



**ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ ΚΡΗΤΗΣ
ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ**

Technical University of Crete (TUC), School of Electrical and Computer Engineering (ECE)

**ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ
ΚΑΛΟΓΡΙΔΗΣ Ι. ΣΤΥΛΙΑΝΟΣ**

A.M. 2005030118

ΘΕΜΑ

**Μελέτη των έξυπνων δικτύων διανομής ηλεκτρικής ενέργειας
με αυξημένη διείσδυση διεσπαρμένης παραγωγής**

Study of smart distribution grids with increased penetration of
distributed generation

ΕΞΕΤΑΣΤΙΚΗ ΕΠΙΤΡΟΠΗ

Κωνσταντίνος Καλαϊτζάκης Καθηγητής Πολυτεχνείου Κρήτης – Επιβλέπων
Ευτύχιος Κουτρούλης Αναπληρωτής Καθηγητής Πολυτεχνείου
Δρ. **Ελευθερία Σεργάκη** ΕΔΙΠ Πολυτεχνείου Κρήτης

Χανιά, Ιούλιος 2020

Ευχαριστίες

Θα ήθελα να εκφράσω τις ευχαριστίες μου στον καθηγητή μου στη Σχολή ΗΜΜΥ κ. Κωνσταντίνο Καλαϊτζάκη για την ευκαιρία που μου έδωσε επιβλέποντας την Διπλωματική μου εργασία στον πεδίο του τομέα του, για την υποστήριξή του στα πρώτα στάδια της έρευνάς μου παρά το φορτωμένο πρόγραμμά του, αποκομίζοντας σημαντική γνώση και οφέλη. Η εμπιστοσύνη που έδειξε στο πρόσωπο μου με τιμούν ιδιαίτερα.

Ευχαριστώ ιδιαίτερα τους καθηγητές μου κ. Ευτύχιο Κουτρούλη και κ. Κωνσταντίνο Καλαϊτζάκη για την εξαιρετική τους διδασκαλία στα μαθήματά τους.

Την Δρ. Ελευθερία Σεργάκη, ΕΔΙΠ της Σχολής ΗΜΜΥ ευχαριστώ θερμά για τον χρόνο που διέθεσε σε όλα τα στάδια της διαδικασίας παρουσίασης και εξέτασης της Διπλωματικής μου.

Ιδιαίτερα ευχαριστώ την ΕΔΙΠ στη Σχολή ΗΜΜΥ Ηλεκτρολόγο Μηχανικό κ. Αμαλία Σεργάκη για την συμβολή της στον ορισμό αυτού του επίκαιρου θέματος, καθώς και που μου μετέφερε της εμπειρία της στο θέμα αυτό.

Ευχαριστώ τον Επίκουρο Καθηγητή στο Ελληνικό Μεσογειακό πανεπιστήμιο Δρ. Αντώνιο Τσικαλάκη για την διαθεσιμότητά του να μου παρέχει τις πληροφορίες της ειδικότητάς του.

Τέλος θα ήθελα να ευχαριστήσω την οικογένειά μου, για την υποστήριξή τους και για τα εφόδια που μου προσέφεραν και συνεχίζουν να μου προσφέρουν, καθώς και την σύζυγό μου Άννα για την υπομονή της κατά τους μήνες της ολοκλήρωσης της εργασίας μου.

Σ. Καλογρίδης
Χανιά Κρήτης, 2020

Περιεχόμενα

Περίληψη	3
Abstract	5
Κεφάλαιο 1.....	7
1.1. Εισαγωγή και διαπιστώσεις.....	7
1.2. Στόχοι και αποτελέσματα της εργασίας.....	8
1.2.1. Πρώτος στόχος.....	8
1.2.2. Δεύτερος στόχος	9
1.2.3. Αποτελέσματα	9
1.3. Δομή της εργασίας.....	9
Κεφάλαιο 2 Η αγορά της ηλεκτρικής ενέργειας και το ηλεκτρικό δίκτυο στην Ελλάδα. 11	
2.1. Ενεργειακή χρήση στην Ελλάδα.....	11
2.1.1. Υπάρχουσα κατάσταση	11
2.1.2. Εκτιμήσεις και προβλέψεις	18
2.2. Η ζήτηση ηλεκτρικής ισχύος στην Κρήτη.....	26
2.2.1. Γενικά στοιχεία	26
2.2.2. Σύνοψη παραγωγής στο αυτόνομο σύστημα Κρήτης από 1-3-2016 έως 10-3-2016 και από 10-8-2016 έως 20-8-2016.....	26
2.3. Μη Διασυνδεδεμένα ελληνικά Νησιά (ΜΔΝ)	29
2.4. Παράμετροι της αγοράς.....	31
2.4.1. Διαχειριστικό μοντέλο.....	31
2.4.2. Το μερίδιο της ΔΕΗ	34
2.4.3. Χρήση έξυπνων δικτύων	35
2.4.4. Το μερίδιο των ΑΠΕ.....	38
Κεφάλαιο 3 Διαχείριση ροής ισχύος σε ηλεκτρικό δίκτυο, έξυπνα δίκτυα, ρόλος μονάδων αποθήκευσης ενέργειας στη διείσδυση των ΑΠΕ	41
3.1. Διεσπαρμένη παραγωγή ενέργειας (DG)	41
3.1.1. Γενικές πληροφορίες.....	41
3.1.2. Μικροδίκτυα (MGs)	44

3.1.3.	Διεπαφή διαχείρισης (BEMI)	46
3.1.4.	Έξυπνοι μετρητές	47
3.2.	Διείσδυση και ενσωμάτωση των ΑΠΕ στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής	50
3.2.1.	Γενικά	50
3.2.2.	Διατήρηση ασφάλειας ενεργειακών συστημάτων δικτύου και βέλτιστη ροή ισχύος με ΑΠΕ	51
3.2.3.	Αποθήκευση ενέργειας και ασφάλεια δικτύου με ΑΠΕ	52
3.3.	Αποθήκευση ενέργειας (EES) σε διανεμημένα έξυπνα δίκτυα.....	53
3.3.1.	Τεχνικές προδιαγραφές διεσπαρμένων ΦΒ με αποθήκες ενέργειας	53
3.3.2.	Παράδειγμα σύζευξης ΦΒ	54
Κεφάλαιο 4	Υβριδικοί σταθμοί και οικονομικοί δείκτες αξιολόγησής τους.....	59
4.1.	Γενικά	59
4.2.	Μέγεθος ζήτησης.....	60
4.3.	Υβριδικοί σταθμοί μικρού μεγέθους (100 kW έως 1 MW για μικρά νησιά)	61
4.4.	Υβριδικοί σταθμοί πολύ μικρού μεγέθους (έως 200 kW).....	62
4.5.	Κριτήρια βελτιστοποίησης διαστασιολόγησης υβριδικών σταθμών	64
4.6.	Οικονομικοί δείκτες.....	64
4.6.1.	Καθαρή παρούσα αξία (NPV)	65
4.6.2.	Εσωτερικός βαθμός απόδοσης (IRR)	68
4.6.3.	Υπολογισμός ετών απόσβεσης της επένδυσης.....	69
4.6.4.	Μέσο σταθμικό κόστος κεφαλαίου	69
4.6.5.	Έντοκη ή άτοκη περίοδος αποπληρωμής.....	70
4.6.6.	Σταθμισμένο Κόστος Ενέργειας (LCOE).....	70
4.6.7.	Ετήσιο ειδικό κόστος παραγωγής.....	71
4.6.8.	Απόδοση της επένδυσης (ROI)	72
4.6.9.	Απόδοση των ιδίων κεφαλαίων (ROE)	72
4.7.	Υπολογισμός επενδυτικών δεικτών έργου υβριδικού ηλεκτρικού σταθμού.....	72
4.8.	Υπολογισμός κόστους κύκλου ζωής υβριδικών σταθμών μικρού μεγέθους	74
Κεφάλαιο 5	Υβριδικοί ΣΗΕ στην Ελλάδα.....	77
5.1.	Αντλησιοταμίευση και ΣΗΕ	77
5.2.	Θερμικοί υβριδικοί σταθμοί με αντλησιοταμίευση.....	78

5.3. Υβριδικοί σταθμοί με αντλησιοταμίευση και ανεμογεννήτριες.....	79
5.3.1. Πρωτοποριακός Υβριδικός σταθμός Ικαρίας “Ναέρας”, 2019	79
5.3.2. Υβριδικός σταθμός Νομού Ηρακλείου Κρήτης, 36MW.....	83
5.3.3. Ο Υβριδικός σταθμός στο Νομό Λασιθίου, Κρήτης, 55 MW.....	85
5.3.4. Υβριδικός σταθμός μικροδικτύου Τήλου 800kW, 2018	86
5.3.5. Υβριδικός Σταθμός νήσου Αγίου Ευστρατίου, 1MW, 2022	89

Κεφάλαιο 6 Περίπτωση μελέτης της διπλωματικής εργασίας: διαστασιολόγηση υβριδικού σταθμού (ΦΒ, συσσωρευτές) υψηλής διείσδυσης στη νήσο Γαύδο..... 93

6.1. Εισαγωγή	93
6.1.1. Μελλοντικό έργο Υβριδικού Σταθμού Γαύδου που εγκρίθηκε το 2020.....	94
6.1.2. Χαρακτηριστικά νήσου Γαύδου	95
6.1.3. Ενεργειακές ανάγκες της Γαύδου	96
6.1.4. Υφιστάμενη ενεργειακή υποδομή ΑΠΕ στο νησί.....	97
6.1.5. Μετεωρολογικά δεδομένα και υποψήφια θέση προτεινόμενου σταθμού	97
6.1.6. Αρχιτεκτονική ΦΒ πάρκου στον προτεινόμενο Υβριδικό Σταθμό.....	97
6.1.7. Μετατροπείς.....	98
6.1.8. Εναλλακτική επιλογή μετατροπέα	100
6.1.9. Επιλογή συσσωρευτών.....	100
6.1.10. Επιλογή ΦΒ πάνελ, με επιλογή σύνδεσης στον DC ζυγό	103
6.1.11. Επιλογή ανεμογεννήτριας συνδεδεμένης στον AC ζυγό	104
6.2. HOMER Pro	106
6.2.1. Παράμετροι του φυσικού περιβάλλοντος.....	107
6.2.2. Οικονομικές παράμετροι.....	110
6.2.3. Φορτία (ζήτηση) Γαύδου	110
6.2.4. Παράμετροι τεχνολογικού εξοπλισμού και υποθετικά σενάρια	112
6.2.5. Αποτελέσματα προσομοίωσης και υπολογισθέντα σενάρια	118
6.2.6. Σύγκριση υφιστάμενου συστήματος με το καλύτερο οικονομικά και λειτουργικά προτεινόμενο σενάριο Υβριδικού Σταθμού	123
6.3. PVsyst για την βελτιστοποίηση κλίσης, αζιμούθιου, υπολογισμού παραγωγής και οικονομικής ανάλυσης	124
6.3.1. Παράμετροι του φυσικού περιβάλλοντος.....	125
6.3.2. Φορτία (ζήτηση).....	131
6.3.3. Παράμετροι τεχνολογικού εξοπλισμού.....	132
6.3.4. Οικονομικές παράμετροι.....	134

6.3.5. Αποτελέσματα προσομοίωσης.....	138
---------------------------------------	-----

Κεφάλαιο 7 Ορισμοί και πληροφορίες..... 143

7.1. Τεχνολογίες αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας.....143

7.1.1. Γενικά	143
7.1.2. Τεχνολογία αποθήκευσης ενέργειας: Συσσωρευτές	154
7.1.3. Αποθήκευση ενέργειας με αντλησιοταμίευση και αναστρέψιμα υδροηλεκτρικά (Pumped Hydro Storage – PHS)	176
7.1.4. Άλλες τεχνολογίες αποθήκευσης ενέργειας.....	178
7.1.5. Συμπεράσματα που αφορούν στις τεχνολογίες αποθήκευσης ενέργειας.....	192

7.2. Διεσπαρμένη Παραγωγή Ενέργειας (ΔΠΕ)193

7.3. Τεχνολογίες μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για DG δίκτυα.....196

7.3.1. Φωτοβολταϊκά Συστήματα.....	196
7.3.2. Αιολικά συστήματα.....	197
7.3.3. Μικροτουρμπίνες.....	198
7.3.4. Μηχανές εσωτερικής καύσης.....	200
7.3.5. Μηχανές Stirling.....	200
7.3.6. Κυψέλες Καυσίμου	201
7.3.7. Γεωθερμία	202
7.3.8. Μικρά υδροηλεκτρικά.....	204
7.3.9. Βιομάζα	204
7.3.10. Ενέργεια από κύματα	205

7.4. Συμπαράγωγή (CHP).....206

7.5. Dynamic Pricing ή Contract Pricing ή Net Metering.....208

7.5.1. Dynamic Pricing.....	208
7.5.2. Contract Pricing.....	210
7.5.3. Net Metering	210

Βιβλιογραφία 211

Στο τέλος: Συνημμένες δύο αναφορές (pdf) των ισάριθμων λογισμικών (trial εκδόσεις) που χρησιμοποιήσαμε στο Κεφάλαιο 6 (Homer Pro και PVsyst)..... 215

Ακρωνύμια/συντομογραφίες

Αγγλικά:

BEMI	Bidirectional Energy Management Interface
EES	Energy Efficient Strategy
ESS	Energy Storage System
ESS	Energy Storage System
MG	Μικροδίκτυο / Microgrid
OPF	Optimal Power Flow
PPC	Public Power Corporation (ΔΕΗ)
PV	PhotoVaic
RES	Renewable Energy Source

Ελληνικά:

ΑΔΜΗΕ	Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΑΠΕ	Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας
ΑΤΣ	Αντλησιοταμιευτικός Σταθμός
ΔΕΔΔΗΕ	Διαχειριστής του Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΔΕΗ	Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού (PPC)
ΔΕΣΦΑ	Διαχειριστής Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου
ΕΕ	Ευρωπαϊκή Ένωση
ΕΣΕΚ	Εθνική Επιτροπή για την Ενέργεια και το Κλίμα
ΜΔΝ	Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά
ΡΑΕ	Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας
ΣΕΕΠΕ	Σύνδεσμος Εταιριών Εμπορίας Πετρελαιοειδών Ελλάδος
ΣΗΕ	Συστήματα ή Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΥΗΣ	Υβριδικός Ηλεκτρικός Σταθμός
ΥΠΕΝ	Υπουργείο Περιβάλλοντος & Ενέργειας
ΦΒ	Φωτοβολταϊκά

Περίληψη

Στην παρούσα Διπλωματική εργασία, έγινε πλήρης μελέτη σχεδιασμού και βελτιστοποίησης επιλογών τεχνοοικονομικά ανταγωνιστικής τεχνολογίας Υβριδικού ηλεκτρικού σταθμού υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ ως μη εγγυημένες μονάδες παραγωγής βάσης, σε εφαρμογή για ελληνικό μικροδίκτυο, μη διασυνδεδεμένου με το ελληνικό ηπειρωτικό δίκτυο, για την περίπτωση της νήσου Γαύδου, ετήσιας ζήτησης το 2019, 535MWh (peak 130kW), σεβόμενη τις κοινωνικές και πολιτιστικές επιπτώσεις στην κουλτούρα των κατοίκων της νήσου, καθώς και την περιβαλλοντική αλλοίωση του τοπίου. Στην μελέτη αυτή, το ετήσιο φορτίο τέθηκε στα 749 MWh (peak 160kW).

Η αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος βελτιστοποίησης αφορά οικονομικούς όρους επένδυσης, συντήρησης, λειτουργίας για την δεδομένη εγκατάσταση, σύμφωνα με τις τρέχουσες τιμές της αγοράς, της ζήτησης και του δυναμικού των μη εγγυημένης παραγωγής μονάδων βάσης ΑΠΕ, ώριμες τεχνικά. Γίνεται σύγκριση σεναρίων συμμετοχής ΦΒ, ανεμογεννητριών, με συσσωρευτές Pb σαν αποθήκες ενέργειας. Απαντώνται τα ερωτήματα: (i) Ποιες ώριμες τεχνολογίες μπορεί να συνδυαστούν για έναν βιώσιμο Υβριδικό Σταθμό στη νήσο Γαύδο, που θα εναρμονίζεται με τις προσδοκίες των κατοίκων. (ii) Αν υπάρχει η ανάγκη τοποθέτησης και ανεμογεννητριών στον Υβριδικό σταθμό.

Η μαθηματική επίλυση του προβλήματος σχεδιασμού και διαστασιολόγησης του Υβριδικού Ηλεκτρικού Σταθμού έγινε στο λογισμικό HOMER pro (trial εκδοχή) και η τεκμηρίωση του ΦΒ όσον αφορά τιμών απόδοσής τους και χαρακτηριστικών τους καθώς και βελτιστοποίηση της τοποθέτησης τους στο πρόγραμμα PVSyst. Η εκτίμηση της βιωσιμότητας του έργου υλοποιήθηκε και στα δύο παραπάνω λογισμικά και συγκρίθηκαν τα αποτελέσματα.

Για την Γαύδο, οι καλύτερες οικονομικά και λειτουργικά λύσεις δεν περιλαμβάνουν ανεμογεννήτρια/ες. Συμμετοχή ΑΠΕ της τάξης του 100% απαιτεί χρήση ΦΒ πάρκου της τάξης μεγέθους 700kWp σε συνδυασμό με αποθήκες μπαταρίας χωρητικότητας της τάξης 12.000 kWh, πετυχαίνοντας αυτονομία 80-90h σε μέσο φορτίο. Οι diesel γεννήτριες δεν είναι απαραίτητο να λειτουργούν, εκτός από ελάχιστες ώρες τον χρόνο. Υπολογίστηκε ο δείκτης NPC ~€1,4M (για 20 έτη), αρχικό κεφάλαιο~ €1,34M, κόστος λειτουργίας/συντήρησης €7.846/έτος. Αυτές οι τιμές, συγκριτικά με τον υφιστάμενο σταθμό (NPC ~€17,4M (20 έτη), κόστος λειτουργίας~€1.036.000/έτος), δείχνουν ότι είναι συμφέρουσα η αντικατάσταση του συμβατικού σταθμού με υβριδικό με όσο μεγαλύτερη την συμμετοχή των ΑΠΕ. Με δεδομένο ότι το σημερινό κόστος παραγωγής της ηλεκτρικής ενέργειας του υφιστάμενου συμβατικού σταθμού είναι 700€/MWh, τα προτεινόμενα έργα έχουν χρόνο αποπληρωμής από 2,3 έτη για 100% διείσδυση ΑΠΕ σε 9,5 έτη για μικρότερη διείσδυση ΑΠΕ.

Λέξεις κλειδιά: Υβριδικός Ηλεκτρικός Σταθμός, *micro grid*, αποθήκες ενέργειας, Γαύδος, *Homer Pro*, *PVsyst*.

Abstract

In this Diploma Thesis we present a complete study for the design and the optimization of a techno-economically competitive technology, for a Hybrid Power Station with a high-RES fraction character. The project is based on the reality of non-guaranteed base production units and is applied to an energy microgrid in Gavdos island. That is, south of Crete, with the size of 535MWh (peak 130kW, 2019 data), not interconnected to the mainland Greek energy network. There is also great consideration involving the sensitive social and cultural impacts on the island's inhabitants, as well as the environmental protection of a famous natural landscape. For this study, the island load is sized as 749MWh (peak 160kW).

The objective function of the optimization problem is built upon economic terms of investment, needs of maintenance, operational parameters, current market prices, energy supply and demand, under the potential of the non-guaranteed production of a Renewable Energy System. We also provide comparison scenarios for photovoltaic parks and wind turbines, including Pb acid batteries as storage technologies. This thesis provides answers to the following questions: (i) What mature technologies can be combined for a sustainable Hybrid Station on the island of Gavdos, which will be in line with the expectations of the residents. (ii) Why there is a general trend to install wind turbines in a Hybrid Power Station, even if the wind potential may lag behind the solar potential.

The mathematical solution for the design of a potentially viable Hybrid Electric Station is done in HOMER Pro software (trial version) and the documentation of the PV regarding their performance and their characteristics, as well as optimization of their placement, is done in the PVSyst software (trial version). The assessment of the viability of the project is implemented in both software packages and their results are compared.

Our best solutions suggested to exclude wind turbines. With 100% of RES fraction, we implement PVs of ~700kW. The total cost of the proposed project, in all cases, remains the about €1.4mil. The project time span is set in 20 years. Given that the current production cost of the existing conventional power plant is €700/MWh, the proposed solutions has a repayment period between 2.3 to 9.5 years.

Keywords: *Hybrid electric station, micro grid, energy storage, Gavdos, Homer Pro, PVSyst.*

Κεφάλαιο 1

1.1. Εισαγωγή και διαπιστώσεις

Η ανάγκη για ενεργειακή ανεξαρτησία των κρατών και η ανάγκη για μείωση του CO₂ στον πλανήτη μας έχει στρέψει την παγκόσμια αγορά ηλεκτρικής ενέργειας στην διεσπαρμένη παραγωγή ενέργειας (ή αλλιώς στα αγγλικά: distributed generation, DG) με υψηλή διείσδυση παραγωγής από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ ή στα αγγλικά: RES), με συστήματα αποθήκευσης ενέργειας (Energy Storage Systems, ESSs), και έξυπνη διαχείριση (smart grid) της βέλτιστης ροής ισχύος (ή αλλιώς Optimal Power Flow, OPF).

Οι παραδοσιακές πηγές ενέργειας είναι πιο ευέλικτες και πιο ελεγχόμενες, ενώ η παραγωγή ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας όπως η αιολική και η ηλιακή ενέργεια εξαρτώνται περισσότερο από τις τοπικές περιβαλλοντικές συνθήκες [1]. Ένα πρόβλημα που προκύπτει με την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας είναι ότι την ίδια στιγμή που αυτή παράγεται πρέπει και να καταναλωθεί. Επομένως, πρέπει να υπάρχει ισορροπία στο ηλεκτρικό δίκτυο, διαφορετικά η συχνότητά του θα αλλάζει. Όταν ενσωματωθεί περισσότερη ενέργεια από ανανεώσιμες πηγές στο σύστημα, θα υπάρξουν περισσότερα προβλήματα με τη συχνότητά του [2]. Έτσι, τα συστήματα ΑΠΕ χρειάζονται έναν τρόπο ελέγχου της ενέργειας που παράγουν προκειμένου να μειωθεί η εξάρτηση της ροής ενέργειας από τις εκάστοτε περιβαλλοντικές/καιρικές συνθήκες [3]. Τη λύση δίνει η συμπληρωματική εγκατάσταση συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας. Η μετάβαση από τους παραδοσιακούς σταθμούς παραγωγής ενέργειας σε πιο φιλικές προς το περιβάλλον εναλλακτικές λύσεις θα δημιουργήσει την ανάγκη για μεγαλύτερη ευελιξία στην παραγωγή, μετάδοση και κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας. Η αποθήκευση ενέργειας μπορεί να παρέχει την ευελιξία που απαιτείται προκειμένου να διαθέτουμε σε λειτουργία ισχυρά και σταθερά ηλεκτρικά συστήματα και δίκτυα διανομής ενέργειας [4].

Η μείωση της ενεργειακής εξάρτησης στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (ΜΔΝ) είναι άρρηκτα συνδεδεμένη με την αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ. Και την Ελλάδα, για να καταστεί αυτό δυνατό, μέτρο κρατικής πολιτικής αποτελεί η υιοθέτηση κατάλληλου θεσμικού πλαισίου για την προώθηση συστημάτων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, είτε στο πλαίσιο των Υβριδικών Σταθμών ΑΠΕ παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, είτε στο πλαίσιο μίας ανεξάρτητης κεντρικής αποθήκης που θα άρει τον κορεσμό του δικτύου και θα επιτρέψει την εγκατάσταση νέων μη ελεγχόμενων σταθμών ΑΠΕ, είτε στο πλαίσιο εγκατάστασης συστημάτων αποθήκευσης μικρής χωρητικότητας σε συνδυασμό με κάθε νέο σταθμό ΑΠΕ [5].

Στην κατεύθυνση αυτή προωθείται η εγκατάσταση Υβριδικών Σταθμών ΑΠΕ, είτε μέσω ιδιωτικών έργων, είτε μέσω πιλοτικών έργων, όπως το έργο του ΚΑΠΕ για τη μετατροπή του Άη Στράτη σε «Πράσινο Νησί», καθώς και το έργο ΔΕΔΔΗΕ για τα «Έξυπνα Νησιά» (Καστελόριζο, Αστυπάλαια, Σύμη), καθώς και άλλων δέκα νησιών, των: Κύθηρα, Σπέτσες, Κάσος, Σάμος, Σύμη, Πάτμος, Αμοργός, Ζάκυνθος, Σίφνος, και Κρήτη, που έχουν ενταχθεί σε

αρχικό ή προχωρημένο στάδιο στην πρωτοβουλία «Clean Energy for EU Islands» (Καθαρή ενέργεια για τα νησιά της Ευρώπης, <https://www.euislands.eu>) που υποστηρίζει τη μετάβαση των νησιωτικών περιοχών σε χαμηλότερες εκπομπές άνθρακα. Σε ευρωπαϊκό επίπεδο, μεταξύ των 25 ευρωπαϊκών νησιών που θα στηρίξει σε προχωρημένο επίπεδο, τα τρία είναι τα ελληνικά νησιά Κύθηρα, Σπέτσες και Κάσος.

Μέχρι τώρα, έχουν τεθεί σε λειτουργία δύο Υβριδικοί Σταθμοί ΑΠΕ, ο ένας στην Ικαρία με αποθήκευση με αντλησιοταμίευση και ο άλλος στο νησί της Τήλου με αποθήκευση με μπαταρία. Σημειώνεται ότι η Σίφνος είναι ένα από τα έξι νησιά της Ευρώπης που παρουσίασαν στην εκδήλωση της Κροατίας τα σχέδια για πλήρη ενεργειακή αυτονομία που θα στηρίζεται σε ανανεώσιμες πηγές, αποθήκευση ενέργειας αλλά και καινοτομικές τεχνολογικές λύσεις για τις θαλάσσιες μεταφορές από και προς το νησί, που είναι ο τομέας που καταναλώνει με διαφορά την περισσότερη ενέργεια.

Τα άλλα πέντε ευρωπαϊκά νησιά που παρουσίασαν το σχεδιασμό για την απανθρακοποίηση είναι τα Cres-Lošinj (Κροατία), Culatra (Πορτογαλία), Aran Islands (Ιρλανδία), Salina (Ιταλία) και La Palma (Ισπανία).

1.2. Στόχοι και αποτελέσματα της εργασίας

Στην παρούσα Διπλωματική εργασία, επιλέχθηκε η νήσος Γαύδος ως παράδειγμα μελέτης σχεδιασμού Υβριδικού Σταθμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ (ως μη εγγυημένες μονάδες παραγωγής βάσης) σε ελληνικό μικροδίκτυο, μη διασυνδεδεμένου ηπειρωτικό δίκτυο, λόγω που αφενός υπάρχει εθνικό ενδιαφέρον υλοποίησης τέτοιας εφαρμογής στο νησί και αφετέρου λόγω της εντοπιότητας του συγγραφέα.

Οι στόχοι της εργασίας και τα παραγόμενα από αυτήν αποτελέσματα μπορεί να ταξινομηθούν σε δύο κατηγορίες: Α) Βιβλιογραφική έρευνα και Β) Σχεδιασμού, προσομοίωσης και τεχνοοικονομικά βέλτιστης διαστασιολόγησης σεναρίων Υβριδικού Σταθμού με πραγματικά δεδομένα.

1.2.1. Πρώτος στόχος

Η εργασία περιλαμβάνει εκτενή ανασκόπηση των δεδομένων των ετών 2019 και 2020 όσον αφορούν:

1. στην αγορά της ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα σήμερα,
2. στις σύγχρονες αντιλήψεις σχεδιασμού παραγωγής και μεταφοράς ηλεκτρικής ισχύος με διασπαρμένη παραγωγή, της προσέγγισης έξυπνων δικτύων (smart grids), των Υβριδικών Σταθμών με υψηλή διείσδυση ΑΠΕ, των σύγχρονων τεχνολογιών και του ρόλου των συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας στην διείσδυση των ΑΠΕ,
3. στις διεθνώς αποδεκτές ως ώριμες τεχνολογίες αποθήκευσης ενέργειας, κατηγοριοποιώντας αυτές (i) ανάλογα με τις ανάγκες της εφαρμογής και (ii) ως προς το μέγεθος ισχύος της εφαρμογής στην οποία μπορεί να εφαρμοστούν αποδοτικά,

4. σε παραδείγματα πρωτοποριακών ή σημαντικών έργων υλοποίησης Υβριδικών σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας σε διεθνές και σε ελληνικό επίπεδο,
5. σε ορισμούς και ανάλυση των οικονομικών δεικτών που χρησιμοποιούνται ως κριτήρια στις τεχνοοικονομικές μελέτες σχεδιασμού Υβριδικών Σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας,

1.2.2. Δεύτερος στόχος

Η εργασία περιλαμβάνει πλήρη εκπόνηση σχεδιασμού και βελτιστοποίησης επιλογών τεχνοοικονομικά ανταγωνιστικής τεχνολογίας Υβριδικού ηλεκτρικού σταθμού εγκατεστημένου στην ελληνική νήσο Γαύδο, σεβόμενη τις κοινωνικές και πολιτιστικές επιπτώσεις στην κουλτούρα των κατοίκων της νήσου, καθώς και την περιβαλλοντική αλλοίωση του τοπίου.

