως το κόστος της Α/Γ, η καμπύλη φορτίου με τις ταχύτητες έναρξης και αποκοπής και η ευκολία/δυσκολία μεταφοράς των στοιχείων της Α/Γ λήφθηκαν εξίσου υπόψιν. Εν τέλει, η Α/Γ που επιλέχθηκε στην παρούσα ΔΕ είναι η ΧΑΝΤ Μ-21, με ονομαστική ισχύ 100 kW. Το ύψος του πύργου/πλήμνης της είναι 31.80 m, η διάμετρος του ρότορά της είναι 21 m και η διάρκεια ζωής της είναι 25 έτη. Η καμπύλη ισχύος της μονάδας αυτής απεικονίζεται στην Εικόνα 6.3.

Αναφορικά με το αρχικό κόστος κεφαλαίου, στην βιβλιογραφία παρουσίαζε μεγάλες διακυμάνσεις, ανάλογα με το μέγεθος της Α/Γ και την συνολική ισχύ του αιολικού πάρκου, αλλά και την περιοχή τοποθέτησης. Σε αυτήν την μελέτη επιλέχθηκε κόστος κεφαλαίου ίσο με 2,300 €/kW, ή αλλιώς 230,000 € για την κάθε Α/Γ. Στο κόστος αυτό συμπεριλαμβάνονται οι μελέτες που θα υλοποιήσουν οι εξειδικευμένοι μηχανικοί - περιβαλλοντικές, ηλεκτρομηχανολογικές, στατικές κ.λπ.- η προμήθεια, μεταφορά και εγκατάσταση των διαφόρων τμημάτων της Α/Γ αλλά και γενικά του συστήματος και φυσικά η ηλεκτρολογική διασύνδεση του συστήματος. Όσον αφορά το ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης, αυτό είναι συνήθως ίσο περίπου με το 2% του κόστους κεφαλαίου. Στην περίπτωσή μας αυτό ανέρχεται στα 46 €/kW/έτος, ή αλλιώς 4,600 €/έτος

για κάθε Α/Γ. Οι προδιαγραφές για την επιλεγμένη Α/Γ της παρούσας μελέτης περιέχονται στον Πίνακα 6.4.



Εικόνα 6.3: Καμπύλη ισχύος επιλεγμένης Α/Γ

Πίνακας 6.4: Τεχνικά και οικονομικά χαρακτηριστικά επιλεγμένης Α/Γ

Parameters	Values
Manufacturer	Xant
Model	M-21
Rated capacity	100 kW
Rated wind speed	10 m/s
Cut-in wind speed	2.75 m/s
Cut-out wind speed	20 m/s
Extreme wind speed	70 m/s
Generator	400 Vac, 3-phase, 42.4 Hz
Hub/tower height	31.80 m
Rotor diameter	21 m
Capital cost (per unit)	230,000 €
Operation and maintenance cost (per unit)	4,600 €/year
Lifetime	25 years



### 6.5.3 Μοντελοποίηση και οικονομικά δεδομένα των γεννητριών ντίζελ

Οι γεννήτριες ντίζελ χρησιμοποιούνται ευρέως σε μικροδίκτυα/υβριδικά συστήματα ως εφεδρικές συνήθως πηγές ισχύος, με κύριο στόχο τη βελτίωση της αξιοπιστίας του συστήματος. Μια γεννήτρια είναι μία μηχανή που καταναλώνει καύσιμο -ντίζελ στην περίπτωση μας- για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και πιθανόν θερμότητας ως υποπροϊόν. Οι σημαντικότερες ιδιότητες μιας γεννήτριας είναι η μέγιστη και η ελάχιστη παραγόμενη ηλεκτρική ισχύς της, η αναμενόμενη διάρκεια ζωής της σε ώρες λειτουργίας, το είδος του καυσίμου που καταναλώνει μαζί με την ειδική κατανάλωση καυσίμου και η καμπύλη καυσίμου που συσχετίζει την ποσότητα του καυσίμου που καταναλώνεται (άξονας  $\psi$ ) με την παραγόμενη ηλεκτρική ισχύ (άξονας  $\chi$ ). Το πρόγραμμα υποθέτει ότι η καμπύλη καυσίμου είναι μία ευθεία γραμμή με σημείο τομής στον άξονα  $\psi$  και χρησιμοποιεί την ακόλουθη εξίσωση για τον υπολογισμό του ρυθμού κατανάλωσης καυσίμου της γεννήτριας για ένα συγκεκριμένο χρονικό βήμα:

$$F = F_0 \times Y_{gen} + F_1 \times P_{gen} \quad (6.13)$$

όπου:

$F$  = ο ρυθμός κατανάλωσης καυσίμου στο συγκεκριμένο χρονικό βήμα [L/h]

$F_0$  = ο συντελεστής τομής της καμπύλης καυσίμου [L/h/kW<sub>rated</sub>]

$F_1$  = η κλίση της καμπύλης καυσίμου [L/h/kW<sub>output</sub>]

$Y_{gen}$  = η ονομαστική ισχύς της γεννήτριας [kW]

$P_{gen}$  = η ισχύς εξόδου της γεννήτριας στο συγκεκριμένο χρονικό βήμα [kW]

Το σημείο τομής στον άξονα  $\psi$  της καμπύλης καυσίμου ονομάζεται μερικές φορές κατανάλωση καυσίμου χωρίς φορτίο. Αντιπροσωπεύει την ποσότητα καυσίμου που καταναλώνει η γεννήτρια όταν είναι αδρανής, δηλαδή δεν παράγει ηλεκτρική ενέργεια. Από την διαίρεση αυτού του αριθμού με την ονομαστική ισχύ της γεννήτριας προκύπτει ο συντελεστής τομής της καμπύλης  $F_0$ . Η κλίση της καμπύλης καυσίμου  $F_1$  καλείται και οριακή κατανάλωση καυσίμου της γεννήτριας.

Το Homer Pro, αφού γίνει εισαγωγή τουλάχιστον δύο σημείων ( $\chi, \psi$ ) της καμπύλης, δηλαδή ζευγών παραγόμενης ισχύος και κατανάλωσης καυσίμου, προσαρμόζει μια ευθεία γραμμή στα σημεία αυτά χρησιμοποιώντας την μέθοδο των ελαχίστων τετραγώνων. Μια ευθεία γραμμή μπορεί να μην αντιπροσωπεύει εξίσου καλά ορισμένους τύπους

γεννητριών, όπως οι κυψέλες καυσίμου ή οι μηχανές μεταβλητών στροφών. Για τις πιο συνηθισμένες, σταθερής ταχύτητας γεννήτριες εσωτερικής καύσης και τους μικροστροβίλους, η καμπύλη καυσίμου που αναπαρίσταται με ευθεία είναι ιδανική. Χρησιμοποιώντας την ευθεία αυτή, το λογισμικό υπολογίζει την ηλεκτρική απόδοση της γεννήτριας σε διάφορα σημεία μεταξύ μηδενικής και ονομαστικής ισχύος. Ο υπολογισμός αυτός λαμβάνει υπ' όψιν το ενεργειακό περιεχόμενο του καυσίμου. Το Homer Pro απεικονίζει τα αποτελέσματα σε μία καμπύλη απόδοσης.

Στην παρούσα ΔΕ, γεννήτριες ντίζελ θα χρησιμοποιηθούν σε δύο σενάρια, όπως αναφέρθηκε στο υποκεφάλαιο 6.4. Οι γεννήτριες αυτές θα είναι οι ήδη εγκατεστημένες στο υπό μελέτη νησί της Ανάφης, έτσι ώστε να επιτευχθεί σημαντική διευκόλυνση τόσο από οικονομικής όσο και από τεχνικής πλευράς. Συγκεκριμένα, στον ΤΣΠ της Ανάφης υπάρχουν πέντε (5) γεννήτριες, τεσσάρων (4) διαφορετικών μοντέλων: δύο (2) γεννήτριες VOLVO PENTA TAD1345GE ονομαστικής ισχύος 250 kW έκαστη, μία (1) γεννήτρια VOLVO PENTA TAD740GE ονομαστικής ισχύος 220 kW, μία (1) γεννήτρια VOLVO PENTA TAD1241GE ονομαστικής ισχύος 212 kW και μία (1) γεννήτρια HYUNDAI KD8AX ονομαστικής ισχύος 220 kW. Η γεννήτρια VOLVO PENTA TAD1345GE έχει ειδική κατανάλωση καυσίμου 196 g/kWh στο πλήρες φορτίο, η VOLVO PENTA TAD740GE 200 g/kWh, η VOLVO PENTA TAD1241GE 198 g/kWh και τέλος η HYUNDAI KD8AX 242.8 g/kWh. Βάσει των ειδικών καταναλώσεων σε διάφορα ποσοστά του συνολικού φορτίου των Η/Ζ - 25%, 50%, 75% και 100%- υπολογίστηκαν και εισήχθησαν στο πρόγραμμα οι τιμές της κατανάλωσης σε L/h στις αντίστοιχες τιμές ισχύος, δημιουργώντας έτσι τις καμπύλες καυσίμου για τα Η/Ζ. Επίσης, στις γεννήτριες δεν είναι γενικά επιτρεπτό να λειτουργούν κάτω από ένα συγκεκριμένο όριο ισχύος. Το όριο αυτό ονομάζεται λόγος ελάχιστου φορτίου και δηλώνει το ελάχιστο επιτρεπόμενο φορτίο λειτουργίας της γεννήτριας, εκφρασμένο ως ποσοστό της ονομαστικής της ισχύος. Στις γεννήτριες VOLVO PENTA TAD1345GE, VOLVO PENTA TAD740GE και VOLVO PENTA TAD1241GE το όριο αυτό είναι 25%, ενώ στην γεννήτρια HYUNDAI KD8AX το όριο είναι 50%. Επιπροσθέτως, σε αντίθεση με την διάρκεια ζωής της πλειονότητας των υπόλοιπων συνιστωσών του ΜΔ, που έχουν τα έτη σαν μονάδα μέτρησης, η διάρκεια ζωής της γεννήτριας ορίζεται σε ώρες λειτουργίας. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι η διάρκεια ζωής μιας γεννήτριας εξαρτάται σε μεγαλύτερο βαθμό από τις ώρες λειτουργίας της από ότι στην ηλικία της. Ο ακριβής

υπολογισμός της είναι ιδιαίτερα δύσκολος, καθώς μπορεί να εξαρτάται από τις συνθήκες λειτουργίας, την συχνότητα συντήρησης, την ποιότητα του καυσίμου και άλλους παράγοντες. Στην παρούσα ΔΕ, μετά από εκτενή αναζήτηση στην βιβλιογραφία, θεωρήθηκε ότι οι ώρες διάρκειας ζωής για τις VOLVO PENTA TAD740GE, VOLVO PENTA TAD1241GE και VOLVO PENTA TAD1345GE είναι 15,000 και 12,500 για την HYUNDAI KD8AX. Τέλος, επειδή και οι πέντε (5) προαναφερθείσες γεννήτριες έχουν εγκατασταθεί εδώ και κάποια χρόνια στο νησί της Ανάφης, έγινε η αδρομερής υπόθεση ότι πριν από την έναρξη του έργου θα έχουν συμπληρώσει 2,500 ώρες λειτουργίας.

Το κόστος κεφαλαίου είναι μηδενικό, καθώς οι μονάδες έχουν εγκατασταθεί και λειτουργούν ήδη στο νησί. Το κόστος αντικατάστασης, μετά από μία σύντομη έρευνα στην αγορά των Η/Ζ, θεωρήθηκε 45,000 € για την γεννήτρια VOLVO PENTA TAD1345GE, 40,000 € για την VOLVO PENTA TAD1241GE, 30,000 € για την VOLVO PENTA TAD740GE και 35,000 € για την HYUNDAI KD8AX. Όσον αφορά το κόστος Ο&Μ, έγινε η υπόθεση ότι ισούται με 0,10 €/kW/ώρα λειτουργίας. Επομένως, το κόστος αυτό ανέρχεται στα 22 €/h για τις γεννήτριες VOLVO PENTA TAD740GE και HYUNDAI KD8AX, στα 21,2 €/h για την γεννήτρια VOLVO PENTA TAD1241GE και στα 25 €/h για την γεννήτρια VOLVO PENTA TAD1345GE. Τέλος, η μέση τιμή του ντίζελ στην Ελλάδα την τρέχουσα χρονική περίοδο είναι 1.852 €/L. Όλες οι παραπάνω παράμετροι των γεννητριών που πρόκειται να μοντελοποιηθούν απεικονίζονται στους Πίνακες 6.5, 6.6, 6.7 και 6.8. Κάθε πίνακας αντιστοιχεί σε έναν τύπο Η/Ζ.

Πίνακας 6.5: Τεχνικά και οικονομικά χαρακτηριστικά γεννήτριας HYUNDAI KD8AX

Parameters	Values
Manufacturer	HYUNDAI
Model	KD8AX
Rated capacity	220 kW
Minimum load ratio	50%
Specific fuel consumption (100% load)	242.8 g/kWh
Lifetime	12,500 h
Capital cost	0 €
Replacement cost	35,000 €
Operation and maintenance cost	22 €/h

Πίνακας 6.6: Τεχνικά και οικονομικά χαρακτηριστικά γεννήτριας VOLVO PENTA TAD  
740GE

Parameters	Values
Manufacturer	VOLVO
Model	PENTA TAD 740GE
Rated capacity	220 kW
Minimum load ratio	25%
Specific fuel consumption (100% load)	200 g/kWh
Lifetime	15,000 h
Capital cost	0 €
Replacement cost	30,000 €
Operation and maintenance cost	22 €/h

Πίνακας 6.7: Τεχνικά και οικονομικά χαρακτηριστικά γεννήτριας VOLVO PENTA TAD  
1241GE

Parameters	Values
Manufacturer	VOLVO
Model	PENTA TAD 1241GE
Rated capacity	212 kW
Minimum load ratio	25%
Specific fuel consumption (100% load)	198 g/kWh
Lifetime	15,000 h
Capital cost	0 €
Replacement cost	40,000 €
Operation and maintenance cost	21,2 €/h

Πίνακας 6.8: Τεχνικά και οικονομικά χαρακτηριστικά γεννήτριας VOLVO PENTA TAD  
1345GE

Parameters	Values
Manufacturer	VOLVO
Model	PENTA TAD 1345GE
Rated capacity	250 kW
Minimum load ratio	25%
Specific fuel consumption (100% load)	196 g/kWh
Lifetime	15,000 h
Capital cost	0 €
Replacement cost	45,000 €
Operation and maintenance cost	25 €/h

#### 6.5.4 Μοντελοποίηση και οικονομικά δεδομένα της μπαταρίας

Ένα πολύ σημαντικό κομμάτι του υβριδικού ΜΔ είναι το ΣΑΕ. Στην παρούσα μελέτη ως ΣΑΕ θα χρησιμοποιηθούν μπαταρίες. Αυτές μπορούν να προσφέρουν, μεταξύ πολλών πλεονεκτημάτων, αξιόπιστη παροχή ενέργειας και καλή ποιότητα ηλεκτρικής ενέργειας, μειώνοντας παράλληλα τις διακυμάνσεις από την αιολική και την ηλιακή ενέργεια. Η κύρια λειτουργία τους στο υβριδικό ΜΔ είναι να λαμβάνουν την πλεονάζουσα ενέργεια που παράγεται από τις ΑΠΕ (κατάσταση φόρτισης) και να παρέχουν ενέργεια όταν οι μονάδες ΔΠ δεν είναι σε θέση να ικανοποιήσουν τις απαιτήσεις φορτίου (κατάσταση εκφόρτισης).

Μία ή περισσότερες μεμονωμένες μπαταρίες απαρτίζουν μία συστοιχία μπαταριών (battery bank). Το Homer Pro μοντελοποιεί μια μεμονωμένη μπαταρία ως μια συσκευή ικανή να αποθηκεύει μια ορισμένη ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας DC με σταθερό συνολικό βαθμό απόδοσης (round trip efficiency), με όρια ως προς το πόσο γρήγορα μπορεί να φορτιστεί ή να εκφορτιστεί, πόσο «βαθιά» μπορεί να εκφορτιστεί χωρίς να προκαλέσει βλάβη και πόση ενέργεια μπορεί να περάσει από αυτήν πριν χρειαστεί αντικατάσταση. Το λογισμικό υποθέτει ότι οι ιδιότητες των μπαταριών παραμένουν σταθερές καθ' όλη την διάρκεια της ζωής τους και δεν επηρεάζονται από εξωτερικούς παράγοντες όπως η θερμοκρασία. Στο Homer Pro, οι βασικές φυσικές ιδιότητες της μπαταρίας είναι οι εξής:

- *Ονομαστική τάση (V)*: Η τάση αναφοράς της συστοιχίας μπαταριών, σύμφωνα με τις καθορισμένες συνθήκες από τον κατασκευαστή. Ονομάζεται ονομαστική επειδή η πραγματική τάση μεταβάλλεται ανάλογα με τις συνθήκες λειτουργίας και την κατάσταση φόρτισης (State of Charge-SOC) του συσσωρευτή.
- *Ονομαστική χωρητικότητα (Ah)*: Η κουλομετρική χωρητικότητα, μετρούμενη σε αμπέρ ανά ώρα ή αμπερώρια, που είναι διαθέσιμη όταν η συσκευή εκφορτίζεται με δεδομένο ρυθμό εκφόρτισης C από το 100% της κατάστασης φόρτισης έως την τάση αποκοπής (cut-off voltage). Η χωρητικότητα υπολογίζεται πολλαπλασιάζοντας το ρεύμα εκφόρτισης (σε αμπέρ) με το χρόνο εκφόρτισης (σε ώρες) και μειώνεται με την αύξηση του ρυθμού C.
- *Συνολικός βαθμός απόδοσης (%)*: Ορίζεται ως ο λόγος, εκφρασμένος ως ποσοστό, της ενέργειας που αποδίδει η μπαταρία προς την ενέργεια που εισάγεται σε αυτήν.

Όπως εύκολα διαπιστώνεται, όσο υψηλότερη είναι ο βαθμός απόδοσης, τόσο λιγότερη ενέργεια χάνεται κατά την διαδικασία αποθήκευσης. Οι συνήθεις τιμές της παραμέτρου αυτής είναι κοντά στο 80%. Το λογισμικό υποθέτει ότι οι βαθμοί απόδοσης φόρτισης και εκφόρτισης της μπαταρίας είναι και οι δύο ίσοι με την τετραγωνική ρίζα του συνολικού βαθμού απόδοσης.