Η αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος βελτιστοποίησης αφορά οικονομικούς όρους επένδυσης, συντήρησης, λειτουργίας, για την δεδομένη εγκατάσταση, σύμφωνα με τις τρέχουσες τιμές της αγοράς, της ζήτησης και του δυναμικού των μη εγγυημένης παραγωγής μονάδων βάσης ΑΠΕ, ώριμες τεχνικά, που είναι τα φωτοβολταϊκά πάρκα, η σύγκριση σεναρίων συμμετοχής και ανεμογεννητριών, καθώς και οι διαφορετικές τεχνολογίες μπαταριών αποθήκευσης ενέργειας.

Η μαθηματική επίλυση του προβλήματος σχεδιασμού του Υβριδικού Ηλεκτρικού Σταθμού έγινε στο λογισμικό HOMER Pro (trial έκδοση) και η βελτιστοποίηση της τοποθέτησης του σχεδιασμού του ΦΒ στο λογισμικό PVsyst (trial έκδοση). Η εκτίμηση της βιωσιμότητας του έργου υλοποιήθηκε και στα δύο παραπάνω λογισμικά και συγκρίθηκαν τα αποτελέσματα.

1.2.3. Αποτελέσματα

Στην παρούσα μελέτη Υβριδικού Σταθμού απαντώνται τα παρακάτω ερωτήματα:

- Ποιες ώριμες τεχνολογίες μπορεί να συνδυαστούν για έναν βιώσιμο Υβριδικό Σταθμό στη νήσο Γαύδο, που θα εναρμονίζεται με τις προσδοκίες των κατοίκων.
- Γιατί και αν υπάρχει η ανάγκη τοποθέτησης και ανεμογεννητριών σε ένα Υβριδικό σταθμό ακόμα και αν το αιολικό δυναμικό μπορεί να υστερεί σε σχέση με το ηλιακό δυναμικό.

1.3. Δομή της εργασίας

Η εργασία χωρίζεται σε επτά διαφορετικά κεφάλαια.

Γενικά, το παρόν Κεφάλαιο 1 είναι εισαγωγικό, όπου παρουσιάζεται το γενικό πλαίσιο, οι στόχοι και η δομή της παρούσας μελέτης. Στα Κεφάλαια 2 έως 5 δίνεται μια εκτεταμένη παράθεση πληροφοριών από την πρόσφατη βιβλιογραφία, για να συζητηθεί η κατάσταση της αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα, όπου η λειτουργία, οι εφαρμογές και η

ωριμότητα των διαφόρων τεχνολογιών αποθήκευσης ενέργειας θα συζητηθούν. Στο Κεφάλαιο 6 αναπτύσσεται ένας Υβριδικός Σταθμός παραγωγής ενέργειας σε μη διασυνδεδεμένο νησί, την Γαύδο, και γίνεται εκτίμηση των λύσεων. Το τελευταίο Κεφάλαιο 7 περιέχει την εκτεταμένη βιβλιογραφική έρευνά μας πάνω σε πλήθος στοιχείων που αφορούν τις τεχνολογίες αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας και ενέχει ρόλο Παραρτήματος.

Ειδικότερα:

Στο Κεφάλαιο 2 παρουσιάζεται η αγορά της ηλεκτρικής ενέργειας και το ηλεκτρικό δίκτυο στην Ελλάδα.

Στο Κεφάλαιο 3 περιγράφεται το πρόβλημα ελέγχου της διαχείρισης ροής ισχύος σε ένα ηλεκτρικό δίκτυο, η ανάγκη για υποδομή έξυπνων δικτύων και μονάδων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας σε δίκτυα με μεγάλη παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ.

Στο Κεφάλαιο 4 αναλύεται η δομή και η λειτουργία των Υβριδικών Σταθμών καθώς και τα οικονομικά κριτήρια αξιολόγησής τους τα οποία εξετάζονται κατά την μελέτη βιωσιμότητας ενός Υβριδικού Σταθμού.

Στο Κεφάλαιο 5 παρουσιάζονται αναλυτικά οι μεγαλύτερες εφαρμογές εγκαταστάσεων Υβριδικών Σταθμών στην Ελλάδα και αναλύεται ο τρόπος λειτουργίας και οι σημαντικότερες παράμετροι κατασκευής και λειτουργίας τους.

Στο Κεφάλαιο 6 παρουσιάζεται η μοντελοποίηση, η μελέτη, η προσομοίωση και η ανάλυση ενός προτεινόμενου Υβριδικού Σταθμού στην νήσο Γαύδο. Η μελέτη αυτή είναι πρωτότυπη σε σχέση με δημοσιευμένες εργασίες. Δίνονται αναλυτικά τα στοιχεία της νήσου που αφορούν και τα πραγματικά φορτία ζήτησης του έτους 2019. Δίνεται επίσης περιγραφή και αποτελέσματα για διαφορετικά σενάρια του προβλήματος.

Το Κεφάλαιο 7 (που έχει τη μορφή Παραρτήματος αλλά είναι πολύ εκτενές για να χαρακτηριστεί ως τέτοιο), συγκεντρώνει πληροφορίες για τις διαφορετικές τεχνολογίες αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας στα σύγχρονα ΣΗΕ, δίνοντας μια περιγραφή του τρόπου λειτουργίας, των πλεονεκτημάτων και των μειονεκτημάτων τους. Παρουσιάζονται επίσης οι διαφορετικές τεχνολογίες των μπαταριών, το κόστος και οι περιορισμοί κατά την λειτουργία τους, η Διεσπαρμένη Παραγωγή Ενέργειας (ΔΠΕ), αναλύονται σημαντικές τεχνολογίες μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για DG δίκτυα και εξηγούνται έννοιες όπως η συμπααραγωγή (CHP), το Dynamic Pricing και το Net Metering.

Τέλος, ενσωματώνονται οι δύο αναφορές (pdf) των ισάριθμων λογισμικών (trial εκδόσεις) που χρησιμοποιήσαμε στο Κεφάλαιο 6 (Homer Pro και PVsyst).

Κεφάλαιο 2

Η αγορά της ηλεκτρικής ενέργειας και το ηλεκτρικό δίκτυο στην Ελλάδα

2.1. Ενεργειακή χρήση στην Ελλάδα

2.1.1. Υπάρχουσα κατάσταση

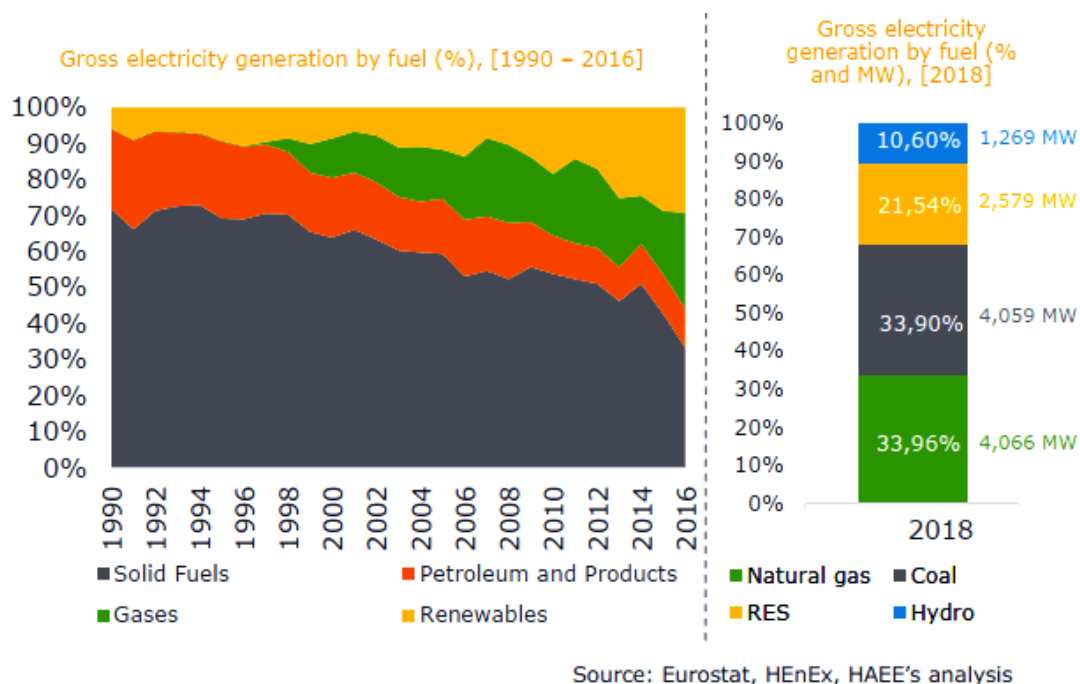
Η Ελλάδα έχει σημειώσει σημαντική πρόοδο στη διαφοροποίηση του μίγματος καυσίμων ηλεκτρικής ενέργειας, ειδικά στην ανάπτυξη μεταβλητής ανανεώσιμης ενέργειας, η οποία αυξήθηκε σχεδόν στο 22% της συνολικής παραγωγής, το 2018.

Επί του παρόντος, δεν υπάρχει κυρίαρχο καύσιμο στο μείγμα παραγωγής, καθώς το φυσικό αέριο αντιπροσωπεύει το 33,96%, ο άνθρακας το 33,90% και το υπόλοιπο αποδίδεται στις ΑΠΕ (21,58%) και στους υδροηλεκτρικούς σταθμούς (10,6%).

Σύμφωνα με ιστορικά στοιχεία, η κυριαρχία των ορυκτών καυσίμων στην Ελλάδα έχει μειωθεί σε σύγκριση με το 1990. Ενώ η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από άνθρακα και πετρέλαιο μειώθηκε κατά περίπου 50% το καθένα, μεταξύ 2006 και 2016, η παραγωγή ενέργειας με ΑΠΕ σχεδόν διπλασιάστηκε κατά την ίδια περίοδο. Η υδροηλεκτρική αποτελεί την τρίτη μεγαλύτερη πηγή ενέργειας στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας το 2016, αλλά η κύρια διεύρυνση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην αγορά προήλθε από την αιολική και ηλιακή ενέργεια (Εικόνα 1).

Συνολικά, η Ελλάδα έχει λάβει αρκετά μέτρα για την απελευθέρωση της αγοράς ενέργειας (χονδρικής και λιανικής) και για την αύξηση του ανταγωνισμού.

Μέχρι την επίσημη λειτουργία του Ελληνικού Χρηματιστηρίου Ενέργειας, η ελληνική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας είναι δομημένη γύρω από ένα ακαθάριστο υποχρεωτικό σύνολο με έναν «τεχνικό» αλγόριθμο, ο οποίος συν-βελτιστοποιεί την ενέργεια και το αποθεματικό της. Ένας μηχανισμός ικανότητας ικανοποίησης συμπληρώνει τις ρυθμίσεις της αγοράς ενέργειας, και μια αγορά καθορίζει εκ των υστέρων τις όποιες αποκλίσεις [6].



Εικόνα 1: Συμμετοχή στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ανά καύσιμο και έτος (αριστερά) και παραγόμενη ενέργεια ανά είδος καυσίμου (δεξιά), στην Ελλάδα. Πηγή: [6].

Η συνολική χωρητικότητα ηλεκτρικής ενέργειας για το 2018 στην Ελλάδα ήταν 17.444MW, εκ των οποίων το 31,35% αποδίδεται στις ΑΠΕ ακολουθούμενες από το φυσικό αέριο με μερίδιο 28,09%. Στη συνέχεια, ο άνθρακας αντιπροσωπεύει το 22,38% της συνολικής χωρητικότητας ηλεκτρικής ενέργειας και τέλος η υδροηλεκτρική ενέργεια με 18,18% (Εικόνα 2).

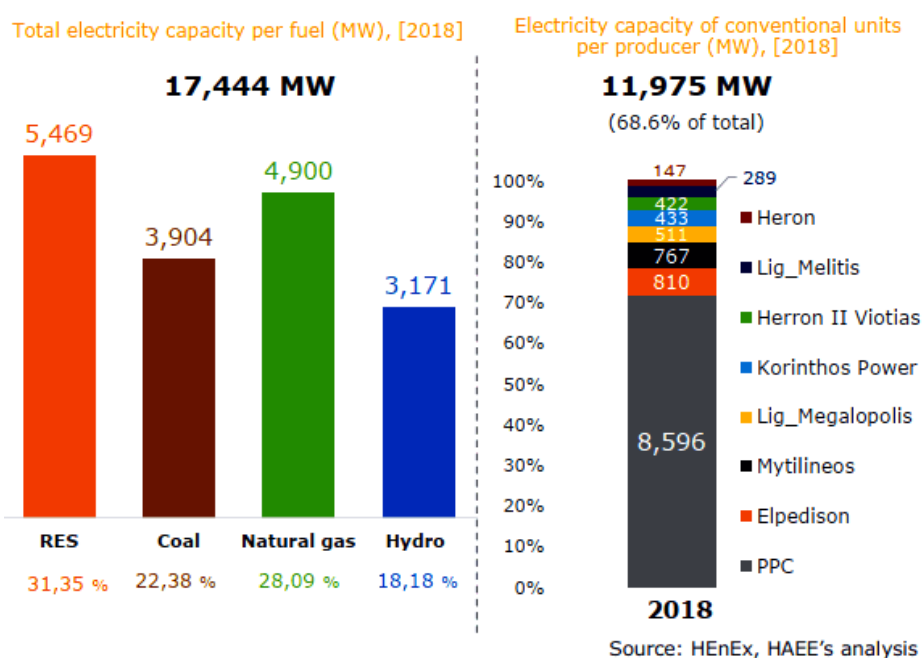
Είναι προφανές ότι οι συμβατικοί σταθμοί παραγωγής ενέργειας εξακολουθούν να είναι ζωτικής σημασίας για την ισορροπία του συστήματος, δεδομένου ότι η χωρητικότητά τους ανέρχεται στο 68,6% της συνολικής χωρητικότητας ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα [6].

Ο λιγνίτης είναι ένας σημαντικός εγχώριος πόρος ορυκτών καυσίμων στην Ελλάδα και είναι σημαντικό συστατικό στοιχείο της ενεργειακής «ασφάλειας» της Ελλάδας. Η Ελλάδα είναι ο τέταρτος μεγαλύτερος παραγωγός λιγνίτη στην Ευρωπαϊκή Ένωση, μετά τη Γερμανία, την Πολωνία και την Τσεχία. Η παραγωγή λιγνίτη μειώθηκε απότομα τα τελευταία χρόνια, ακολουθώντας τη μείωση της ζήτησης για παραγωγή άνθρακα. Ταυτόχρονα, το κόστος παραγωγής λιγνίτη έχει αυξηθεί λόγω της μείωσης της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας, της αυξανόμενης ατμοσφαιρικής ρύπανσης και των συνεπαγόμενων περιβαλλοντικών περιορισμών, και τις χαμηλές ανταγωνιστικές τιμές του φυσικού αερίου.

Αυτή η τάση αναμένεται να συνεχιστεί, καθώς τα εργοστάσια που βασίζονται στην παραγωγή ενέργειας με καύση άνθρακα αντικαθίστανται από εργοστάσια που τροφοδοτούνται με φυσικό αέριο. Λόγω της οικονομικής ανάκαμψης, αυτό φυσικά αναμένεται να ενισχυθεί. Η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας, αναμένεται να συμβάλει επιπλέον στην αύξηση της ζήτησης.

Η Ελλάδα έχει μεγάλες δυνατότητες να αυξήσει τα μερίδια της καθαρής ενέργειας όταν τα μη διασυνδεδεμένα νησιά της (ΜΑΝ) ενσωματωθούν σε σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από τον ήλιο (ΦΒ).

Ωστόσο, η κάθετα ολοκληρωμένη, κρατική εταιρεία ηλεκτρικής ενέργειας ΔΕΗ κυριαρχεί στην αλυσίδα που διαμορφώνει την πραγματική αξία του τομέα ηλεκτρικής ενέργειας, αντιπροσωπεύοντας το 71,7% της εγκατεστημένης παραγωγής και περίπου το 53,15% της συμβατικής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.



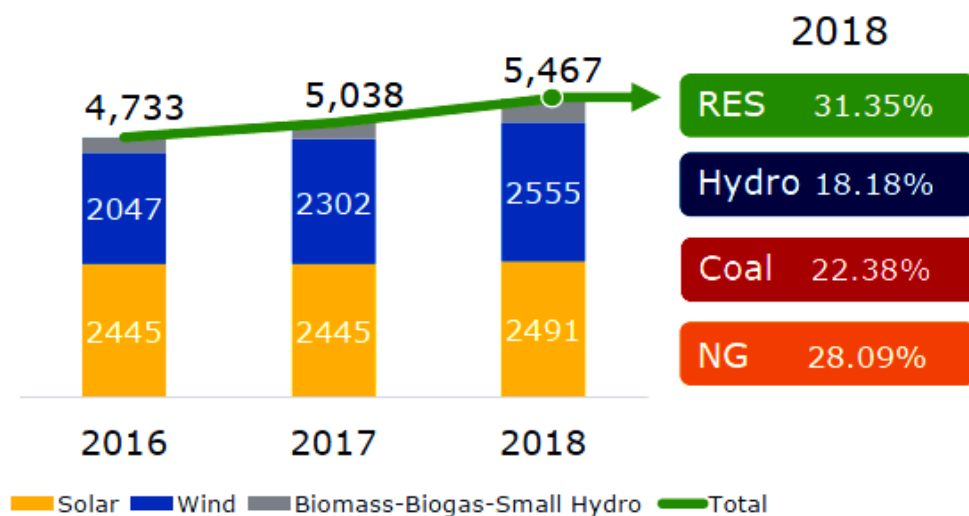
Εικόνα 2: Αναλογία καυσίμων (αριστερά) και παραγωγών (δεξιά) για την παραγωγή του ηλεκτρικού δυναμικού στην Ελλάδα. Πηγή: [6].

Η συνολική εγκατεστημένη χωρητικότητα ΑΠΕ, εξαιρουμένου του ποσοστού υδροηλεκτρικών πηγών (18,18%), συμβάλλει στο 31,35% της συνολικής εγκατεστημένης χωρητικότητας στο σύστημα, με το φυσικό αέριο (28,09%) και τον άνθρακα (22,38%) να καλύπτει το υπόλοιπο ποσοστό (Εικόνα 3).

Τον Δεκέμβριο του 2016 πραγματοποιήθηκε πιλοτική προσφορά για ΦΒ. Η προσφορά περιλάμβανε δύο κατηγορίες φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων, ακολουθώντας μια διαδικασία δύο σταδίων με συγκεκριμένη τιμή και όρια μεγέθους. Το 2018, πραγματοποιήθηκαν δύο προσφορές για φωτοβολταϊκή και αιολική ενέργεια.

Όταν η Ελληνική Ανταλλαγή Ενέργειας ξεκινήσει την επίσημη λειτουργία της, οι εγκαταστάσεις ΑΠΕ θα υπόκεινται σε συγκεκριμένες υποχρεώσεις και εξισορροπητικές ευθύνες. Εξαιρέσεις θα ισχύει για έργα με δυναμικό μικρότερο από 3MW (αιολικά) και 500kW για τις υπόλοιπες τεχνολογίες ΑΠΕ [6]. Ο αναπτυξιακός νόμος 4414/2016 που τέθηκε σε ισχύ τον Ιούλιο του 2016, προβλέπει υποστήριξη για μονάδες ΑΠΕ, σταθμούς υδροηλεκτρικής ενέργειας μικρής κλίμακας και αυτοπαραγωγή με χρήση άλλων ΑΠΕ, σε μορφή φοροαπαλλαγής φόρου εισοδήματος ή/και σταθεροποίησης του συντελεστή φόρου εισοδήματος.

Installed capacity of RES by year and type in Greece (MW), [2016 - 2018] and percentage of RES capacity out of total [2018].



Source: DAPEEP, HAEE's analysis

Εικόνα 3: Συνολική εγκατεστημένη χωρητικότητα ΑΠΕ ανά έτος και είδος στην Ελλάδα. Πηγή: [6].

Τα υψηλά επίπεδα ηλιακής ακτινοβολίας της Ελλάδας, και ιδίως στις νοτιοανατολικές περιοχές της, παρέχουν στη χώρα ένα αδιαμφισβήτητο πλεονέκτημα για την επίτευξη των στόχων της για παραγωγή περισσότερης καθαρής ενέργειας (Εικόνα 4) [6].

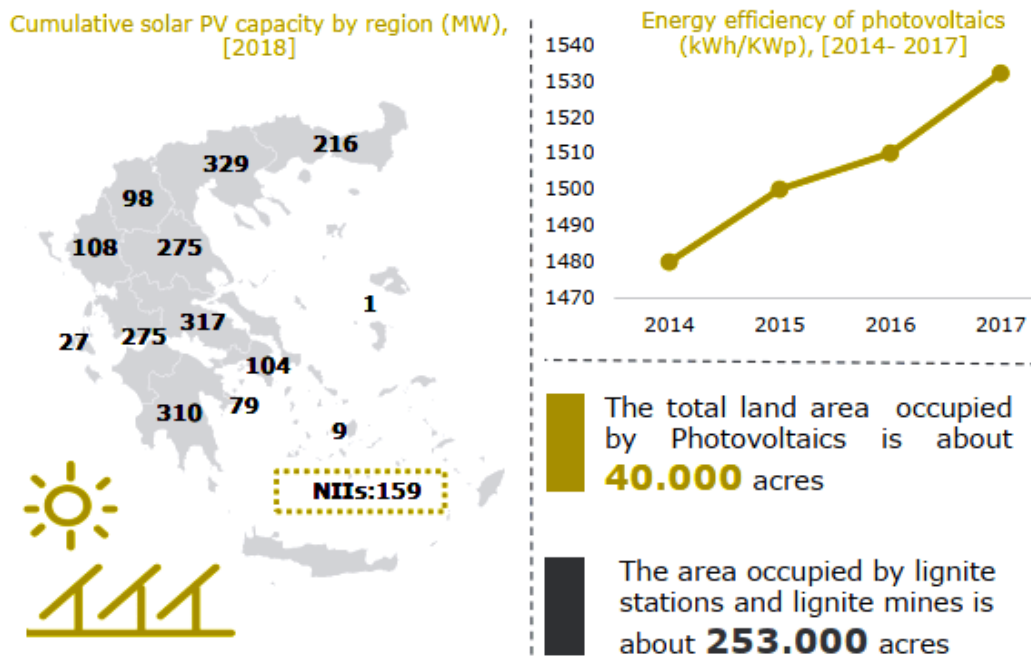
Ο τομέας της ηλιακής ενέργειας κάλυψε σχεδόν το 7% των αναγκών ηλεκτρικής ενέργειας της χώρας με συνολική εγκατεστημένη ισχύ 2.461MW (2.302 MW διασυνδεδεμένο σύστημα, 159MW ΜΔΝ).

Τα ΜΔΝ δεν μπορούν να επωφεληθούν από το πλεονέκτημα μείωσης κόστους της παραγωγής μεγάλης κλίμακας και συνήθως είναι εξοπλισμένα με γεννήτριες ντίζελ, οι οποίες είναι ακριβές και όχι φιλικές προς το περιβάλλον. Ωστόσο, τα ΜΔΝ διαθέτουν εξαιρετικές συνθήκες για ακόμη μεγαλύτερη ανάπτυξη της παραγωγής ηλιακής και αιολικής ενέργειας.

Τα ΦΒ στην Ελλάδα καταλαμβάνουν το 0,12% της συνολικής γεωργικής γης ή το 0,03% του συνόλου γη της χώρας. Σύμφωνα με το Helarco [6], η γεωργική έκταση που δεν έχει καλλιεργηθεί είναι 92 φορές μεγαλύτερη από την περιοχή που καταλαμβάνουν τα φωτοβολταϊκά πάρκα (Εικόνα 4).

Παρά το γεγονός ότι η ενεργειακή απόδοση των φωτοβολταϊκών συστημάτων εξελίσσεται συνεχώς, Το σημαντικότερο μειονέκτημά τους σήμερα θεωρείται ότι είναι το υψηλό συνολικό κόστος εγκατάστασης. Το σχετικά μεγάλο αρχικό κεφάλαιο που απαιτείται για επένδυση στην αγορά φωτοβολταϊκών συστημάτων, σε συνδυασμό με τη σχετικά μεγάλη περίοδο απόσβεσης της επένδυσης παρεμποδίζει μέχρι στιγμής την περαιτέρω επέκταση σε επενδύσεις μεγάλης κλίμακας.

Αν και το κόστος εγκατάστασης διαφόρων ΦΒ συστημάτων μειώνεται γρήγορα, αυτή η μορφή ΑΠΕ δεν έχει φτάσει ακόμη σε επίπεδα που βραχυπρόθεσμα δύνανται να είναι ανταγωνιστικά με άλλες συμβατικές τεχνολογίες παραγωγής ενέργειας.



Source: DAPEEP, HEDNO, HELAPCO, HAAE's analysis

Εικόνα 4: Δυναμικό ΦΒ συστημάτων ανά περιοχή (αριστερά) και απόδοσή τους ανά έτος (δεξιά), καθώς και συνοπτικά στοιχεία δέσμευσης χώρου, στην Ελλάδα. Πηγή: [6].

Παρατηρώντας την εποχιακή παρατήρηση της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας (Εικόνα 5) [6], είναι προφανές ότι κατά τη διάρκεια του χειμώνα και του καλοκαιριού η συνολική ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας αυξάνεται. Παρά τη στοχαστική φύση των ΑΠΕ, αυτά συμβάλλουν σε αυτήν την αυξημένη ζήτηση όλο το χρόνο, σε ένα αρκετά σημαντικό ποσοστό (19,7%) και ακόμη περισσότερο κατά τους καλοκαιρινούς μήνες.

Για την περίπτωση της Ελλάδας, η συσχέτιση μεταξύ της διακύμανσης της μέσης παραγωγής ενέργειας από συμβατικές πηγές και της συνολικής κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας είναι 26,28% για το 2017 και το 2018, ενώ η συσχέτιση μεταξύ της μέσης παραγωγής ενέργειας από συμβατικές πηγές και ΑΠΕ είναι 21,28% για την ίδια περίοδο.

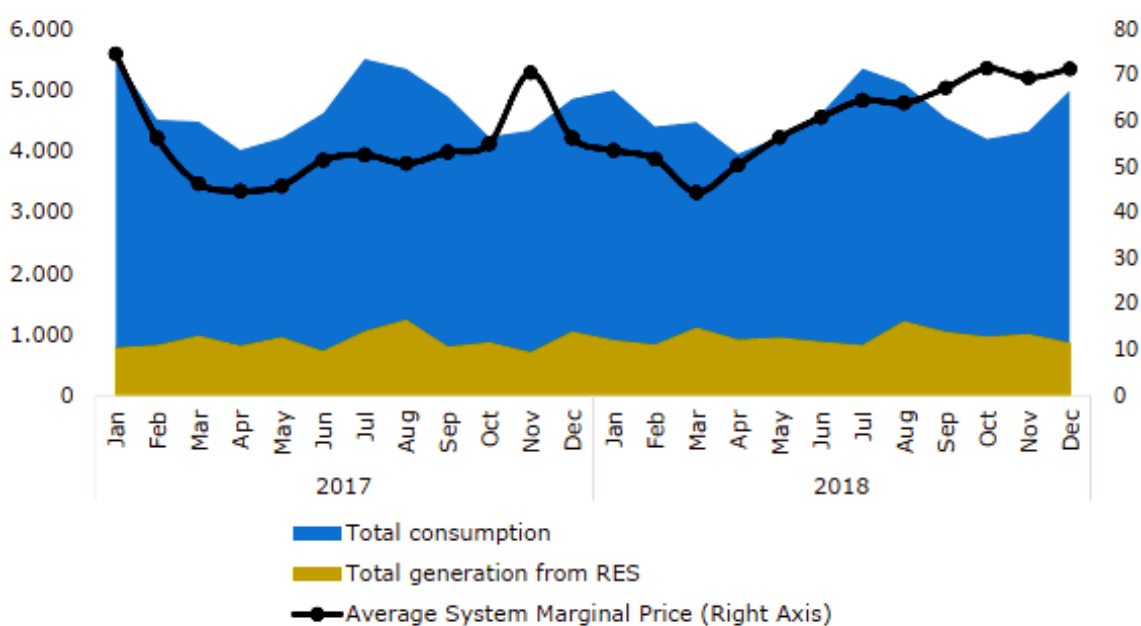
Λόγω του γεγονότος ότι οι ΑΠΕ δεν έχουν σταθερή και προβλέψιμη παραγωγή, καθώς αυτό εξαρτάται από τις καιρικές συνθήκες, η αυξανόμενη διείσδυσή τους δημιουργεί μεγαλύτερη αστάθεια στις διαμορφωμένες τιμές της αγοράς, γεγονός που απειλεί την ισορροπία της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

Καθώς το πλαίσιο στην Ελλάδα κινείται προς τη συμμετοχή των ΑΠΕ στη χονδρική αγορά χωρίς καμία υποστήριξη από σταθερά τιμολόγια, το ζήτημα της αστάθειας των τιμών θα γίνει όλο και πιο σημαντικό.

Στοχεύοντας στην αντιμετώπιση αυτής της αβεβαιότητας, είναι επίσης σημαντικό για την Ελλάδα να διερευνήσει ανανεώσιμες πηγές ενέργειας πέρα από την ηλιακή και αιολική ενέργεια και να αυξήσει τη χρήση τους στον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας.

Η Ελλάδα έχει ήδη καθυστερήσει να εκμεταλλευτεί το πλούσιο δυναμικό της βιομάζας. Εκτιμάται ότι η εκμετάλλευση της τεχνικά εκμεταλλεύσιμης βιομάζας θα μπορούσε να καλύψει ακόμη και το 20% των συνολικών αναγκών ηλεκτρικής ενέργειας της χώρας. Υπάρχει μια ποικιλία ευκαιριών για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από βιομάζα, αλλά σε πολλές περιπτώσεις, τα απόβλητα και τα λύματα απορρίπτονται απλά στο περιβάλλον, συνοδευόμενα από όλες τις αρνητικές συνέπειες. Όπως και να έχει, η παρούσα εργασία δεν ασχολείται με αυτή την προβληματική.

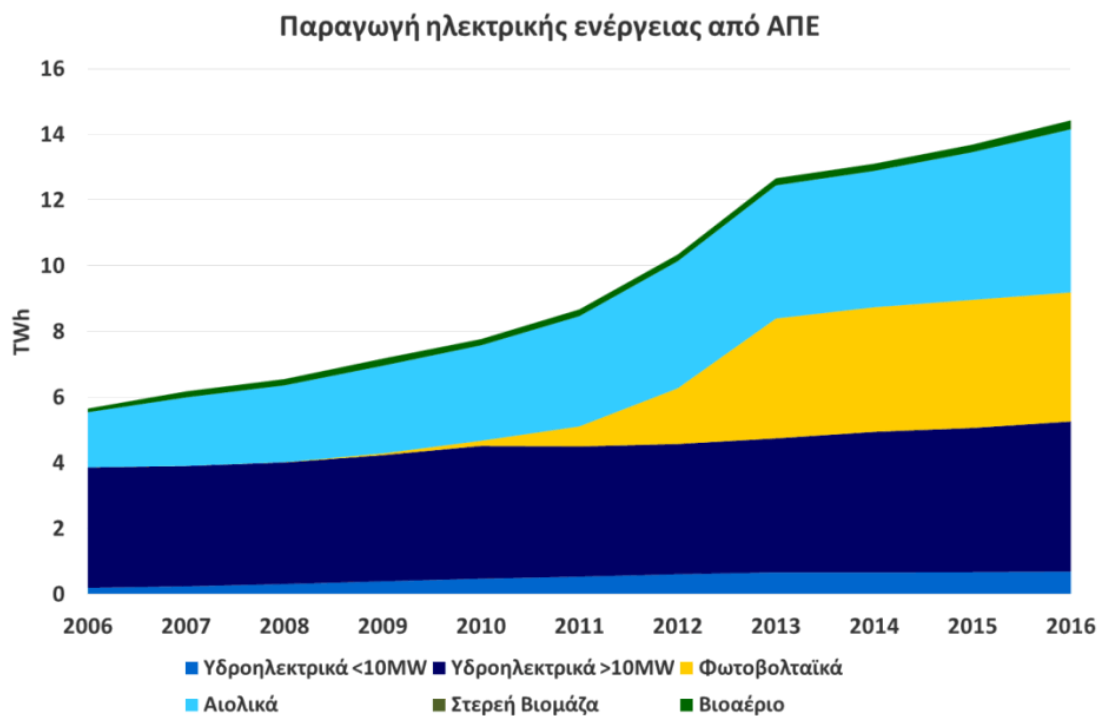
Total electricity consumption (GWh), total electricity generation from RES (GWh) and average system marginal price (€/MWh), [2017-2018]



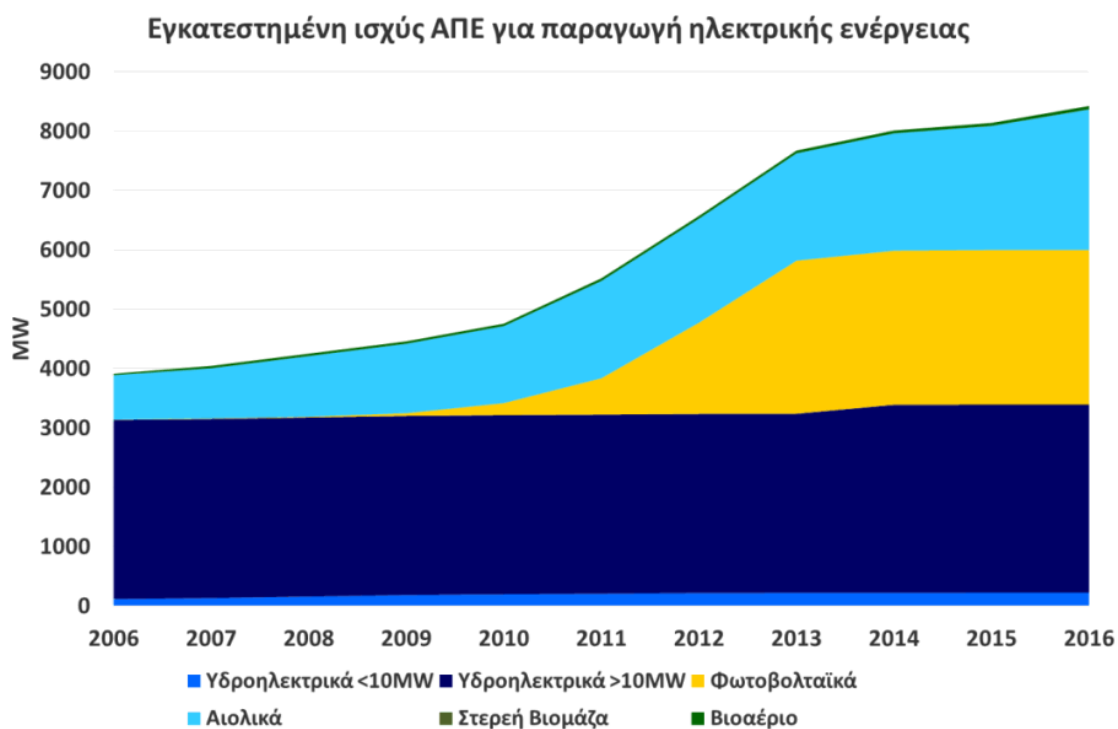
Source: DAPEEP

Εικόνα 5: Προφίλ συνολικής κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας (GWh), συνολικής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ (GWh) και μέση διαμορφωμένη τιμή πώλησης (€/MWh), στην Ελλάδα. Πηγή: [6].

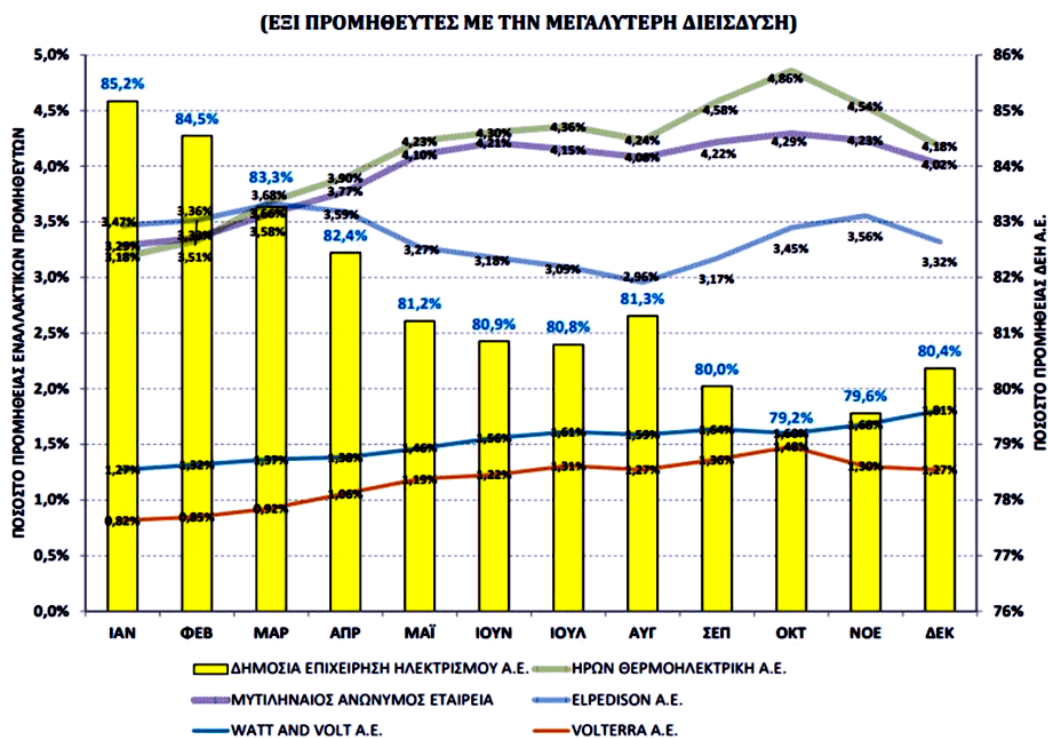
Μερικά στατιστικά στοιχεία ακόμη για την υπάρχουσα ηλεκτροπαραγωγή από ΑΠΕ και για την εγκατεστημένη Ισχύ ΑΠΕ στην Ελλάδα, δίνονται στην Εικόνα 6 και στην Εικόνα 7 αντίστοιχα. Στην Εικόνα 8 φαίνονται οι έξι μεγαλύτεροι προμηθευτές ενέργειας στη χώρα μας το 2018.



Εικόνα 6: Ηλεκτροπαραγωγή από ΑΠΕ στην Ελλάδα, 2006-2016. Πηγή: [7].



Εικόνα 7: Εγκατεστημένη Ισχύς ΑΠΕ για Ηλεκτροπαραγωγή στην Ελλάδα, 2006-2016. Πηγή: [7].



Πηγή: ΑΔΜΗΕ

Εικόνα 8: Ποσοστό Προμήθειας Καταναλωτών Ηλεκτρικής Ενέργειας το 2018. Πηγή: [7].

2.1.2. Εκτιμήσεις και προβλέψεις

Σύμφωνα με εκτιμήσεις [6], η εγκατεστημένη χωρητικότητα ΑΠΕ στην Ελλάδα αναμένεται να αυξηθεί κατά 13,6% κάθε χρόνο, φθάνοντας το ποσό των 13.793MW το 2030.

Ο εθνικός στόχος χωρητικότητας για αιολική ενέργεια είναι 3.000MW έως το 2020, χωρίς να συμπεριλαμβάνονται έργα αιολικής ενέργειας ανοικτής θάλασσας. Περίπου 2,6GW νέων αιολικών και ηλιακών προσφορών αναμένεται να έρθουν τα επόμενα τρία χρόνια (ήδη ξεκίνησαν τον Ιούλιο και τον Δεκέμβριο του 2018).

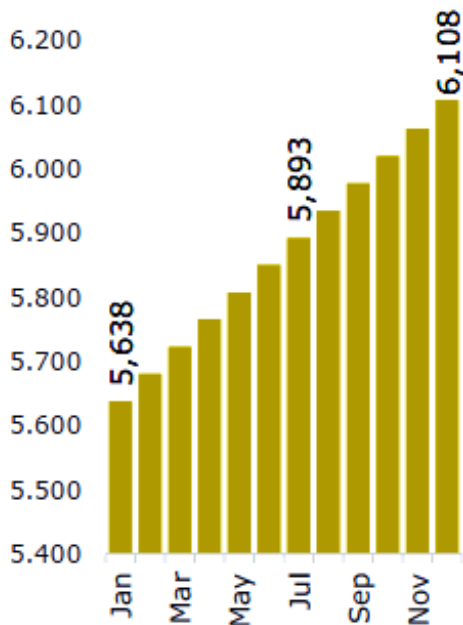
Σε γενικές γραμμές, το δεύτερο εθνικό πλαίσιο κρατικής ενίσχυσης για την εγκατάσταση μονάδων αιολικής και φωτοβολταϊκής ενέργειας που πραγματοποιήθηκε τον Δεκέμβριο του 2018 είχε ως αποτέλεσμα: (α) την εξάντληση όλων των προσφερόμενων αναθέσεων για δύο από τις τρεις κατηγορίες έργων ΑΠΕ, (β) σημαντική (έως και 26%) μείωση των τιμών αναφοράς σε σύγκριση με τις αρχικές τιμές αναφοράς και (γ) την ακύρωση μεγάλων φωτοβολταϊκών έργων από τη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, λόγω ανεπαρκούς ανταγωνισμού.

Το συνολικό ποσό των νέων επενδύσεων στον τομέα ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ για την επόμενη δεκαετία εκτιμάται ότι θα αποφέρει όφελος στην εγχώρια προστιθέμενη αξία της τάξης των 12 δισεκατομμυρίων ευρώ και άνω.

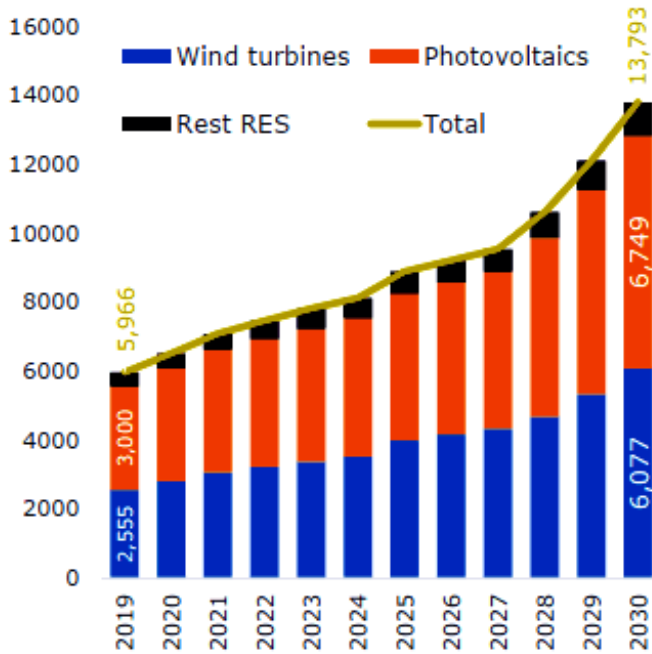
Την επόμενη δεκαετία, οι κρατικοί φορείς θα καθορίζουν συγκεκριμένα μέτρα πολιτικής για την προώθηση των ΑΠΕ, όπως:

- Προώθηση τεχνολογιών ΑΠΕ και επίτευξη μηδενικής ενίσχυσης για ανταγωνιστικές τεχνολογίες.
- Σωστή αδειοδότηση και χωροταξικός σχεδιασμός.
- Προώθηση διάσπαρτων συστημάτων ΑΠΕ και ενδυνάμωση του συμμετέχοντος ρόλου τους στις τοπικές κοινωνίες.
- Ενσωμάτωση των ΑΠΕ σε ενεργειακά δίκτυα.
- Ελάχιστες κανονιστικές απαιτήσεις ΑΠΕ για την κάλυψη ενεργειακών αναγκών στον κτιριακό τομέα.
- Ενίσχυση της χρήσης συστημάτων ΑΠΕ για την κάλυψη αναγκών θέρμανσης και ψύξης.
- Σύζευξη ενεργειακών τομέων για βελτίωση της βέλτιστης διεύθυνσης.
- Προώθηση της χρήσης βιοκαυσίμων στις μεταφορές.
- Προώθηση της χρήσης ηλεκτρικής ενέργειας και άλλων καυσίμων ΑΠΕ στις μεταφορές.

Short-term forecast of RES installed capacity in Greece (MW), [2019]



Long-term forecast of RES installed capacity in Greece (MW), [2019 – 2030]



Source: DAPEEP, ADMIE, HAAE's analysis

Εικόνα 9: Βραχυπρόθεσμη εκτίμηση αύξησης εγκατεστημένων ΑΠΕ (αριστερά) σε MW ανά μήνα και μακροπρόθεσμη εκτίμηση εγκατεστημένου δυναμικού μίγματος ΑΠΕ (δεξιά) σε MW ανά έτος, στην Ελλάδα. Πηγή: [6].

Η Ελλάδα αναμένεται να δημιουργήσει ευκαιρίες ενεργειακών επενδύσεων [6] λόγω της αυξημένης διαθεσιμότητας δυναμικού ΑΠΕ και των συνεχιζόμενων μεγάλων έργων υποδομής που έχουν ήδη ξεκινήσει (Εικόνα 10).

Σύμφωνα με το γενικό μοντέλο-στόχο, οι μονάδες ΑΠΕ θα μπορούσαν να πουλήσουν ηλεκτρισμό απευθείας στην αγορά και θα υπόκεινται σε εξισορροπητικές ευθύνες, εκτός εάν δεν υπάρχει ρευστή αγορά εντός της ημέρας.

Με βάση το νέο πλαίσιο, η συμμετοχή στην αγορά μεταφράζεται σίγουρα σε περισσότερες ευκαιρίες για πρόσθετο εισόδημα, μέσω τεχνικών βελτιστοποίησης της αγοράς και παροχής υπηρεσιών εξισορρόπησης. Ως εκ τούτου, οι μονάδες ΑΠΕ θα μπορούν να αναθέσουν τις νέες υποχρεώσεις σε υπηρεσίες που παρέχονται από μεγαλύτερης κλίμακας διαχειριστές ενέργειας ΑΠΕ. Ταυτόχρονα, αυτή η δομή κρύβει και πρόσθετους οικονομικούς κινδύνους.

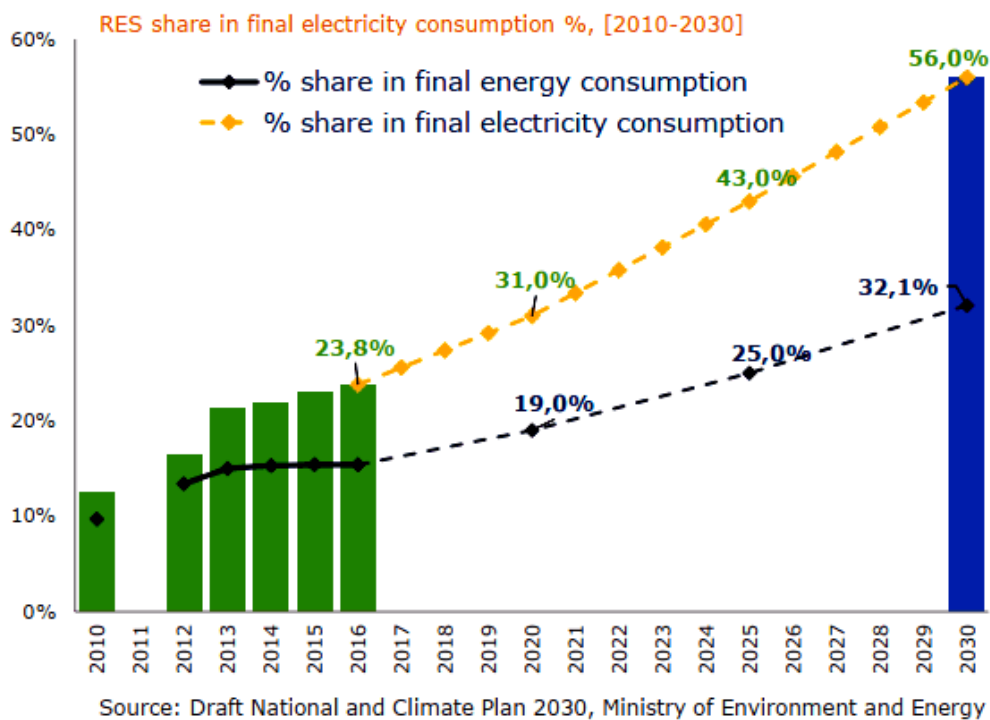
Επιπλέον, η Ελλάδα θα πρέπει σίγουρα να απλοποιήσει τη διαδικασία αδειοδότησης της παραγωγής, γεγονός που σήμερα θα επέτρεπε άμεσα στη χώρα μας να εκμεταλλευτεί πλήρως τους ενεργειακούς της πόρους και να αναπτύξει μια ισχυρή τοπική αλυσίδα εφοδιασμού που θα υποστηρίζεται από μεγάλες διεθνείς ενεργειακές διασυνδέσεις και ζεύξεις.

Ο ρόλος της ρυθμιστικής αρχής στον τομέα των ΑΠΕ, όσον αφορά στη διαδικασία αδειοδότησης, θα μπορούσε να χωριστεί σε τρία στάδια που θα ισχύουν για όλα τα έργα, εκτός από τα μικρά που θα εξαιρούνται από τη διαδικασία άδειας παραγωγής. Σε γενικές γραμμές, περισσότερες από 20 αρχές συμμετέχουν κατά τη διάρκεια της διαδικασίας αδειοδότησης. Η απουσία συγκεκριμένου χρονοδιαγράμματος είναι επίσης ένα άλλο κρίσιμο ζήτημα που πρέπει να αντιμετωπίσουν οι αρχές.

Ο κύριος παράγοντας κινδύνου που επηρέασε τον ελληνικό τομέα ΑΠΕ κατά την προηγούμενη δεκαετία ήταν οι δυσχερείς οικονομικές συνθήκες και ο μεγάλος οικονομικός κίνδυνος που περιήλθε η χώρα [7]. Ο συγκεκριμένος κίνδυνος στις μέρες μας είναι σχετικά χαμηλός, καθώς η ελληνική οικονομία δείχνει σημαντικά σημάδια σταθερότητας και ανάκαμψης.

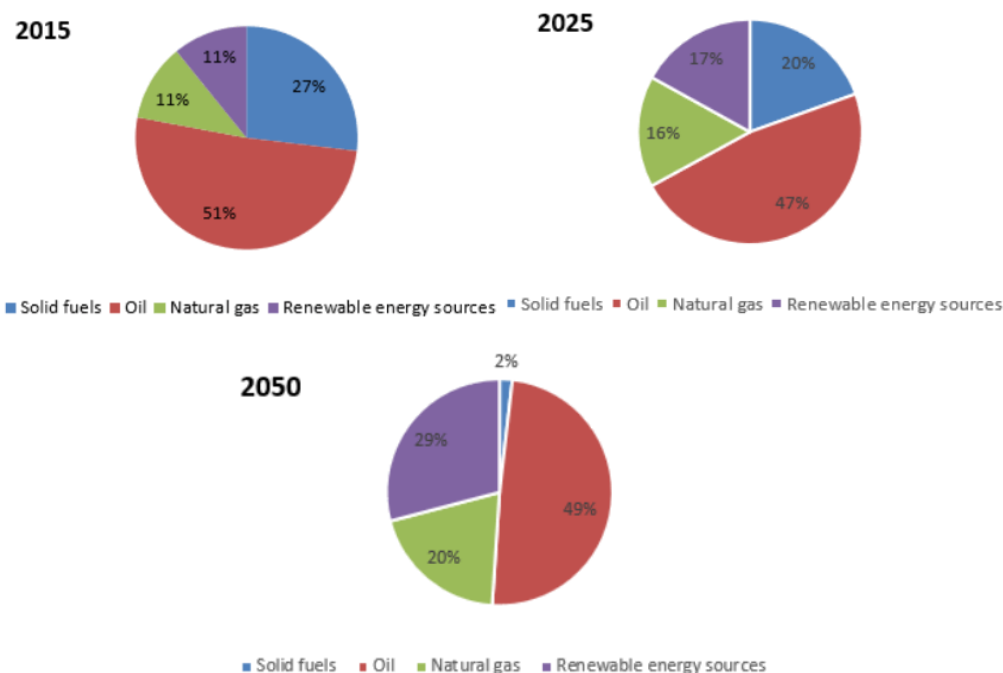
Ένα διαφορετικό θέμα σχετικά με τις επενδύσεις ΑΠΕ είναι η ύπαρξη αναδρομικής πολιτικής, καθώς υπάρχει ανάγκη για μια σταθερή μακροπρόθεσμη στρατηγική αναφορικά με τις ΑΠΕ και επίσης συγκεκριμένη κυβερνητική φορολογική πολιτική.

Σε αυτό θα πρέπει να συνυπολογίσουμε και τα υπαρκτά προβλήματα του υφιστάμενου δικτύου, καθώς η ανεπαρκής χωρητικότητά του αποτελεί μείζον πρόβλημα για έργα ΑΠΕ που συνήθως βρίσκονται σε περιοχές με αδύναμη υποδομή δικτύου (τόσο στην ηπειρωτική χώρα όσο και στα μη διασυνδεδεμένα νησιά - ΜΔΝ).

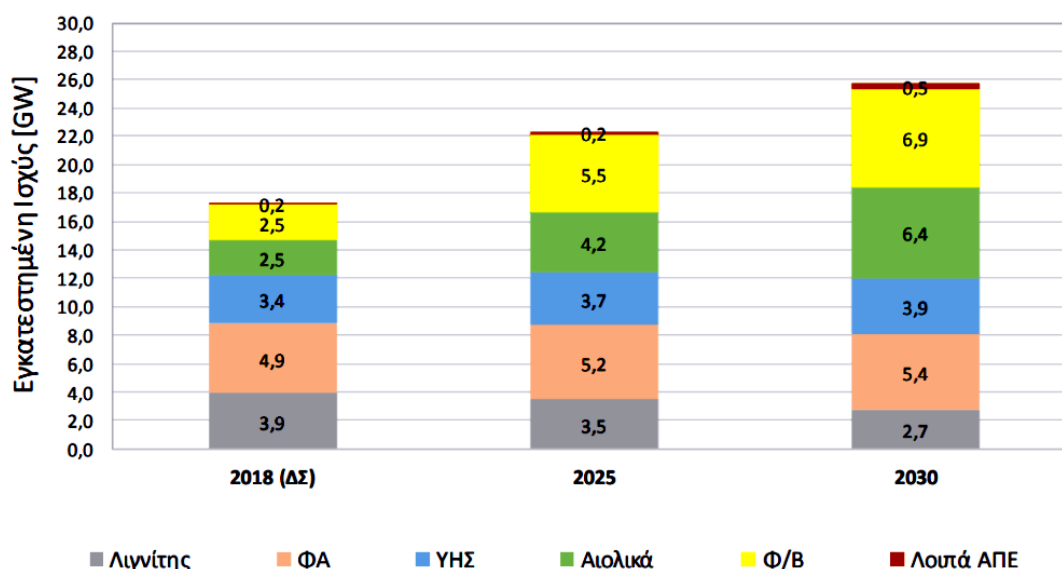


Εικόνα 10: Πρόβλεψη για το μερίδιο των ΑΠΕ, όσον αφορά στην συνολική ενεργειακή κατανάλωση και στην κατανάλωση ηλεκτρικού ρεύματος, έως το 2030, στην Ελλάδα. Πηγή: [6]

Στην Εικόνα 11 παρουσιάζεται η αναμενόμενη αισιόδοξη αναλογία ΑΠΕ στην ενεργειακή χρήση στην Ελλάδα, καθώς και ένα συνεχώς βελτιούμενο ενεργειακό μίγμα προς την διεύθυνση της «πράσινης» ενέργειας στη χώρα μας, ενώ στην Εικόνα 12 δίνεται η αισιόδοξη επίσης πρόβλεψη για τα ποσά εγκατεστημένης Ισχύος στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα της Ελλάδας, για τα έτη 2018, 2025 και 2030 [7].



Εικόνα 11: Η πρόβλεψη για την ενεργειακή χρήση στην Ελλάδα και το ενεργειακό της μίγμα για τα επόμενα έτη. Πηγή: [7]



Εικόνα 12: Πρόβλεψη για την εγκατεστημένη Ισχύ (GW) στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα της Ελλάδας, για τα έτη 2018, 2025 και 2030, για κάθε μια συνιστώσα του μίγματος ΑΠΕ. Πηγή: [7].

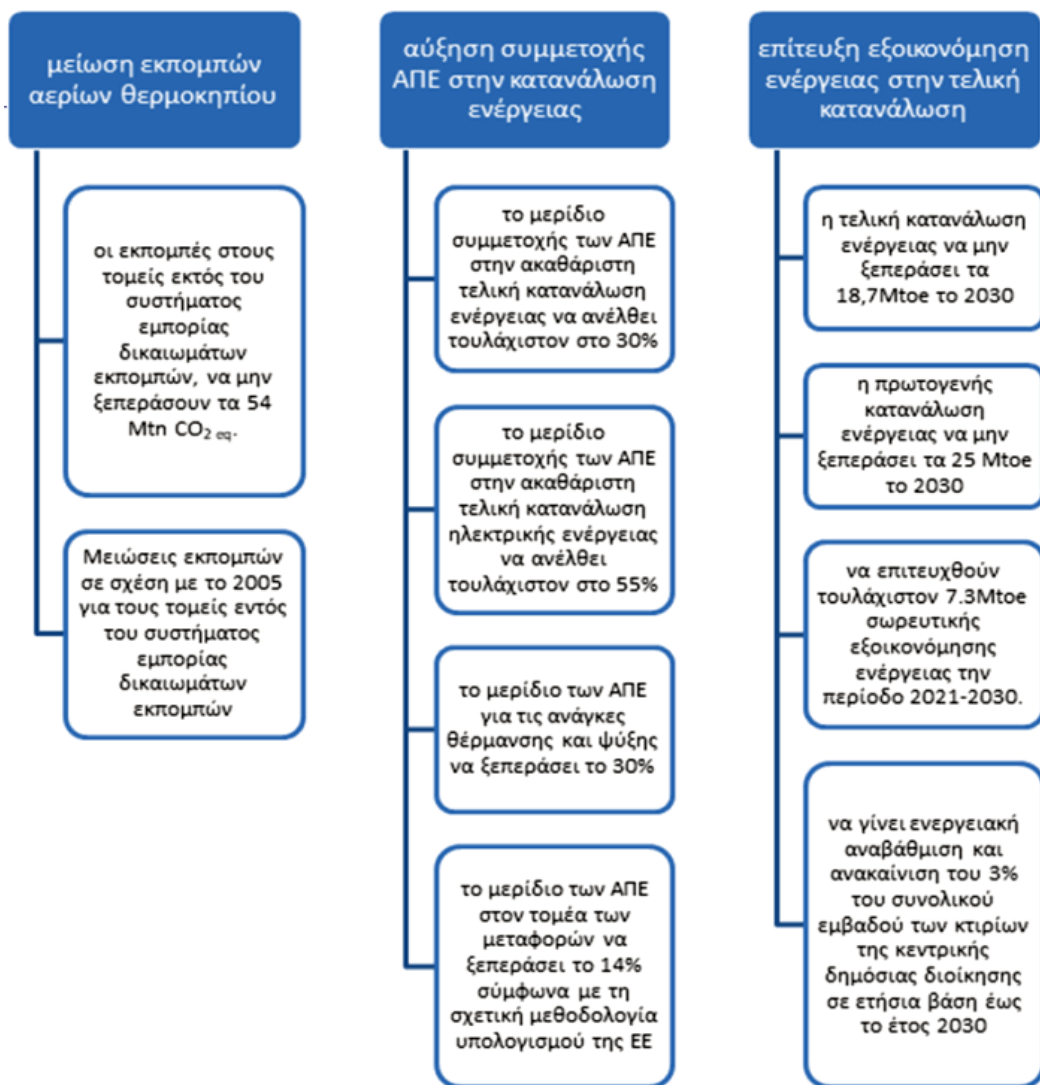
Οι ενεργειακοί στόχοι της Ελλάδας για το μέλλον μπορούν να συνοψισθούν στα κύρια σημεία τους ως ακολούθως [7] (βλέπε και Εικόνα 13 για αναλυτικότερη παρουσίαση):

1. Μείωση εκπομπών αερίων που συντείνουν στο φαινόμενο του θερμοκηπίου.
2. Αύξηση συμμετοχής των ΑΠΕ στο μίγμα παραγωγής ενέργειας.
3. Εξοικονόμηση ενέργειας στην τελική κατανάλωση.