- *Ελάχιστη κατάσταση φόρτισης (%)*: Η ελάχιστη τιμή της σχετικής κατάστασης φόρτισης, δηλαδή του λόγου της απόλυτης κατάστασης φόρτισης σε μία συγκεκριμένη χρονική στιγμή προς την μέγιστη χωρητικότητα της συστοιχίας μπαταριών. Η ελάχιστη κατάσταση φόρτισης ορίζεται προκειμένου να αποτρέπει τον συσσωρευτή ή την συστοιχία των συσσωρευτών από την εκφόρτιση κάτω από την τιμή αυτή. Οι περισσότερες επαναφορτιζόμενες μπαταρίες δεν προορίζονται για πλήρη εκφόρτιση. Στην πραγματικότητα, η πλήρης εκφόρτιση ορισμένων μπαταριών μπορεί να τις καταστρέψει μόνιμα. Η ελάχιστη κατάσταση φόρτισης ορίζεται συνήθως στο 30-50% προκειμένου να αποφευχθεί η καταστροφή της συστοιχίας μπαταριών από υπερβολική εκφόρτιση.
- *Μέγιστος ρυθμός φόρτισης (A/Ah)*: Η μεταβλητή αυτή θέτει ένα όριο στον ρυθμό με τον οποίο το σύστημα μπορεί να φορτίσει την μπαταρία. Πολύ υψηλοί ρυθμοί φόρτισης επιταχύνουν σε αρκετές περιπτώσεις την υποβάθμιση της μπαταρίας, προκαλώντας σταδιακή επιδείνωση στην χωρητικότητα και στην ισχύ της.
- *Μέγιστο ρεύμα φόρτισης (A)*: Το μέγιστο ρεύμα στο οποίο η μπαταρία μπορεί να φορτίζεται συνεχώς. Δίνεται από τον κατασκευαστή για τον περιορισμό επιβλαβών φαινομένων που προκαλούνται από πολύ υψηλά ρεύματα φόρτισης.
- *Μέγιστο ρεύμα εκφόρτισης (A)*: Το μέγιστο ρεύμα στο οποίο η μπαταρία μπορεί να εκφορτίζεται συνεχώς. Δίνεται από τον κατασκευαστή για τον περιορισμό επιβλαβών φαινομένων που προκαλούνται από πολύ υψηλά ρεύματα εκφόρτισης.

Μία επιπλέον παράμετρος ιδιαίτερης σημασίας για μία συστοιχία συσσωρευτών είναι η διάρκεια ζωής της. Στο Homer Pro, δύο ανεξάρτητοι παράγοντες μπορούν να την περιορίσουν: το καθορισμένο χρονικό διάστημα που θα διαρκέσει η συστοιχία μέχρι να χρειαστεί αντικατάσταση (float life) και η συνολική ενέργεια -δηλαδή οι συνολικοί κύκλοι φόρτισης και εκφόρτισης- που θα περάσει από αυτήν μέχρι να χρειαστεί αντικατάσταση (lifetime throughput). Με άλλα λόγια, οι μπαταρίες μπορούν να «πεθάνουν» είτε από τη

χρήση είτε από το γήρας. Στο λογισμικό υπάρχει η δυνατότητα να συμπληρωθεί ένας από τους δύο ή και οι δύο παράγοντες που επηρεάζουν την διάρκεια ζωής της συστοιχίας. Το Homer Pro υπολογίζει τη διάρκεια ζωής χρησιμοποιώντας την ακόλουθη εξίσωση:

$$R_{batt} = \begin{cases} \frac{N_{batt} \times Q_{lifetime}}{Q_{thrpt}} & \text{if limited by throughput} \\ R_{batt,f} & \text{if limited by time} \\ \text{MIN} \left( \frac{N_{batt} \times Q_{lifetime}}{Q_{thrpt}}, R_{batt,f} \right) & \text{if limited by throughput and time} \end{cases} \quad (6.14)$$

όπου:

$R_{batt}$  = η συνολική διάρκεια ζωής της συστοιχίας μπαταριών [years]

$R_{batt,f}$  = το καθορισμένο χρονικό διάστημα που θα διαρκέσει η συστοιχία μπαταριών μέχρι να χρειαστεί αντικατάσταση [years]

$N_{batt}$  = ο αριθμός των μπαταριών στην συστοιχία

$Q_{lifetime}$  = η συνολική ενέργεια που θα περάσει από μία μπαταρία μέχρι να χρειαστεί αντικατάσταση [kWh]

$Q_{thrpt}$  = η συνολική ετήσια ενέργεια που θα περάσει από την συστοιχία μπαταριών [kWh/years]

Οι κυριότεροι τύποι μπαταριών που χρησιμοποιούνται στα ΜΔ είναι οι μπαταρίες μολύβδου-οξέος (Lead-acid) και οι μπαταρίες ιόντων λιθίου (Lithium-ion). Στην παρούσα μελέτη επιλέχθηκαν οι μπαταρίες ιόντων λιθίου, καθώς, αν και ακριβότερες από τις μπαταρίες μολύβδου-οξέος, διαθέτουν μεγαλύτερη διάρκεια ζωής, καλύτερες αποδόσεις, υψηλότερη ενεργειακή πυκνότητα και ανθεκτικότητα. Η επιλεγμένη μπαταρία, με όνομα Discover AES 14-24-2800, έχει ονομαστική τάση 24 Vdc, ονομαστική χωρητικότητα 2.64 kWh ή 110 Ah, συνολικό βαθμό απόδοσης 95%, μέγιστο ρυθμό φόρτισης 1 A/Ah, μέγιστο ρεύμα φόρτισης 110A, μέγιστο ρεύμα εκφόρτισης 600 A και ελάχιστη κατάσταση φόρτισης 0%. Η καμπύλη εκφόρτισής της είναι σχεδόν επίπεδη, καθώς η τάση τροφοδοσίας παραμένει ως επί το πλείστον σταθερή κατά την διάρκεια του κύκλου εκφόρτισης. Όσον αφορά την διάρκεια ζωής του συσσωρευτή, αυτή έχει όριο τα 10 έτη ή τις 16,000 kWh. Τέλος, το κόστος κεφαλαίου και αντικατάστασης μίας μπαταρίας αντιστοιχεί σε 3,800 €, ενώ το κόστος O&M θεωρήθηκε ότι είναι ίσο με 30 €/year για μία μπαταρία. Οι προδιαγραφές του επιλεγμένου συσσωρευτή περιέχονται στον Πίνακα 6.9.

Πίνακας 6.9: Τεχνικά και οικονομικά χαρακτηριστικά επιλεγμένου συσσωρευτή

Parameters	Values
Manufacturer	Discover
Model	AES 14-24-2800
Nominal voltage	24 Vdc
Nominal capacity	2.64 kWh or 110 Ah
Roundtrip efficiency	95%
Maximum charge rate	1 A/Ah
Maximum charge current	110 A
Maximum discharge current	600 A
Minimum state of charge	0%
Float life	10 years
Lifetime throughput	16,000 kWh
Capital cost	3,800 €
Replacement cost	3,800 €
Operation and maintenance cost	30 €/year

Η τελευταία παράμετρος που πρέπει να συμπληρωθεί στο Homer Pro αφορά το μέγεθος της στοιχειοσειράς (string), δηλαδή τον αριθμό των συνδεδεμένων σε σειρά μπαταριών που απαρτίζουν κάθε στοιχειοσειρά. Η ονομαστική τάση του ζυγού DC θεωρείται ότι είναι ίση με 240 V και η ονομαστική τάση της κάθε μπαταρίας είναι 24 V. Επομένως, απαιτούνται  $240/24=10$  μπαταρίες σε κάθε στοιχειοσειρά. Οι στοιχειοσειρές με την σειρά τους συνδέονται παράλληλα για να σχηματίσουν μια συστοιχία συσσωρευτών. Ο αριθμός των απαιτούμενων στοιχειοσειρών υπολογίζεται από τον τύπο:

$$n_{str} = \frac{n_{bat}}{V_{DC,bus}/V_{bat}} \quad (6.15)$$

όπου:

$n_{str}$  = ο αριθμός των απαιτούμενων στοιχειοσειρών της συστοιχίας

$n_{bat}$  = ο αριθμός των απαιτούμενων μπαταριών της συστοιχίας

$V_{DC,bus}$  = η τάση του ζυγού DC [V]

$V_{bat}$  = η ονομαστική τάση της μπαταρίας [V]



### 6.5.5 Μοντελοποίηση και οικονομικά δεδομένα του αμφίδρομου μετατροπέα ισχύος

Ο αμφίδρομος μετατροπέας ισχύος είναι απαραίτητο στοιχείο για τα υβριδικά ΜΔ, καθώς ελέγχει την ροή ενέργειας μεταξύ των ζυγών DC και AC, τους οποίους διασυνδέει. Ανάλογα με τις συνθήκες παραγωγής, κατανάλωσης και αποθήκευσης ενέργειας του μικροδικτύου, ο μετατροπέας μπορεί να λειτουργήσει τόσο ως αντιστροφέας, μετατρέποντας την ενέργεια από DC σε AC, όσο και ως ανορθωτής, μετατρέποντας την ενέργεια από AC σε DC. Στην πρώτη περίπτωση, η ισχύς εξόδου από τον αντιστροφέα σε AC δίδεται από τον τύπο:

$$P_{ac} = P_{dc} \times \eta_{inv} \quad (6.16)$$

όπου:

$P_{dc}$  = η ισχύς εισόδου στον αντιστροφέα σε DC [kW]

$\eta_{inv}$  = ο συντελεστής απόδοσης του αντιστροφέα [%]

Αντίθετα, στην περίπτωση λειτουργίας του μετατροπέα ως ανορθωτή, η ισχύς εξόδου σε DC υπολογίζεται ως εξής:

$$P_{dc} = P_{ac} \times \eta_{rect} \quad (6.17)$$

όπου:

$P_{ac}$  = η ισχύς εισόδου στον ανορθωτή σε AC [kW]

$\eta_{rect}$  = ο συντελεστής απόδοσης του ανορθωτή [%]

Στην παρούσα μελέτη επιλέχθηκε ο μετατροπέας Leonics MTP-413F, ονομαστικής ισχύος 25 kW. Κατά την λειτουργία του ως αντιστροφέας, ο βαθμός απόδοσής του είναι 96%, ενώ κατά την λειτουργία του ως ανορθωτής ο βαθμός απόδοσής του είναι 94%. Η διάρκεια ζωής της μονάδας ορίζεται στα 10 έτη από τον κατασκευαστή. Τέλος, το αρχικό κόστος κεφαλαίου του μετατροπέα ανέρχεται στα 650 €/kW, το κόστος αντικατάστασης ανέρχεται στα 600 €/kW, ενώ το κόστος O&M είναι αμελητέο και παραλείπεται. Οι προδιαγραφές για τον επιλεγμένο αμφίδρομο μετατροπέα ισχύος της παρούσας μελέτης περιέχονται στον Πίνακα 6.10.

Στην διαμόρφωση των τιμών του κόστους κεφαλαίου, αντικατάστασης και O&M όλων των συνιστωσών του ΜΔ που αναφέρθηκαν παραπάνω έχουν συμπεριληφθεί προσαυξήσεις, λόγω του έντονου παγκόσμιου πληθωρισμού που παρατηρείται το τελευταίο διάστημα.

Πίνακας 6.10: Τεχνικά και οικονομικά χαρακτηριστικά επιλεγμένου αμφίδρομου μετατροπέα ισχύος

Parameters	Values
Manufacturer	Leonics
Model	MTP-413F
Rated capacity	25 kW
Nominal DC voltage	240 Vdc
Nominal AC voltage	400 Vac
Phase	3-phase
Frequency	50/60 Hz
Inverter efficiency	96%
Rectifier efficiency	94%
Capital cost	650 €/kW
Replacement cost	600 €/kW
Operation and maintenance cost	0 €/kW/year
Lifetime	10 years

## 6.6 Σημαντικοί παράμετροι για την μοντελοποίηση στο Homer Pro

Εκτός από τα τεχνικά και οικονομικά στοιχεία των συνιστωσών του ΜΔ και τα δεδομένα φορτίου, ταχύτητας ανέμου, GHI και θερμοκρασίας περιβάλλοντος, υπάρχουν επιπλέον παράμετροι που επηρεάζουν την μοντελοποίηση του υπό μελέτη συστήματος. Οι παράμετροι αυτοί περιγράφονται παρακάτω:

### 6.6.1 Περιορισμοί

Η σελίδα «Περιορισμοί» στο Homer Pro περιλαμβάνει τους περιορισμούς του συστήματος, δηλαδή τις συνθήκες που πρέπει να ικανοποιεί. Το πρόγραμμα απορρίπτει τα συστήματα που δεν ικανοποιούν τους καθορισμένους περιορισμούς, οπότε αυτά δεν εμφανίζονται στα αποτελέσματα βελτιστοποίησης ή ευαισθησίας. Οι περιορισμοί είναι οι εξής:

#### Μέγιστη ετήσια ανεπάρκεια ισχύος (Maximum annual capacity shortage)

Η ανεπάρκεια ισχύος (capacity shortage) σε κάθε χρονικό βήμα είναι το έλλειμμα που δημιουργείται μεταξύ της απαιτούμενης ισχύος λειτουργίας (required operating capacity) και της πραγματικής ισχύος λειτουργίας που μπορεί να παρέχει το σύστημα. Η

απαιτούμενη ισχύς λειτουργίας υπολογίζεται ως το άθροισμα της απαιτούμενης λειτουργικής -ή στρεφόμενης όπως συχνά καλείται- εφεδρείας (required operating reserve) και της ζήτησης ηλεκτρικού φορτίου. Η στρεφόμενη εφεδρεία θα αναλυθεί εκτενέστερα παρακάτω. Το Homer Pro προσθέτει τις τιμές ανεπάρκειας ισχύος που συμβαίνουν κατά την διάρκεια του υπό μελέτη έτους, υπολογίζοντας έτσι την συνολική ετήσια ανεπάρκεια ισχύος (total capacity shortage). Από την διαίρεση της ποσότητας αυτής με το συνολικό ετήσιο φορτίο προκύπτει το κλάσμα ανεπάρκειας ισχύος (capacity shortage fraction), η μέγιστη επιτρεπόμενη τιμή του οποίου ορίζεται ως η μέγιστη ετήσια ανεπάρκεια ισχύος (maximum annual capacity shortage). Το Homer Pro θεωρεί ανέφικτο -ή μη αποδεκτό- κάθε σύστημα με τιμή κλάσματος ανεπάρκειας ισχύος υψηλότερη από την μέγιστη τιμή ανεπάρκειας ισχύος που έχει οριστεί. Στο ενδεχόμενο που εμφανιστεί μία πολύ υψηλή αιχμή φορτίου για πολύ σύντομο χρονικό διάστημα, εάν η μέγιστη ετήσια ανεπάρκεια ισχύος έχει οριστεί στο 0%, το Homer Pro θα διαστασιολογήσει το σύστημα για να καλύψει ακόμη και αυτό το υψηλό φορτίο αιχμής. Αυτό μπορεί να σημαίνει ότι το σύστημα θα περιλαμβάνει μεγάλο, ακριβό εξοπλισμό που δεν θα χρησιμοποιείται πλήρως τον περισσότερο χρόνο. Ωστόσο, εάν επιλεχθεί μία μικρή τιμή μέγιστης ετήσιας ανεπάρκειας ισχύος, το πρόγραμμα θα μπορούσε να επιλέξει να εγκαταστήσει μικρότερο, οικονομικότερο εξοπλισμό που θα είχε την δυνατότητα να καλύψει το σύνολο του φορτίου εκτός από αυτό το φορτίο αιχμής. Επομένως, προκειμένου να αποφευχθεί η υπερδιαστασιολόγηση του συστήματος, η μέγιστη ετήσια ανεπάρκεια ισχύος στην παρούσα μελέτη ορίζεται στο 5%.

#### Ελάχιστο ποσοστό διείσδυσης ΑΠΕ (Minimum renewable fraction)

Το ποσοστό διείσδυσης ΑΠΕ είναι το ποσοστό της ενέργειας που προσφέρεται στο ηλεκτρικό φορτίο και προέρχεται από ΑΠΕ. Η ελάχιστη επιτρεπόμενη τιμή του ετήσιου ποσοστού διείσδυσης ΑΠΕ ορίζεται ως ελάχιστο ποσοστό διείσδυσης ΑΠΕ (minimum renewable fraction). Στην παρούσα μελέτη, η βελτιστοποίηση του κάθε σεναρίου θα πραγματοποιηθεί λαμβάνοντας υπόψιν εκατοντάδες διαφορετικούς συνδυασμούς συνιστωσών του συστήματος, συμπεριλαμβανομένης και της περίπτωσης αποκλειστικής λειτουργίας συμβατικών Η/Ζ, χωρίς την ύπαρξη ΑΠΕ. Ως εκ τούτου, το ελάχιστο ποσοστό διείσδυσης ΑΠΕ ορίζεται ως 0%, προκειμένου να ικανοποιήσει όλα τα συστήματα προσομοίωσης.

### Στρεφόμενη εφεδρεία (Operating reserve)

Η στρεφόμενη εφεδρεία (operating reserve) είναι η πλεονάζουσα ισχύς λειτουργίας - δηλαδή η ισχύς λειτουργίας μείον το ηλεκτρικό φορτίο- που μπορεί να ανταποκριθεί άμεσα σε μια ξαφνική αύξηση του ηλεκτρικού φορτίου ή σε μια ξαφνική μείωση της παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ. Παρέχει ένα περιθώριο ασφαλείας που συμβάλλει στην εξασφάλιση αξιόπιστης παροχής ηλεκτρικής ενέργειας παρά την μεταβλητότητα του ηλεκτρικού φορτίου και της διαλείπουσας φύσης της ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ.

Η απαιτούμενη στρεφόμενη εφεδρεία (required operating reserve) είναι η ελάχιστη ποσότητα στρεφόμενης εφεδρείας που πρέπει να μπορεί να παρέχει το σύστημα. Το Homer Pro υπολογίζει την τιμή της ξεχωριστά για τους ζυγούς AC και DC για κάθε χρονικό βήμα, χρησιμοποιώντας τέσσερις μεταβλητές εισόδου, δύο σχετιζόμενες με την μεταβλητότητα του ηλεκτρικού φορτίου και δύο σχετιζόμενες με την μεταβλητότητα των ΑΠΕ, βάσει των παρακάτω εξισώσεων:

$$L_{res,AC} = r_{load} \times L_{prim,AC} + r_{peakload} \times \hat{L}_{prim,AC} + r_{wind} \times P_{wind,AC} \quad (6.18)$$

$$L_{res,DC} = r_{load} \times L_{prim,DC} + r_{peakload} \times \hat{L}_{prim,DC} + r_{wind} \times P_{wind,DC} + r_{solar} \times P_{PV} \quad (6.19)$$

όπου:

$L_{res,AC}$  = η απαιτούμενη στρεφόμενη εφεδρεία στον ζυγό AC στο τρέχον χρονικό βήμα

$L_{res,DC}$  = η απαιτούμενη στρεφόμενη εφεδρεία στον ζυγό DC στο τρέχον χρονικό βήμα

$r_{load}$  = ο συντελεστής στρεφόμενης εφεδρείας ως ποσοστό του κυρίως φορτίου (AC ή DC) στο τρέχον χρονικό βήμα

$L_{prim,AC}$  = η μέση τιμή του κυρίως φορτίου AC στο τρέχον χρονικό βήμα

$L_{prim,DC}$  = η μέση τιμή του κυρίως φορτίου DC στο τρέχον χρονικό βήμα

$r_{peakload}$  = ο συντελεστής στρεφόμενης εφεδρείας ως ποσοστό της ετήσιας αιχμής κυρίως φορτίου (AC ή DC)

$\hat{L}_{prim,AC}$  = η υψηλότερη τιμή του κυρίως φορτίου AC κατά την διάρκεια του υπό μελέτη έτους

$\hat{L}_{prim,DC}$  = η υψηλότερη τιμή του κυρίως φορτίου DC κατά την διάρκεια του υπό μελέτη έτους

$r_{wind}$  = ο συντελεστής στρεφόμενης εφεδρείας ως ποσοστό της παραγόμενης ισχύος των Α/Γ (AC ή DC) στο τρέχον χρονικό βήμα

$P_{wind,AC}$  = η μέση τιμή της παραγόμενης ισχύος των Α/Γ σε AC στο τρέχον χρονικό βήμα

$P_{wind,DC}$  = η μέση τιμή της παραγόμενης ισχύος των Α/Γ σε DC στο τρέχον χρονικό βήμα

$r_{solar}$  = ο συντελεστής στρεφόμενης εφεδρείας ως ποσοστό της παραγόμενης ισχύος των ΦΒ σε DC στο τρέχον χρονικό βήμα

$P_{PV}$  = η μέση τιμή της παραγόμενης ισχύος των ΦΒ σε DC στο τρέχον χρονικό βήμα

Στην παρούσα μελέτη οι συντελεστές στρεφόμενης εφεδρείας  $r_{load}$ ,  $r_{peakload}$ ,  $r_{wind}$  και  $r_{solar}$  θεωρήθηκαν 10%, 0%, 50% και 25% αντιστοίχως.