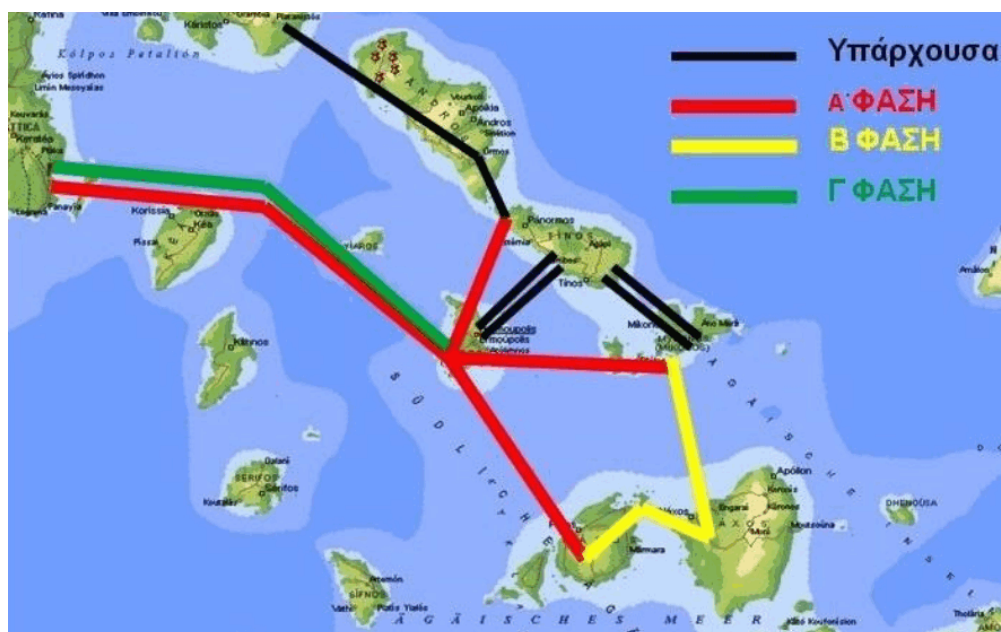
Συμπερασματικά, μπορούμε να συνοψίσουμε τα σημαντικά σημεία που προϋδεάζουν και υποστηρίζουν μεγαλύτερη διείσδυση ΑΠΕ στη χώρα μας [7]. Βάσει των ακολούθων, διαμορφώνεται ένα κλίμα υψηλών προσδοκιών για μία νέα δυναμική ανάπτυξης στην Ελληνική αγορά ενέργειας τα επόμενα χρόνια:

- Όλοι οι οικιακοί καταναλωτές έχουν τη δυνατότητα πλέον να αλλάξουν πάροχο φυσικού αερίου από την 1η Ιανουαρίου 2018.
- Προσφορά ποικιλίας συνδυαστικών «πακέτων» αγοράς ηλεκτρικού ρεύματος και φυσικού αερίου.
- Τέθηκε σε εφαρμογή η άρση του μονοπωλίου της ΔΕΗ σε όλα τα ΜΔΝ από την 1^η Ιανουαρίου 2018.
- Δραστηριοποίηση 19 προμηθευτών στη λιανική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας.
- Καλύτερη αξιολόγηση των δικαιούχων στα Κοινωνικά Τιμολόγια ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου.
- Προχώρησε το Πρόγραμμα «Εξοικονομώ κατ' Οίκον» - Ενεργειακή φτώχεια.
- Εντός του 2019 ξεκίνησε η μερική αποεπένδυση της ΔΕΗ μέσω του διαγωνισμού για την πώληση των λιγνιτικών μονάδων σε Μελίτη και Μεγαλόπολη.

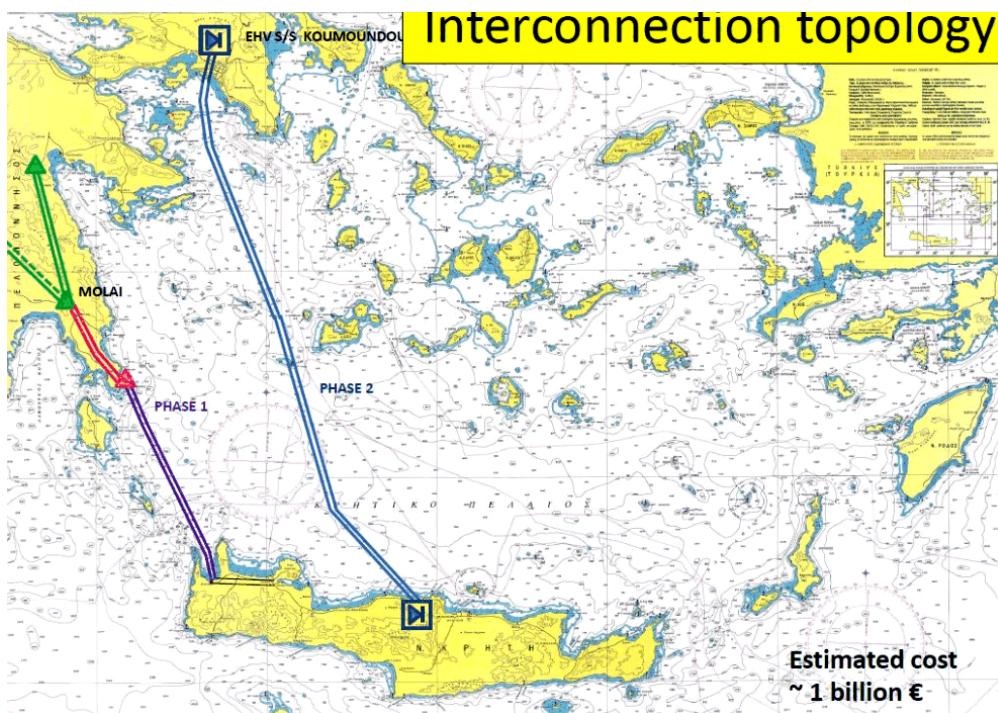
- Αναδείχθηκαν νέοι επενδυτές στους Διαχειριστές Συστημάτων (State Grid China: 24% του ΑΔΜΗΕ, Snam, Fluxys, Enagas: 66% του ΔΕΣΦΑ).
- Εμφανίζονται νέοι παίκτες στις αγορές ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου (aggregators στην αγορά ηλεκτρισμού, traders στην αγορά φυσικού αερίου).
- Παρατηρείται επιτάχυνση της επέκτασης των ενεργειακών υποδομών.
- Έργα φυσικού αερίου (πχ. κατασκευή TAP, IGB, Turkish Stream, προετοιμασία διαγωνισμού για την υπόγεια αποθήκη φυσικού αερίου στη Νότια Καβάλα, ολοκλήρωση επέκτασης Ρεβυθούσας, έργα εγχώριου δικτύου, κ.α.).
- Προώθηση έργων ηλεκτρικών δικτύων (πχ. διασύνδεση Κυκλάδων, Κρήτη-Πελοπόννησος και Κρήτη-Αττική, EuroAsia Interconnector), βλέπε και Εικόνα 14, Εικόνα 15, Εικόνα 16.
- Μεγαλύτερη εναρμόνιση με τους ευρωπαϊκούς κανόνες αγοράς.
- Μεγαλύτερη εστίαση στην μετάβαση προς την καθαρή ενέργεια (Περίπου 2.600 MW από ΑΠΕ αναμένεται να δημοπρατηθούν μέχρι το τέλος του 2020, Ηλεκτρικά οχήματα: Διαδικασία εισαγωγής κατάλληλου θεσμικού πλαισίου για την ανάπτυξη των υποδομών φόρτισης και την περιγραφή του τρόπου λειτουργίας και διαχείρισής τους, Έξυπνοι μετρητές, Έξυπνα νησιά, Ενεργειακές κοινότητες: Σημαντικά κίνητρα τέθηκαν σε ισχύ τον Ιανουάριο του 2018, κ.α.).
- Χρήσιμο εργαλείο για τη χάραξη στρατηγικής στον ενεργειακό τομέα είναι η ολοκλήρωση σε πρώτη φάση του μακροχρόνιου ενεργειακού σχεδιασμού από την Εθνική Επιτροπή για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ) του ΥΠΕΝ



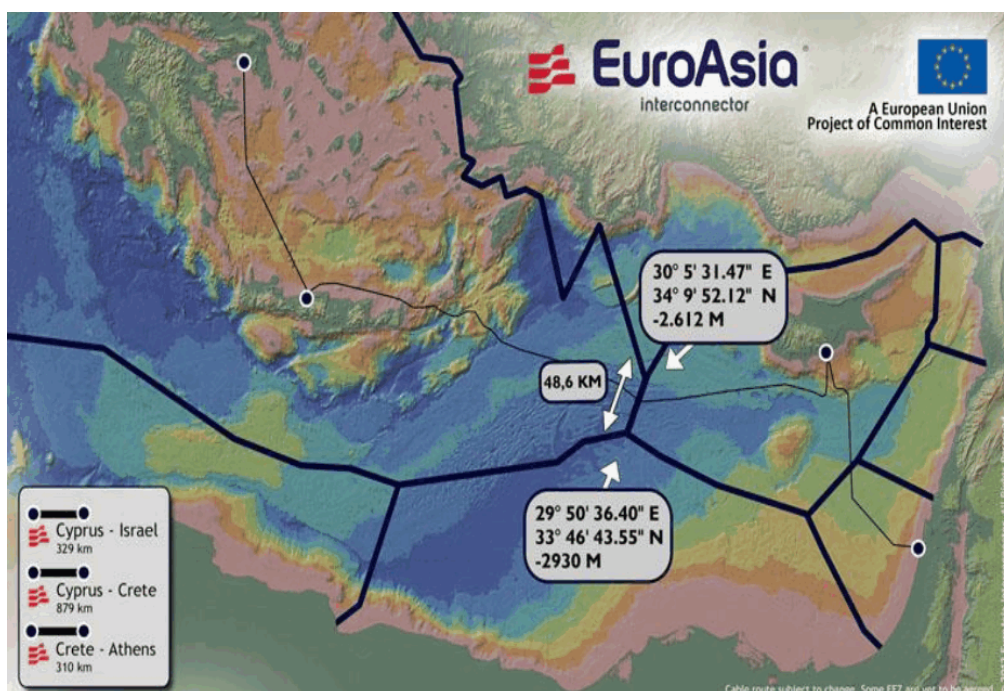
Εικόνα 13: Γενικοί ενεργειακοί στόχοι της Ελλάδας για την περίοδο 2021-2030. Πηγή: [7].



Εικόνα 14: Ηλεκτρικές διασυνδέσεις των Κυκλάδων. Πηγή: [7].



Εικόνα 15: Ηλεκτρικές διασυνδέσεις της Κρήτης με το ηπειρωτικό σύστημα της Ελλάδας. Η ηλεκτρική διασύνδεση Κρήτης-Αττικής υλοποιείται ως εθνικό έργο από την «Αριάδνη Interconnection». Η ηλεκτρική διασύνδεση μέσω Πελοποννήσου υλοποιείται με τη συγχρηματοδότηση της Ελλάδας και της Ευρωπαϊκής Ένωσης και τη δανειοδότηση της Ευρωπαϊκής Τράπεζας Επενδύσεων (ΕΤΕπ), ανέρχεται δε σε 365 εκατ. Ευρώ και αναμένεται να λειτουργήσει μέσα στο 2020. Πηγή: [7].



Εικόνα 16: Ευρασιατικός αγωγός EuroAsia Interconnector. Προτεινόμενη διασύνδεση μεταξύ των δικτύων ηλεκτρικής ενέργειας Ελλάδας, Κύπρου και Ισραήλ μέσω της εκτενέστερης υποθαλάσσιας ηλεκτρικής τροφοδοσίας στον κόσμο, με καλώδιο μήκους 287km. Πηγή: [7].

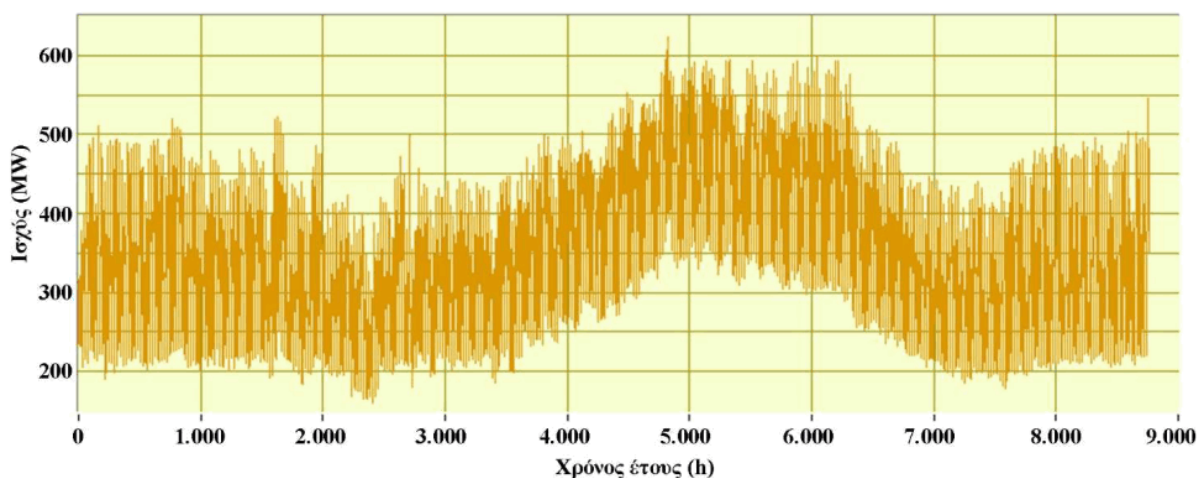
2.2. Η ζήτηση ηλεκτρικής ισχύος στην Κρήτη

2.2.1. Γενικά στοιχεία

Ο Πίνακας 1 παρουσιάζει χαρακτηριστικές τιμές της ζήτησης ισχύος καθώς και χαρακτηριστικές τιμές για την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας στο ΣΗΕ Κρήτης για τα έτη 2010, 2011 και 2016. Μια γενικότερη εικόνα της ζήτησης δείχνεται στο όπου φαίνεται η χρονοσειρά (ανά ώρα έτους) της ζήτησης για το νησί, κατά το έτος 2016 [8].

Έτος	Μέγιστη ετήσια ζήτηση ισχύος (MW)	Ελάχιστη ετήσια ζήτηση ισχύος (MW)	Ετήσια ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας (MWh)	Μέση ημερήσια ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας (MWh)
2010	654,80	175,00	3.064.269,50	8.395,26
2011	559,30	143,80	2.757.804,25	7.555,63
2016	623,57	160,32	3.074.690,00	8.423,81

Πίνακας 1: Χαρακτηριστικές τιμές ζήτησης ισχύος και κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας στο ΣΗΕ Κρήτης κατά τα έτη 2010, 2011 και 2016. Πηγή: [8].



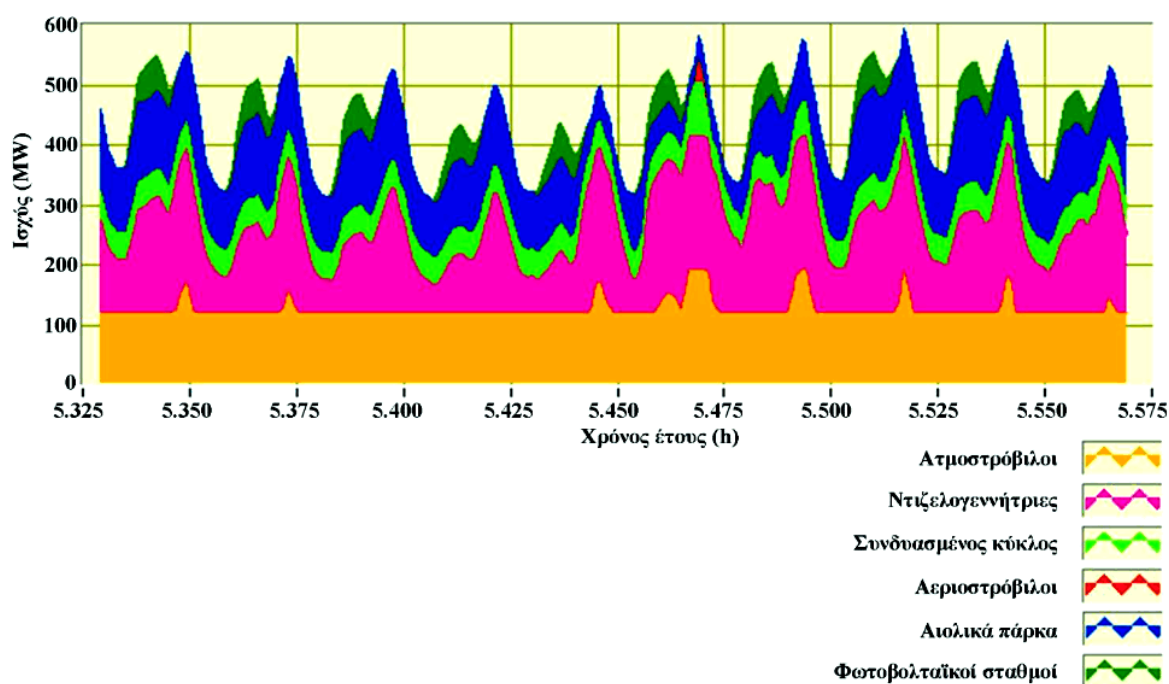
Εικόνα 17: Ετήσια χρονοσειρά (ανά ώρα έτους) της ζήτησης ηλεκτρικής ισχύος στο ΣΗΕ της Κρήτης, κατά το έτος 2016. Πηγή: [8].

2.2.2. Σύνθεση παραγωγής στο αυτόνομο σύστημα Κρήτης από 1-3-2016 έως 10-3-2016 και από 10-8-2016 έως 20-8-2016

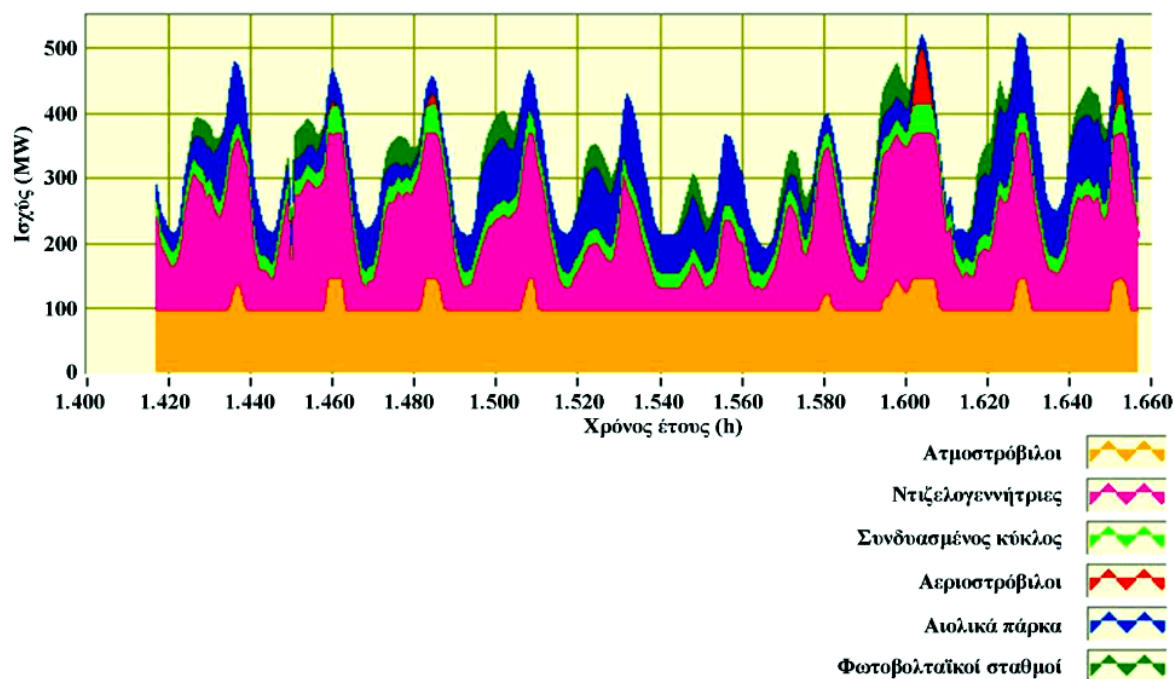
Στην Εικόνα 18 και στην Εικόνα 19 παρουσιάζονται χαρακτηριστικές συνθέσεις παραγωγής που προέκυψαν από την προσομοίωση του αυτόνομου συστήματος Κρήτης για το έτος 2016. Οι συνθέσεις παραγωγής των σχημάτων αναφέρονται σε δύο διαφορετικές χρονικές περιόδους του έτους, ήτοι σε μία περίοδο υψηλής ζήτησης ισχύος (10-8-2016 έως 20-8-2016) και σε μία περίοδο χαμηλής ζήτησης ισχύος (1-3-2016 έως 10-3-2016), αντίστοιχα [8].

Στη θερινή περίοδο (Εικόνα 18), κατά τις πρώτες πρωινές ώρες, το φορτίο μειώνεται, με αποτέλεσμα να μειώνεται και η παραγωγή από τις γεννήτριες ντίζελ, προκειμένου να διατηρηθεί ο συνδυασμένος κύκλος και οι ατμοστρόβιλοι στα τεχνικά ελάχιστα τους. Οι ατμοστρόβιλοι, οι γεννήτριες ντίζελ και ο συνδυασμένος κύκλος εξαντλούν τη μέγιστη ικανότητα παραγωγής σε ένα μόνο εικοσιτετράωρο κατά τις ώρες αιχμής. Τότε εντάσσονται οι αεριοστρόβιλοι κατά τη βραδινή αιχμή, λόγω της έλλειψης παραγωγής από τους φωτοβολταϊκούς σταθμούς. Τις περιόδους χαμηλής ζήτησης οι ατμοστρόβιλοι και ο συνδυασμένος κύκλος λειτουργούν στα τεχνικά ελάχιστα τους.

Κατά τη φθινοπωρινή περίοδο (Εικόνα 19), οι ατμοστρόβιλοι και ο συνδυασμένος κύκλος διατηρούνται σχεδόν μόνιμα στα τεχνικά ελάχιστα τους, ενώ οι γεννήτριες ντίζελ σπάνια εξαντλούν τη μέγιστη ικανότητα παραγωγής, παρακολουθώντας τις μεταβολές του φορτίου. Παρατηρείται ακόμα ότι η συνολική μέγιστη απόδοση των γεννητριών ντίζελ κατά τη φθινοπωρινή περίοδο είναι μικρότερη από την αντίστοιχη κατά τη θερινή περίοδο, κατά περίπου 50MW. Τούτο οφείλεται στο ότι μία γεννήτρια ντίζελ ισχύος 52MW έχει τεθεί εκτός λειτουργίας τη συγκεκριμένη περίοδο για λόγους προγραμματισμένης συντήρησης. Οι αεριοστρόβιλοι και πάλι εντάσσονται αποκλειστικά κατά τη διάρκεια των αιχμών ζήτησης ισχύος.



Εικόνα 18: Σύνθεση παραγωγής στο αυτόνομο σύστημα Κρήτης από 10-8-2016 έως 20-8-2016. Η στιγμιαία διεύσδυση αιολικής και φωτοβολταϊκής ισχύος δεν ξεπερνά το 30% της ζήτησης ισχύος για λόγους εξασφάλισης της δυναμικής ασφάλειας του συστήματος. Πηγή: [8].



Εικόνα 19: Σύνθεση παραγωγής στο αυτόνομο σύστημα Κρήτης από 1-3-2016 έως 10-3-2016. Η στιγμιαία διείσδυση αιολικής και φωτοβολταϊκής ισχύος δεν ξεπερνά το 30% της ζήτησης ισχύος για λόγους εξασφάλισης της δυναμικής ασφάλειας του συστήματος. Πηγή: [8].

Απόρριψη αιολικής ισχύος υφίσταται, όταν:

- Το στιγμιαίο ποσοστό διείσδυσης αιολικής ισχύος υπερβεί το 30% της στιγμιαίας ζήτησης ισχύος.
- Η απορρόφηση ολόκληρης της στιγμιαίας διαθέσιμης αιολικής ισχύος συνεπάγεται τη μείωση της ισχύος λειτουργίας των υποχρεωτικά ενταγμένων θερμοηλεκτρικών μονάδων κάτω από τα τεχνικά ελάχιστα τους.

Συνολική ετήσια παραγωγή ενέργειας από ΑΠ (MWh)	664.765,44
Συνολική ετήσια απόρριψη ενέργειας ΑΠ (MWh)	103.088,33
Ποσοστό ετήσιας απόρριψης αιολικής ενέργειας (%)	15,51
Συνολική ετήσια διείσδυση ΑΠ μετά απωλειών (MWh)	561.677,08
Ποσοστό κάλυψης της ετήσιας Ζήτησης ΗΕ (%)	18,27
Απόρριψη λόγω δυναμικού συντελεστή διείσδυσης (%)	13,05
Απόρριψη λόγω τεχνικών ελαχίστων (%)	2,46

Πίνακας 2: Αποτελέσματα υπολογισμού διείσδυσης αιολικής ενέργειας στο ΣΗΕ Κρήτης κατά το 2016. Πηγή: [9]

2.3. Μη Διασυνδεδεμένα ελληνικά Νησιά (ΜΔΝ)

Στην Ελλάδα υπάρχουν 64 ΜΔΝ ως εξής:

- 32 Ηλεκτρικά Συστήματα (11 ΗΣ Σύμπλεγμα Νησιών και 21 Αυτόνομα Νησιά)
- 31 Απομονωμένα Μικροδίκτυα
- 1 Μικρό Απομονωμένο Σύστημα (Κρήτη)

Την εγκατεστημένη ισχύ (MW) μονάδων παραγωγής στα ΜΔΝ κατά το έτος 2017 δίνει ο Πίνακας 3.

Κατηγορίες	Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)	Ποσοστό (%)
Θερμικοί Σταθμοί	1.845,3	79,18%
Αιολικά	322,23	13,83%
Φωτοβολταϊκά	135,88	5,83%
Στέγης-NET	26,4	1,13%
Βιομάζα	0,5	0,02%
Μικρά Υδροηλεκτρικά	0,3	0,01%
Σύνολο	2.330,61	100,00%

Πίνακας 3: Εγκατεστημένη Ισχύς (MW) μονάδων παραγωγής στα ΜΔΝ κατά το 2017. Πηγή: [9].

Ένα από σημαντικότερα βήματα για την ανάπτυξη διεσπαρμένης παραγωγής σε νησιωτικές ή απομακρυσμένες περιοχές είναι η διασύνδεση τους με το εθνικό δίκτυο της κάθε χώρας. Στην Ελλάδα έχουν γίνει διάφορες μικρές διασυνδέσεις αλλά ο στόχος είναι η διασύνδεση της Κρήτης με τον ηπειρωτικό κορμό καθώς το νησί μας διαθέτει πλούσια ανανεώσιμα δυναμικά.

Η ΔΕΗ άρχισε να μελετά και να κατασκευάζει υποβρύχιες διασυνδέσεις των νησιών με το Ηπειρωτικό Σύστημα από την δεκαετία του '60, αρχικά με καλώδια 15kV, ακολούθως με καλώδια 66kV (Κέρκυρα), και στη συνέχεια με καλώδια 150kV (διασύνδεση υπολοίπων Ιονίων νήσων τη δεκαετία του '70). Οι αρχικές σκέψεις για την υποβρύχια ηλεκτρική διασύνδεση της Κρήτης με την Ηπειρωτική Ελλάδα, οι οποίες ανάγονται στη δεκαετία του '70, προσέκρουαν κυρίως στις τότε δυνατότητες της τεχνολογίας υποβρυχίων καλωδίων σε ότι αφορά το μήκος και το βάθος πόντισης. Η πρώτη μελέτη που έγινε το 1968 κατέληξε στο συμπέρασμα ότι, σύμφωνα με τα δεδομένα της εποχής, η διασύνδεση δεν ήταν οικονομικά συμφέρουσα για την επόμενη δεκαετία, ενώ το βάθος πόντισης των καλωδίων κρίθηκε τότε απαγορευτικό.

Κατά τις τελευταίες δεκαετίες το ενεργειακό σύστημα της Κρήτης παρουσιάζει σημαντικά προβλήματα, που οφείλονται στην οριακή κάλυψη των αναγκών σε ηλεκτρική ενέργεια του νησιού κατά τους θερινούς μήνες και στο ιδιαίτερα υψηλό κόστος παραγωγής των μονάδων του νησιού, οι οποίες χρησιμοποιούν ως καύσιμο μαζούτ και ντίζελ, ενώ οι περισσότερες από αυτές είναι παλαιές μονάδες με χαμηλό βαθμό απόδοσης, μειωμένη διαθεσιμότητα και σημαντικά περιβαλλοντικά προβλήματα. Επιπλέον, η μέχρι σήμερα διείσδυση των ΑΠΕ στο μίγμα ηλεκτροπαραγωγής του νησιού είναι μάλλον περιορισμένη, παρά το πλούσιο αιολικό και ηλιακό δυναμικό του, γεγονός που οφείλεται στα σημαντικά προβλήματα ευστάθειας που μπορεί να δημιουργήσει η υψηλή διείσδυση ΑΠΕ σε ένα απομονωμένο ηλεκτρικό σύστημα όπως αυτό της Κρήτης.

Η ηλεκτρική διασύνδεση της Κρήτης με το Διασυνδεδεμένο Σύστημα εξετάστηκε ως ενδεχόμενη λύση για τα παραπάνω προβλήματα, δεδομένου ότι θα έχει ως αποτέλεσμα:

(α) Τη σημαντική μείωση του κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και την αντιμετώπιση των περιβαλλοντικών προβλημάτων με την παύση λειτουργίας/αποξήλωση των παλαιών πετρελαϊκών μονάδων και

(β) Την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών του νησιού:

- κατά ένα μέρος από ΑΠΕ, οι οποίες λόγω της Διασύνδεσης θα μπορέσουν να αναπτυχθούν σε μέγιστο βαθμό, και
- κατά το υπόλοιπο μέρος από μονάδες του Διασυνδεδεμένου Συστήματος μέσω της Διασύνδεσης (κυρίως μονάδες Φυσικού Αερίου Συνδυασμένου Κύκλου, με χαμηλότερο κόστος και χαμηλότερη περιβαλλοντική επιβάρυνση από τις πετρελαϊκές μονάδες).

(γ) Τη διοχέτευση μέρους της παραγωγής από ΑΠΕ που δεν θα ήταν δυνατόν να απορροφηθεί από το Σύστημα της Κρήτης κατά τις ώρες χαμηλού φορτίου, μέσω του καλωδίου για την κάλυψη των αναγκών του Διασυνδεδεμένου Συστήματος

Η διασύνδεση της Κρήτης δεν είχε γίνει εφικτή έως σήμερα για τεχνικούς κυρίως λόγους. Ωστόσο, η συνεχής ωρίμανση των νέων τεχνολογιών, κυρίως των DC συνδέσμων, η αποκτηθείσα εμπειρία από την επιτυχή εφαρμογή τους στη διασύνδεση Ελλάδας - Ιταλίας, αλλά και η συνεχώς αυξανόμενη σχετική δραστηριότητα που σημειώνεται τα τελευταία χρόνια σε παγκόσμια κλίμακα, με τον σχεδιασμό ή/και την κατασκευή αρκετών και σημαντικών διασυνδέσεων με DC συνδέσμους μεταξύ ηλεκτρικών συστημάτων χωρών αλλά και διασύνδεση απομακρυσμένων νησιών (διασύνδεση Ιταλίας - Σαρδηνίας, Ισπανίας - Μαγιόρκα κ.α.) και αιολικών σταθμών με τα ηπειρωτικά συστήματα, επανάφεραν στο προσκήνιο το θέμα των διασυνδέσεων αυτόνομων νησιών με το Ηπειρωτικό Σύστημα και δημιούργησαν τις προϋποθέσεις για μια επιτυχημένη ολοκλήρωση παρόμοιων έργων και στην Ελλάδα.

Στο πλαίσιο αυτό το 2006 ανατέθηκε στο Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο η εκπόνηση μελέτης σκοπιμότητας για την διασύνδεση όλων των νησιών του Αιγαίου [9], στην οποία εξετάστηκε

και η διασύνδεση της Κρήτης με δύο ανεξάρτητα κυκλώματα DC 2×350MW και τη διατήρηση τοπικής παραγωγής σε «ψυχρή» εφεδρεία (μέχρι το 100% της αιχμής φορτίου του νησιού).

Σε ότι αφορά στην τεχνολογία του Συνδέσμου DC χρησιμοποιείται η τεχνολογία που βασίζεται σε μετατροπείς πηγής τάσης (Vage Source Converter - VSC) η οποία ακολουθεί τη βασική δομή του συμβατικού συστήματος HVDC, αλλά διαφέρει ως προς αυτή στη χρήση IGBTs (Insulated Gate Bipolar Transistors) αντί θυρίστορ για την ανόρθωση και την αντιστροφή που επιτελούν οι μετατροπείς. Το βασικό πλεονέκτημα της χρήσης IGBTs είναι ότι επιτρέπει την τροφοδοσία παθητικών δικτύων με χαμηλή ή καθόλου παραγωγή και γενικότερα δικτύων με χαμηλή ισχύ βραχυκύκλωσης, όπως το προς διασύνδεση Σύστημα της Κρήτης.

Χρησιμοποιούνται δύο συνδεσμολογίες για το σύνδεσμο DC:

1. Απλός Σύνδεσμος αποτελούμενος από 2 αγωγούς Υ.Τ. διαφορετικής πολικότητας (+ και -) και ένα μετατροπέα σε κάθε άκρο του συνδέσμου. Θα πρέπει να σημειωθεί ότι σε περίπτωση βλάβης στον ένα πόλο ο σύνδεσμος δε μπορεί να λειτουργήσει.
2. Υβριδικός Σύνδεσμος αποτελούμενος από 2 αγωγούς Υ.Τ., ένα καλώδιο Μ.Τ. και δύο μετατροπείς σε κάθε άκρο του συνδέσμου. Ο σύνδεσμος αυτός αποτελεί επί της ουσίας συνδυασμό δύο απλών συνδέσμων, ενός με θετική και ενός με αρνητική πολικότητα σε σχέση με το καλώδιο Μ.Τ. Με τη συνδεσμολογία αυτή η κάθε μονοπολική πλευρά μπορεί να λειτουργήσει μόνη της και ανεξάρτητα από την άλλη. Έτσι σε κανονική λειτουργία οι δύο αγωγοί στους δύο πόλους λειτουργούν με το ίδιο ονομαστικό ρεύμα με αποτέλεσμα το ρεύμα επιστροφής στο καλώδιο Μ.Τ. να μηδενίζεται, ενώ σε περίπτωση βλάβης στον ένα πόλο, το καλώδιο Μ.Τ. μπορεί να χρησιμοποιηθεί βραχυπρόθεσμα ως επιστροφή έτσι ώστε ο δεύτερος πόλος να συνεχίσει να λειτουργεί μεταφέροντας πάνω από το ήμισυ της ονομαστικής του ισχύος. Η δυνατότητα αυτή αυξάνει σημαντικά την αξιοπιστία του εν λόγω συνδέσμου.

2.4. Παράμετροι της αγοράς

2.4.1. Διαχειριστικό μοντέλο

Δεδομένου ότι η ισορροπία της αγοράς επηρεάζει και επηρεάζεται με τη σειρά της από τη φυσική λειτουργία του ηλεκτρικού συστήματος, στόχος της είναι η βέλτιστη χρήση των διαθέσιμων πόρων για την εξισορρόπηση της παραγωγής-φορτίου.

Η εξισορρόπηση της αγοράς είναι ζωτικής σημασίας για την ασφάλεια του ΣΗΕ, καθώς δεν έχει μόνο οικονομικά αλλά και φυσικά αποτελέσματα. Σήμερα έχει ένα μικρό μερίδιο αγοράς (έως και ~ 5%) αλλά θα αυξηθεί καθώς αυξάνεται η διείσδυση των ΑΠΕ.

Επί του παρόντος, η ΑΔΜΗΕ εργάζεται για την εφαρμογή του Συστήματος Διαχείρισης Αγοράς και του Συστήματος Διακανονισμού για τη Λειτουργία της Εξισορροπητικής Αγοράς.

Η καλή λειτουργία της αγοράς εξισορρόπησης είναι ένα αρχικό αλλά απαραίτητο βήμα για τη σύνδεση της αγοράς. Περίπου από το 2020 και μετά, αναμένεται να εφαρμοστεί σε ευρωπαϊκό επίπεδο [10].

Η αντίστοιχη εξισορρόπηση ηλεκτρικού κώδικα δικτύου αναμένεται να ολοκληρωθεί στο τέλος του 2020 και θα περιλαμβάνει τόσο διασυννοριακές ρυθμίσεις, ρυθμίσεις διαχείρισης και άλλες βοηθητικές υπηρεσίες.

Ο σχεδιασμός του περιλαμβάνει την προσεκτική εξέταση όλων των συμμετεχόντων παρόχων μέσω της ενσωμάτωσης προγραμμάτων διαχείρισης ζήτησης για τους πελάτες τους.

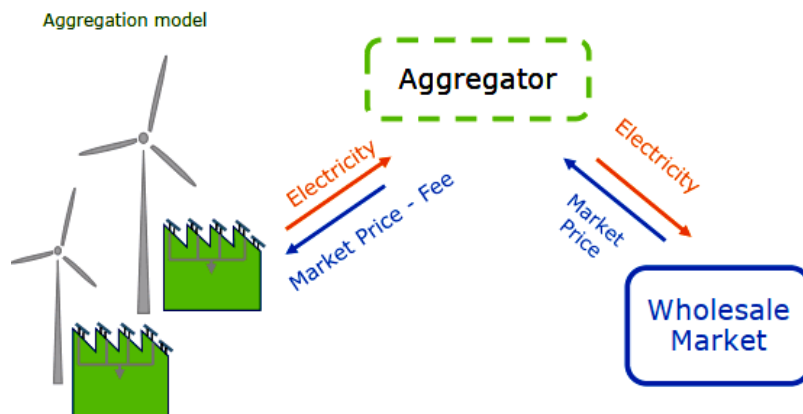
Ο εθνικός διαχειριστής ΑΠΕ μπορεί να επιταχύνει την ενοποίηση των διαφόρων πηγών ηλεκτρικής ενέργειας και να ενισχύσει την ευελιξία της ζήτησης.

Σε ένα μεταβαλλόμενο τοπίο όπως αυτό της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, όπου το μερίδιο της διαλείπουσας ανανεώσιμης ενέργειας στο ενεργειακό μείγμα αυξάνεται, η ευελιξία του συστήματος καθίσταται κρίσιμη. Οι διαχειριστές ΑΠΕ θα αποκτήσουν αυξημένα κίνητρα για να είναι ανταγωνιστικοί, αλλά ταυτόχρονα θα αναλάβουν την ευθύνη της πρόβλεψης της παραγωγής τους με ακρίβεια. Με άλλα λόγια, θα είναι οικονομικά υπεύθυνοι για το πρόσθετο κόστος εξισορρόπησης του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας όταν αυτό οφείλεται σε ανισορροπίες μεταξύ των προβλέψεών τους και της πραγματικής παραγωγής τους.

Το μοντέλο-στόχος [6], συνεπάγεται άμεση αποκέντρωση διαδικασιών που, μέχρι τώρα, ήταν υπό τον κεντρικό έλεγχο του ανεξάρτητου διαχειριστή μεταφοράς ισχύος. Αργά ή γρήγορα η ευθύνη εξισορρόπησης θα μεταφερθεί στους μεμονωμένους παραγωγούς ΑΠΕ, βλέπε και Εικόνα 20.

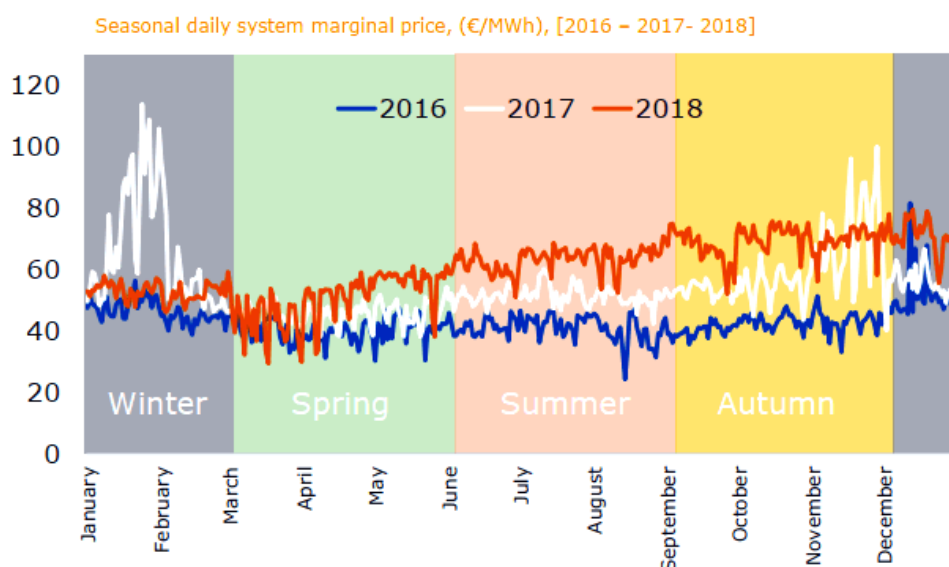
Οι διαχειριστές ΑΠΕ, μέσω των οποίων πολλοί παραγωγοί ΑΠΕ συμμετέχουν στην αγορά και στον μηχανισμό εξισορρόπησης σε μεγαλύτερα χαρτοφυλάκια, θα διαδραματίσουν σημαντικό ρόλο σε αυτό το πλαίσιο. στο μέλλον. Ένας συμμετέχων στην αγορά θα μπορούσε να λειτουργήσει ως πελάτης ενός διαχειριστή ή να μετατραπεί από μόνος του σε έναν πάροχο υπηρεσιών.

Ο σχεδιασμός του Ελληνικού Χρηματιστηρίου μπορεί να ανταπεξέλθει ήδη στη συμμετοχή πολλών διαχειριστών, και αυτοί με τη σειρά τους θα μπορούσαν να ελαχιστοποιήσουν το κόστος εξισορρόπησης της αγοράς.



Εικόνα 20: Απλοποιημένο μοντέλο εξισορρόπησης με διαχειριστή ΑΠΕ. Πηγή: [6].

Λαμβάνοντας υπόψη την περίοδο 2016-2018, όπως φαίνεται στην Εικόνα 21, δεν υπάρχει προφανής τάση να δικαιολογείται η εποχική μεταβλητότητα στις τιμές ηλεκτρικής ενέργειας της ελληνικής χονδρικής αγοράς. Με στόχο τον προσδιορισμό της επίδρασης της εποχικότητας στις τιμές, η ημερήσια οριακή τιμή του συστήματος απεικονίζεται τα τελευταία τρία χρόνια. Γενικά, δεν υπάρχουν σαφή στοιχεία που να υποστηρίζουν την εποχικότητα των τιμών ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα, καθώς οι τιμές φαίνεται να κυμαίνονται σε σταθερά επίπεδα κατά τη διάρκεια των εποχών. Το 2016 θα μπορούσε γενικά να χαρακτηρίζεται από σταθερές χαμηλές τιμές, κυμαινόμενες μεταξύ 30 και 60 ευρώ ανά MWh. Το 2017 ήταν μια χρονιά μεγάλων αποκλίσεων από τη μέση τιμή, καθώς τόσο κατά τους χειμερινούς όσο και τους φθινοπωρινούς μήνες, το καθημερινό SMP αυξήθηκε πάνω από 100 ευρώ ανά MWh. Το 2018, οι τιμές ήταν υψηλότερες κατά μέσο όρο σε σύγκριση με τα δύο προηγούμενα χρόνια, αλλά παρουσίασαν χαμηλότερη μεταβλητότητα κατά τη διάρκεια των εποχών. Σε σύγκριση με τα υπόλοιπα μέλη της ΕΕ, η μέση τιμή ηλεκτρικής ενέργειας για τα νοικοκυριά στην Ελλάδα ήταν €175/MWh και το ήμισυ αυτής της τιμής αποδόθηκε ως κόστος δικτύου και ως φόροι.



Εικόνα 21: Εποχιακή ημερήσια οριακή τιμή συστήματος (€/MWh), κατά τα έτη 2016-2018, ανά εποχή (μήνες), στην Ελλάδα. Πηγή: [6]

Όσον αφορά στις βιομηχανικές τιμές ηλεκτρικής ενέργειας, η Ελλάδα έχει μια από τις υψηλότερες τιμές στην ΕΕ μετά τη Δανία, την Ιταλία, την Κύπρο και τη Μάλτα. Για το 2017, το επίπεδο αυτής της τιμής ήταν €105/MWh με 25% ως κόστος δικτύου και 25% ως πληρωμή φόρων.

Παρά το γεγονός ότι για ανταγωνιστικούς λόγους οι περισσότερες χώρες της ΕΕ απαλλάσσονται ή αντιμετωπίζουν χαμηλότερους φόρους ηλεκτρικής ενέργειας και τέλη δικτύου από τα νοικοκυριά, αυτό δεν συμβαίνει στην Ελλάδα. Η μείωση των φόρων ηλεκτρικής ενέργειας από τον βιομηχανικό τομέα θα ενίσχυε σίγουρα τον ανταγωνισμό και θα βοηθούσε την οικονομική ανάκαμψη της χώρας. Συνολικά, οι διεθνείς συγκρίσεις συνεχίζουν να δείχνουν ότι οι τιμές ηλεκτρικής ενέργειας χονδρικής στην ΕΕ είναι υψηλότερες από ό, τι στις ΗΠΑ, τον Καναδά ή τη Ρωσία, όπου η τροφοδοσία παρέχεται μέσω κυρίως εγχώριων υδροηλεκτρικών και ορυκτών καυσίμων, αλλά χαμηλότερη από την Κίνα, την Ιαπωνία, τη Βραζιλία και την Τουρκία.

2.4.2. Το μερίδιο της ΔΕΗ

Στο πλαίσιο του προγράμματος οικονομικής προσαρμογής, το μερίδιο της ΔΕΗ θα έπρεπε να μειωθεί ομαλά στο 50% έως το τέλος του 2019.

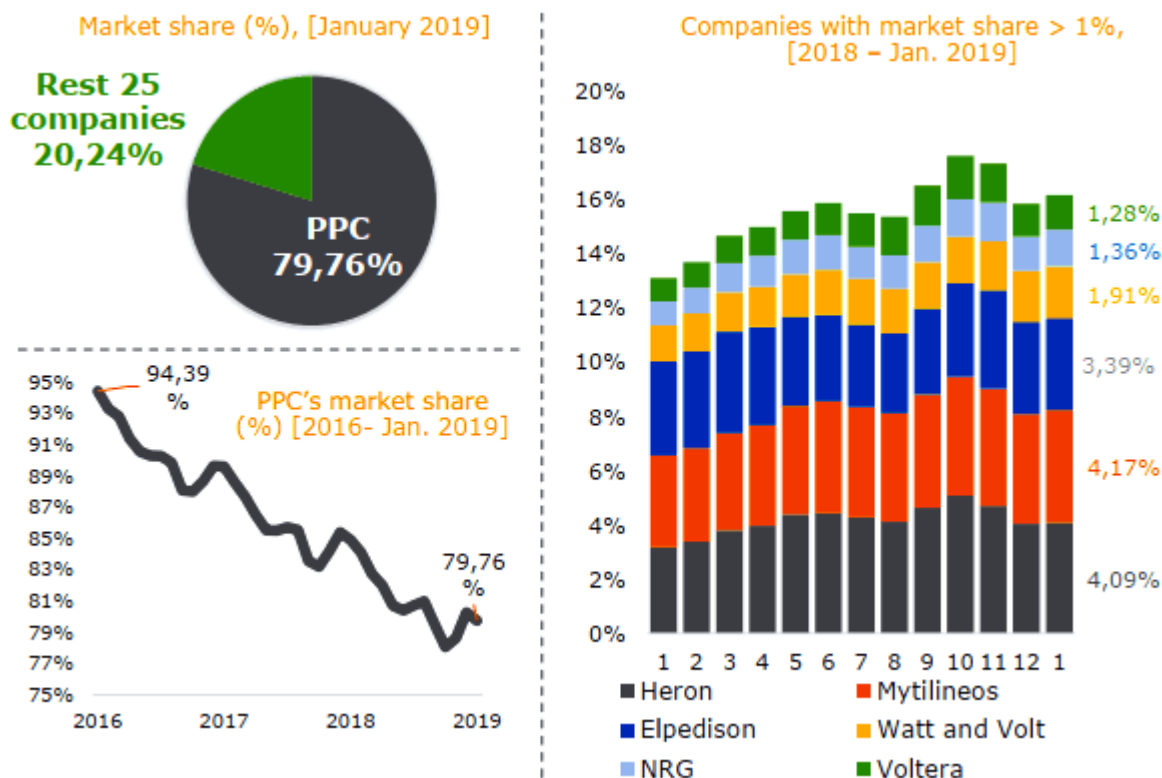
Με βάση τα πιο πρόσφατα διαθέσιμα στοιχεία [6], το μερίδιο αγοράς τον Ιανουάριο του 2019 εξακολουθούσε να κυριαρχείται από τη ΔΕΗ στο 79,76%. Το υπόλοιπο ποσοστό (20,24%) μοιράζεται μεταξύ των υπόλοιπων 25 ενεργών εταιρειών, αλλά η πλειονότητα αυτού του μεριδίου (80%) αποδίδεται σε 6 εταιρείες που προσπαθούν να ενισχύσουν τη θέση τους στη λιανική αγορά.

Σύμφωνα με τους όρους διάσωσης από την οικονομική κρίση, η εισαγωγή δημοπρασιών θα έπρεπε να χρησιμεύσει ως εργαλείο για τη μείωση του σημαντικού μεριδίου αγοράς της ΔΕΗ. Σύμφωνα με αυτό το μοντέλο, η ΔΕΗ υποχρεούται να πουλάει αποκλειστικά σημαντικές ποσότητες ηλεκτρικής ενέργειας που παράγονται στους σταθμούς της με λιγνίτη και υδροηλεκτρική ενέργεια σε ανεξάρτητους ανταγωνιστές του ιδιωτικού τομέα, μέσω δημοπρασιών σε τιμές που αντικατοπτρίζουν το κόστος παραγωγής.

Σύμφωνα επίσης με αυτό το μοντέλο, οι αγοραστές μπορούν να πουλήσουν αυτά τα ποσά ηλεκτρικής ενέργειας σε οικιακούς και βιομηχανικούς καταναλωτές σε μειωμένη τιμή, με στόχο να τερματίσουν το μονοπώλιο που διατηρεί η ΔΕΗ στις δύο φθηνότερες πηγές παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας της χώρας (λιγνίτη και υδροηλεκτρική ενέργεια).

Η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας καθορίζει την ετήσια ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας που θα είναι διαθέσιμη μέσω δημοπρασιών πωλήσεων προθεσμιακών προϊόντων ηλεκτρικής ενέργειας, ενώ ο διαχειριστής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας διεξάγει τους πλειστηριασμούς. Το 2016 το μερίδιο της ΔΕΗ ήταν 94,39% και ο στόχος ήταν να φτάσει το επίπεδο του 50% έως το 2020. Μετά από 3 χρόνια εφαρμογής, είναι λογικό να δηλώνεται ότι οι προσδοκίες ήταν αρκετά υπερεκτιμημένες από αυτό το ποσοστό έχει μειωθεί μόνο σε 79,76%, βλέπε και Εικόνα 22.

Τον Ιανουάριο του 2019, η λιανική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα αποτελούνταν από έξι σημαντικούς παράγοντες της αγοράς που είναι κυρίως εργοστασιακοί παραγωγοί φυσικού αερίου. Στην κορυφή της λίστας όσον αφορά στο μερίδιο αγοράς είναι οι: Μυτιληναίος (4,17%), Heron (4,09%), Elpedison (3,39%), Watt και V (1,91%), NRG (1,36%) και Vera (1,28%), όπως στην Εικόνα 22.



Εικόνα 22: Μεριδία αγοράς της ΔΕΗ (PPC) από το 2016 (αριστερά) και μερίδια αγοράς για παραγωγούς εκτός ΔΕΗ κατά το 2018, αρχές 2019 (δεξιά), στην Ελλάδα. Πηγή: [6].

2.4.3. Χρήση έξυπνων δικτύων

Με τη χρήση έξυπνων δικτύων, οι αγορές ηλεκτρικής ενέργειας πλησιάζουν για να επιτύχουν κατανομημένη παραγωγή με πλήρως ολοκληρωμένη διαχείριση δικτύου.

Συνήθως, η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας είναι υψηλότερη το χειμώνα και το καλοκαίρι από την άνοιξη και το φθινόπωρο. Αυτό ισχύει επίσης στην Ελλάδα, καθώς η ηλεκτρική ενέργεια χρησιμοποιείται τόσο για θέρμανση όσο και για ψύξη αντίστοιχα.

Τα τελευταία 5-10 χρόνια, τα δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας σε όλο τον κόσμο περνούν μια περίοδο σημαντικών αλλαγών. Τα έξυπνα δίκτυα αλλάζουν τον τρόπο με τον οποίο η ηλεκτρική ενέργεια παράγεται, παρέχεται και καταναλώνεται παραδοσιακά.

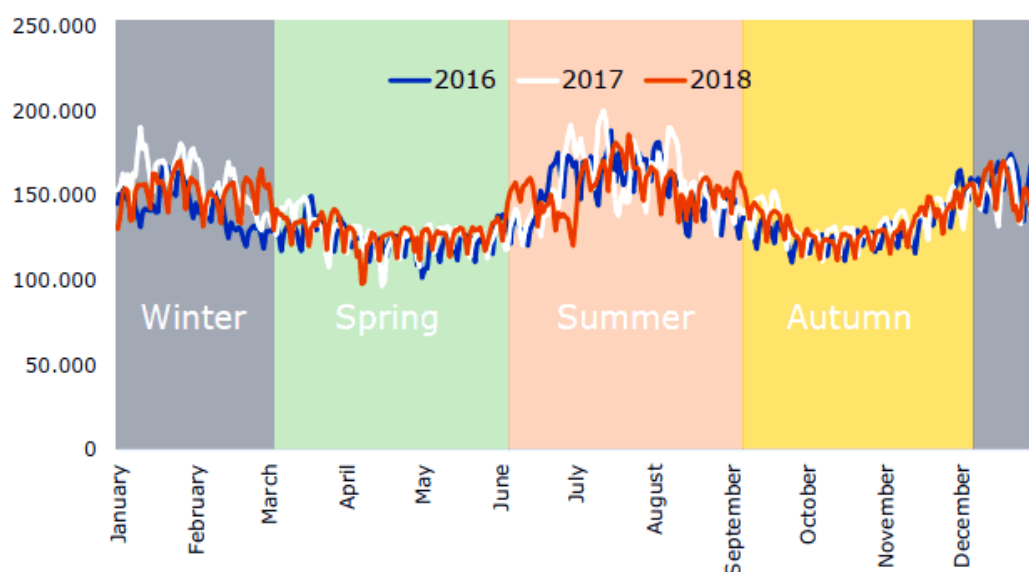
Μέρος της «έξυπνης» υποδομής δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας, είναι η συλλογή μεγάλων ποσοτήτων δεδομένων που μέχρι τώρα δεν υπήρχαν, όπως στο παράδειγμα που φαίνεται στην Εικόνα 23. Οι έξυπνοι μετρητές παρέχουν τέτοιες πληροφορίες, οι οποίες παρέχουν ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας σχεδόν σε πραγματικό χρόνο για μεμονωμένες κατοικίες,

καθώς και άλλα πολύτιμα κομμάτια ηλεκτρικών δεδομένων όπως επίπεδα τάσης και ποιότητα ισχύος [11].

Ωστόσο, μέχρι πρόσφατα, τα ενεργειακά βοηθήματα βασίζονταν κυρίως σε χειροκίνητες μετρήσεις ηλεκτρικής ενέργειας, οι οποίες κυμαίνονταν σε συχνότητα οπουδήποτε μεταξύ ενός μήνα και έξι μηνών. Πρόκειται για μια δραματική αλλαγή στην περίοδο συλλογής στοιχείων οικιακής κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας.

Ο συνδυασμός αυτών των πληροφοριών με νέες και υπάρχουσες πηγές δεδομένων που περιγράφουν μεμονωμένες κατοικίες σημαίνει ότι είναι πλέον δυνατές νέες προσεγγίσεις για τον χαρακτηρισμό των προτύπων ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στην εγχώρια αγορά.