**CONSTRAINTS** ⓘ

Maximum annual capacity shortage (%):

Minimum renewable fraction (%):

Operating Reserve

As a percentage of load

Load in current time step (%):

Annual peak load (%):

As a percentage renewable output

Solar power output (%):

Wind power output (%):

Εικόνα 6.4: Παράθυρο ορισμού περιορισμών

Η τιμή του 10% του κυρίως φορτίου σε κάθε χρονικό βήμα προστίθεται στην απαιτούμενη στρεφόμενη εφεδρεία, το οποίο σημαίνει ότι το σύστημα πρέπει να διαθέτει αρκετή εφεδρική ισχύ έτσι ώστε να δύναται να εξυπηρετήσει ανά πάσα στιγμή μια ξαφνική αύξηση 10% του φορτίου. Παρομοίως, η τιμή του 25% για την παραγόμενη ισχύ της ΦΒ συστοιχίας και του 50% για την παραγόμενη ισχύ των Α/Γ εξασφαλίζει ότι το σύστημα θα διαθέτει αρκετή εφεδρική ισχύ σε λειτουργία για την εξυπηρέτηση του φορτίου σε περίπτωση απροσδόκητης μείωσης κατά 25% της παραγόμενης ισχύος των ΦΒ και κατά

50% της παραγόμενης ισχύος των Α/Γ αντίστοιχα. Ο λόγος για τον οποίο επιλέχθηκε χαμηλότερη ποσοστιαία τιμή για την ισχύ εξόδου των ΦΒ συστοιχιών είναι ότι στις περισσότερες περιπτώσεις, η ισχύς εξόδου των ΦΒ συστοιχιών παρουσιάζει μικρότερη μεταβλητότητα από την ισχύ εξόδου των Α/Γ.

Το σύνολο των τιμών των παραπάνω περιορισμών που εισήχθησαν στο Homer Pro φαίνονται στην Εικόνα 6.4.

#### 6.6.2 Οικονομικές παράμετροι

Το λογισμικό Homer Pro υπολογίζει το κόστος κύκλου ζωής ή αλλιώς το καθαρό παρόν κόστος (NPC) κάθε προτεινόμενου συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας και τα κατατάσσει σε φθίνουσα σειρά με βάση την παράμετρο αυτή. Το NPC ενός συστήματος προκύπτει από την αφαίρεση του συνόλου των εσόδων του κατά τη διάρκεια της ζωής του από το σύνολο των δαπανών του κατά τη διάρκεια της ζωής του. Στις δαπάνες περιλαμβάνεται το κόστος της αρχικής κατασκευής, της αντικατάστασης εξαρτημάτων, της συντήρησης, των καυσίμων, καθώς και το κόστος αγοράς ενέργειας από το δίκτυο και διάφορα άλλα έξοδα, όπως τα πρόστιμα που προκύπτουν από τις εκπομπές ρύπων. Τα έσοδα περιλαμβάνουν το κέρδος από την πώληση ενέργειας στο δίκτυο, καθώς και οποιαδήποτε υπολειμματική αξία (salvage value) που προκύπτει στο τέλος της διάρκειας ζωής του έργου. Το NPC αποτελεί σημαντικό μέγεθος, καθώς καταδεικνύει εάν η όλη επένδυση είναι κερδοφόρα ή όχι. Αφού το λογισμικό υπολογίσει το συνολικό NPC ενός συστήματος, το αξιοποιεί για τον υπολογισμό του συνολικού ετησιοποιημένου κόστους (total annualized cost) του συστήματος, δηλαδή της ανηγμένης σε ετήσια βάση τιμής του συνολικού NPC, σύμφωνα με την παρακάτω εξίσωση:

$$C_{ann,tot} = CRF(i, R_{proj}) \times C_{NPC,tot} \quad (6.20)$$

όπου:

$C_{ann,tot}$  = το συνολικό ετησιοποιημένο κόστος [€/year]

$C_{NPC,tot}$  = το συνολικό καθαρό παρόν κόστος [€]

$CRF$  = ο συντελεστής ανάκτησης κεφαλαίου

$i$  = το ετήσιο πραγματικό επιτόκιο [%]

$R_{proj}$  = η διάρκεια ζωής του έργου [years]

Ο συντελεστής ανάκτησης κεφαλαίου (Capital Recovery Factor-CRF) δίνεται από τον εξής τύπο:

$$CRF(i, N) = \frac{i \times (1 + i)^N}{(1 + i)^N - 1} \quad (6.21)$$

όπου:

$i$  = το ετήσιο πραγματικό επιτόκιο

$N$  = ο αριθμός των ετών

Το ετήσιο πραγματικό επιτόκιο  $i$  (real interest/discount rate) συνδέεται με το ετήσιο ονομαστικό επιτόκιο  $i'$  (nominal interest/discount rate) και τον αναμενόμενο ετήσιο ρυθμό πληθωρισμού  $f$  (expected inflation rate), σύμφωνα με την εξίσωση που δίνεται παρακάτω:

$$i = \frac{i' - f}{1 + f} \quad (6.22)$$

Στην Ελλάδα, το ετήσιο ονομαστικό επιτόκιο για ποσά μεγαλύτερα του ενός εκατομμυρίου ευρώ (1,000,000€) σύμφωνα με την Τράπεζα της Ελλάδος [73] είναι 2.69% και ο ετήσιος ρυθμός πληθωρισμού είναι 6.2% [74]. Οι τιμές αυτές αφορούν τον Ιανουάριο του 2022. Αντικαθιστώντας τις προαναφερθείσες τιμές στην εξίσωση 6.22, υπολογίζεται ότι το ετήσιο πραγματικό επιτόκιο είναι -3.31%.

Ένα ακόμη σημαντικό οικονομικό μέγεθος ενός συστήματος είναι το σταθμισμένο κόστος ενέργειας (Levelized Cost of Energy-LCOE), το οποίο ωστόσο δεν θα ληφθεί υπόψιν κατά την βελτιστοποίηση των συστημάτων. Το LCOE είναι το μέσο κόστος ανά kWh ωφέλιμης ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από το σύστημα. Υπολογίζεται διαιρώντας το ετησιοποιημένο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με το συνολικό εξυπηρετούμενο φορτίο κάθε έτους, σύμφωνα με την εξίσωση:

$$LCOE = \frac{C_{ann,tot}}{E_{served}} \quad (6.23)$$

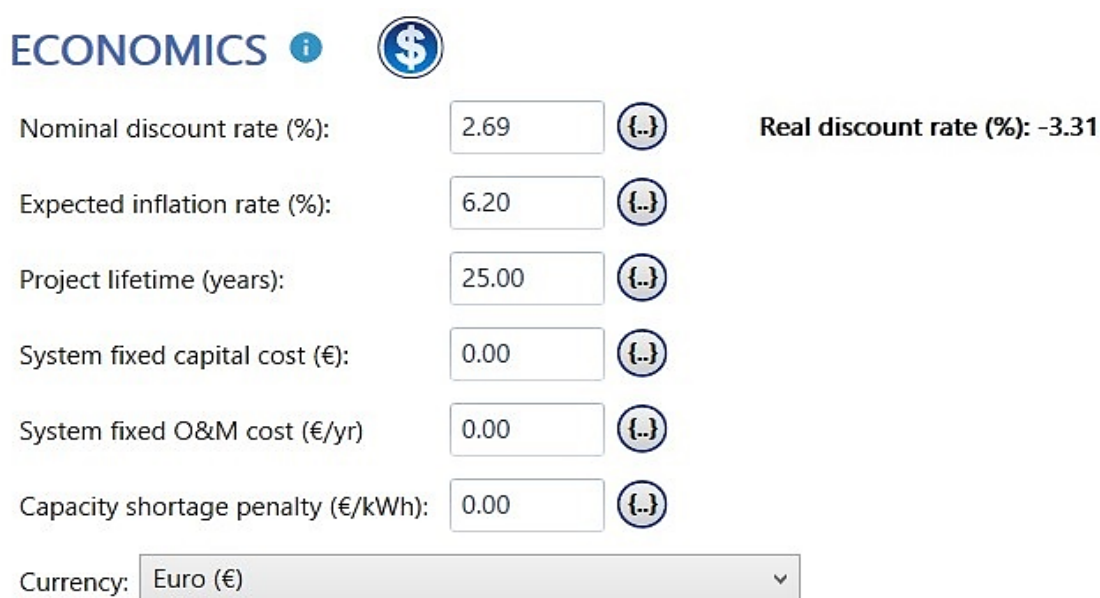
όπου:


$C_{ann,tot}$  = το συνολικό ετησιοποιημένο κόστος του συστήματος [€/year]







$E_{served}$  = το συνολικό εξυπηρετούμενο φορτίο κάθε έτους [kWh/year]

Το συνολικό εξυπηρετούμενο φορτίο κάθε έτους υπολογίζεται προσθέτοντας το εξυπηρετούμενο κυρίως φορτίο AC, το εξυπηρετούμενο κυρίως φορτίο DC και το σύνολο της ενέργειας που πωλείται στο δίκτυο.

Το σύνολο των τιμών των οικονομικών παραμέτρων που εισήχθησαν στο Homer Pro φαίνονται στην Εικόνα 6.5. Εκτός από το ονομαστικό επιτόκιο και τον αναμενόμενο ρυθμό πληθωρισμού που αναφέρθηκαν παραπάνω, ορίστηκε και η διάρκεια ζωής του έργου (25 έτη). Τα σταθερά κόστη κεφαλαίου και O&M, καθώς και το πρόστιμο ανεπάρκειας ισχύος θεωρήθηκαν μηδενικά.



**ECONOMICS** ⓘ 

Nominal discount rate (%):	<input type="text" value="2.69"/>		<b>Real discount rate (%): -3.31</b>
Expected inflation rate (%):	<input type="text" value="6.20"/>		
Project lifetime (years):	<input type="text" value="25.00"/>		
System fixed capital cost (€):	<input type="text" value="0.00"/>		
System fixed O&M cost (€/yr)	<input type="text" value="0.00"/>		
Capacity shortage penalty (€/kWh):	<input type="text" value="0.00"/>		
Currency:	<input type="text" value="Euro (€)"/>		

Εικόνα 6.5: Παράθυρο ορισμού οικονομικών παραμέτρων

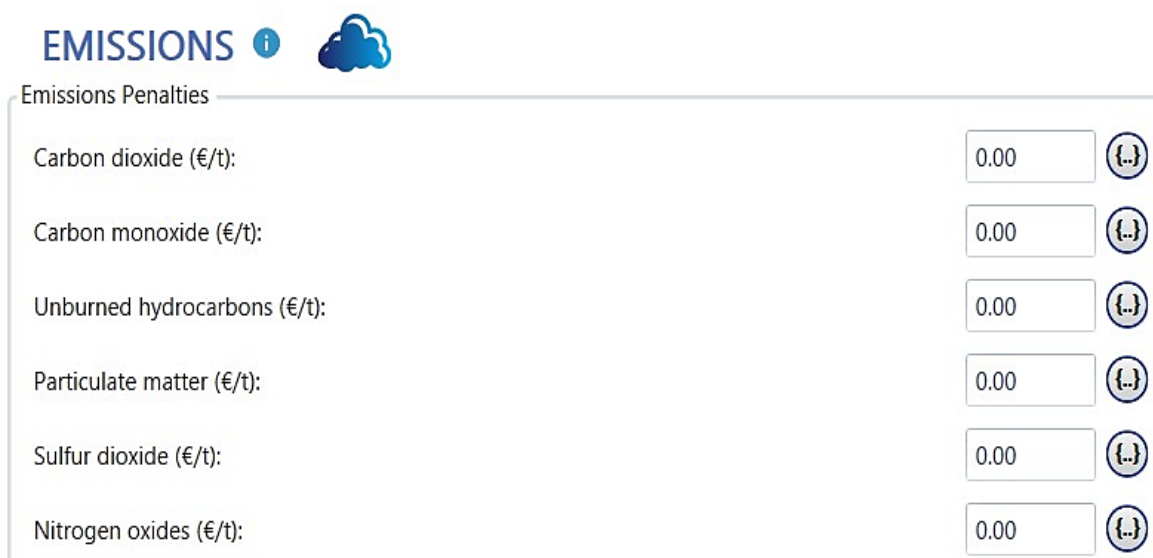
### 6.6.3 Εκπομπές ρύπων

Από το 2005, η Ελλάδα είναι ενταγμένη στο Σύστημα Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών (ΣΕΔΕ), το οποίο θεσπίστηκε από το Πρωτόκολλο του Κυότο. Το ΣΕΔΕ της ΕΕ λειτουργεί με βάση την αρχή του "cap and trade". Ένα πλαφόν καθορίζεται στην συνολική ποσότητα ορισμένων αερίων του θερμοκηπίου που μπορούν να εκπέμπονται από τις εγκαταστάσεις που καλύπτονται από το σύστημα. Το πλαφόν μειώνεται με την πάροδο του χρόνου, έτσι ώστε οι συνολικές εκπομπές να μειώνονται. Εντός του πλαφόν, οι εγκαταστάσεις αγοράζουν ή λαμβάνουν δικαιώματα εκπομπών, τα οποία μπορούν να ανταλλάσσουν μεταξύ τους ανάλογα με τις ανάγκες. Ο περιορισμός του συνολικού αριθμού των



διαθέσιμων δικαιωμάτων εξασφαλίζει ότι αυτά έχουν αξία. Μετά από κάθε έτος, μια εγκατάσταση πρέπει να παραδώσει αρκετά δικαιώματα ώστε να καλύψει πλήρως τις εκπομπές της, διαφορετικά επιβάλλονται βαριά πρόστιμα. Εάν αυτή μειώσει τις εκπομπές της, μπορεί να κρατήσει τα πλεονάζοντα δικαιώματα για να καλύψει τις μελλοντικές της ανάγκες ή να τα πουλήσει σε άλλη εγκατάσταση που έχει έλλειψη δικαιωμάτων [75].

Η Ανάφη, και γενικότερα τα ΜΔΝ της Ελλάδας, έχουν πλεόνασμα δικαιωμάτων εκπομπών, επομένως δεν χρειάζεται να επιβληθούν σε αυτά τα νησιά πρόστιμα. Ως εκ τούτου, στην καρτέλα του Homer Pro που αφορά τα πρόστιμα εκπομπών διαφόρων ρύπων, εισάγονται σε όλα μηδενικές τιμές, δηλαδή 0 €/τόνο, όπως φαίνεται στην Εικόνα 6.6.



The screenshot shows a software interface titled "EMISSIONS" with a cloud icon. Below the title is a section labeled "Emissions Penalties". It contains a list of pollutants with corresponding input fields and icons:

Pollutant	Value	Icon
Carbon dioxide (€/t):	0.00	{..}
Carbon monoxide (€/t):	0.00	{..}
Unburned hydrocarbons (€/t):	0.00	{..}
Particulate matter (€/t):	0.00	{..}
Sulfur dioxide (€/t):	0.00	{..}
Nitrogen oxides (€/t):	0.00	{..}

Εικόνα 6.6: Παράθυρο ορισμού προστίμων εκπομπών

#### 6.6.4 Στρατηγική κατανομής

Η στρατηγική κατανομής (dispatch strategy) ορίζεται ως ένα σύνολο κανόνων που χρησιμοποιούνται για τον έλεγχο της λειτουργίας της γεννήτριας και της συστοιχίας μπαταριών, όταν δεν υπάρχει επαρκής ανανεώσιμη ενέργεια για την τροφοδοσία του φορτίου. Μια στρατηγική κατανομής θεωρείται πολύ απλή όταν ένα υβριδικό σύστημα αποτελείται μόνο από ΦΒ, Α/Γ και μπαταρίες. Από την άλλη πλευρά, γίνεται πολύπλοκη όταν στο σύστημα προστίθενται γεννήτριες. Το Homer Pro χρησιμοποιεί διάφορες στρατηγικές κατανομής. Μεταξύ αυτών, η στρατηγική παρακολούθησης φορτίου (Load

Following-LF) και η στρατηγική κυκλικής φόρτισης (Cycle Charging-CC) χρησιμοποιούνται ευρέως για τεχνοοικονομικές αναλύσεις.

Κατά την LF, οι γεννήτριες ντίζελ λειτουργούν και παράγουν ισχύ για να καλύψουν την ζήτηση φορτίου, μόνο όταν η παραγωγή από τις ΑΠΕ είναι ανεπαρκής. Λειτουργίες χαμηλότερης προτεραιότητας, όπως η φόρτιση των συστοιχιών μπαταριών, επαφίενται στις ΑΠΕ. Ειδικότερα, αφού καλυφθεί η ζήτηση φορτίου από τις ΑΠΕ, η περίσσεια της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από αυτές αξιοποιείται για την φόρτιση των μπαταριών. Αντίθετα, στην στρατηγική CC οι γεννήτριες ντίζελ παράγουν την μέγιστη ισχύ εξόδου όταν χρειάζεται να εξυπηρετήσουν το ηλεκτρικό φορτίο, δηλαδή σε περιόδους που η παραγωγή από τις ΑΠΕ είναι ανεπαρκής. Μόλις το φορτίο εξυπηρετηθεί, το πλεόνασμα ενέργειας αξιοποιείται για την φόρτιση των μπαταριών. Κατά την διάρκεια αυτής της στρατηγικής, όταν το σύστημα αρχίζει να φορτίζει την συστοιχία αποθήκευσης, δεν σταματά μέχρι η συστοιχία να φτάσει την καθορισμένη τιμή SOC (setpoint SOC). Όταν αυτό συμβεί, η συστοιχία μπορεί να αρχίζει να εκφορτίζεται για να καλύψει τα φορτία. Η καθορισμένη τιμή SOC τείνει να μειώσει το χρονικό διάστημα που η συστοιχία συσσωρευτών παραμένει σε χαμηλή κατάσταση φόρτισης, τον αριθμό των εκκινήσεων της γεννήτριας και τον αριθμό των κύκλων φόρτισης-εκφόρτισης των μπαταριών που πραγματοποιούνται καθ' όλη τη διάρκεια του έτους [76]. Στην παρούσα μελέτη, η καθορισμένη αυτή τιμή SOC για την στρατηγική CC θεωρήθηκε 80%. Σε κάθε σενάριο έγινε χρήση τόσο της LF όσο και της CC, προκειμένου να βρεθεί το βέλτιστο σύστημα. Όσον αφορά τα κόστη των ελεγκτών που υλοποιούν τις στρατηγικές κατανομής, αυτά ορίστηκαν ως εξής: 15,000 € το κόστος κεφαλαίου και το κόστος αντικατάστασης και 100 €/έτος το κόστος O&M.