Seasonal daily load declarations and losses (MW), [2016 – 2017 - 2018]



Εικόνα 23: Εποχιακές ημερήσιες δηλώσεις και απώλειες φορτίου (MW) κατά τα έτη 2016-2018, ανά εποχή (μήνες), στην Ελλάδα. Πηγή: [6]

Τα ηλεκτρικά φορτία τείνουν να ακολουθούν σταθερά και προβλέψιμα μοτίβα [6], προκαλώντας μάλλον χαμηλά σφάλματα πρόβλεψης φορτίου σε σχετικούς όρους (βλέπε Εικόνα 24).

Το ετήσιο φορτίο που παρέχεται από το ΑΔΜΗΕ, διαχωρίζει το φορτίο σε: (α) μέσο φορτίο τις καθημερινές, (β) μέσο φορτίο κατά τις νυχτερινές ώρες και τέλος (γ) μέγιστο φορτίο. Το προβλεπόμενο μοτίβο είναι ίδιο με τα μοτίβα δήλωσης φορτίου των τελευταίων ετών.

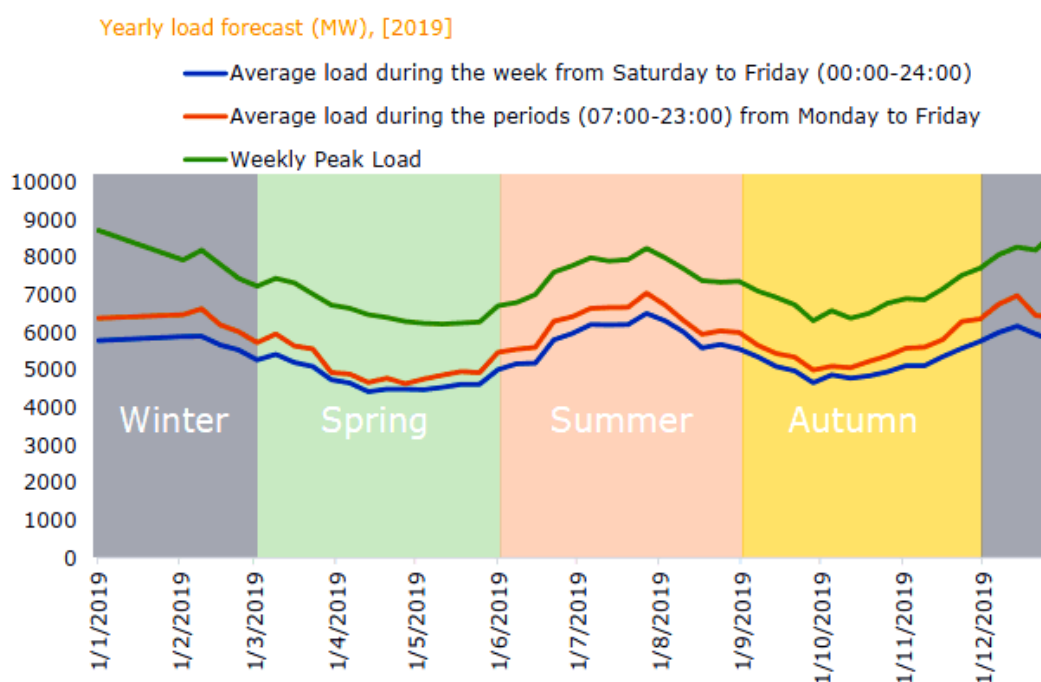
Ωστόσο, καθώς η διείσδυση των ΑΠΕ αυξάνεται χρόνο με το χρόνο και με την έλευση της καταναλωμένης παραγωγής όπως π.χ. τα φωτοβολταϊκά που έχουν εγκατασταθεί ήδη σε πολλές στέγες σπιτιών στη χώρα μας, η πρόβλεψη φορτίου αποκτά μια νέα διάσταση. Σε ορισμένες περιοχές, συμπεριλαμβανομένης της Ελλάδας, οι καταναλωμένες ΦΒ εγκαταστάσεις αποτελούν ήδη ένα σημαντικό κλάσμα του συνολικού φορτίου. Επομένως το ακριβές φορτίο συνήθως δεν μπορεί να μετρηθεί άμεσα ή να ελεγχθεί από κάποιο βοηθητικό πρόγραμμα ή τον διαχειριστή του συστήματος. Για τον προγραμματισμό και την αποστολή των πόρων στο σύστημα μαζικής ισχύος, οι διαχειριστές συστήματος χρειάζονται μια

πρόβλεψη του καθαρού φορτίου, λαμβάνοντας υπόψη τον αντίκτυπο της κατανεμημένης παραγωγής.

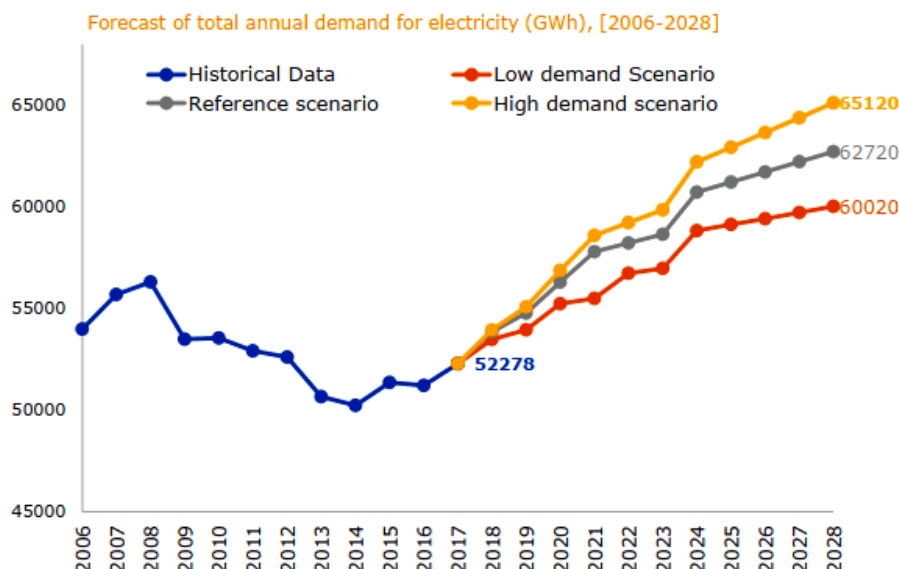
Αν και η κατανεμημένη φύση των ηλιακών φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων δημιουργεί φαινόμενο συσσωμάτωσης, όπου τα σφάλματα πρόβλεψης μειώνονται, εξακολουθεί να είναι πιθανό οι προβλέψεις καθαρών φορτίων να έχουν μεγαλύτερα σφάλματα πρόβλεψης από τις παραδοσιακές προβλέψεις των ακαθάριστων φορτίων, με πιθανές επιπτώσεις στη συνολική εξισορρόπηση προσφοράς και ζήτησης στο δίκτυο.

Η ανάπτυξη προβλέψεων καθαρού φορτίου με υψηλή ακρίβεια, συνοδευόμενη από καλές προβλέψεις για την αβεβαιότητα της πρόβλεψης, θα γίνει ολοένα και πιο σημαντική καθώς όλο και περισσότερες πηγές κατανεμημένης παραγωγής προστίθενται στο σύστημα ισχύος και οι ανάγκες ολοένα θα αυξάνονται (βλέπε Εικόνα 25).

Σε αυτό το πλαίσιο, οι διαχειριστές των ΑΠΕ αναμένεται να διαδραματίσουν σημαντικό ρόλο, καθώς μπορούν να λειτουργήσουν ως ισορροπιστές μεταξύ των υπεύθυνων μερών. Για να επιτευχθεί αυτό, οι διαχειριστές διαχειρίζονται τους όγκους που παράγονται και αγοράζονται με τους όγκους που πωλούνται και καταναλώνονται. Είναι απλό ότι η συγκέντρωση περισσότερων πελατών βελτιώνει τη σχετική απόδοση μιας πρόβλεψης, έως ένα συγκεκριμένο σημείο.



Εικόνα 24: Ετήσια πρόβλεψη ζήτησης φορτίου (MW) για το έτος 2019 στην Ελλάδα. Πηγή: [6].



Εικόνα 25: Εκτίμηση της ετήσιας ζήτησης φορτίου (MW), έως το 2028, για την Ελλάδα. Πηγή: [6].

2.4.4. Το μερίδιο των ΑΠΕ

Τα τελευταία χρόνια, έχει παρατηρηθεί σημαντική προσπάθεια για αύξηση του μεριδίου των ΑΠΕ στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (Εικόνα 26).

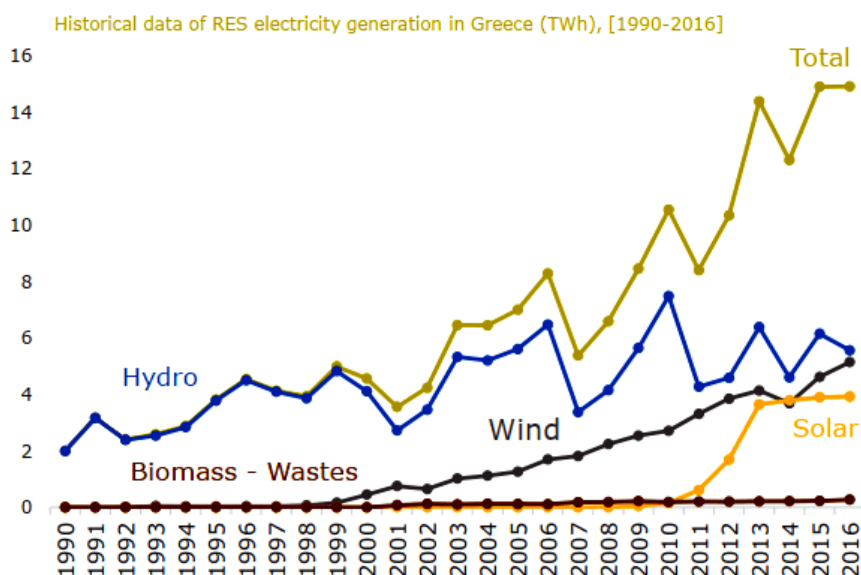
Η Ελλάδα είναι μια προνομιακή χώρα, όσον αφορά την εκμετάλλευση των ΑΠΕ, λόγω της γεωγραφικής της θέσης. Το δυναμικό ΑΠΕ στην Ελλάδα οφείλεται κυρίως στις ευνοϊκές συνθήκες αιολικής ενέργειας και ηλιακής ενέργειας που έχουν αξιολογηθεί ως εξαιρετικά πλεονεκτικές.

Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας καταλαμβάνουν σημαντικό μερίδιο παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα. Αυτό είναι το αποτέλεσμα της ταχείας αύξησης της εγκατεστημένης αιολικής και ηλιακής εκμετάλλευσης που σημειώθηκε κατά την τελευταία δεκαετία [6]. Στις αρχές της δεκαετίας του 1990, η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας προήλθε κυρίως από υδροηλεκτρικά εργοστάσια, ενώ οι ανεμογεννήτριες εμφανίστηκαν μια δεκαετία αργότερα και σταδιακά αύξησαν το μερίδιό τους. Ο νόμος 3468/2006 παρείχε το πρώτο σαφές νομοθετικό πλαίσιο που βοηθά την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ηλιακή ενέργεια και μετέφερε την οδηγία 2001/77 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου στον εθνικό νόμο, θέτοντας ως υψηλή προτεραιότητα την προώθηση της παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ.

Από τότε, η εξέλιξη των φωτοβολταϊκών συστημάτων ήταν εντυπωσιακή. Ωστόσο, αυτή η «ηλιακή έκρηξη» προκάλεσε και ένα σημαντικό έλλειμμα στον Ειδικό Λογαριασμό Ανανεώσιμων Πηγών από τον οποίο πληρώνονται οι παραγωγοί ΑΠΕ για την παραγωγή τους.

Η παραγωγή αιολικής ενέργειας αυξήθηκε από αμελητέα επίπεδα στα τέλη της δεκαετίας του 1990 σε 5,1TWh το 2016, που αντιστοιχεί στο 10,5% της συνολικής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Η ηλιακή ενέργεια πέτυχε μια ακόμη πιο εντυπωσιακή ανάπτυξη, σημειώνοντας σχεδόν είκοσι πέντε φορές αύξηση από 0,16TWh το 2010 σε 3,9TWh το 2016.

Η υδροηλεκτρική ενέργεια αντιπροσωπεύει με συνέπεια το μεγαλύτερο μερίδιο της ανανεώσιμης ηλεκτρικής ενέργειας, αλλά με σημαντικές ετήσιες διακυμάνσεις. Η παραγωγή υδροηλεκτρικής ενέργειας ήταν 5,5TWh το 2016, που αντιστοιχεί στο 11,4% της συνολικής παραγωγής. Η Ελλάδα διαθέτει επίσης ένα μικρό μερίδιο ηλεκτρικής ενέργειας από βιοκαύσιμα, που αντιπροσωπεύει λιγότερο από 1% της συνολικής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.



Εικόνα 26: Ιστορικά στοιχεία παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ στην Ελλάδα (σε TWh), κατά τα έτη 1990-2016. Πηγή: [6].

Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας θα είναι σύντομα φθηνότερες από τα ορυκτά καύσιμα και αναμένεται να κυριαρχήσουν στο ενεργειακό μείγμα της χώρας μας. Το πρόγραμμα της Ελλάδας εμφανίζεται να είναι ενισχυμένο με ένα φιλόδοξο πολιτικό και κανονιστικό πλαίσιο, καθώς και δεσμευτικούς στόχους.

Η Ευρωπαϊκή Ένωση συνεχίζει να ηγείται της διείσδυσης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, με τις ΑΠΕ να αντιπροσωπεύουν για την ώρα τουλάχιστον το 17% της κατανάλωσης ενέργειας στην Ευρώπη, με πρόθεση να επιτευχθεί ο στόχος του 2020 (20 %).

Αυτή η αύξηση συνοδεύτηκε από τη μείωση του συνολικού μεριδίου των ορυκτών καυσίμων στην ακαθάριστη κατανάλωση ενέργειας της ΕΕ: από 81% το 1995 σε 72,6% το 2016, παρόλο που τα απόλυτα στοιχεία παρέμεναν σταθερά. Τα ποσοστά διείσδυσης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην Ευρώπη αναμένεται να επιταχυνθούν περαιτέρω, φθάνοντας το 32% έως το 2030. Η ενσωμάτωση πρόσθετων ΑΠΕ στο υπάρχον ενεργειακό σύστημα είναι το κύριο εμπόδιο για τη μεγάλη ανάπτυξη του. Αν και ακόμα βρίσκεται στα σπάργανα, η τεχνολογία αποθήκευσης ενέργειας σε συσσωρευτές εξελίσσεται δυναμικά και πρόκειται να διαδραματίσει βασικό ρόλο στο μέλλον της βιομηχανίας των ΑΠΕ, επιτρέποντας την αποθήκευση της πλεονάζουσας ενέργειας που σήμερα σπαταλιέται. Η ισχυρότερη ανάπτυξη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας υποστηρίζεται τέλος και από το γεγονός ότι τόσο η ηλιακή όσο και η αιολική ενέργεια γίνονται σημαντικά περισσότερο ανταγωνιστικές. Το κόστος της ηλιακής ενέργειας έχει μειωθεί κατά 70% από το 2010 [6].

Κεφάλαιο 3

Διαχείριση ροής ισχύος σε ηλεκτρικό δίκτυο, έξυπνα δίκτυα, ρόλος μονάδων αποθήκευσης ενέργειας στη διείσδυση των ΑΠΕ

3.1. Διεσπαρμένη παραγωγή ενέργειας (DG)

3.1.1. Γενικές πληροφορίες

Ένα ηλεκτρικό δίκτυο Διεσπαρμένης παραγωγής (DG) εξασφαλίζει τα ακόλουθα:

- Οι εγκαταστάσεις παραγωγικών μονάδων γίνονται και με ιδιωτική πρωτοβουλία που σημαίνει ότι δεν χρειάζονται άμεσα μεγάλα κεφάλαια από τον κεντρικό διαχειριστή ενέργειας (ΔΕΗ) για να κατασκευάσει μεγάλα εργοστάσια ενέργειας, όπως τα γνωρίζουμε έως σήμερα.
- Άμεση κάλυψη στις αυξημένες ανάγκες ενέργειας ανά τόπους, ιδιαίτερα κατά τους θερινούς μήνες, χωρίς να χρειάζονται χρονοβόρες μελέτες και δέσμευση μεγάλων οικοπέδων.
- Συμβάλλει στην ποιότητα ισχύος του δικτύου, καθώς και στην σταθεροποίηση της τάσης κατά τις αιχμές ζήτησης.
- Δεν απαιτεί άμεση επέκταση του δικτύου μεταφοράς και διανομής ισχύος, το οποίο αποτελεί μια πολύ μεγάλη και σημαντική επένδυση.
- Μείωση του κόστους μεταφοράς και διανομής καθώς οι απώλειες θα περιοριστούν σημαντικά. Σήμερα το κόστος μεταφοράς και διανομής αγγίζει το 30% του τελικού κόστους της παραγωγής ισχύος.
- Σημαντική μείωση της πιθανότητας black-out μιας περιοχής λόγω βλάβης στο κεντρικό δίκτυο καθώς τα συστήματα DG έχουν επιλογή «νησιωτικής» (τοπικής) λειτουργίας. Αυτό σημαίνει ότι σε κατάσταση έκτακτης ανάγκης επιμέρους δίκτυα θα μπορούν να αποκόπτονται από το κεντρικό δίκτυο και να λειτουργούν αυτόνομα μέσα στα γεωγραφικά τους όρια. Επίσης σε περίπτωση ολικού black-out, εξασφαλίζεται η κατά πολύ ταχύτερη επανεκκίνηση του DG.
- Υποστήριξη του υπάρχοντος κεντρικού δικτύου με την παροχή άεργης ισχύος και υποστήριξη τάσης.
- Δυνατότητα συμπαραγωγής θερμότητας ηλεκτρισμού (ή αλλιώς CHP) λόγω του ότι η παραγωγή είναι κοντά στον καταναλωτή και μπορούμε μέσω θερμοαγωγίμου υγρού να κατασκευάσουμε μοντέλο τηλεθέρμανσης.

- Επιτρέπει τοπική χρήση φτηνών τοπικών καυσίμων όπως βιοαερίου από τους βιολογικούς ή βιομάζας ή γεωθερμίας όπου αυτή υπάρχει, χωρίς το κόστος μεταφοράς των καυσίμων.
- Σημαντική μείωση των ρύπων καθώς οι μονάδες ΑΠΕ θα αξιοποιούνται 100% σε συνδυασμό με τις λοιπές μονάδες ορυκτών πόρων.
- Βελτίωση της αισθητικής καθώς πλέον δεν χρειάζεται η υποβάθμιση μιας περιοχής με την εγκατάσταση ενός μεγάλου εργοστασίου παραγωγής ενέργειας.
- Μεγάλο κέρδος στο επίπεδο του περιβάλλοντος καθώς η χρήση ΑΠΕ αλλά και συστημάτων υψηλής απόδοσης θα περιορίσει δραστικά τις εκπομπές CO₂ αλλά και άλλων επιβλαβών λυμάτων.
- Σε συνδυασμό με την αποκεντρωμένη διανομή, αποφεύγουμε της ώρες αιχμής στο δίκτυο μεταφοράς και διανομής. Κατά συνέπεια δεν χρειαζόμαστε άμεσα αναβάθμιση των δικτύων για της αναπτυσσόμενες περιοχές.

Στο μέλλον [12] προβλέπεται τα δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας να είναι:

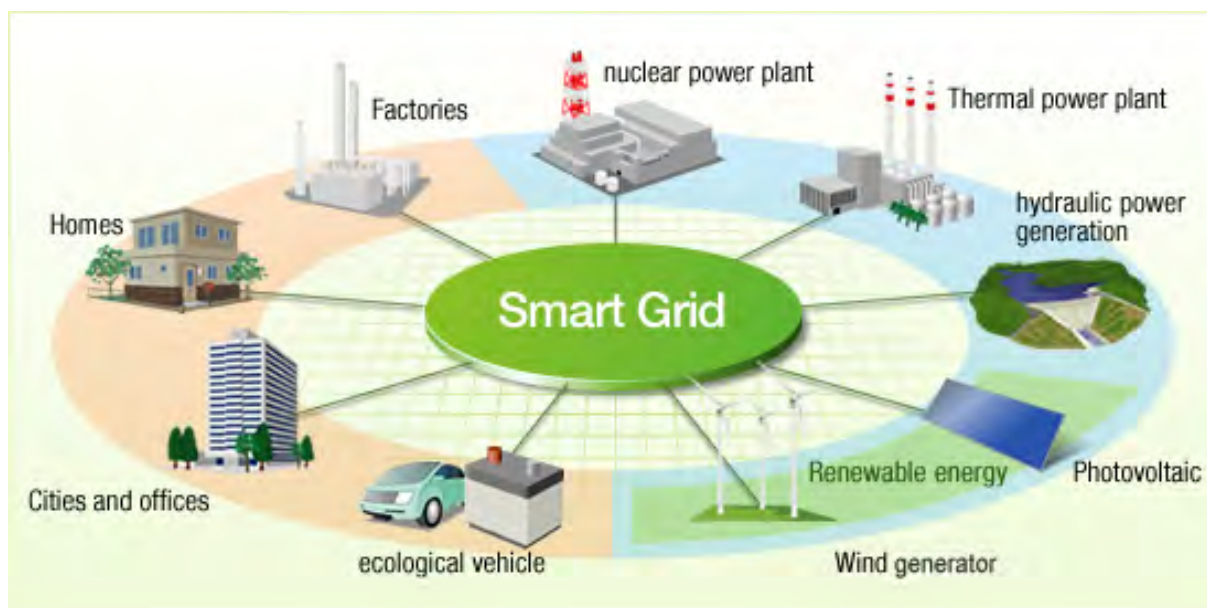
- Ευέλικτα, δηλαδή να καλύπτουν τις ανάγκες των καταναλωτών και να ανταποκρίνονται στις αλλαγές και στις προκλήσεις του μέλλοντος.
- Προσβάσιμα, δηλαδή να εγγυούνται πρόσβαση των χρηστών σε όλα τα δίκτυα, κυρίως σε ΑΠΕ και σε δίκτυα τοπικής παραγωγής με υψηλή απόδοση και χαμηλές ή μηδενικές εκπομπές άνθρακα.
- Αξιόπιστα, δηλαδή να διασφαλίζουν και να βελτιώνουν την ασφάλεια και την ποιότητα της παροχής ηλεκτρικής ενέργειας συμβαδίζοντας με τις απαιτήσεις της ψηφιακής εποχής.
- Οικονομικά, δηλαδή παροχή της καλύτερης αξίας μέσω καινοτομιών, αποτελεσματική διαχείριση ενέργειας και ανταγωνισμός με ίσους όρους, μέσω νομοθετικών ρυθμίσεων.

Τα έξυπνα ή ευφυή δίκτυα έχουν ως κύρια χαρακτηριστικά τους (βλέπε και):

1. Την «ευφυή» συνύπαρξη της κεντρικής και διεσπαρμένης παραγωγής με αποτέλεσμα την μείωση της χρήσης άνθρακα και τον περισσότερο αποδοτικό χειρισμό της ζήτησης.
2. Την εμπορία ενέργειας και την βελτιστοποίηση κόστους μέσω χρονο-μεταβλητών τιμολογίων και διαφόρων πολιτικών κινήτρων, εξαρτώμενων από το μεταβαλλόμενο φορτίο.
3. Ενεργή συμμετοχή του πελάτη με βάση την αμφίδρομη επικοινωνία και την αυξημένη ροή πληροφορίας (κατά ποσότητα και ποιότητα).

Τα μελλοντικά δίκτυα διανομής θα έχουν ενεργητικό ρόλο και πρέπει να εξασφαλίζουν αμφίδρομη ροή ισχύος [13]. Τα Ευρωπαϊκά συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας λειτουργούν

πλέον σε ένα πλαίσιο μοντέλου αγοράς στο οποίο οι μονάδες παραγωγής διανέμονται σύμφωνα με τις δυνατότητες της κάθε αγοράς και το κέντρο ελέγχου του δικτύου αναλαμβάνει ένα γενικό ρόλο εποπτείας (εξισορρόπηση ροής ενεργού ισχύος, έλεγχος σταθεροποίησης τάσης κ.λπ.).



Εικόνα 27: Σχηματική παράσταση ενός έξυπνου δικτύου και των κόμβων που περιλαμβάνει και αλληλοσυνδέει. Πηγή: [12].

Από την άλλη πλευρά, τα δίκτυα διανομής δεν έχουν αλλάξει πολύ και τείνουν να είναι ακτινικά, με ροή ισχύος προς μία κατεύθυνση, έχοντας ως γνώρισμα την παθητική λειτουργία. Ο κύριος ρόλος τους είναι η παροχή ενέργειας στους τελικούς καταναλωτές.

Στην διεσπαρμένη παραγωγή ενέργειας, εκτός την κεντρική παραγωγή και οι ίδιοι οι καταναλωτές θα διαθέτουν μονάδες παραγωγής ενέργειας που είτε θα την **αυτοκαταναλώνουν** είτε θα τη διαθέτουν στο δίκτυο. Επιπλέον, σε τοπικό επίπεδο, περιλαμβάνει και τους μικρούς παραγωγούς ενέργειας. Αυτό συμβαίνει σε μικρό βαθμό σήμερα μέσω των επιδοτούμενων προγραμμάτων όπως τα φωτοβολταϊκά στις στέγες και μεμονωμένες επενδύσεις σε ΑΠΕ.

Εδώ εισάγεται και η έννοια του «**μικροδικτύου**» όπου θα πρέπει να υπάρξει ένας συνολικός σχεδιασμός ανά γεωγραφική περιοχή με δυνατότητα ανταλλαγής ενέργειας και σε τοπικό επίπεδο. Βέβαια για να γίνει αυτό το μικροδίκτυο θα πρέπει να είναι ταυτόχρονα και έξυπνο δίκτυο «**smart grid**» όπου με την βοήθεια έξυπνων μετρητών [14] θα μπορεί να αυτοκαθορίζει τις παραμέτρους του ή θα δίνει τη δυνατότητα να επεμβαίνει ο χρήστης και να παρέχει αυτός τη βέλτιστη διαχείριση κατανάλωσης ή/και αποθήκευσης της ενέργειας.

Η ανάπτυξη της σχετικής τεχνολογίας και λογισμικού θα επιτρέπει την ανταλλαγή πληροφοριών και ενέργειας σε τοπικό επίπεδο (δίκτυο χαμηλής τάσης) αλλά και επικοινωνία με την κεντρική παραγωγή (δίκτυο μέσης και υψηλής τάσης) ή άλλη γειτονικής τοπικής παραγωγής, ώστε να διασφαλίζεται η σταθερή λειτουργία του δικτύου, χωρίς προβλήματα από συνεχή λειτουργία κάτω από οποιεσδήποτε συνθήκες ζήτησης. Απαιτούνται **διεπαφές**

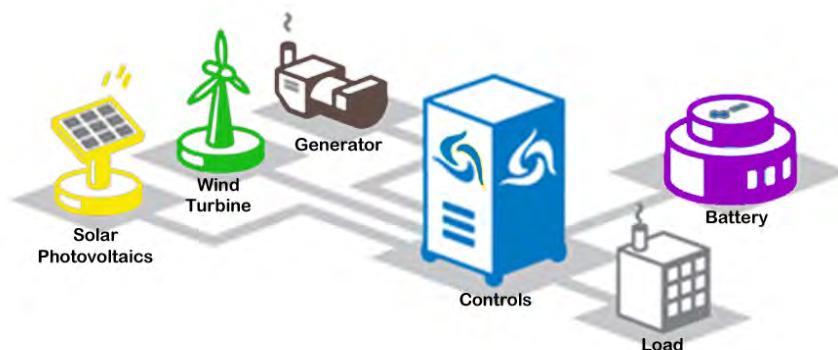
(ή αλλιώς **interfaces**, ευρέως γνωστές και ως **BEMI** (Bidirectional Energy Management Interfaces) που θα επιτρέπουν όλες τις απαραίτητες δυνατότητες εποπτείας και διαχείρισης του συστήματος είτε από τον διαχειριστή, είτε από τον παραγωγό-καταναλωτή είτε και τον απλό καταναλωτή.

3.1.2. Μικροδίκτυα (MGs)

Τα κατανεμημένα δίκτυα παραγωγής, γνωστά και ως μικροδίκτυα (MGs), βασίζονται συνήθως σε μη συμβατικές ή σε ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και σε συστήματα μικρής κλίμακας. Αποτελούν πλέον μια κατάλληλη συμφέρουσα επιλογή, όχι μόνο για την παροχή ηλεκτρικής ενέργειας σε απομακρυσμένες περιοχές αλλά και για τη μείωση των συνολικών περιβαλλοντικών επιπτώσεων από την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας γενικότερα. Προς το παρόν, ένας σημαντικός αριθμός από έργα με MG αναπτύσσονται σε όλο τον κόσμο, το οποίο σημαίνει επίσης ότι αποτελούν έναν αναπτυσσόμενο ερευνητικό χώρο με υψηλό δυναμικό [15].