#### 6.6.5 Πλεονάζουσα ηλεκτρική ενέργεια

Η πλεονάζουσα ηλεκτρική ενέργεια (excess electricity) είναι η περίσσεια της ενέργειας που παράγεται σε ένα υβριδικό σύστημα. Αυτή η ενέργεια δεν μπορεί να καλύψει τις απαιτήσεις του φορτίου ή να φορτίσει τις μπαταρίες, οπότε πρέπει να απορριφθεί ή να περιοριστεί. Συνήθως, η πλεονάζουσα ηλεκτρική ενέργεια παράγεται σε χρονικά διαστήματα που οι μπαταρίες είναι πλήρως φορτισμένες και δεν μπορούν να αποθηκεύσουν άλλη ενέργεια, είτε από ΑΠΕ είτε από γεννήτριες, όταν η ελάχιστη παραγωγή των τελευταίων υπερβαίνει το φορτίο.

Η περίσσεια ηλεκτρικής ενέργειας δεν είναι απαραίτητα ένδειξη λανθασμένου σχεδιασμού του συστήματος. Αντιθέτως, συχνά είναι οικονομικότερο για το σύστημα να περιλαμβάνει μονάδες που παράγουν περισσότερη ηλεκτρική ενέργεια από όση απαιτείται, αντί να επενδύει σε κοστοβόρες υποδομές για την αποθήκευση αυτής της πλεονάζουσας ενέργειας. Εκτός αυτού, η περίσσεια ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί να χρησιμοποιηθεί με πολλούς τρόπους. Ένα παράδειγμα αξιοποίησης της πλεονάζουσας ηλεκτρικής ενέργειας είναι τα συστήματα αφαλάτωσης, όπως η αντίστροφη ώσμωση, ιδίως σε νησιά. Επιπλέον, η ενέργεια αυτή μπορεί να επαναχρησιμοποιηθεί για την ψύξη και την θέρμανση κτιρίων. Βέβαια, όπως είναι κατανοητό, όσο μεγαλύτερο είναι το ποσό της πλεονάζουσας ενέργειας σε ένα σύστημα, τόσο πιο πολύπλοκη γίνεται η ορθή διαχείριση και αξιοποίησή της. Τέλος, το πλεόνασμα ενέργειας που δεν είναι δυνατό να αξιοποιηθεί από το σύστημα μπορεί να διαχέεται σε ένα απορριπτόμενο φορτίο (dump load), το οποίο είναι συνήθως ένας απλός ηλεκτρικός θερμαντήρας, μια συστοιχία λαμπτήρων ή απλές ηλεκτρικές αντιστάσεις.

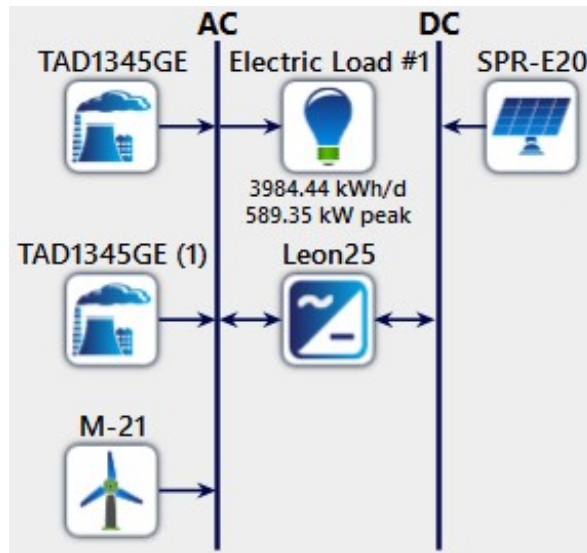
## **6.7 Τεχνοοικονομικά αποτελέσματα βελτιστοποίησης**

Σε αυτό το κεφάλαιο θα παρουσιαστούν και θα συζητηθούν τα αποτελέσματα της βελτιστοποίησης για κάθε ένα από τα σενάρια που περιγράφηκαν στο υποκεφάλαιο 6.4. Η αξιολόγηση καλύπτει τόσο την τεχνική όσο και την οικονομική απόδοση των συστημάτων σε βάθος 25ετίας, όσο είναι και η διάρκεια ζωής τους. Η επιλογή του βέλτιστου σεναρίου βασίζεται πρωτίστως στο συνολικό NPC και δευτερευόντως σε τεχνικούς παράγοντες όπως η πλεονάζουσα ηλεκτρική ενέργεια και η διείδυση των ΑΠΕ.

### **6.7.1 Σενάριο 1 – Φωτοβολταϊκά/Ανεμογεννήτριες/Γεννήτριες**

Στο σενάριο 1 εξετάστηκε και βελτιστοποιήθηκε ένα υβριδικό σύστημα που περιέχει ΦΒ, Α/Γ και γεννήτριες, χωρίς μπαταρίες. Η τοπολογία του συστήματος φαίνεται στην Εικόνα 6.7.

Προκειμένου να προσομοιώσει το λογισμικό όλους τους εφικτούς συνδυασμούς του συστήματος και να καθορίσει τον πιο αποδοτικό, χρησιμοποιεί τις τιμές που ορίζει ο χρήστης στον χώρο αναζήτησης (search space). Ο χώρος αναζήτησης που εισήχθη στο πρόγραμμα για τις συνιστώσες του σεναρίου 1 παρουσιάζεται στον Πίνακα 6.11.



Εικόνα 6.7: Τοπολογία του σεναρίου 1 στο Homer Pro

Πίνακας 6.11: Χώρος αναζήτησης για το σενάριο 1

Type	System components	Search space for scenario 1
Generator	HYUNDAI KD8AX	-
	VOLVO PENTA TAD740GE	-
	VOLVO PENTA TAD1241GE	-
	VOLVO PENTA TAD1345GE	0 or 250 kW
	VOLVO PENTA TAD1345GE	0 or 250 kW
PV	SUNPOWER E20-327	0-1,000 kW
WT	XANT M-21	0-15 units
Battery	DISCOVER AES 14-24-2800	-
Converter	LEONICS MTP-413F	0-750 kW, 25 kW/step

Για το σενάριο 1, το βέλτιστο υβριδικό σύστημα που καλύπτει την ζήτηση φορτίου της Ανάφης, ενώ παράλληλα ικανοποιεί τις καθορισμένες συνθήκες και περιορισμούς, αποτελείται από τα εξής στοιχεία: ΦΒ πάνελ SUNPOWER E20-327 συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 542 kW, δώδεκα (12) Α/Γ XANT M-21 συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 1,200 kW, μία (1) ντιζελογεννήτρια VOLVO PENTA TAD1345GE εγκατεστημένης ισχύος 250 kW και αμφίδρομους μετατροπείς LEONICS MTP-413F συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 250 kW. Η συνολική ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας αυτού του συστήματος είναι 4,813,901 kWh/έτος. Το ποσοστό της πλεονάζουσας

ηλεκτρικής ενέργειας είναι 70% (3,370,540 kWh/έτος) και το ποσοστό διείσδυσης των ΑΠΕ είναι 79.1%. Τα ποσοστά αυτά θα σχολιαστούν παρακάτω. Αναφορικά με την στρατηγική κατανομής, διαπιστώθηκε ότι τόσο με την LF όσο και με την CC τα αποτελέσματα της βελτιστοποίησης ήταν ταυτόσημα. Σχετικά με τα οικονομικά στοιχεία του βέλτιστου συστήματος, αυτό έχει NPC ίσο με 16,578,530.86 € και LCOE ίσο με 0.289€. Τα παραπάνω γενικά χαρακτηριστικά του βέλτιστου συστήματος του σεναρίου 1 συνοψίζονται στον Πίνακα 6.12.

Πίνακας 6.12: Γενικά χαρακτηριστικά του βέλτιστου συστήματος του σεναρίου 1

Categories	Parameters	Values
Architecture	VOLVO PENTA TAD1345GE Rated capacity	250 kW
	SUNPOWER E20-327 Rated capacity	542 kW
	XANT M-21 Rated capacity	1,200 kW (12 units)
	LEONICS MTP-413F Rated capacity	250 kW
	Dispatch strategy	LF or CC
System	Excess electricity	70%
	Renewable fraction	79.1%
	Electricity production	4,813,901 kWh/year
Costs	NPC	16,578,530.86 €
	LCOE	0.289 €

Στον Πίνακα 6.13 παρουσιάζονται τα δεδομένα της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και κάποια τεχνικά στοιχεία των συνιστωσών του βέλτιστου συστήματος. Από τον πίνακα αυτόν μπορούν να εξαχθούν κάποιες αξιολογικές παρατηρήσεις. Αρχικά, η ζήτηση φορτίου του νησιού καλύπτεται με μόλις ένα (1) από τα πέντε (5) Η/Ζ του υπάρχοντος ΤΣΠ. Μάλιστα, η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται ετησίως από την γεννήτρια αυτή είναι μικρότερη από το 10% της συνολικής ετήσιας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Το μεγαλύτερο ποσοστό της ηλεκτροπαραγωγής το κατέχουν οι Α/Γ (74.3%), γεγονός που οφείλεται στο υψηλό αιολικό δυναμικό της Ανάφης. Οι Α/Γ λειτουργούν σχεδόν καθ' όλη τη διάρκεια του έτους, και συγκεκριμένα 7,812 ώρες. Η μεγάλη διείσδυση της αιολικής ενέργειας εξηγεί το υψηλό ποσοστό ανανεώσιμης ενέργειας (79.1%) και το εξίσου υψηλό ποσοστό πλεονάζουσας ηλεκτρικής ενέργειας (70%). Η περίσσεια αυτή, όπως αναφέρθηκε και παραπάνω, μπορεί να αποδειχθεί ιδιαίτερα χρήσιμη, αξιοποιούμενη είτε σε κάποιο

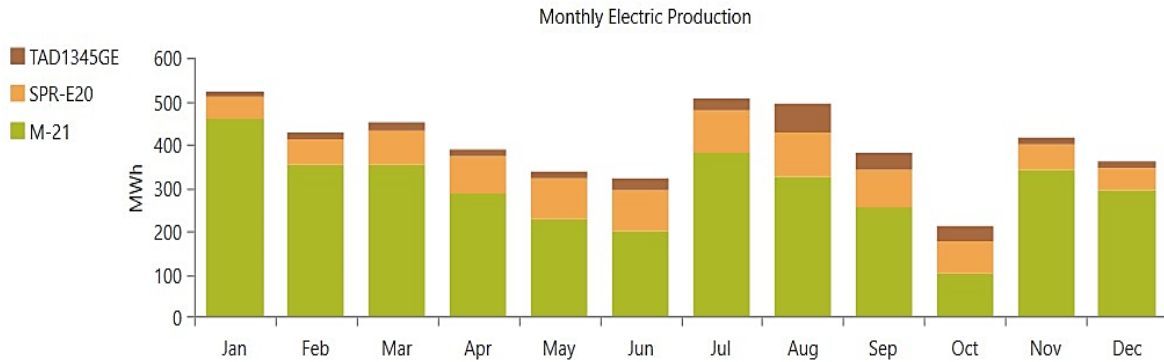
σύστημα αφαλάτωσης είτε σε συστήματα θέρμανσης, ψύξης και παραγωγής ζεστού νερού χρήσης για τους κατοίκους του νησιού. Ωστόσο, σε περίπτωση που η ποσότητα της πλεονάζουσας ενέργειας κριθεί μη αξιοποιήσιμη λόγω του μεγέθους της, είναι εφικτή η ελάττωσή της με την μείωση των Α/Γ, όπως θα παρατηρήσουμε στην συνέχεια του κεφαλαίου. Τα ΦΒ λειτουργούν σχεδόν τις μισές ώρες του έτους (4,385 ώρες) -δηλαδή χονδρικά τις δώδεκα (12) ώρες της ημέρας που υπάρχει ηλιοφάνεια- και η ενέργεια που παράγουν αποτελεί το 19.5% της συνολικής ετήσιας ηλεκτροπαραγωγής. Τέλος, η συνολική ετήσια κατανάλωση ντίζελ είναι 75,682 L/έτος.

Πίνακας 6.13: Χαρακτηριστικά παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και τεχνικά χαρακτηριστικά του βέλτιστου συστήματος του σεναρίου 1

System Components	Production (kWh/year)	Production (%)	Mean Output (kW)	Operational hours (h/year)	Annual Fuel Consumption (L/year)
VOLVO PENTA TAD1345GE	300,994	6.25	89.4	3,367	75,682
SUNPOWER E20-327	937,424	19.5	107	4,385	-
XANT M-21	3,575,484	74.3	408	7,812	-
Total	4,813,901	100	-	-	75,682

Η μηνιαία παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, συνολικά και ανά συνιστώσα του βέλτιστου συστήματος του σεναρίου 1 φαίνεται στο ιστόγραμμα της Εικόνας 6.8. Σε αυτό παρατηρείται ότι οι μήνες με την μεγαλύτερη ηλεκτροπαραγωγή είναι ο Ιανουάριος, ο Ιούλιος και ο Αύγουστος, ενώ η μικρότερη παραγωγή εμφανίζεται τον Οκτώβριο. Επιπλέον, φαίνεται πως η γεννήτρια του συστήματος λειτουργεί πολύ περισσότερο τον Αύγουστο σε σχέση με τους υπόλοιπους μήνες, καθώς τότε εμφανίζεται το φορτίο αιχμής και γενικότερα υπάρχει αυξημένη ζήτηση ισχύος λόγω έντονης τουριστικής δραστηριότητας. Η μεγαλύτερη συνεισφορά στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σε όλους τους μήνες ανήκει στις Α/Γ. Τέλος, η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τα ΦΒ, παρότι δεν εμφανίζει μεγάλες διακυμάνσεις μεταξύ των μηνών, είναι μεγαλύτερη το χρονικό διάστημα από τον Απρίλιο μέχρι τον Σεπτέμβριο, λόγω της έντονης ηλιοφάνειας. Όσον αφορά τα κόστη του συστήματος, το βέλτιστο σύστημα επιλέχθηκε σύμφωνα με το ελάχιστο συνολικό NPC. Τα κύρια οικονομικά στοιχεία του βέλτιστου συστήματος

παρουσιάζονται στον Πίνακα 6.14, ενώ στον Πίνακα 6.15 περιέχονται τα αναλυτικά κόστη κάθε συνιστώσας του βέλτιστου συστήματος του σεναρίου 1 για την συνολική διάρκεια ζωής του έργου, δηλαδή τα 25 έτη.



Εικόνα 6.8: Μηνιαία παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας του βέλτιστου συστήματος του σεναρίου 1

Πίνακας 6.14: Γενικά οικονομικά χαρακτηριστικά του βέλτιστου συστήματος του σεναρίου 1

NPC (€)	LCOE (€)	Capital (€)	Replacement (€)	O&M (€)	Fuel (€)	Salvage (€)
16,578,530.86	0.2893	4,454,166.67	855,351.46	5,881,115.27	5,584,776.84	-196,879.39

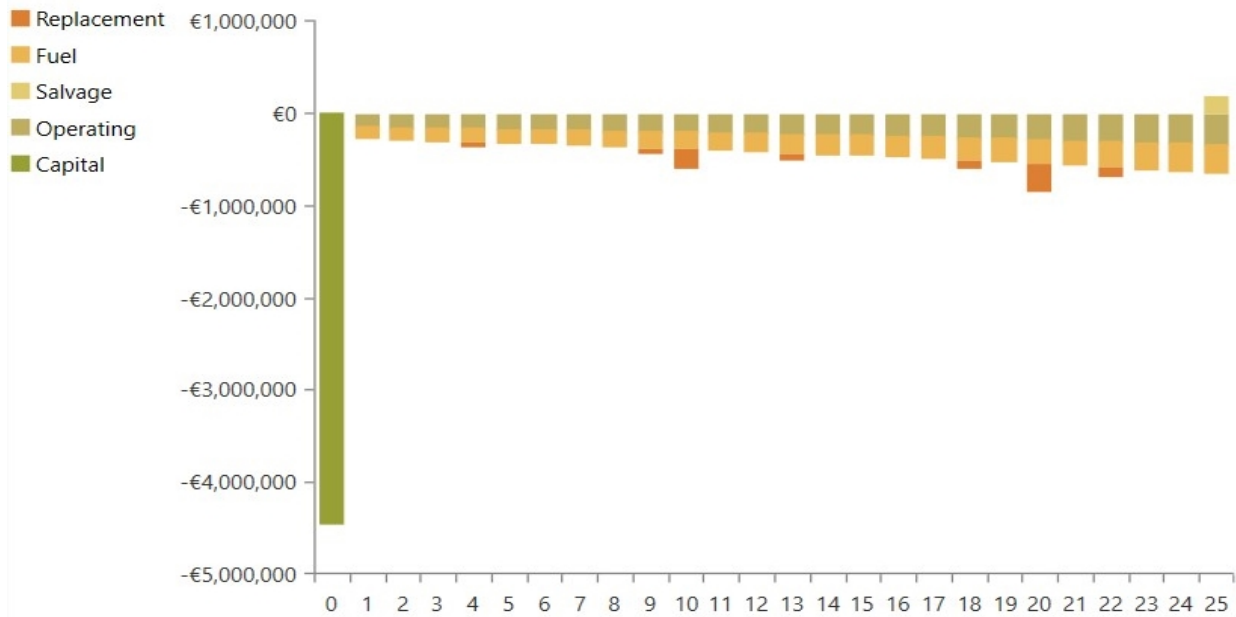
Πίνακας 6.15: Αναλυτικά κόστη ανά συνιστώσα του βέλτιστου συστήματος του σεναρίου

1

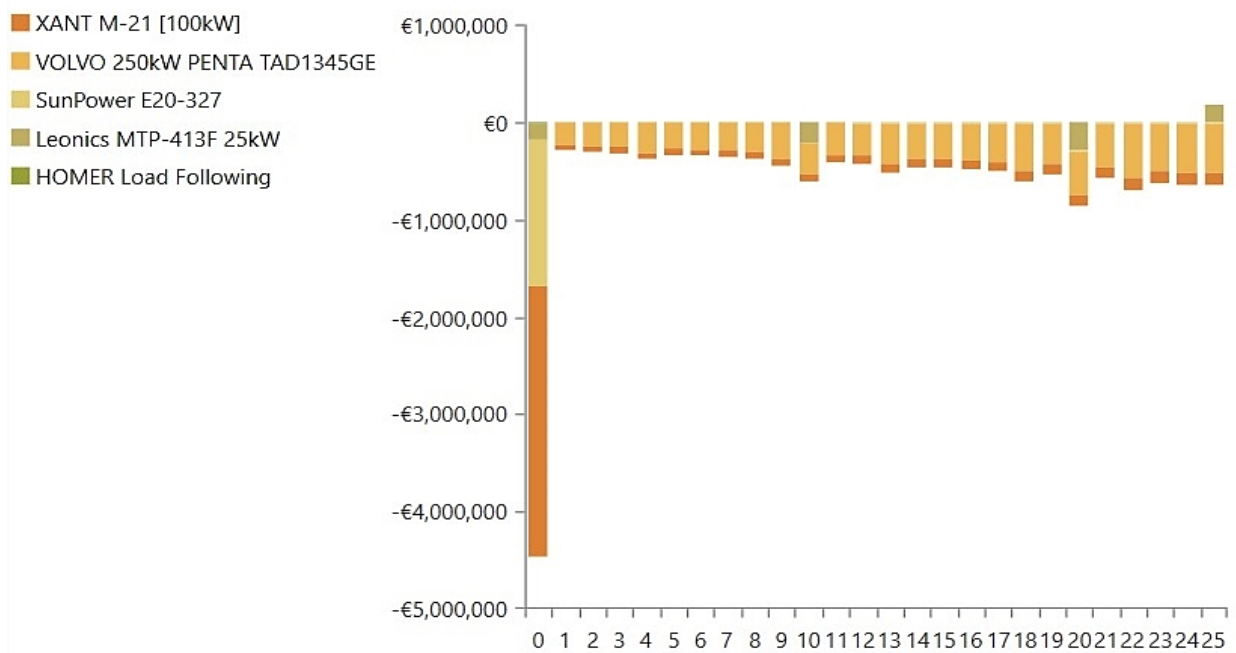
Component	Capital (€)	Replacement (€)	O&M (€)	Fuel (€)	Salvage (€)	Total (€)
HOMER Controller (LF or CC)	15,000.00	0.00	3,984.50	0.00	0.00	18,984.50
LEONICS MTP-413F	162,500.00	503,698.01	0.00	0.00	-173,768.21	492,429.80
SUNPOWER E20-327	1,516,666.67	0.00	323,740.25	0.00	0.00	1,840,406.92
VOLVO PENTA TAD1345GE	0.00	351,653.45	3,353,949.04	5,584,776.84	-23,111.17	9,267,268.16
XANT M-21	2,760,000.00	0.00	2,199,441.48	0.00	0.00	4,959,441.48
System	4,454,166.67	855,351.46	5,881,115.27	5,584,776.84	-196,879.38	16,578,530.86

Όπως παρατηρείται, τα μεγαλύτερα συνολικά κόστη του έργου είναι κατά φθίνουσα σειρά το κόστος του ντίζελ, το O&M κόστος του Η/Ζ και το κόστος κεφαλαίου των Α/Γ. Έπεται το

O&M κόστος των Α/Γ, το οποίο είναι σχετικά μικρό αν αναλογιστούμε τον υψηλό αριθμό ωρών λειτουργίας τους ανά έτος. Η συνιστώσα με τις μεγαλύτερες συνολικές δαπάνες είναι η γεννήτρια, με NPC ίσο με το 56% του συνολικού NPC του συστήματος. Οι ταμειακές ροές (cash flow) ανά είδος κόστους και ανά συνιστώσα σε βάθος 25ετίας παρουσιάζονται στις Εικόνες 6.9 και 6.10 αντιστοίχως.



Εικόνα 6.9: Ταμειακές ροές ανά είδος κόστους του βέλτιστου συστήματος του σεναρίου 1

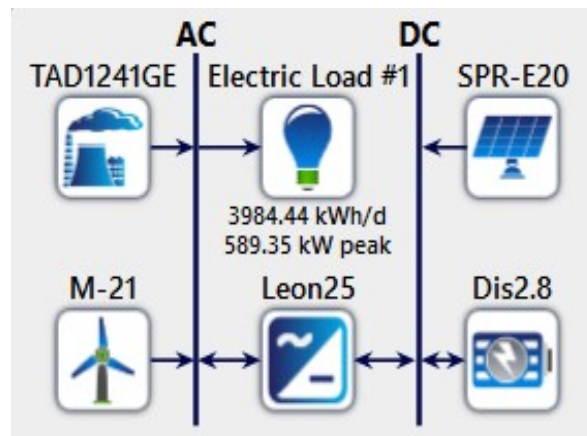


Εικόνα 6.10: Ταμειακές ροές ανά συνιστώσα του βέλτιστου συστήματος του σεναρίου 1



### 6.7.2 Σενάριο 2 – Φωτοβολταϊκά/Ανεμογεννήτριες/Γεννήτρια/Μπαταρίες

Στο σενάριο 2, προκειμένου να μειωθεί το NPC, προστέθηκαν στο υβριδικό σύστημα μπαταρίες. Επίσης, επιλέχθηκε μόλις 1 γεννήτρια ντίζελ, η VOLVO PENTA TAD1241GE, ονομαστικής ισχύος 212 kW, επαρκούς για την κάλυψη των φορτίων της Ανάφης. Επομένως, στο σενάριο 2 εξετάστηκε και βελτιστοποιήθηκε ένα υβριδικό ΜΔ με ΦΒ, Α/Γ, γεννήτρια και μπαταρίες. Η τοπολογία του συστήματος φαίνεται στην Εικόνα 6.11.



Εικόνα 6.11: Τοπολογία του σεναρίου 2 στο Homer Pro

Προκειμένου να προσομοιώσει το λογισμικό όλους τους εφικτούς συνδυασμούς του συστήματος και να καθορίσει τον πιο αποδοτικό, χρησιμοποιεί τις τιμές που ορίζει ο χρήστης στον χώρο αναζήτησης (search space). Ο χώρος αναζήτησης που εισήχθη στο πρόγραμμα για τις συνιστώσες του σεναρίου 2 παρουσιάζεται στον Πίνακα 6.16.

Πίνακας 6.16: Χώρος αναζήτησης για το σενάριο 2

Type	System components	Search space for scenario 2
Generator	HYUNDAI KD8AX	-
	VOLVO PENTA TAD740GE	-
	VOLVO PENTA TAD1241GE	0 or 212 kW
	VOLVO PENTA TAD1345GE	-
	VOLVO PENTA TAD1345GE	-
PV	SUNPOWER E20-327	0-1,500 kW
WT	XANT M-21	0-15 units
Battery	DISCOVER AES 14-24-2800	0-300 units (0-30 strings)
Converter	LEONICS MTP-413F	0-1,000 kW, 25 kW/step

Για το σενάριο 2, το βέλτιστο υβριδικό σύστημα που καλύπτει την ζήτηση φορτίου της Ανάφης, ενώ παράλληλα ικανοποιεί τις καθορισμένες συνθήκες και περιορισμούς, αποτελείται από τα εξής στοιχεία: ΦΒ πάνελ SUNPOWER E20-327 συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 302 kW, εννέα (9) Α/Γ ΧΑΝΤ Μ-21 συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 900 kW, μία (1) ντιζελογεννήτρια VOLVO PENTA TAD1241GE εγκατεστημένης ισχύος 212 kW, εκατό (100) μπαταρίες DISCOVER AES14-24-2800 συνολικής ονομαστικής χωρητικότητας 264 kWh και αμφίδρομους μετατροπείς LEONICS MTP-413F συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 275 kW. Η συνολική ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας αυτού του συστήματος είναι 3,449,485 kWh/έτος. Το ποσοστό της πλεονάζουσας ηλεκτρικής ενέργειας είναι 58.1% (2,003,451 kWh/έτος) και το ποσοστό διείσδυσης των ΑΠΕ είναι 82.8%. Τα ποσοστά αυτά θα σχολιαστούν παρακάτω. Σχετικά με τα οικονομικά στοιχεία του βέλτιστου συστήματος, αυτό έχει NPC ίσο με 12,318,125.75 € και LCOE ίσο με 0.216 €, μικρότερα από τα αντίστοιχα κόστη του σεναρίου 1. Τέλος, αναφορικά με την στρατηγική κατανομής, διαπιστώθηκε ότι με την CC προέκυπτε βέλτιστο σύστημα με χαμηλότερο NPC και περίσσειμα ενέργειας από ότι με την LF, οπότε και επιλέχθηκε. Τα παραπάνω γενικά χαρακτηριστικά του βέλτιστου συστήματος του σεναρίου 2 συνοψίζονται στον Πίνακα 6.17.

Πίνακας 6.17: Γενικά χαρακτηριστικά του βέλτιστου συστήματος του σεναρίου 2

Categories	Parameters	Values
Architecture	VOLVO PENTA TAD1241GE Rated capacity	212 kW
	SUNPOWER E20-327 Rated capacity	302 kW
	ΧΑΝΤ Μ-21 Rated capacity	900 kW (9 units)
	LEONICS MTP-413F Rated capacity	275 kW
	DISCOVER AES 14-24-2800 Rated capacity	264 kWh (100 units)
	Dispatch strategy	CC
System	Excess electricity	58.1%
	Renewable fraction	82.8%
	Electricity production	3,449,485 kWh/year
Costs	NPC	12,318,125.75 €
	LCOE	0.216 €

Στον Πίνακα 6.18 παρουσιάζονται τα δεδομένα της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και κάποια τεχνικά στοιχεία των συνιστωσών του βέλτιστου συστήματος. Από τον πίνακα

αυτών μπορούν να εξαχθούν κάποιες αξιολογικές παρατηρήσεις. Αρχικά, η ζήτηση φορτίου του νησιού καλύπτεται με μόλις ένα (1) από τα πέντε (5) Η/Ζ του υπάρχοντος ΤΣΠ, και μάλιστα μικρότερης ονομαστικής ισχύος από του σεναρίου 1. Η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται ετησίως από την γεννήτρια αυτή εξακολουθεί να είναι μικρότερη από το 10% της συνολικής ετήσιας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Σε αυτό το σενάριο, όμοια με το προηγούμενο, το μεγαλύτερο ποσοστό της ηλεκτροπαραγωγής το κατέχουν οι Α/Γ (77.7%), γεγονός που οφείλεται στο υψηλό αιολικό δυναμικό της Ανάφης. Οι Α/Γ λειτουργούν σχεδόν καθ' όλη τη διάρκεια του έτους, και συγκεκριμένα 7,812 ώρες. Η μεγάλη διείσδυση της αιολικής ενέργειας εξηγεί το υψηλό ποσοστό ανανεώσιμης ενέργειας (82.8%) και το σχετικά υψηλό ποσοστό πλεονάζουσας ηλεκτρικής ενέργειας (58.1%), το οποίο ωστόσο ελαττώθηκε κατά 11.9% σε σχέση με το σενάριο 1 λόγω της μείωσης του αριθμού των Α/Γ κατά 3. Η περίσσεια αυτή, όπως αναφέρθηκε και παραπάνω, μπορεί να αποδειχθεί ιδιαίτερα χρήσιμη, αξιοποιούμενη είτε σε κάποιο σύστημα αφαλάτωσης είτε σε συστήματα θέρμανσης, ψύξης και παραγωγής ζεστού νερού χρήσης για τους κατοίκους του νησιού. Σε περίπτωση που η ποσότητα της πλεονάζουσας ενέργειας κριθεί μη αξιοποιήσιμη λόγω του μεγέθους της, είναι εφικτή η ελάττωσή της με την περαιτέρω μείωση των Α/Γ, το οποίο βέβαια θα επιφέρει αύξηση του NPC και μείωση της διείσδυσης ΑΠΕ.

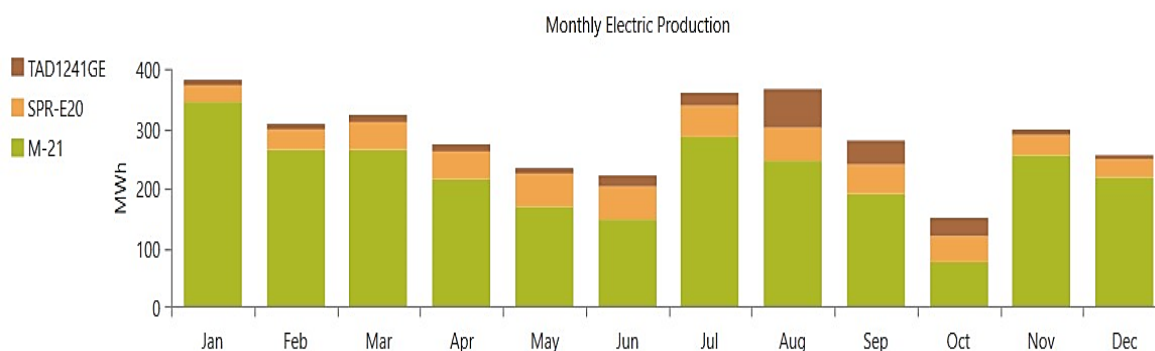
Πίνακας 6.18: Χαρακτηριστικά παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και τεχνικά χαρακτηριστικά του βέλτιστου συστήματος του σεναρίου 2

System Components	Production (kWh/year)	Production (%)	Mean Output (kW)	Operational hours (h/year)	Annual Fuel Consumption (L/year)
VOLVO PENTA TAD1345GE	245,672	7.12	170	1,447	59,150
SUNPOWER E20-327	522,200	15.1	59.6	4,385	-
XANT M-21	2,681,613	77.7	306	7,812	-
Total	3,449,485	100	-	-	59,150

Όπως φαίνεται στον Πίνακα 6.18, τα ΦΒ λειτουργούν σχεδόν τις μισές ώρες του έτους (4,385 ώρες) -δηλαδή χονδρικά τις δώδεκα (12) ώρες της ημέρας που υπάρχει ηλιοφάνεια- και η ενέργεια που παράγουν αποτελεί το 15.1% της συνολικής ετήσιας ηλεκτροπαραγωγής. Τέλος, η συνολική ετήσια κατανάλωση ντίζελ είναι 59,150 L/έτος. Η

τιμή αυτή είναι μικρότερη από την αντίστοιχη τιμή του βέλτιστου συστήματος του σεναρίου 1 (75,682 L/έτος), καθώς οι ώρες λειτουργίας του Η/Ζ μειώθηκαν από 3,367 στο σενάριο 1 σε 1,447 στο σενάριο 2.

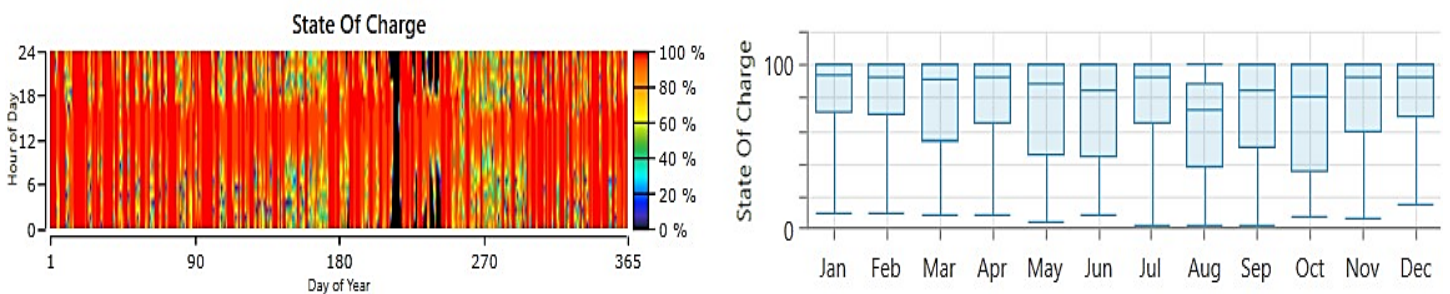
Η μηνιαία παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, συνολικά και ανά συνιστώσα του βέλτιστου συστήματος του σεναρίου 2 φαίνεται στο ιστόγραμμα της Εικόνας 6.12. Σε αυτό παρατηρείται ότι οι μήνες με την μεγαλύτερη ηλεκτροπαραγωγή είναι ο Ιανουάριος, ο Ιούλιος και ο Αύγουστος, ενώ η μικρότερη παραγωγή εμφανίζεται τον Οκτώβριο. Επιπλέον, φαίνεται πως η γεννήτρια του συστήματος λειτουργεί πολύ περισσότερο τον Αύγουστο σε σχέση με τους υπόλοιπους μήνες, καθώς τότε εμφανίζεται το φορτίο αιχμής και γενικότερα υπάρχει αυξημένη ζήτηση ισχύος λόγω έντονης τουριστικής δραστηριότητας. Η μεγαλύτερη συνεισφορά στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σε όλους τους μήνες ανήκει στις Α/Γ. Τέλος, η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τα ΦΒ, παρότι δεν εμφανίζει μεγάλες διακυμάνσεις μεταξύ των μηνών, είναι μεγαλύτερη το χρονικό διάστημα από τον Απρίλιο μέχρι τον Σεπτέμβριο, λόγω της έντονης ηλιοφάνειας. Όλες οι παραπάνω παρατηρήσεις ίσχυαν και στο σενάριο 1, με την διαφορά ότι στο σενάριο 2 η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ανά μήνα είναι εμφανώς χαμηλότερη.



Εικόνα 6.12: Μηνιαία παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας του βέλτιστου συστήματος του σεναρίου 2

Σε αυτό το σενάριο υπάρχει μια επιπλέον σημαντική παράμετρος για το υβριδικό σύστημα, η οποία είναι η αποθήκευση ενέργειας. Οι μπαταρίες φορτίζονται αποκλειστικά από το Η/Ζ, βάσει της στρατηγικής CC. Από την Εικόνα 6.13 μπορούμε να διαπιστώσουμε ότι οι μπαταρίες έχουν υψηλά επίπεδα SOC καθ' όλη την διάρκεια του έτους. Αυτό συμβαίνει επειδή οι ΑΠΕ σε συνδυασμό με το Η/Ζ καλύπτουν το μεγαλύτερο φορτίο του

νησιού ετησίως, επομένως οι μπαταρίες σπάνια χρειάζεται να εκφορτιστούν. Οι μόνες περίοδοι στις οποίες εμφανίζεται μειωμένο SOC είναι ο Αύγουστος, καθώς τότε οι μπαταρίες οφείλουν να συμβάλλουν στην κάλυψη των υψηλών φορτίων και κάποιες ημέρες του Οκτωβρίου, όπου η παραγωγή ενέργειας είναι χαμηλή. Τα βασικότερα τεχνικά χαρακτηριστικά των μπαταριών του βέλτιστου συστήματος του σεναρίου 2 παρουσιάζονται στον Πίνακα 6.19.