Τα MG μπορούν να αναπτυχθούν σε οποιοδήποτε μέρος πληροί τις κατάλληλες περιβαλλοντικές συνθήκες για την εφαρμογή των ποικίλων ενεργειακών συστημάτων που περιλαμβάνουν (φωτοβολταϊκά, αιολικά ή υδροηλεκτρικά) ενώ εγγυάται την αδιάλειπτη παροχή στα φορτία και στην εγκατεστημένη χωρητικότητά τους. Η τελευταία δεν μπορεί να είναι μεγαλύτερη από 10MW. Κατά την ανάλυση και τον σχεδιασμό τους πρέπει να λαμβάνεται υπόψη ο τύπος και την ποσότητα των πηγών ενέργειας, και για το σκοπό αυτό οι περιβαλλοντικές συνθήκες (δηλ. οι διαθέσιμες πληροφορίες σχετικά με τους σχετικούς πόρους) πρέπει να ορίζονται και να διερευνώνται προσεκτικά. Μπορούν φυσικά να χρησιμοποιηθούν μετεωρολογικές/καιρικές βάσεις δεδομένων που είναι έγκυρες και ελεύθερα προσβάσιμες. Ένα δεύτερο θέμα αποτελεί η εκτίμηση φορτίων που θα συνδεθούν με το ένα MG. Οι πληροφορίες σχετικά με τα φορτία πρέπει να καθορίζουν ποια από αυτά απαιτούν συστήματα μπαταριών ή εμπεριέχουν και άλλους σχετικούς περιορισμούς [3]. Η συμπεριφορά, το κόστος και άλλα χαρακτηριστικά του MG μπορεί να προβλεφθούν με προσομοίωση [16].

Ένα μικροδίκτυο είναι στην πράξη ένα δίκτυο κεντρικά ελεγχόμενων μονάδων παραγωγής ενέργειας μέσα στο οποίο ανταλλάζονται και μεταφέρονται φορτία στην χαμηλή τάση. Ένα μικροδίκτυο μπορεί να λειτουργεί συνδεδεμένο με το μακροδίκτυο MT με το οποίο μπορεί να ανταλλάξει ενέργεια ή αυτόνομα σαν νησιωτική μονάδα.



Εικόνα 28: Σχηματικό διάγραμμα της εικόνας που παρουσιάζει ένα μικροδίκτυο. Πηγή: [15].

Οι παραπάνω μονάδες παραγωγής αποτελούν ουσιαστικά μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής και μπορούν να χρησιμοποιηθούν όλες οι υπάρχουσες και διαθέσιμες τεχνολογίες. Μπορούμε λοιπόν σε ένα μικροδίκτυο να εγκαταστήσουμε φωτοβολταϊκά, ανεμογεννήτριες, μικροτουρμπίνες, μικρά υδροηλεκτρικά, κυψέλες καυσίμου, γεννήτριες, συστήματα συμπαραγωγής και οτιδήποτε άλλο υπάρχει ή μπορεί να υπάρξει στο μέλλον. Η ισχύς των μονάδων μπορεί να ξεκινά από μερικά kW και να φτάνει έως λίγα MW. Ως καύσιμο, πέραν των ανανεώσιμων πηγών, χρησιμοποιούν οποιοδήποτε ορυκτό καύσιμο είναι διαθέσιμο (όπως ντίζελ, φυσικό αέριο, υδρογόνο, βιοκαύσιμα κ.ά.). Όπως αντιλαμβανόμαστε λοιπόν έχουμε πολύ μεγάλη ευελιξία, στην κατασκευή ενός μικροδικτύου, όσο αφορά στις τεχνολογίες που μπορούμε να χρησιμοποιήσουμε. Η τελική επιλογή εξαρτάται από την σωστή ανάγνωση των αναγκών, των δυνατοτήτων μιας περιοχής γεωγραφικά αλλά και κλιματολογικά, τους φθηνότερους διαθέσιμους ορυκτούς πόρους [17]. Φυσικά και ο σωστός σχεδιασμός ενός τέτοιου συστήματος για να έχουμε πλήρη ευστάθεια.

Όπως προαναφέρθηκε, ένα μικροδίκτυο μπορεί να λειτουργεί είτε (α) αυτόνομα, είτε (β) παράλληλα με το μακροδίκτυο, τηρώντας προφανώς κάποιες τεχνικές προδιαγραφές ώστε να μην αποσταθεροποιήσει το δεύτερο. Στην δεύτερη περίπτωση, υπάρχει η δυνατότητα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας από και προς το κύριο δίκτυο. Έτσι λοιπόν, όταν υπάρχει περίσσια ηλεκτρικής ενέργειας αυτή μπορεί να πωληθεί πίσω στο μακροδίκτυο, παρέχοντας έτσι ένα έσοδο στον διαχειριστή του μικροδικτύου. Αντίστροφα, είναι δυνατή και η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας από το εξωτερικό δίκτυο για λόγους επάρκειας και ποιότητας ισχύος. Παρ' όλα αυτά, δεν είναι λίγες οι πιθανότητες το μικροδίκτυο να υποστηρίξει το μεγαλύτερό του, απορροφώντας ή παρέχοντας ενεργό ή άεργο ισχύ.

Ένα άλλο χαρακτηριστικό των μικροδικτύων, είναι ότι λειτουργούν σε χαμηλή τάση. Η δυνατότητα των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής να εγκαθίστανται κοντά στους καταναλωτές, καθιστά την χρήση γραμμών υψηλής τάσης και των μετασχηματιστών, άχρηστη, μειώνοντας ακόμα περισσότερο το συνολικό κόστος.

Για την σχεδίαση και υλοποίηση ενός μικροδικτύου απαιτούνται υψηλές τεχνικές σχεδίασης ΣΗΕ, προηγμένα ηλεκτρονικά ισχύος και κατάλληλα συστήματα επικοινωνίας. Με τον τρόπο αυτό, ένα ηλεκτρικό δίκτυο μετατρέπεται από παθητικό, όπου η σωστή λειτουργία του

εξαρτάται μόνο από μη ελεγχόμενους παράγοντες (φορτία, καιρικές συνθήκες κ.λπ.) σε ενεργητικό, αφού μπορεί πλέον να αυτορυθμίζεται και να προσαρμόζεται στις εκάστοτε συνθήκες με τον οικονομικότερο και ασφαλέστερο για την ευστάθειά του τρόπο.

Τρεις είναι οι παράγοντες που επηρεάζουν την ευστάθεια του συστήματος, και πρέπει να ελέγχονται συνεχώς:

1. Συχνότητα.
2. Τάση.
3. Ποιότητα Ισχύος.

Ο κεντρικός έλεγχος πρέπει ανά πάσα στιγμή να ελέγχει αυτές τις τρεις παραμέτρους, ώστε να διασφαλίζεται η ομαλή λειτουργία του δικτύου. Για να ρυθμίσει για παράδειγμα την συχνότητα ρυθμίζει κατάλληλα την ταχύτητα περιστροφής του ρότορα των σύγχρονων μηχανών, ενώ αν πρόκειται για ασύγχρονες ρυθμίζει τους αντιστροφείς. Οι έλεγχοι αυτοί γίνονται μέσω ενός συστήματος επικοινωνίας στο οποίο συνδέονται όλες οι μονάδες παραγωγής. Για την τάση, στέλνει κατάλληλα σήματα στις μονάδες για έγχυση ή απορρόφηση άεργου ισχύος ή ρυθμίζει κατάλληλα και πάλι τους αντιστροφείς ανάλογα με την τεχνολογία κάθε μονάδας. Η ρύθμιση των αντιστροφέων αποτελεί γενικά μία πολύ καλή τακτική για την ρύθμιση του δικτύου, αφού με χρήση ηλεκτρονικών ισχύος μπορούν και να εξαλειφθούν φαινόμενα αρμονικών, flicker, πτώσης τάσης κ.λπ. [18].

3.1.3. Διεπαφή διαχείρισης (BEMI)

Είναι προφανές ότι μέσω κατάλληλου λογισμικού είναι εφικτή η οργάνωση και βέλτιστη λειτουργία ενός έξυπνου μικροδικτύου, τόσο από τον μέσο καταναλωτή, όσο και από τον διαχειριστή. Η απαραίτητα διεπαφή θα πρέπει να δίνει την πλήρη εποπτεία στον διαχειριστή με τις εξής δυνατότητες:

- Να επιβλέπει όλους τους χρήστες παραγωγής αλλά και κατανάλωσης.
- Να επιβλέπει την ευστάθεια του δικτύου.
- Να βλέπει το μέγεθος της παραγωγής ανά πάσα στιγμή αλλά και στατιστικά για προηγούμενες περιόδους.
- Να τοποθετεί αιτήματα προς τους χρήστες.
- Να προσφέρει συμβόλαια στους χρήστες αλλά και να βλέπει τα υπάρχοντα.
- Να μπορεί να απομονώσει έναν χρήστη ή μια ολόκληρη περιοχή σε περίπτωση βλάβης.
- Να επιβλέπει τις διαθέσιμες μονάδες εφεδρείας και να αυτές να μπορούν να ενεργοποιηθούν άμεσα μόλις παρατηρηθεί βύθιση του συστήματος ή αυξημένες ανάγκες λόγω ειδικών συνθηκών.

Η διεπαφή φυσικά πρέπει να δίνει και πολλές δυνατότητες στον χρήστη προκειμένου να οργανώσει όπως θέλει την κατανάλωση του:

- Να επιτρέπει στον χρήστη να προγραμματίσει εργασίες που απαιτούν υψηλή ενεργειακή κατανάλωση. Εδώ διακρίνουμε δύο περιπτώσεις:
 - ✓ Πρώτον να μπορεί να προγραμματίσει την ενέργεια για κάποια ώρα της ημέρας όπου έχει μειωμένο τιμολόγιο βάσει υπογεγραμμένης τιμής. (contract pricing)
 - ✓ Δεύτερον να μπορεί να το προγραμματίσει ορίζοντας ότι θα ξεκινήσει μόλις βρει ενέργεια σε επίπεδα μιας επιθυμητής τιμής και κάτω. (dynamic pricing)
- Να επιβλέπει ανά πάσα στιγμή την παραγωγή του και την κατανάλωση του αλλά και στατιστικά των προηγούμενων περιόδων.
- Να μπορεί να ανεβάσει αιτήματα αγοράς ή πώλησης ενέργειας.
- Να μπορεί να αποδεχτεί ή απορρίψει αιτήματα αγοράς ή πώλησης ενέργειας.

Καθοριστικό ρόλο στην ασφάλεια του δικτύου φυσικά θα έχουν οι εφεδρείες ισχύος όταν τα ΑΠΕ δεν μπορούν να παράγουν ενέργεια λόγω αστάθμητων καιρικών συνθηκών. Γι' αυτό και χρειάζεται η εγκατάσταση μονάδων αποθήκευσης EESs που συνδυάζονται με τις μονάδες ορυκτών καυσίμων, για τα χρονικά διαστήματα που έχουμε περίσσεια παραγωγής.

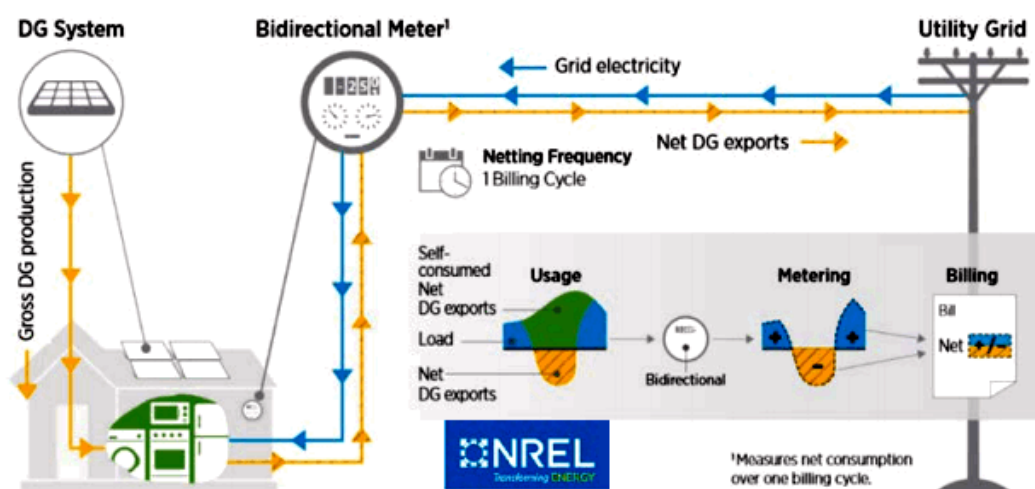
Πέραν των εφεδρικών μονάδων μεγάλη δυναμική στην ανάπτυξη έξυπνων δικτύων και συστημάτων στην Ελλάδα θα παίξει η διασύνδεση των νησιωτικών δικτύων ενέργειας με το ηπειρωτικό σύστημα ενέργειας. Μια τέτοια διασύνδεση έχει μελετηθεί για το μη διασυνδεδεμένο δίκτυο της Κρήτης. Αυτό το εγχείρημα θα προσφέρει αυξημένη σταθερότητα στα νησιωτικά δίκτυα, καθώς και αποτελεσματικότερη και οικονομικότερη διαχείριση της παραγωγής τους.

Όλα αυτά επιβάλλουν νέο μοντέλο τιμολόγησης, πέραν την υφιστάμενης που είναι μέσω προκαθορισμένων τιμών συμβολαίων. Η νέα λογική μιλάει για δυναμική τιμολόγηση που θα μπορούσε να φανεί πολύ χρήσιμη ιδιαίτερα σε περιπτώσεις αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας από τους καταναλωτές, π.χ. μέσω φόρτισης ηλεκτρικών οχημάτων.

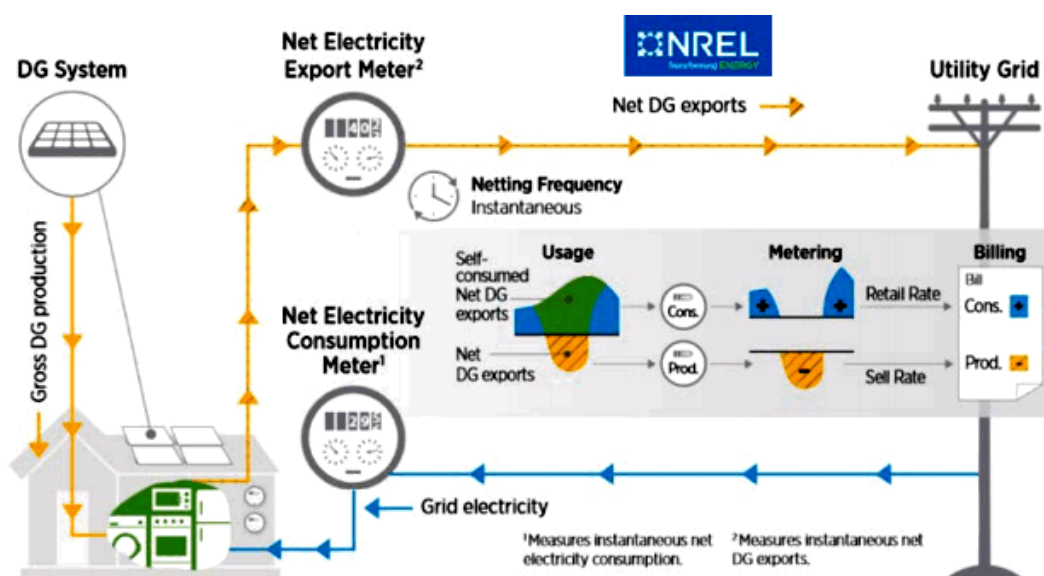
3.1.4. Έξυπνοι μετρητές

Οι **έξυπνοι μετρητές** θα συνδράμουν κατά πολύ στη δημιουργία και την εξέλιξη των έξυπνων δικτύων. Ουσιαστικά ένας έξυπνος μετρητής είναι μία συσκευή η οποία μετράει την ενέργεια που χρησιμοποιείται και στέλνει τις πληροφορίες στο σύστημα και από εκεί καταλήγουν στον πελάτη, ενημερώνοντας τον για την εκάστοτε κατανάλωση του και το αντίστοιχο κόστος αυτής [19]. Οι έξυπνοι μετρητές έχουν τη δυνατότητα αμφίδρομης επικοινωνίας, συνήθως, δυνατότητα δηλαδή εκτός από την αποστολή δεδομένων, και την λήψη εντολών. Αποτελούν ένα οικονομικό τρόπο για μέτρηση και παρακολούθηση της κατανάλωσης, που επιτρέπει στην καλύτερη ρύθμιση της παραγωγής βασιζόμενη σε ημερήσια δεδομένα πραγματικού χρόνου (εξοικονόμηση ενέργειας και χρημάτων-μικρότερες επενδύσεις σε δίκτυα διανομής).

Στόχος είναι με τους έξυπνους μετρητές οι χρεώσεις στους καταναλωτές να γίνεται βάσει του ακριβούς ποσού ενέργειας που έχει καταναλωθεί [20].



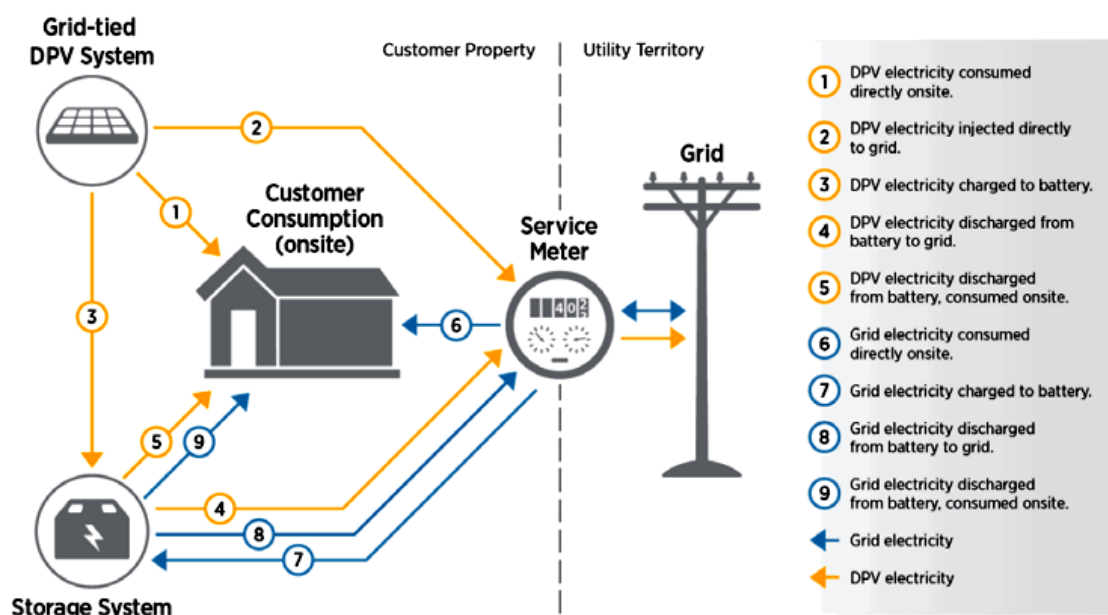
Εικόνα 29: Διάγραμμα Net Metering (NEM) για διεσπαρμένη παραγωγή ενέργειας χωρίς αποθήκες ενέργειας. Πηγή: [21].



Εικόνα 30: Διάγραμμα Net Billing για διεσπαρμένη παραγωγή ενέργειας χωρίς αποθήκες ενέργειας. Πηγή: [21]

Οι έξυπνοι μετρητές θα έχουν την δυνατότητα να μετρούν άμεσα την κατανάλωση ηλεκτρικής ισχύος και να μεταδίδουν τις μετρήσεις στις βάσεις δεδομένων στο κέντρο διαχείρισης. Ο καταναλωτής μπορεί οποιαδήποτε στιγμή να έχει γνώση της πραγματικής κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας. Σε συνθήκες απελευθερωμένης αγοράς, οι εταιρίες ηλεκτρικής ενέργειας θα έχουν τη δυνατότητα να επικοινωνούν με τους καταναλωτές μέσω μηνυμάτων πάνω στον έξυπνο μετρητή και να προσφέρουν μειωμένες χρεώσεις κилоβατώρας ή να κάνουν προσφορές ώστε να καταρτίσουν ειδικά προγράμματα χρέωσης

με βάση τις ώρες κατανάλωσης της ηλεκτρικής ενέργειας. Η αύξηση της τιμής της κιλοβατώρας σε περιόδους αιχμής είναι μια μέθοδος που μπορεί να μειώσει την αντίστοιχη ζήτηση με αποτέλεσμα τεράστιο όφελος τόσο για τον παραγωγό όσο και την γενικότερη πολιτική εξοικονόμησης. Με την αυτόματη αναγνώριση μετρητή, ο διαχειριστής θα είναι σε θέση να γνωρίζει σε πραγματικό χρόνο την κατανάλωση ενέργειας κάθε οικίας, επιχείρησης, βιομηχανίας κ.λπ., γεγονός που αποτελεί τεράστιο όφελος και εξοικονόμηση οικονομικών και ανθρωπίνων πόρων, αφού μεγάλος αριθμός υπαλλήλων της ΔΕΗ απασχολείται για τη μέτρηση της ηλεκτρικής ενέργειας στους μετρητές ή υποθέτει ένα ποσό κατανάλωσης με βάση στατιστικά δεδομένα και σε επόμενους λογαριασμούς διορθώνει τις αποκλίσεις από την πραγματικότητα, γεγονός που μειώνει την αξιοπιστία του παρόχου και προβληματίζει τους πελάτες ως προς το ύψος των λογαριασμών τους [22], [14].



Εικόνα 31: Διάγραμμα Net Billing για μια εγκατάσταση με ΦΒ και συσσωρευτές, πίσω από το μετρητή. Όπου (7) η Φόρτιση και (4) ή (8) η εκφόρτιση. Πηγή: [21]

Κύριο όραμα για τα έξυπνα σπίτια είναι η επικοινωνία με το δίκτυο ώστε να λαμβάνουν οι καταναλωτές τον ηλεκτρισμό βάσει των προσωπικών τους αναγκών. Θα έχουν την δυνατότητα να επιλέξουν αν θέλουν να τροφοδοτούνται τα σπίτια τους από 100% πράσινη ενέργεια ή από ένα μίγμα διαφόρων πηγών ενέργειας ή από τη φθηνότερη μορφή ενέργειας με το πάτημα ενός ποντικιού. Τεχνολογίες όπως οι έξυπνοι μετρητές, που δίνουν στον πελάτη την δυνατότητα να επιλέξει ανάμεσα σε διάφορα τιμολόγια πραγματικού χρόνου, καθώς και οι έξυπνες συσκευές, οι οποίες επικοινωνούν με το δίκτυο και αυτόματα τίθενται εντός και εκτός λειτουργίας είναι απαραίτητες για την λειτουργία των έξυπνων σπιτιών. Τα υβριδικά ηλεκτρικά αυτοκίνητα μπορούν επίσης να διαδραματίσουν ένα σημαντικό ρόλο για την ανάπτυξη της έξυπνης πόλης. Γίνονται μελέτες στο πως μπορούν τα ηλεκτρικά αυτοκίνητα να αποθηκεύουν ενέργεια και να την δίνουν στο σπίτι σε ώρες αιχμής φορτίου. Τέλος εξελιγμένοι αισθητήρες σε όλο το δίκτυο καθώς και ένα σύστημα γρήγορης επικοινωνίας κάνουν το όλο σύστημα να λειτουργεί αποτελεσματικά [22].

3.2. Διείσδυση και ενσωμάτωση των ΑΠΕ στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής

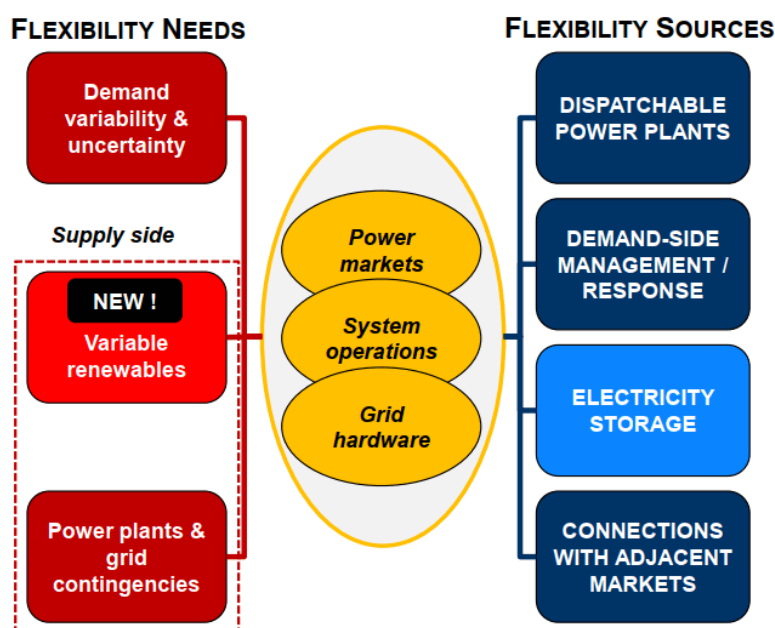
3.2.1. Γενικά

Μέχρι ένα ορισμένο ποσοστό διείσδυσης, η ενσωμάτωση της αιολικής και της ηλιακής ενέργειας στο μείγμα ισχύος μπορεί συνήθως να διαχειριστεί χρησιμοποιώντας υπάρχουσες πηγές. Το όριο εξαρτάται από την τοποθεσία και τα χαρακτηριστικά του συστήματος και κυμαίνεται περίπου μεταξύ 15% και 25% [23], [24], [25].

Καθώς αυξάνεται η διείσδυση της αιολικής και της ηλιακής ενέργειας στα ενεργειακά συστήματα, αυξάνεται και το ενδιαφέρον για την αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας.

Η αποθήκευση επιτρέπει στους συμμετέχοντες να επωφεληθούν από διακυμάνσεις στην αναλογία αιχμής/εκτός αιχμής του υπολειπόμενου φορτίου που προκύπτει από το συνδυασμό χαμηλής ζήτησης και υψηλής μεταβλητής παραγωγής ή υψηλής ζήτησης και χαμηλής παραγωγής. Αυτό, για παράδειγμα, περιστασιακά οδήγησε σε αρνητικές τιμές σε ορισμένες αγορές τα τελευταία χρόνια, δημιουργώντας ευκαιρίες για διαιτησία τιμών [26].

Σε συστήματα που εξαρτώνται σε μεγάλο βαθμό από μεταβλητές ανανεώσιμες πηγές, η αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί να είναι απαραίτητη για τη συμπλήρωση της αποθήκευσης πρωτογενούς ενέργειας και τη διασφάλιση της ασφάλειας εφοδιασμού, βλέπε και Εικόνα 32. Βραχυπρόθεσμα έως μεσοπρόθεσμα, η αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας είναι πιθανό να περιορίζεται σε νησιωτικά συστήματα ή σε απομακρυσμένες κοινότητες, αντικαθιστώντας τις εφεδρικές γεννήτριες ντίζελ. Μακροπρόθεσμα, μπορεί επίσης να χρειαστεί σε μεγαλύτερα συμπλέγματα. Τα έργα προσομοίωσης υπολειπόμενου φορτίου υποδεικνύουν ότι είναι πιθανό να χρειαστεί μακροχρόνια αποθήκευση κατά τις περιόδους πλεονασματικής τροφοδοσίας.



Εικόνα 32: Διαχείριση ευέλικτου συστήματος παραγωγής ενέργειας. Πηγή: [23].

3.2.2. Διατήρηση ασφάλειας ενεργειακών συστημάτων δικτύου και βέλτιστη ροή ισχύος με ΑΠΕ

Με τον όρο ασφάλεια ηλεκτρικού συστήματος αναφερόμαστε στην εξασφάλιση της δυναμικής ισορροπίας συστήματος παραγωγής και φορτίου, δηλαδή στη δυνατότητα παρακολούθησης από το σύστημα παραγωγής των μεταβολών του ηλεκτρικού φορτίου, διατηρώντας την τάση και τη συχνότητα του δικτύου εντός των προδιαγεγραμμένων ορίων.

Η συχνότητα ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας σχετίζεται με τη ζήτηση ενεργού ισχύος από την κατανάλωση, ενώ η τάση ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας σχετίζεται με τη ζήτηση άεργου ισχύος από την κατανάλωση. Στις σχέσεις 3.1 και 3.2 περιγράφονται αναλυτικά οι εξαρτήσεις αυτές.

$$\Delta f = -\frac{\Delta P_L}{P_n} f_n R \quad 3.1$$

$$\Delta Q = E_i \frac{\Delta V}{X_d} \cos \delta - \frac{(\Delta V)^2}{X_d} \quad 3.2$$

Όπου:

Δf : η προκαλούμενη μεταβολή συχνότητας εξαιτίας μεταβολής ενεργού ισχύος

ΔP_L : η μεταβολή ενεργού ισχύος

P_n : η αρχική συνολική παραγωγής ισχύος

f_n : η συχνότητα μόνιμης κατάστασης λειτουργίας

R : ο στατισμός του συστήματος (Ο στατισμός μιας γεννήτριας είναι μία από τις παραμέτρους που ορίζεται στον ελεγκτή πρωτεύουσας ταχύτητας ενός σταθμού παραγωγής (γεννήτρια και στρόβιλος). Είναι ίσος με το πηλίκο της ημιτονοειδούς κατάστασης μεταβολής της συχνότητας του συστήματος και της αντίστοιχης μεταβολής της ισχύος που παράγεται από τη γεννήτρια σαν αποτέλεσμα της δράσης του πρωτεύοντος ρυθμιστή. Αυτός ο αδιάστατος λόγος εκφράζεται γενικά ως ποσοστό).