Εικόνα 6.13: Κατάσταση φόρτισης μπαταριών κατά την διάρκεια ενός έτους για το βέλτιστο σύστημα του σεναρίου 2

Πίνακας 6.19: Τεχνικά χαρακτηριστικά των μπαταριών του βέλτιστου συστήματος του σεναρίου 2

Parameters	Values
Model	DISCOVER AES 14-24-2800
Total No. of batteries	100
String size (No. of batteries in a string)	10
String in parallel	10
Bus voltage	240 V
Autonomy	1.59 h
Nominal capacity	264 kWh
Usable nominal capacity	264 kWh
Energy in	80,563 kWh/year
Energy out	76,537 kWh/year
Annual throughput	78,525
Expected life	10 years
Lifetime throughput	785,25

Όσον αφορά τα κόστη του συστήματος, το βέλτιστο σύστημα επιλέχθηκε σύμφωνα με το ελάχιστο συνολικό NPC. Τα κύρια οικονομικά στοιχεία του βέλτιστου συστήματος παρουσιάζονται στον Πίνακα 6.20, ενώ στον Πίνακα 6.21 περιέχονται τα αναλυτικά κόστη κάθε συνιστώσας του βέλτιστου συστήματος του σεναρίου 2 για την συνολική διάρκεια ζωής του έργου, δηλαδή τα 25 έτη.

Πίνακας 6.20: Γενικά οικονομικά χαρακτηριστικά του βέλτιστου συστήματος του σεναρίου 2

NPC (€)	LCOE (€)	Capital (€)	Replacement (€)	O&M (€)	Fuel (€)	Salvage (€)
12,318,125.75	0.2163	3,488,622.90	1,959,341.62	3,175,742.67	4,364,854.95	-670,436.38

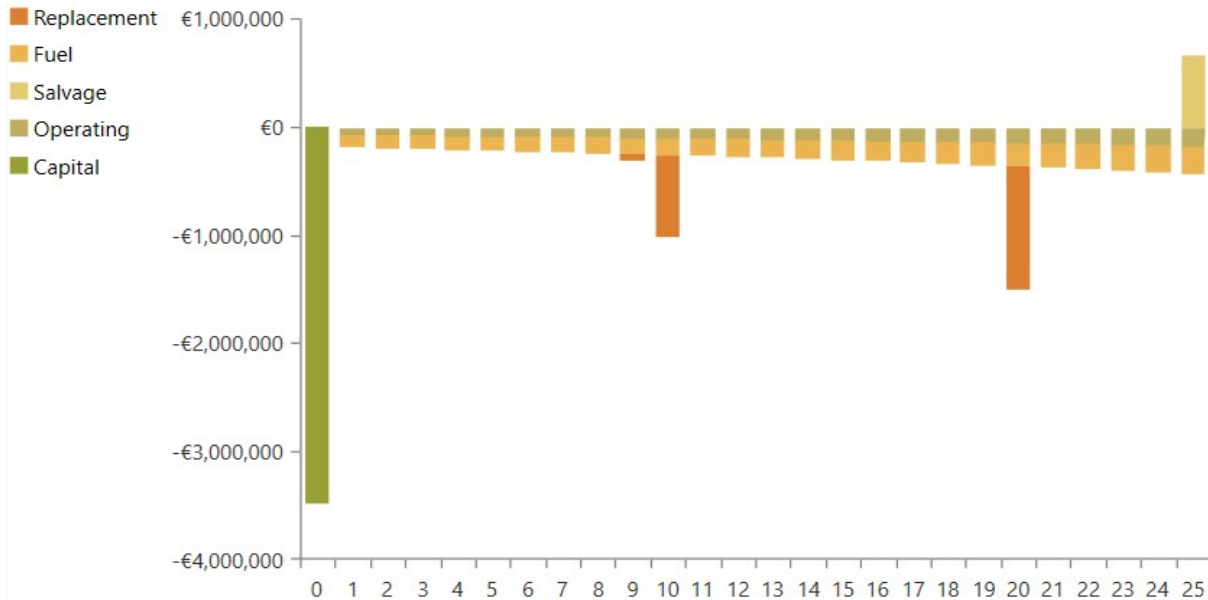
Πίνακας 6.21: Αναλυτικά κόστη ανά συνιστώσα του βέλτιστου συστήματος του σεναρίου 2

2

Component	Capital (€)	Replacement (€)	O&M (€)	Fuel (€)	Salvage (€)	Total (€)
DISCOVER AES 14-24-2800	380,000.00	1,276,034.95	119,534.86	0.00	-440,212.81	1,335,357.00
HOMER Controller (CC)	15,000.00	0.00	3,984.50	0.00	0.00	18,984.50
LEONICS MTP-413F	178,750.00	554,067.81	0.00	0.00	-191,145.03	541,672.78
SUNPOWER E20-327	844,872.90	0.00	180,342.44	0.00	0.00	1,025,215.34
VOLVO PENTA TAD1345GE	0.00	129,238.85	1,222,299.76	4,364,854.95	-39,078.54	5,677,315.02
XANT M-21	2,070,000.00	0.00	1,649,581.11	0.00	0.00	3,719,581.11
System	3,488,622.90	1,959,341.61	3,175,742.67	4,364,854.95	-670,436.38	12,318,125.75

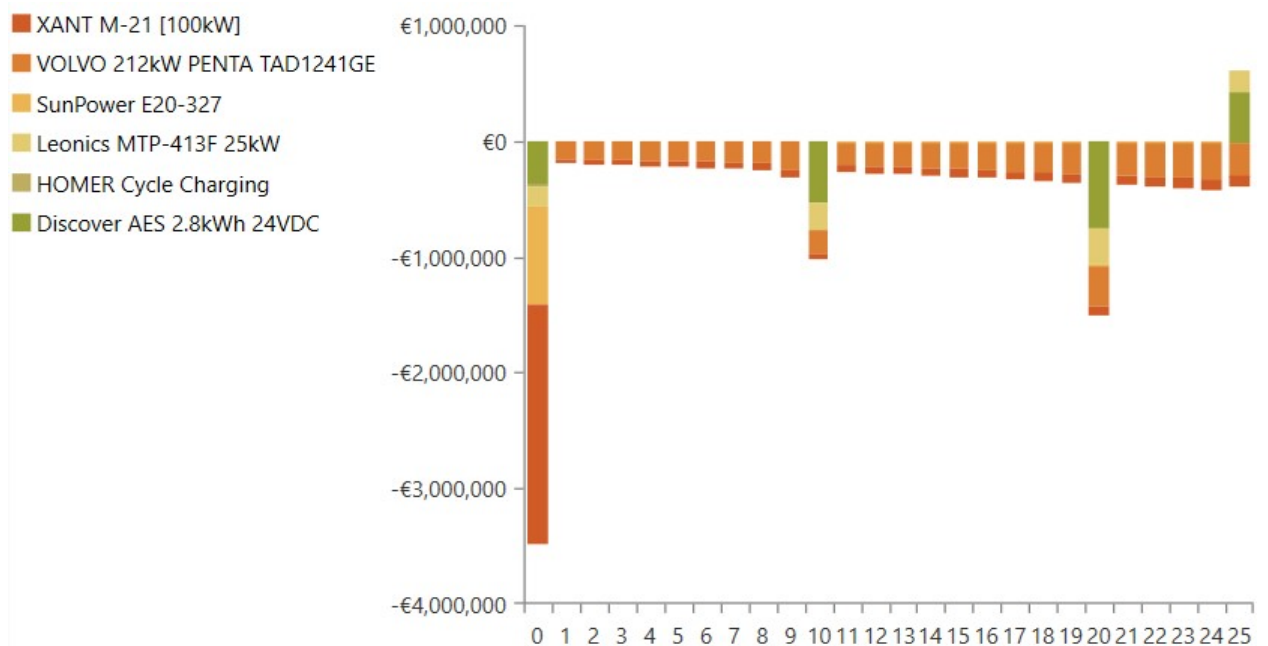
Αρχικά, παρατηρείται ότι όλα τα κόστη του σεναρίου 2 είναι χαμηλότερα από τα αντίστοιχα του σεναρίου 1, εκτός από το κόστος αντικατάστασης. Στο σενάριο 2 το κόστος αυτό είναι υπερδιπλάσιο του αντίστοιχου κόστους του σεναρίου 1, λόγω των μεγάλων δαπανών αντικατάστασης των μπαταριών, οι οποίες έχουν διάρκεια ζωής μόλις 10 έτη. Οι μπαταρίες, επίσης, ευθύνονται για την σημαντική αύξηση της υπολειμματικής αξίας από το σενάριο 1 στο σενάριο 2. Όσον αφορά το κόστος καυσίμου, όπως είναι λογικό αυτό ελαττώθηκε στο σενάριο 2, καθώς μειώθηκαν οι ώρες λειτουργίας του Η/Ζ και κατ' επέκταση η κατανάλωση ντίζελ. Παρόλα αυτά, εξακολουθεί να είναι το μεγαλύτερο επιμέρους κόστος του συστήματος (4,364,854.95 €), με ποσοστό 35.43% επί του συνολικού NPC. Το δεύτερο μεγαλύτερο κόστος του συστήματος είναι το κόστος κεφαλαίου των Α/Γ (2,070,000 €), μειωμένο κατά περίπου 700,000 € σε σχέση με το

σενάριο 1. Η γεννήτρια παραμένει η συνιστώσα με τις μεγαλύτερες συνολικές δαπάνες, με NPC ίσο με το 46% του συνολικού NPC του συστήματος, έναντι του 56% που κατείχε στο προηγούμενο σενάριο. Οι ταμειακές ροές (cash flow) ανά είδος κόστους και ανά συνιστώσα σε βάθος 25ετίας παρουσιάζονται στις Εικόνες 6.14 και 6.15 αντιστοίχως.



Εικόνα 6.14: Ταμειακές ροές ανά είδος κόστους του βέλτιστου συστήματος του σεναρίου

2

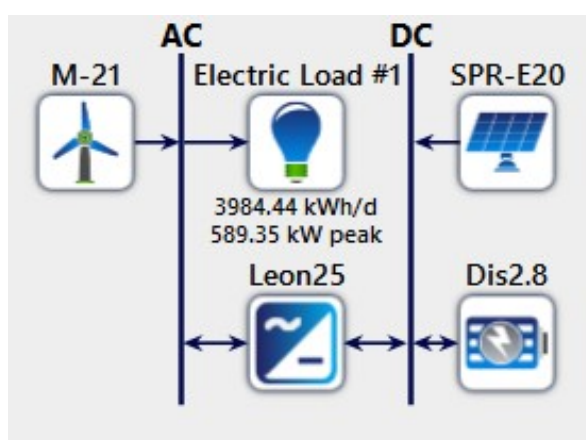


Εικόνα 6.15: Ταμειακές ροές ανά συνιστώσα του βέλτιστου συστήματος του σεναρίου 2

Εν κατακλείδι, το βέλτιστο σύστημα του σεναρίου 2 είναι αρκετά οικονομικότερο από το βέλτιστο σύστημα του σεναρίου 1. Σε διάστημα 25 ετών, το συνολικό NPC του σεναρίου 2 είναι κατά 4,260,405 € φθηνότερο από το NPC του σεναρίου 1. Επιπλέον, υπερέχει από τεχνικής και περιβαλλοντικής απόψεως, καθώς διαθέτει χαμηλότερα ποσά πλεονάζουσας ενέργειας και μεγαλύτερο ποσοστό διείσδυσης ΑΠΕ. Στη συνέχεια του υποκεφαλαίου θα εξεταστεί ένα σενάριο υβριδικού ΜΔ με 100% διείσδυση ΑΠΕ, χωρίς συμβατικές μονάδες παραγωγής.

### 6.7.3 Σενάριο 3 – Φωτοβολταϊκά/Ανεμογεννήτριες/Μπαταρίες

Στο τρίτο σενάριο προσομοίωσης, αφαιρέθηκαν όλες οι γεννήτριες ντίζελ, με στόχο να εξεταστεί εάν ένα υβριδικό ΜΔ με 100% διείσδυση ΑΠΕ είναι εφικτό, όχι μόνο από τεχνική, αλλά κυρίως από οικονομική άποψη. Επομένως, στο σενάριο αυτό μοντελοποιήθηκε και βελτιστοποιήθηκε ένα υβριδικό ΜΔ με ΦΒ, Α/Γ και μπαταρίες. Η τοπολογία του συστήματος φαίνεται στην Εικόνα 6.16.



Εικόνα 6.16: Τοπολογία του σεναρίου 3 στο Homer Pro

Προκειμένου να προσομοιώσει το λογισμικό όλους τους εφικτούς συνδυασμούς του συστήματος και να καθορίσει τον πιο αποδοτικό, χρησιμοποιεί τις τιμές που ορίζει ο χρήστης στον χώρο αναζήτησης (search space). Ο χώρος αναζήτησης που εισήχθη στο πρόγραμμα για τις συνιστώσες του σεναρίου 3 παρουσιάζεται στον Πίνακα 6.22.

Για το σενάριο 3, το βέλτιστο υβριδικό σύστημα που καλύπτει την ζήτηση φορτίου της Ανάφης, ενώ παράλληλα ικανοποιεί τις καθορισμένες συνθήκες και περιορισμούς, αποτελείται από τα εξής στοιχεία: ΦΒ πάνελ SUNPOWER E20-327 συνολικής



εγκατεστημένης ισχύος 986 kW, δώδεκα (12) Α/Γ XANT M-21 συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 1,200 kW, 560 μπαταρίες DISCOVER AES14-24-2800 συνολικής ονομαστικής χωρητικότητας 1,478 kWh και αμφίδρομους μετατροπείς LEONICS MTP-413F συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 425 kW.

Πίνακας 6.22: Χώρος αναζήτησης για το σενάριο 3

Type	System components	Search space for scenario 3
Generator	HYUNDAI KD8AX	-
	VOLVO PENTA TAD740GE	-
	VOLVO PENTA TAD1241GE	-
	VOLVO PENTA TAD1345GE	-
	VOLVO PENTA TAD1345GE	-
PV	SUNPOWER E20-327	0-2,000 kW
WT	XANT M-21	0-30 units
Battery	DISCOVER AES 14-24-2800	0-800 units (0-80 strings)
Converter	LEONICS MTP-413F	0-2,000 kW, 25 kW/step

Η συνολική ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας αυτού του συστήματος, με τιμή 5,281,988 kWh/έτος, είναι μεγαλύτερη στο σενάριο 3 από ότι στα σενάρια 1 και 2. Το ποσοστό της πλεονάζουσας ηλεκτρικής ενέργειας είναι 73% (3,857,432 kWh/έτος) και το ποσοστό διείσδυσης των ΑΠΕ είναι προφανώς 100%. Τα ποσοστά αυτά θα σχολιαστούν παρακάτω. Σχετικά με τα οικονομικά στοιχεία του βέλτιστου συστήματος, αυτό έχει NPC ίσο με 16,643,867.00 € και LCOE ίσο με 0.297 €, μεγαλύτερα από τα αντίστοιχα κόστη των προηγούμενων σεναρίων. Τέλος, αναφορικά με την στρατηγική κατανομής, διαπιστώθηκε ότι τόσο με την LF όσο και με την CC τα αποτελέσματα της βελτιστοποίησης ήταν ταυτόσημα. Τα παραπάνω γενικά χαρακτηριστικά του βέλτιστου συστήματος του σεναρίου 3 συνοψίζονται στον Πίνακα 6.23.

Στον Πίνακα 6.24 παρουσιάζονται τα δεδομένα της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και κάποια τεχνικά στοιχεία των συνιστωσών του βέλτιστου συστήματος. Από τον πίνακα αυτόν μπορούν να εξαχθούν κάποιες αξιόλογες παρατηρήσεις. Αρχικά, σε αυτό το σενάριο, όμοια με τα δύο προηγούμενα, το μεγαλύτερο ποσοστό της ηλεκτροπαραγωγής το κατέχουν οι Α/Γ (67.7%), γεγονός που οφείλεται στο υψηλό αιολικό δυναμικό της Ανάφης. Οι Α/Γ λειτουργούν σχεδόν καθ' όλη τη διάρκεια του έτους, και συγκεκριμένα

7,812 ώρες. Η μεγάλη διείσδυση της αιολικής ενέργειας εξηγεί το υψηλό ποσοστό πλεονάζουσας ηλεκτρικής ενέργειας (73%), το οποίο είναι μεγαλύτερο και από τα δύο προηγούμενα σενάρια. Η περίσσεια αυτή, όπως αναφέρθηκε και παραπάνω, μπορεί να αποδειχθεί ιδιαίτερα χρήσιμη, αξιοποιούμενη είτε σε κάποιο σύστημα αφαλάτωσης είτε σε συστήματα θέρμανσης, ψύξης και παραγωγής ζεστού νερού χρήσης για τους κατοίκους του νησιού. Σε περίπτωση που η ποσότητα της πλεονάζουσας ενέργειας κριθεί μη αξιοποιήσιμη λόγω του μεγέθους της, είναι εφικτή η ελάττωσή της με την περαιτέρω μείωση των Α/Γ, το οποίο βέβαια θα επιφέρει αύξηση του NPC. Όπως φαίνεται στον Πίνακα 6.24, τα ΦΒ λειτουργούν σχεδόν τις μισές ώρες του έτους (4,385 ώρες), δηλαδή χονδρικά τις δώδεκα (12) ώρες της ημέρας που υπάρχει ηλιοφάνεια. Η ενέργεια που παράγουν αποτελεί το 32.3% της συνολικής ετήσιας ηλεκτροπαραγωγής, τιμή αυξημένη κατά περίπου 65% από την αντίστοιχη του σεναρίου 1 και κατά περίπου 110% από την αντίστοιχη του σεναρίου 2. Στο σενάριο αυτό, σε αντίθεση με τα προηγούμενα, η συνολική ετήσια ενέργεια που παράγεται από τα ΦΒ είναι μεγαλύτερη από την συνολική ετήσια κατανάλωση κατά 21%, γεγονός που υποδηλώνει ότι τα ΦΒ συνεισφέρουν κατά ένα μικρό ποσοστό στην περίσσεια ενέργειας του συστήματος.

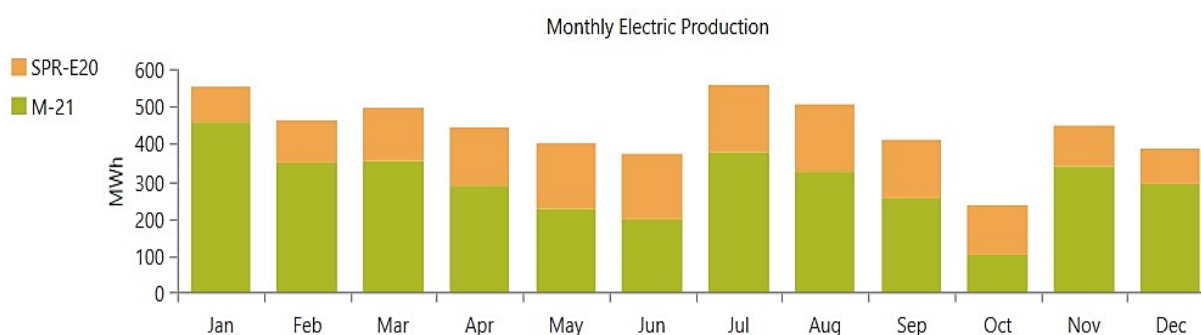
Πίνακας 6.23: Γενικά χαρακτηριστικά του βέλτιστου συστήματος του σεναρίου 3

Categories	Parameters	Values
Architecture	SUNPOWER E20-327 Rated capacity	986 kW
	XANT M-21 Rated capacity	1,200 kW (12 units)
	LEONICS MTP-413F Rated capacity	425 kW
	DISCOVER AES 14-24-2800 Rated capacity	1,478 kWh (560 units)
	Dispatch strategy	LF or CC
System	Excess electricity	73%
	Renewable fraction	100%
	Electricity production	5,281,988 kWh/year
Costs	NPC	16,643,867.00 €
	LCOE	0.297 €

Πίνακας 6.24: Χαρακτηριστικά παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και τεχνικά χαρακτηριστικά του βέλτιστου συστήματος του σεναρίου 3

System Components	Production (kWh/year)	Production (%)	Mean Output (kW)	Operational hours (h/year)	Annual Fuel Consumption (L/year)
SUNPOWER E20-327	1,706,504	32.3	195	4,385	-
XANT M-21	3,575,484	67.7	408	7,812	-
Total	5,281,988	100	-	-	-

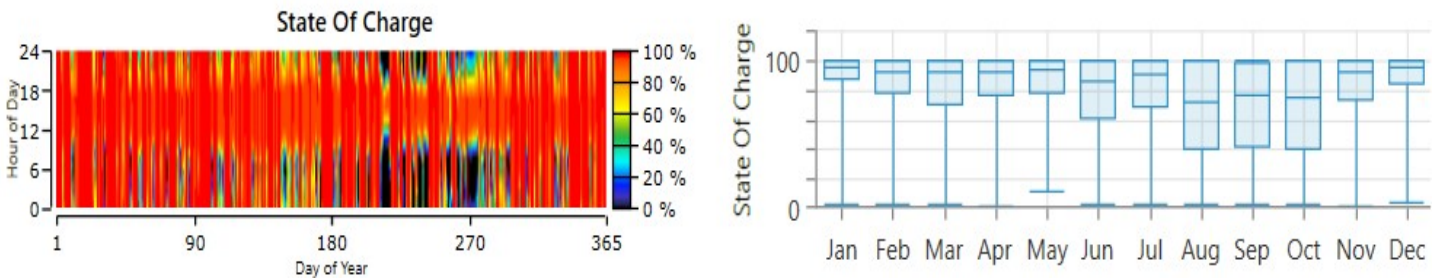
Η μηνιαία παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, συνολικά και ανά συνιστώσα του βέλτιστου συστήματος του σεναρίου 3 φαίνεται στο ιστόγραμμα της Εικόνας 6.17. Σε αυτό παρατηρείται ότι οι μήνες με την μεγαλύτερη ηλεκτροπαραγωγή είναι ο Ιανουάριος, ο Ιούλιος και ο Αύγουστος, ενώ η μικρότερη παραγωγή εμφανίζεται τον Οκτώβριο. Η μεγαλύτερη συνεισφορά στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σε όλους τους μήνες ανήκει στις Α/Γ. Τέλος, η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τα ΦΒ, παρότι δεν εμφανίζει μεγάλες διακυμάνσεις μεταξύ των μηνών, είναι μεγαλύτερη το χρονικό διάστημα από τον Απρίλιο μέχρι τον Σεπτέμβριο, λόγω της έντονης ηλιοφάνειας. Όλες οι παραπάνω παρατηρήσεις ισχύουν και στα σενάρια 1 και 2.



Εικόνα 6.17: Μηνιαία παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας του βέλτιστου συστήματος του σεναρίου 3

Στο σενάριο 3, όπως και στο σενάριο 2, υπάρχει αποθήκευση ενέργειας με συστοιχίες μπαταριών. Οι μπαταρίες φορτίζονται αποκλειστικά από τις ΑΠΕ, απουσία Η/Ζ. Από την Εικόνα 6.18 μπορούμε να διαπιστώσουμε ότι οι μπαταρίες έχουν υψηλά επίπεδα SOC καθ' όλη την διάρκεια του έτους. Αυτό συμβαίνει επειδή οι ΑΠΕ καλύπτουν το μεγαλύτερο

φορτίο του νησιού ετησίως, επομένως οι μπαταρίες σπάνια χρειάζεται να εκφορτιστούν. Οι μόνες περιόδους στις οποίες εμφανίζεται μειωμένο SOC είναι ο Αύγουστος και ο Σεπτέμβριος, καθώς τότε οι μπαταρίες οφείλουν να συμβάλλουν στην κάλυψη των υψηλών φορτίων και κάποιες ημέρες του Οκτωβρίου, όπου η παραγωγή ενέργειας από τις ΑΠΕ είναι χαμηλή.



Εικόνα 6.18: Κατάσταση φόρτισης μπαταριών κατά την διάρκεια ενός έτους για το βέλτιστο σύστημα του σεναρίου 3

Τα βασικότερα τεχνικά χαρακτηριστικά των μπαταριών του βέλτιστου συστήματος του σεναρίου 3 παρουσιάζονται στον Πίνακα 6.25. Σύμφωνα με αυτόν, στο σενάριο 3 απαιτούνται περίπου 6 φορές περισσότερες μπαταρίες από το σενάριο 2, οι οποίες επιφέρουν περίπου 6 φορές μεγαλύτερη αυτονομία. Οι κύριες αιτίες της απαίτησης μεγάλου αριθμού συσσωρευτών είναι η αδυναμία πρόβλεψης του ακριβούς χρόνου και της ποσότητας της παρεχόμενης ενέργειας από τις ΑΠΕ, λόγω της διαλείπουσας φύσης τους, αλλά και η έλλειψη πηγούς σταθερής ισχύος στο σύστημα, όπως είναι οι ντιζελογεννήτριες.

Όσον αφορά τα κόστη του συστήματος, το βέλτιστο σύστημα επιλέχθηκε σύμφωνα με το ελάχιστο συνολικό NPC. Τα κύρια οικονομικά στοιχεία του βέλτιστου συστήματος παρουσιάζονται στον Πίνακα 6.26, ενώ στον Πίνακα 6.27 περιέχονται τα αναλυτικά κόστη κάθε συνιστώσας του βέλτιστου συστήματος του σεναρίου 3 για την συνολική διάρκεια ζωής του έργου, δηλαδή τα 25 έτη. Αρχικά, παρατηρείται ότι το NPC του σεναρίου 3 είναι υψηλότερο από το NPC των σεναρίων 1 και 2. Σε αυτό ευθύνεται κυρίως το μεγάλο κόστος αντικατάστασης των μπαταριών (7,145,795.74 €), οι οποίες έχουν διάρκεια ζωής μόλις 10 έτη. Βέβαια, το κόστος αυτό αντισταθμίζεται μερικώς με την υπολειμματική αξία των μπαταριών στο τέλος της ζωής του έργου, η οποία ανέρχεται στα 2,465,191.72 €.

Πίνακας 6.25: Τεχνικά χαρακτηριστικά των μπαταριών του βέλτιστου συστήματος του σεναρίου 3

Parameters	Values
Model	DISCOVER AES 14-24-2800
Total No. of batteries	560
String size (No. of batteries in a string)	10
String in parallel	56
Bus voltage	240 V
Autonomy	8.91 h
Nominal capacity	1,478 kWh
Usable nominal capacity	1,478 kWh
Energy in	152,386 kWh/year
Energy out	144,767 kWh/year
Annual throughput	148,527
Expected life	10 years
Lifetime throughput	1,485,275

Πίνακας 6.26: Γενικά οικονομικά χαρακτηριστικά του βέλτιστου συστήματος του σεναρίου 3

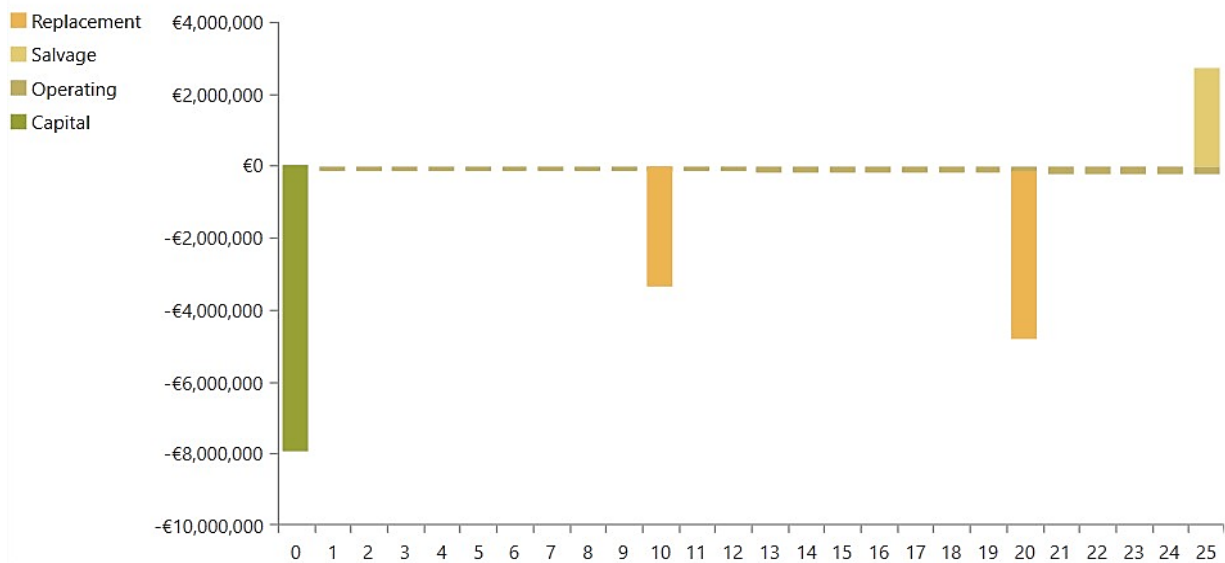
NPC (€)	LCOE (€)	Capital (€)	Replacement (€)	O&M (€)	Fuel (€)	Salvage (€)
16,643,867.00	0.2977	7,940,218.31	8,002,082.35	3,462,164.02	0.00	-2,760,597.68

Πίνακας 6.27: Αναλυτικά κόστη ανά συνιστώσα του βέλτιστου συστήματος του σεναρίου 3

Component	Capital (€)	Replacement (€)	O&M (€)	Fuel (€)	Salvage (€)	Total (€)
DISCOVER AES 14-24-2800	2,128,000.00	7,145,795.74	669,395.23	0.00	-2,465,191.72	7,477,999.25
HOMER Controller (LF or CC)	15,000.00	0.00	3,984.50	0.00	0.00	18,984.50
LEONICS MTP-413F	276,250.00	856,286.61	0.00	0.00	-295,405.96	837,130.65
SUNPOWER E20-327	2,760,968.31	0.00	589,342.80	0.00	0.00	3,350,311.11
XANT M-21	2,760,000.00	0.00	2,199,441.48	0.00	0.00	4,959,441.48
System	7,940,218.31	8,002,082.35	3,462,164.01	0.00	-2,760,597.68	16,643,867.00

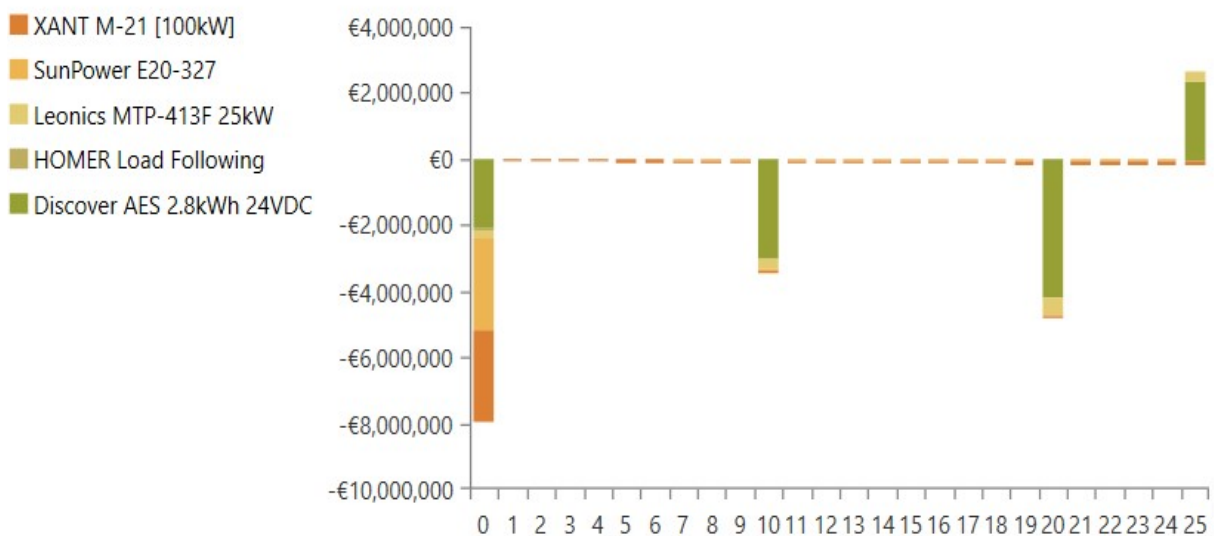
Σημαντικό μερίδιο στην διαμόρφωση της τιμής του NPC του σεναρίου 3 κατέχει και το επενδυτικό κόστος για τις ΑΠΕ και τις μονάδες αποθήκευσης, με ποσοστό περίπου 50% επί του συνόλου. Το κόστος O&M του σεναρίου 3 είναι μικρότερο από το σενάριο 1 αλλά

μεγαλύτερο από το σενάριο 2, παρ' ότι εξαλείφθηκε ο παράγοντας κόστους του Η/Ζ. Επίσης, όπως είναι προφανές το κόστος καυσίμου μηδενίστηκε με την αφαίρεση της ντιζελογεννήτριας από το σύστημα. Τέλος, η συνιστώσα με τις μεγαλύτερες συνολικές δαπάνες είναι οι μπαταρίες, με NPC ίσο με το 45% του συνολικού NPC του συστήματος, έναντι του 11% που κατείχαν στο προηγούμενο σενάριο. Οι ταμειακές ροές (cash flow) ανά είδος κόστους και ανά συνιστώσα σε βάθος 25ετίας παρουσιάζονται στις Εικόνες 6.19 και 6.20 αντιστοίχως.



Εικόνα 6.19: Ταμειακές ροές ανά είδος κόστους του βέλτιστου συστήματος του σεναρίου

3



Εικόνα 6.20: Ταμειακές ροές ανά συνιστώσα του βέλτιστου συστήματος του σεναρίου 3

Εν κατακλείδι, το βέλτιστο σύστημα του σεναρίου 3 έχει υψηλότερο συνολικό NPC και ποσοστό πλεονάζουσας ενέργειας από τα βέλτιστα συστήματα των υπόλοιπων σεναρίων. Ωστόσο, το υβριδικό αυτό σύστημα αποτελεί μία εξ' ολοκλήρου ανανεώσιμη, «πράσινη» λύση, απαλλαγμένη από τις εκπομπές επιβλαβών ρύπων των συμβατικών μονάδων παραγωγής. Στη συνέχεια του κεφαλαίου θα γίνει μία συγκριτική παρουσίαση των αποτελεσμάτων των σεναρίων και θα επιλεγεί η βέλτιστη τοπολογία για το υβριδικό, αυτόνομο μικροδίκτυο της παρούσας ΔΕ.

#### 6.7.4 Συγκριτική παρουσίαση αποτελεσμάτων

Προκειμένου να επιλεγεί το βέλτιστο σενάριο, συντάχθηκε ο Πίνακας 6.28, ο οποίος εμπεριέχει τις κυριότερες παραμέτρους των τριών σεναρίων. Από αυτόν προκύπτει ότι το οικονομικότερο σενάριο είναι το 2<sup>ο</sup>, με διαφορά NPC πάνω από 4 εκ. € από τα άλλα δύο. Επιπλέον, το σενάριο 2 έχει το χαμηλότερο ποσοστό πλεονάζουσας ηλεκτρικής ενέργειας (58.1%), το οποίο καθιστά ευκολότερη την αποτελεσματική διαχείριση και αξιοποίησή της από άλλες εφαρμογές εντός του νησιού της Ανάφης. Το ποσοστό διείσδυσης των ΑΠΕ στο σενάριο 2 (82.8%) είναι υψηλότερο από το σενάριο 1 (79.1%) αλλά χαμηλότερο, σαφώς, από το σενάριο 3 που δεν περιλαμβάνει ντιζελογεννήτριες. Τέλος, η αυτονομία των συσσωρευτών στο σενάριο 3 είναι σημαντικά μεγαλύτερη από την αυτονομία του σεναρίου 2, ωστόσο η παράμετρος αυτή είναι ελάσσονος σημασίας για την παρούσα ΔΕ. Λαμβάνοντας υπ' όψιν τις παραπάνω παρατηρήσεις, ως βέλτιστο υβριδικό, αυτόνομο σύστημα για το νησί της Ανάφης επιλέγεται το σενάριο 2.

Πίνακας 6.28: Συγκεντρωτικός πίνακας κύριων παραμέτρων των βέλτιστων συστημάτων των σεναρίων 1, 2 και 3

Scenarios	Battery autonomy (h)	Excess electricity (%)	Renewable fraction (%)	NPC (millions €)	LCOE (€)
Scenario 1	-	70	79.1	16.58	0.289
Scenario 2	1.59	<b>58.1</b>	82.8	<b>12.32</b>	<b>0.216</b>
Scenario 3	<b>8.91</b>	73	<b>100</b>	16.64	0.297

Το συνολικό NPC του υπάρχοντος αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος της Ανάφης σε βάθος 25ετίας υπολογίστηκε ότι είναι ίσο με 36,000,000 € περίπου, με την βοήθεια του Homer Pro. Επομένως, με την εφαρμογή του υβριδικού συστήματος του σεναρίου 2,

επιτυγχάνεται στο τέλος των 25 ετών κέρδος της τάξεως των 24,000,000 € περίπου. Ακόμα και τα σενάρια 1 και 3, τα οποία είναι πιο κοστοβόρα από το σενάριο 2, είναι κατά πολύ φθηνότερα από το σενάριο της παρούσας κατάστασης.





## Κεφάλαιο 7 Συμπεράσματα και προτάσεις για μελλοντική ενασχόληση

Στην παρούσα ΔΕ διερευνήθηκε η δυνατότητα λειτουργίας ενός υβριδικού ηλεκτρικού συστήματος με ΑΠΕ στο νησί της Ανάφης, το οποίο θα μπορούσε να τροφοδοτεί αξιόπιστα τους καταναλωτές και θα μείωνε την εξάρτηση από τις συμβατικές μονάδες παραγωγής και συνεπακόλουθα από τα ορυκτά καύσιμα. Για τον σκοπό αυτό, εξετάστηκαν τρία σενάρια με διαφορετικές τοπολογίες και διείσδυση ΑΠΕ. Ο αριθμός των συμβατικών μονάδων μειωνόταν σταδιακά σε κάθε σενάριο, με το 1<sup>ο</sup> σενάριο να περιλαμβάνει δύο μονάδες, το 2<sup>ο</sup> μία και το 3<sup>ο</sup> καμία. Από τα αποτελέσματα της βελτιστοποίησης των σεναρίων διαπιστώθηκε ότι και τα 3 ήταν αρκετά οικονομικότερα από το σενάριο της παρούσας κατάστασης, δηλαδή της αποκλειστικής χρήσης ντιζελογεννητριών, ενώ, σε αντίθεση με αυτό, διέθεταν υψηλή διείσδυση ΑΠΕ. Ωστόσο, η πλήρης απεξάρτηση του συστήματος από τις συμβατικές μονάδες, η οποία προτάθηκε στο σενάριο 3, δεν αποτέλεσε ιδιαίτερα ελκυστική λύση, λόγω αυξημένου κόστους και προβλημάτων ευστάθειας που ίσως προέκυπταν από το υψηλό ποσοστό πλεονάζουσας ενέργειας του συστήματος. Αντ' αυτού, προκρίθηκε ως βέλτιστη η λύση του σεναρίου 2, δηλαδή η μετάβαση του υπάρχοντος ηλεκτρικού συστήματος της Ανάφης σε ένα υβριδικό ΜΔ με ΑΠΕ, σύστημα αποθήκευσης (μπαταρίες) και μόλις μία συμβατική μονάδα παραγωγής από τις πέντε συνολικά που είναι εγκατεστημένες στο ΤΣΠ του νησιού. Η σταδιακή αυτή απεξάρτηση από τις συμβατικές μονάδες εφαρμόζεται/θα εφαρμοστεί σε πληθώρα ελληνικών νησιών, ενταγμένων σε διάφορα ευρωπαϊκά προγράμματα προαγωγής της βιωσιμότητας. Ένα από αυτά είναι το η πρωτοβουλία Clean Energy for EU Islands (Καθαρή Ενέργεια για τα νησιά της Ευρώπης), η οποία υποστηρίζει την «πράσινη ανάπτυξη» των νησιωτικών περιοχών, με στόχο την επίτευξη χαμηλότερων εκπομπών άνθρακα.

Τέλος, η παρούσα ΔΕ θα μπορούσε να χρησιμοποιηθεί ως βάση για περαιτέρω διερεύνηση της λειτουργίας ενός υβριδικού ΜΔ στην Ανάφη, είτε αυτόνομα είτε σε διασύνδεση με το δίκτυο. Κάποιες πιθανές τροποποιήσεις και προσθήκες που θα μπορούσαν να εξεταστούν είναι: η μείωση της ονομαστικής ισχύος των Α/Γ, η προσθήκη θερμικού φορτίου, η μοντελοποίηση και η σύγκριση των αποτελεσμάτων βελτιστοποίησης

συστημάτων με διαφορετικές τεχνολογίες αποθήκευσης (π.χ. σφόνδυλοι, μπαταρίες μολύβδου-οξέος).

## Βιβλιογραφία

- [1] B. K. Das, M. A. Alotaibi, P. Das, M. Islam, S. K. Das and M. A. Hossain, "Feasibility and techno-economic analysis of stand-alone and grid-connected PV/Wind/Diesel/Batt hybrid energy system: A case study," *Energy Strategy Reviews*, vol. 37, 2021.
- [2] N. Katsoulakos, "An Overview of the Greek Islands' Autonomous Electrical Systems: Proposals for a Sustainable Energy Future," *Smart Grid and Renewable Energy*, vol. 10, pp. 55-82, 2019.
- [3] G. Giatrakos, T. Tsoutsos, P. Mouchtaropoulos, G. Naxakis and G. Stavrakakis, "Sustainable energy planning based on a stand-alone hybrid renewable energy/hydrogen power system: Application in Karpathos island, Greece,," *Renewable Energy*, vol. 34, no. 12, pp. 2562-2570, 2009.
- [4] D. Thomas, O. Deblecker and C. S. Ioakimidis, "Optimal design and techno-economic analysis of an autonomous small isolated microgrid aiming at high RES penetration," *Energy*, vol. 116, no. 1, pp. 364-379, 2016.
- [5] M. Katsivelakis, D. Bargiotas, A. Daskalopulu, I. P. Panapakidis and L. H. Tsoukalas, "Techno-Economic Analysis of a Stand-Alone Hybrid System: Application in Donoussa Island, Greece," *Energies*, vol. 14, no. 1868, 2021.
- [6] E. F. D. K. E. B. M. Bertsiou, "Water management and electricity output of a Hybrid Renewable Energy System (HRES) in Fournoi Island in Aegean Sea," *Renewable Energy*, vol. 118, pp. 790-798, 2018.
- [7] G. N. A. F. C. V. Jean-Laurent Duchaud, "Wind, solar and battery micro-grid optimal sizing in Tilos Island," *Energy Procedia*, vol. 159, pp. 22-27, 2019.
- [8] H. A. Kazem, H. A. S. Al-Badi, A. S. A. Busaidi and M. T. Chaichan, "Optimum design and evaluation of hybrid solar-wind-diesel power system for Masirah Island,," *Environment, Development and Sustainability*, vol. 19, p. 1761–1778, 2017.

- [9] T. Ma and M. S. Javed, "Integrated sizing of hybrid PV-wind-battery system for remote island considering the saturation of each renewable energy resource," *Energy Conversion and Management*, vol. 182, pp. 178-190, 2021.
- [10] I. Padrón, D. Avila, G. N. Marichal and J. A. Rodríguez, "Assessment of Hybrid Renewable Energy Systems to supplied energy to Autonomous Desalination Systems in two islands of the Canary Archipelago," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 101, pp. 221-230, 2019.
- [11] H.-J. Lee, V. B. Hau, R. Zafar, S.-W. Hwang and I.-Y. Chung, "Design Framework of a Stand-Alone Microgrid Considering Power System Performance and Economic Efficiency," *Energies*, vol. 14, no. 457, 2021.
- [12] A. L. Rey, R. V. M. Santiago and M. C. Pacis, "Modeling of a hybrid renewable power system for Calayan Island, Cagayan using the HOMER software," in *IEEE 9th International Conference on Humanoid, Nanotechnology, Information Technology, Communication and Control, Environment and Management (HNICEM)*, 2017.
- [13] S. Lal and A. Raturi, "Techno-economic analysis of a hybrid mini-grid system for Fiji islands," *International Journal of Energy and Environmental Engineering*, vol. 3, no. 10, 2012.
- [14] A. Harvey, A. Larson and S. Patel, "History of Power: The Evolution of the Electric Generation Industry," *POWER*, October 2017.
- [15] C. L. Sulzberger, "Triumph of AC - from Pearl Street to Niagara.," *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 1, no. 3, p. 64–67, 2003.
- [16] Γ. Γιαννακόπουλος and N. Βοβός, "Εισαγωγή," in *Εισαγωγή στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας.*, Ζητη, 2008, pp. 15-36.
- [17] Eurostat, "Electricity Generation Statistics – First Results - Statistics Explained.," Eurostat, 2020.
- [18] Eurostat, "How are emissions of greenhouse gases in the EU evolving?," Eurostat, 2019.

- [19] U. o. C. Scientists, "The Hidden Costs of Fossil Fuels.," *Union of Concerned Scientists*, 2008.
- [20] Cho, H. Hyunah and V. Strezov., "A Comparative Review on the Environmental Impacts of Combustion-Based Electricity Generation Technologies.," *Energy & Fuels*, vol. 34, no. 9, p. 10486–502, 2020.
- [21] G. Pepermans, J. Driesen, D. Haeseldonckx, R. Belmans and W. D'haeseleer, "Distributed Generation: Definitions, Benefits, Technologies & Challenges.," *International Journal of Science and Research*, vol. 5, no. 7, pp. 1941-48, 2016.
- [22] Chauhan, R. Kumar and K. Chathuhan, *Distributed Energy Resources in Microgrids: Integration, Challenges and Optimization.*, Academic Press, 2019.
- [23] M. F. Akorede, H. Hizam and E. Pouresmaeil, "Distributed energy resources and benefits to the environment," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, no. 2, pp. 724-734, 2010.
- [24] Funabashi and Toshihisa, *Integration of Distributed Energy Resources in Power Systems: Implementation, Operation and Control*, Academic Press, 2016.
- [25] Τ. Ε. ΕΛΛΑΔΑΣ, "ΣΥΜΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟ, ΘΕΡΜΟΤΗΤΑΣ & ΨΥΞΗΣ: ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΕΙΣ ΣΕ ΚΤΗΡΙΑ," ΤΕΧΝΙΚΟ ΕΠΙΜΕΛΗΤΗΡΙΟ ΕΛΛΑΔΑΣ, Αθήνα, 2017.
- [26] Ρ. Στυλιανός, *ΚΥΨΕΛΕΣ ΚΑΥΣΙΜΟΥ: ΣΥΓΧΡΟΝΕΣ ΤΑΣΕΙΣ ΚΑΙ ΠΡΟΟΠΤΙΚΕΣ*, Θεσσαλονίκη, 2020.
- [27] ΦΩΤΙΟΣ ΓΚΟΓΚΟΣ, *Κυψέλες καυσίμου οχημάτων: παρούσα κατάσταση και προοπτικές.*, 2019.
- [28] G. W. E. C. (GWEC), "Global Wind Report 2019," (GWEC), Global Wind Energy Council, 2019.
- [29] R. W. Flumerfelt and S. S. Wang, "Wind Power," *AccessScience*, 2020.
- [30] T. M. Letcher, *Wind Energy Engineering: A Handbook for Onshore and Offshore Wind Turbines*, Elsevier , 2017.

- [31] N. D. Hatziargyriou, E. I. Zountouridou, A. Vassilakis, P. Moutis, C. N. Papadimitriou and A. G. Anastasiadis, *Overview of Distributed Energy Resources.*, Wiley, 2016, p. 1–44.
- [32] Sampaio, P. G. Vasconcelos and M. O. A. González., "Photovoltaic Solar Energy: Conceptual Framework.," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 74, pp. 590-601, 2017.
- [33] Ε. Θ. ΟΙΚΟΝΟΜΟΥ, *ΟΡΓΑΝΙΚΕΣ ΗΛΙΑΚΕΣ ΚΥΨΕΛΕΣ ΚΑΙ ΝΕΕΣ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΕΣ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΩΝ*, Athens, 2012.
- [34] K.-D. Jäger, O. Isabella, A. H. M. Smets, R. A. C. M. M. v. Swaaij and M. Zeman, *Solar energy : fundamentals, technology and systems*, Cambridge: UIT Cambridge, 2016.
- [35] Π. Καραϊσάς, *Φωτοβολταϊκά συστήματα και ανανεώσιμες πηγές ενέργειας.*, Αθήνα: ΙΜΕ ΓΣΕΒΕΕ, 2014.
- [36] A. Manzella, A. Allansdottir and A. Pellizzone, *Geothermal Energy and Society*, Springer Cham, 2019.
- [37] Π. Χαλάτση, "Γεωθερμία: Ο μεγάλος «απών» της κλιματικής αλλαγής," *Insider*, 2021.
- [38] U. D. ο. E. F. E. M. Program, *Biomass For Electricity Generation*, 2016.
- [39] G. S. WARREN, "SMALL HYDROPOWER, BIG POTENTIAL: CONSIDERATIONS FOR RESPONSIBLE GLOBAL DEVELOPMENT," *IDAHO LAW REVIEW*, vol. 53, pp. 150-178, 2017.
- [40] A. Kiprakis, *Increasing the Capacity of Distributed Generation in Electricity Networks by Intelligent Generator Control*, 2005.
- [41] A. Z. Vougioukli, *Feasibility and environmental appraisal of a small hydro-power plant*, Piraeus, 2013.
- [42] J. R. C. Jacson Hudson Inácio Ferreira, *Prospects of Small Hydropower Technology*, London: IntechOpen, 2017.

- [43] F. A. Bhuiyan and A. Yazdani, "Energy Storage Technologies for Grid-Connected and Off-Grid Power System Applications," in *IEEE Electrical Power and Energy Conference*, 2012.
- [44] Anvari-Moghaddam, Amjad, H. Abdi, B. Mohammadi-Ivatloo and N. Hatziargyriou, *Microgrids: advances in operation, control, and protection.*, Springer Nature, 2021.
- [45] Cabana-Jiménez, Candelo-Becerra and J. Katherine & Santos, "Comprehensive Analysis of Microgrids Configurations and Topologies.," *Sustainability*, vol. 14, no. 3, p. 1056, 2022.
- [46] O. o. Electricity, "Microgrid Workshop Report August 2011," Office of Electricity, Washington, 2011.
- [47] N. Hatziargyriou, *Microgrids: Architectures and Control.*, Wiley-IEEE Press, 2014.
- [48] M. Yadav, N. Pal and D. K. Saini, "Microgrid Control, Storage, and Communication Strategies to Enhance Resiliency for Survival of Critical Load," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 169047-169069, 2020.
- [49] A. Muhtadi, D. Pandit, N. Nguyen and J. Mitra, "Distributed Energy Resources Based Microgrid: Review of Architecture, Control, and Reliability.," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 57, no. 3, pp. 2223-2235, 2021.
- [50] S. Padmanaban, K. Nithiyananthan, S. P. Karthikeyan and J. B. Holm-Nielsen, *Microgrids*, Boca Raton: CRC Press, 2020.
- [51] A. Mittal, A. Rajput, K. Johar and R. Kandari, "Introduction to Microgrids.," in *Chapter 1 - Microgrids, their types, and applications*, Academic Press, 2022, pp. 3-40.
- [52] A. C. Z. d. Souza and M. Castilla, *Microgrids Design and Implementation.*, Springer Cham, 2019.
- [53] P. Ray and M. Biswal, *Microgrid: Operation, Control, Monitoring and Protection*, Springer Singapore, 2020.



- [54] H. Farhangi and G. Joos, *Microgrid Planning and Design : A concise guide*, Wiley-IEEE Press, 2019.
- [55] B. Severino and K. Strunz, "Enhancing Transient Stability of DC Microgrid by Enlarging the Region of Attraction Through Nonlinear Polynomial Droop Control," *IEEE Transactions on Circuits and Systems I: Regular Papers*, vol. 66, no. 11, pp. 4388-4401, 2019.
- [56] P. Wang, L. Goel, X. Liu and F. H. Choo, "Harmonizing AC and DC : A Hybrid AC/DC Future Grid Solution," *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 11, no. 3, pp. 76-83, 2013.
- [57] P. Wang, J. Xiao, C. Jin, X. Han and W. Qin, "Hybrid AC/DC MicroGrids - Solution for High Efficient Future Power Systems," in *Reliable and Sustainable Electric Power and Energy Systems Management*, Springer, Singapore, 2017, p. 23–40.
- [58] R. A. Kaushik and N. M. Pindoriya, "A Hybrid AC-DC Microgrid Opportunities & Key Issues in Implementation," *2014 International Conference on Green Computing Communication and Electrical Engineering*, pp. 1-6, 2014.
- [59] E. Unamuno and J. A. Barrera, "Hybrid ac/dc microgrids—Part I: Review and classification of topologies.," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 52, pp. 1251-1259, 2015.
- [60] S. Sen and V. Kumar, "Microgrid control A comprehensive survey," *Annual Reviews in Control*, vol. 45, pp. 118-151, 2018.
- [61] E. Espina, J. Llanos, C. Burgos-Mellado and R. Cárdenas-Dobs, "Distributed Control Strategies for Microgrids: An Overview," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 193412 - 193448, 2020 .
- [62] L. Ahmethodzic and M. Music, "Comprehensive review of trends in microgrid control.," *Renewable Energy Focus*, vol. 38, pp. 84-96, 2021.
- [63] H. Bevrani, B. Francois and T. Ise, *Microgrid Dynamics and Control*, John Wiley & Sons, 2017.

- [64] "Αρχείο Πολιτισμού," [Online]. Available: <http://www.arxeion-politismou.gr/2019/05/sygxronos-xartis-Anafis.html>.
- [65] cres.gr, "Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Και Εξοικονόμησης Ενέργειας," [Online]. Available: <http://www.cres.gr/cres/index.html>.
- [66] "NASA Prediction of Worldwide Energy Resources," NASA, [Online]. Available: <https://power.larc.nasa.gov/>.
- [67] "SOLARGIS," [Online]. Available: <https://solargis.com/>.
- [68] "National Renewable Energy Laboratory," [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/index.html>.
- [69] "Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας," [Online]. Available: <https://www.admie.gr/>.
- [70] "ΔΕΔΔΗΕ," [Online]. Available: <https://deddie.gr/el/themata-tou-diaxeiristi-mi-diasundedemenwn-nisiwnn/agora-mdn/ilektrik>.
- [71] "Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας," [Online]. Available: <https://www.rae.gr/>.
- [72] Φ. Κοκκαλίδης, *Μελέτη μικροδικτύου με τη βοήθεια του εξομοιωτικού προγράμματος HOMER.*, Αθήνα, 2014.
- [73] "Bank of Greece," [Online]. Available: <https://www.bankofgreece.gr/>.
- [74] "Trading Economics," [Online]. Available: <https://tradingeconomics.com/greece/inflation-cpi>.
- [75] "Discover, Innovative Battery Solutions," [Online]. Available: <https://discoverbattery.com/products/search/14-24-2800>.
- [76] F. H. Jufri, D. R. A. I. Garniwa and B. Sudiarto, "Optimal Battery Energy Storage Dispatch Strategy for Small-Scale Isolated Hybrid Renewable Energy System with Different Load Profile Patterns," *Energies*, vol. 14, no. 11, p. 3139, 2021.
- [77] N. M. Tabatabaei, E. Kabalci and N. Bizon, *Microgrid Architectures, Control and Protection Methods*, Springer International Publishing, 2020.

[78] Y. Sun, X. Hou, J. Lu, Z. Liu, M. Su and J. M. Guerrero, "Overview of Microgrid," in *Series-Parallel Converter-Based Microgrids*, Springer Cham, 2022, pp. 1-28.

[79] "ΟΡΟΛΟΓΙΑ ΔΙΚΑΙΟΥ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΑ ΑΓΓΛΙΚΑ – ENERGY LAW TERMS IN ENGLISH," Μαθήματα Αγγλικής Νομικής Ορολογίας, [Online]. Available: <https://greeklawinenglish.wordpress.com/>.

[80] "Eocycle," [Online]. Available: <https://eocycle.com/m-series/>.