ΔQ : η μεταβολή άεργου ισχύος

E_i : η τάση διέγερσης γεννήτριας

ΔV : η προκαλούμενη μεταβολή τάσης εξαιτίας μεταβολής άεργου ισχύος

X_d : η επαγωγική αντίδραση γεννήτριας

δ : η γωνία ροπής (ισχύος) γεννήτριας.

Η διατήρηση δυναμικής ασφάλειας σε ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας ουσιαστικά ανάγεται στην εξασφάλιση των απαιτούμενων από την κατανάλωση ροών ενεργού και άεργου ισχύος, με ρυθμούς απόκρισης μεταβολών φορτίου τέτοιους, ώστε οι προκαλούμενες μεταβολές συχνότητας και τάσης, βάσει των σχέσεων 3.1 και 3.2, να

διατηρούνται πάντα εντός των ανεκτών ορίων λειτουργίας των γεννητριών. Ο τρόπος εξασφάλισης της δυναμικής ισορροπίας μεταξύ παραγωγής και φορτίου είναι η διατήρηση στρεφόμενης εφεδρείας ή αποθήκης ενέργειας [24], [25].

3.2.3. Αποθήκευση ενέργειας και ασφάλεια δικτύου με ΑΠΕ

Έχουμε ήδη μιλήσει για την επίδραση των μονάδων μη εγγυημένης παραγωγής στη διατήρηση της ασφάλειας ενός ΣΗΕ. Οι μονάδες αυτές εξαρτώνται από τη διαθεσιμότητα της πρωτογενούς πηγής ισχύος, η οποία είναι μεταβαλλόμενη, όπως πχ συμβαίνει στα αιολικά πάρκα και στους φωτοβολταϊκούς σταθμούς.

Η ασφάλεια ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας απαιτεί τα σχετικά χαμηλά όρια ανοχής που παρουσιάζουν στις μεταβολές τάσης ή συχνότητας του δικτύου. Τα όρια αυτά χαρακτηρίζουν τις ανεμογεννήτριες ως ευαίσθητες γεννήτριες και τις κατατάσσουν πρώτες στη σειρά των γεννητριών που τίθενται εκτός παραγωγής σε περιπτώσεις ανωμαλίας στην τάση ή στη συχνότητα του δικτύου. Τα όρια συχνότητων και τάσης ανοχής των σύγχρονων ανεμογεννητριών παρουσιάζει ο Πίνακας 4.

Διαταραχή	Μεταβολή (%)	Χρονοκαυστέρηση (s)
Υπόταση	90,00	60,0
Υπέρταση	110,00	60,0
Υποσυχνότητα	- 6,00% (47 Hz)	0,2
Υπερσυχνότητα	+ 2,00% (51 Hz)	0,2

Πίνακας 4: Ανοχές ανεμογεννητριών στις διαταραχές τάσης και συχνότητας ηλεκτρικών συστημάτων. Οι τιμές του πίνακα είναι ενδεικτικές, και μπορούν να διαφέρουν ανάλογα με τον κατασκευαστή της γεννήτριας. Νεώτερα μοντέλα ανεμογεννητριών σαφώς παρουσιάζουν βελτιωμένα χαρακτηριστικά, τα οποία, όμως, δεν μπορούν να θεωρηθούν ως ενδεικτικά για την πλειοψηφία των εγκατεστημένων έως σήμερα ανεμογεννητριών. Πηγή: [8]

Μελετώντας π.χ. τα παρακάτω σενάρια, Α και Β, διαταραχής λόγω απώλειας ατομοστροβίλου 25 MW με όμοιο σενάριο απώλειας 80 MW, ισχύουν τα εξής:

- 1η περίπτωση: Σύστημα λειτουργεί σε φορτίο 258 MW με διατήρηση αργής στρεφόμενης εφεδρείας 30 MW και παραγωγή ισχύος από αιολικά πάρκα 80 MW.
- 2η περίπτωση: Το ίδιο σύστημα λειτουργεί στο ίδιο φορτίο και με την ίδια παραγωγή ισχύος από τα αιολικά πάρκα, αλλά με διατήρηση γρήγορης στρεφόμενης εφεδρείας 159 MW.

Και για τις δύο εναλλακτικές περιπτώσεις λειτουργίας μελετώνται δύο διαταραχές:

- Α: απώλεια 80 MW αιολικών πάρκων,
- Β: απώλεια 25 MW ατομοστροβίλου.

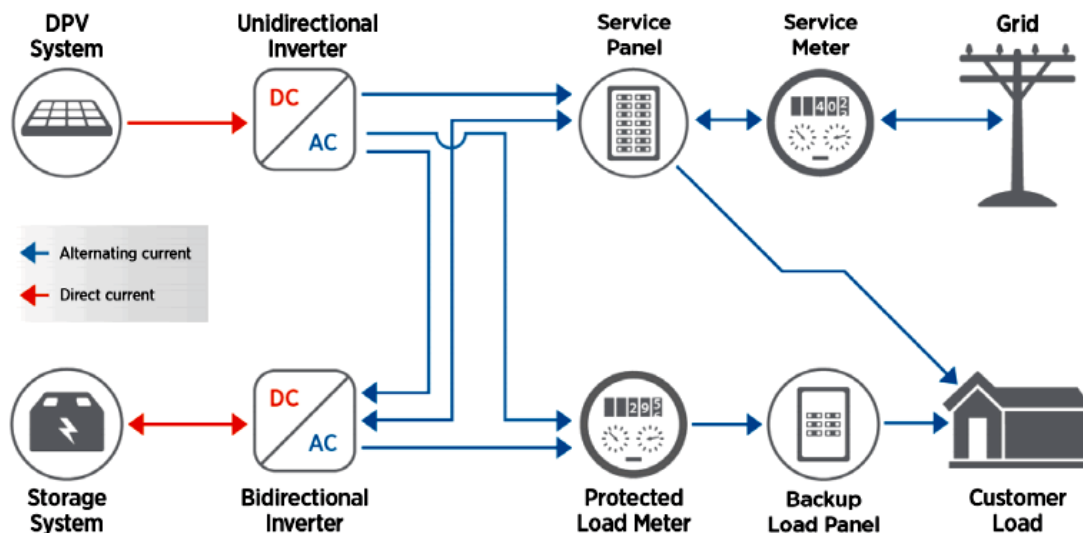
Στην πρώτη περίπτωση λειτουργίας το σύστημα καταρρέει μετά την εμφάνιση και των δύο διαταραχών. Ακόμα και η απώλεια 25MW ατμοστροβίλου, παρόλο που είναι μικρότερη από τα 30 MW της στρεφόμενης εφεδρείας που διατηρείται, οδηγεί σε κατάρρευση του συστήματος εξαιτίας του ότι οι θερμοηλεκτρικές μονάδες στις οποίες βασίζεται η στρεφόμενη εφεδρεία είναι αργές. Στη δεύτερη περίπτωση, η γρήγορη και υψηλή στρεφόμενη εφεδρεία, που διατηρείται επιτρέπει στο σύστημα να ανακάμψει και στις δύο περιπτώσεις εμφάνισης διαταραχών. Είναι, επίσης, αναμενόμενο το ότι η διαταραχή Β, λόγω της χαμηλότερης απώλειας παραγωγής αντιμετωπίζεται ευκολότερα από το σύστημα.

Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας έχουν γνωρίσει ραγδαία ανάπτυξη την τελευταία δεκαετία ωστόσο η εδραίωσή τους ως βασική ενεργειακή επιλογή υποκατάστασης των ορυκτών καυσίμων απαιτεί την εξέλιξη φθηνών λύσεων αποθήκευσης. Όμως βλέπουμε ότι, από τη μια η “διαλείπουσα” παραγωγή ενέργειας από τα φωτοβολταϊκά και τα αιολικά συστήματα (π.χ. δεν παράγεται ηλιακή ενέργεια όταν έχει συννεφιά ή τις βραδινές ώρες και δεν υπάρχει αιολική παραγωγή όταν έχει νηνεμία) και από την άλλη η παραγωγή πλεονάσματος (π.χ. σε περίπτωση πολύ ισχυρών ανέμων) καθιστούν τις επιλογές αποθήκευσης ενέργειας απαραίτητες για την ομαλή διείσδυση και απορρόφηση των ΑΠΕ στο δίκτυο. Λύσεις αποθήκευσης ενέργειας για οικιακά φωτοβολταϊκά συστήματα υπάρχουν και χρησιμοποιούνται. Ωστόσο, μεγάλο στοίχημα παραμένει η ανάπτυξη τέτοιων συστημάτων σε μεγάλη κλίμακα. Αυτή τη στιγμή, η μοναδική λύση αποθήκευσης ενέργειας μεγάλης κλίμακας που χρησιμοποιείται είναι η αντλησιοταμίευση, ή αντίστροφα υδροηλεκτρικά, η οποία όμως συνεπάγεται αρκετά υψηλό κόστος, αλλά και ειδικές συνθήκες γεωμορφολογίας (νερά, υδροηλεκτρικές μονάδες, λεκάνες αποθήκευσης) [24], [25], [11].

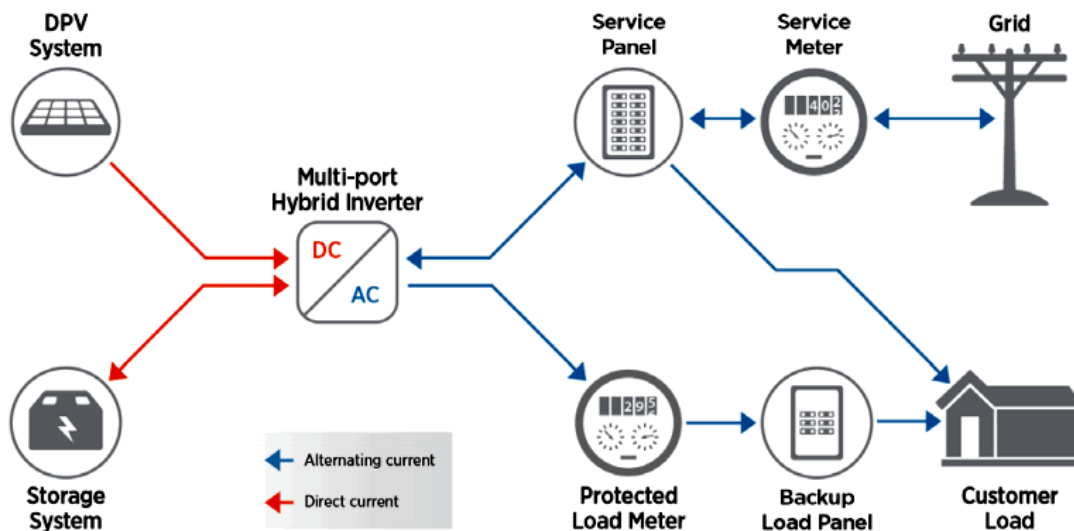
3.3. Αποθήκευση ενέργειας (EES) σε διανεμημένα έξυπνα δίκτυα

3.3.1. Τεχνικές προδιαγραφές διεσπαρμένων ΦΒ με αποθήκες ενέργειας

Σε αυτά τα συστήματα έχει μεγάλη σημασία σε ποιο σημείο γίνεται η σύζευξη του υβριδικού συστήματος με την AC ή DC σύνδεση. Στην AC σύζευξη, οι μπαταρίες και οι inverters έχουν ξεχωριστούς inverters, ενώ στην DC σύζευξη μοιράζονται τον ίδιο Inverter. Στην DC σύζευξη, ο Inverter επιτρέπει την φόρτιση των μπαταριών και από το ΦΒ και από το δίκτυο. Αντίστοιχα παραδείγματα φαίνονται στην Εικόνα 33 και στην Εικόνα 34.



Εικόνα 33: Παράδειγμα AC σύζευξης ΦΒ με αποθήκη μπαταρίας, με διαθέσιμο backup. Πηγή: [23].



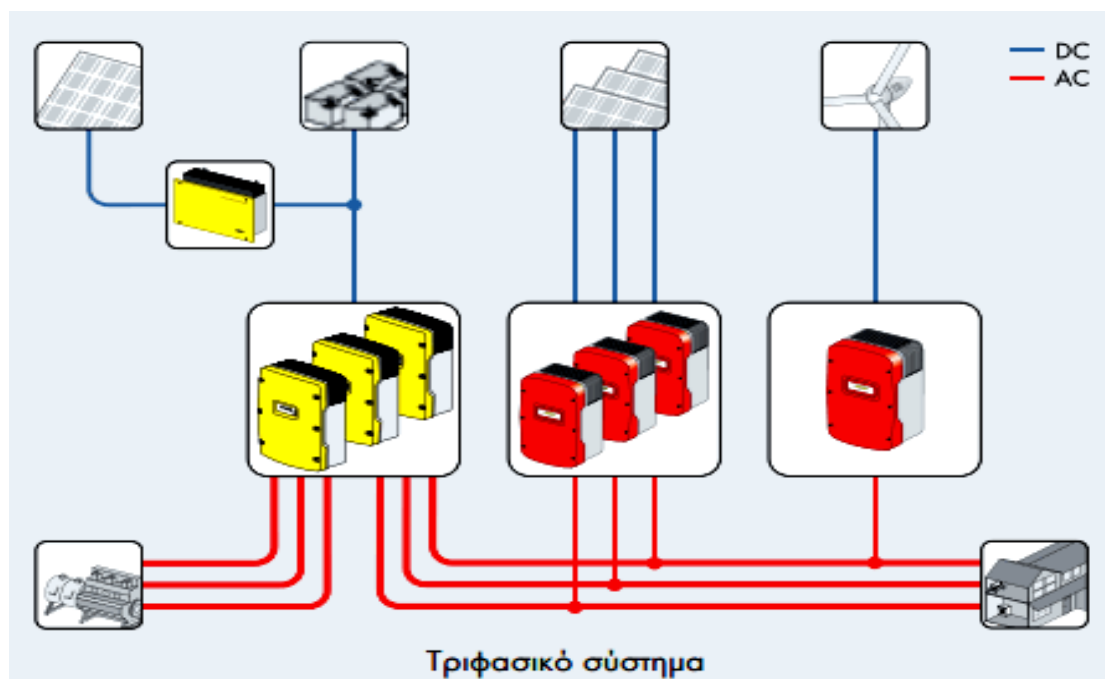
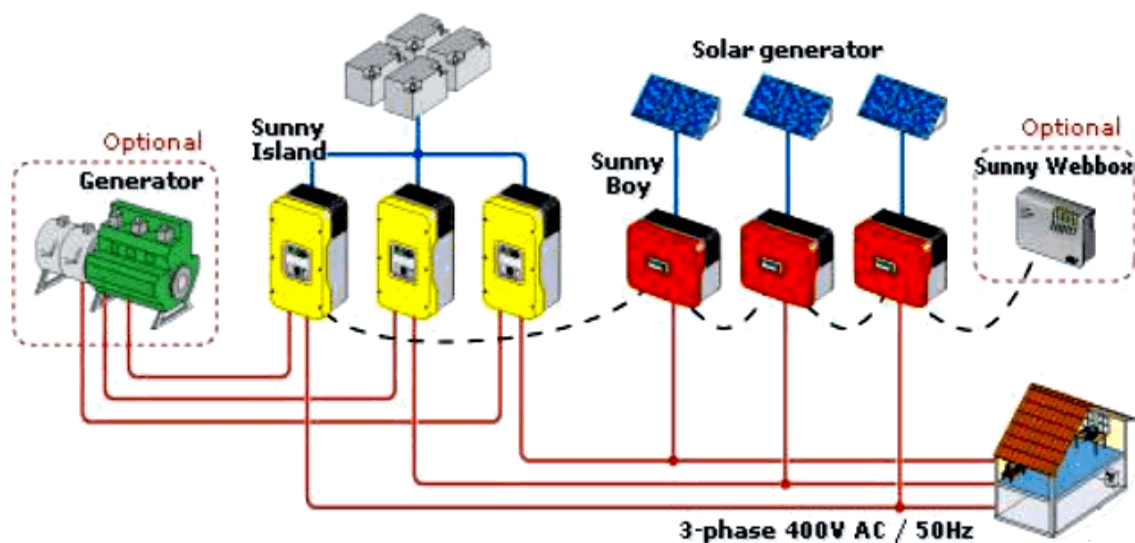
Εικόνα 34: Παράδειγμα DC σύζευξης ΦΒ με αποθήκη μπαταρίας, με διαθέσιμο backup. Πηγή: [23].

Ανεξάρτητα από τον τρόπο σύζευξης των ΦΒ στο δίκτυο, είναι απαραίτητη ένα ειδικό backup Load panel, για να συνδέει τον καταναλωτή με το ΦΒ και τις μπαταρίες σε περίπτωση πτώσης του δικτύου, χωρίς να συνδέεται και το υπόλοιπο δίκτυο, αντικαθιστώντας την τεχνική υποστήριξη εκπαιδευμένου προσωπικού.

3.3.2. Παράδειγμα σύζευξης ΦΒ

3.3.2.1. Αρχιτεκτονική σύνδεσης ΦΒ στον AC ζυγό

Όταν η σύζευξη των ΦΒ γίνεται στον DC ζυγό, οι μετατροπείς είναι κοινói για συσσωρευτές, και ΦΒ. Η Εικόνα 35 δείχνει σχηματικά τη λύση που προτάθηκε για το νησί της Γαύδου το 2014 [27], που αναφέρεται σε AC σύζευξη.



Εικόνα 35: Υλοποίηση συνδεδεμένων ΦΒ στον AC ζυγό, με δυνατότητα εκφόρτισης μπαταριών με off grid μετατροπείς με/χωρίς δυνατότητα φόρτισης από τα ΦΒ. Πηγή: [27].

3.3.2.2. Επιλογή κυτίου σύνδεσης των πολλών παράλληλων τριφασικών μονάδων από κατευθείαν σύνδεση ΦΒ σε AC ζυγό.

Σε συνέχεια της λύσης που παρουσιάζει η εργασία [27], παρουσιάζουμε στη συνέχεια την επιλογή και τη σύνδεση κυτίου σύνδεσης των πολλών παράλληλων τριφασικών μονάδων από κατευθείαν σύνδεση ΦΒ σε AC ζυγό, σύμφωνα με τις προδιαγραφές της κατασκευάστριας εταιρείας SMA.



AC source in stand-alone grid (e.g. PV inverter)

Επιλογή προδιαγραφών και πλήθους ΦΒ Μετατροπέων και αντιστροφέων Η επιλογή του μοντέλου γίνεται με κριτήριο να μπορεί να τροφοδοτήσει και άεργη ισχύ.



Off-grid inverter

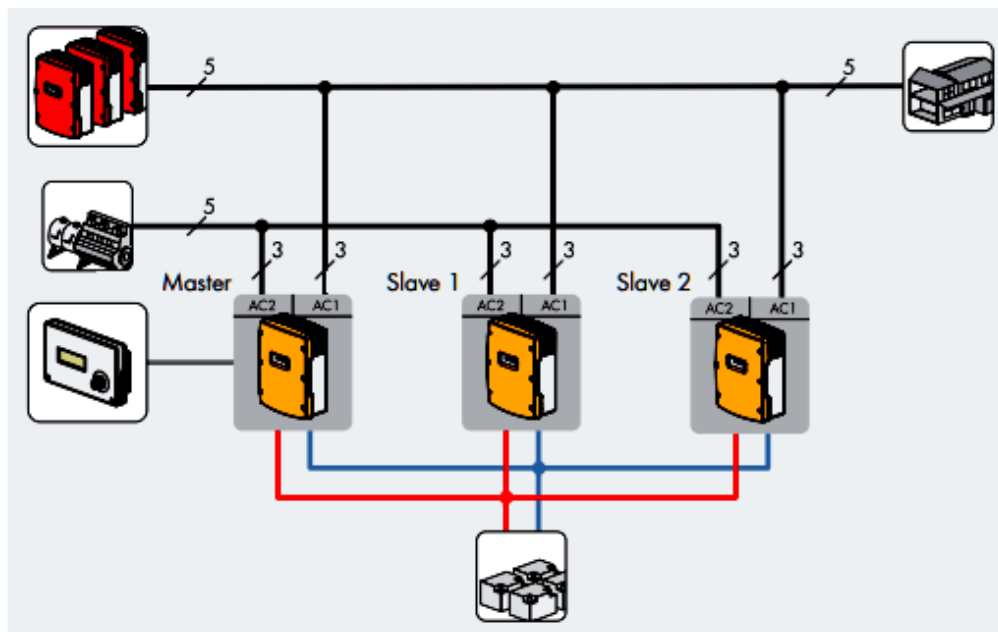
Ο μετατροπέας πρέπει να είναι διαμορφωμένος με IGBT μετατροπέα συχνότητας, οπότε δύναται να **λειτουργεί και επικουρικά για την παραγωγή μόνο άεργης ισχύος**, σημαντικό για μικρό οικισμό, όπου το σύστημα είναι ασθενές.

Επιλέγεται μοντέλο που να διαθέτει:

- σύστημα για αποτελεσματική διαχείριση του φορτίου,
- σύστημα για αποτελεσματική ρύθμιση διαδικασιών φόρτισης – εκφόρτισης των συσσωρευτών ενέργειας,
- παρακολούθηση συχνότητας που όταν μετρά αύξηση της συχνότητας να δίνει εντολή για φόρτιση μπαταριών, όταν μετρά μείωση συχνότητας να δίνει εντολή εκκίνηση της συμβατικής γεννήτριας Diesel genset για να καλύπτει το φορτίο.

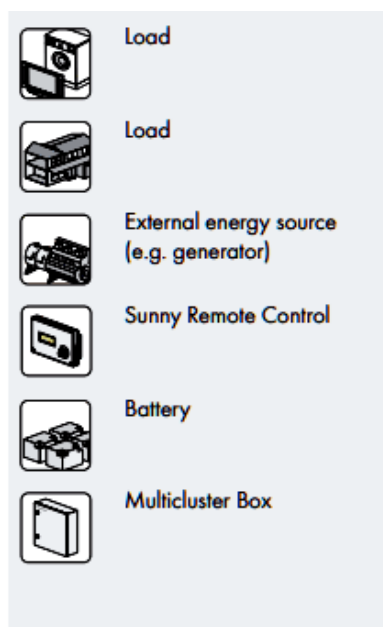
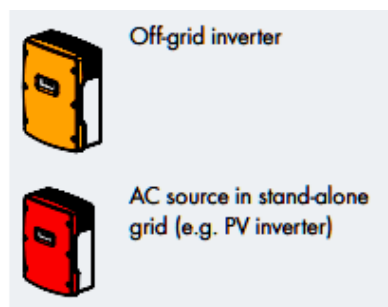
Η επιλογή του μοντέλου γίνεται με κριτήριο αν μπορεί να τροφοδοτήσει άεργη ισχύ, η μέγιστη τάση του μετατροπέα να είναι ικανή να υποστηρίξει τάση συστοιχίας που προκύπτει από τα ΦΒ (max τάσης και max ισχύος). Η **επιλογή προδιαγραφών αντιστροφέα VFD** (Μεταβλητής Συχνότητας Μετάδοσης) επιτρέπει έναρξη ελέγχου εκκίνησης και σε πολύ χαμηλές ταχύτητες.

Στην Εικόνα 36 δείχνεται η αρχιτεκτονική σύνδεσης των off grid inverter διασύνδεσης μπαταριών με τους inverter των ΦΒ στον AC ζυγό, σύμφωνα με τις προδιαγραφές της κατασκευάστριας εταιρείας SMA.



LEGEND

	3-phase L1, L2, L3, N, PE
	1-phase L, N, PE
	DC +
	DC -
	Communication



Εικόνα 36: Η αρχιτεκτονική σύνδεσης των off grid inverter διασύνδεσης μπαταριών με τους inverter των ΦΒ στον AC ζυγό, σύμφωνα με τις προδιαγραφές της κατασκευάστριας εταιρείας SMA.

Κεφάλαιο 4

Υβριδικοί σταθμοί και οικονομικοί δείκτες αξιολόγησής τους

4.1. Γενικά

Από το 2006 έως σήμερα, ως Υβριδικός Σταθμός ορίζεται, σύμφωνα με το Άρθρο 2, παρ. 25 του Ν. 3468/2006, κάθε σταθμός παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που χρησιμοποιεί μία τουλάχιστον μορφή ΑΠΕ, όπως αυτές ορίζονται στο Άρθρο 2, και διαθέτει μέσο αποθήκευσης ενέργειας, εφόσον η συνολική ενέργεια που απορροφά από το Δίκτυο, σε ετήσια βάση, δεν υπερβαίνει το 30% της συνολικής ενέργειας που καταναλώνεται για την πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης του σταθμού αυτού [28]. Επίσης, η μέγιστη ισχύς παραγωγής των μονάδων ΑΠΕ του Υβριδικού Σταθμού δεν υπερβαίνει την εγκατεστημένη ισχύ των μονάδων αποθήκευσης του σταθμού αυτού, προσαυξημένη κατά ποσοστό μέχρι 20%. Για την πλήρωση του παραπάνω όρου λαμβάνονται υπόψη μόνο οι μονάδες ΑΠΕ που συνδέονται στο Δίκτυο των ΜΔΝ. Οι μονάδες ΑΠΕ του Υβριδικού Σταθμού που δε συνδέονται στο Δίκτυο ούτε λειτουργούν παράλληλα με αυτό και τροφοδοτούν απ' ευθείας τις αποθηκευτικές μονάδες του Υβριδικού Σταθμού δεν εμπίπτουν στον παραπάνω περιορισμό [29].

Η φιλοσοφία των υβριδικών σταθμών βασίζεται στη συνδυασμένη λειτουργία των μονάδων ΑΠΕ και των μονάδων αποθήκευσης και η μορφή τους μπορεί να ακολουθεί μια από τις ακόλουθες περιπτώσεις:

1. Μέσω των μονάδων αποθήκευσης είναι δυνατή η αποθήκευση ενέργειας, όταν η παραγωγή ισχύος από τις μονάδες μη εγγυημένης παραγωγής είναι μεγαλύτερη από τη ζήτηση ισχύος.
2. Η αποθηκευμένη ενέργεια μπορεί να αποδοθεί στην κατανάλωση τις χρονικές στιγμές που η ζήτηση ισχύος είναι μεγαλύτερη από τη διαθεσιμότητα παραγωγής ισχύος από τις μονάδες μη εγγυημένης παραγωγής.

Η επιλογή της μονάδας αποθήκευσης ενέργειας για τους μικρούς υβριδικούς σταθμούς είναι εξαιρετικά σημαντική. Προκειμένου η μονάδα αποθήκευσης να συμβάλλει, κατά το δυνατόν, στους στόχους του υβριδικού σταθμού θα πρέπει να:

1. Διαθέτει, κατά το δυνατό μεγάλη αποθηκευτική ικανότητα.
2. Είναι δυνατή η προμήθεια και η λειτουργία της με χαμηλό κόστος.
3. Να χαρακτηρίζεται από υψηλή απόκριση στις απαιτήσεις της ζήτησης και στις διακυμάνσεις του φορτίου.

4.2. Μέγεθος ζήτησης

Είναι σκόπιμο πριν συνεχίσουμε να αναφερθούμε στο θέμα του χαρακτηρισμού του μεγέθους ζήτησης ως: μικρή, σχετικά μικρή, μεγάλη, ένεκα που ανάλογα καθορίζονται και οι προδιαγραφές των σταθμών ενέργειας που εξυπηρετούν αυτές τις ζητήσεις.

Προκειμένου να έχουμε μια αίσθηση του μεγέθους ζήτησης σε σχέση με τους κατοίκους μιας περιοχής, πρέπει καταρχήν να θεωρούμε ότι:

- Ζήτηση ισχύος 1MW χαρακτηρίζεται ως μικρή ζήτηση και εμφανίζεται σε μικρούς οικισμούς, με πληθυσμό κάτω των 500 κατοίκων.
- Ζήτηση ισχύος 3MW χαρακτηρίζεται ως σχετικά μεγάλη ζήτηση, εμφανίζεται δε σε μικρούς οικισμούς, με πληθυσμό από 1.000 έως 1.500 κατοίκους.

Γενικά, μια μονάδα αποθήκευσης ενέργειας **συστοιχιών ηλεκτροχημικών συσσωρευτών** ενδείκνυται στην περίπτωση σταθμών μικρού μεγέθους, δηλαδή $< 1\text{MW}$, αλλά η ίδια κρίνεται ανεπαρκής, από τεχνικής και οικονομικής άποψης, για ένα σταθμό μεγάλου μεγέθους, για παράδειγμα $>3\text{MW}$.

Μια μονάδα αποθήκευσης ενέργειας **αναστρέψιμου υδροηλεκτρικού**, είναι ιδανική για ένα σταθμό μεγάλου μεγέθους ($>3\text{MW}$) και είναι μάλλον αντιοικονομική στην περίπτωση ενός μικρού υβριδικού σταθμού ($< 1\text{MW}$).

Οι ενδιάμεσες ζητήσεις, από 1 έως 3 MW μπορεί να μελετηθούν κατά περίπτωση προκειμένου να αποφασιστεί ποια είναι η πλέον συμφέρουσα τεχνολογία αποθήκευσης ενέργειας μέσω υβριδικού σταθμού για αν εξυπηρετηθούν αποτελεσματικά.

Μία ακόμα κατηγορία υβριδικών σταθμών, αφορά εκείνους του πολύ μικρού μεγέθους, με ισχύς όχι μεγαλύτερη από 100kW. Τέτοιου μεγέθους ζήτηση ισχύος συνήθως εμφανίζουν απομονωμένες και μη διασυνδεδεμένες στο δίκτυο παροχής ηλεκτρικής ενέργειας εγκαταστάσεις, όπως κτηνοτροφικές μονάδες, μονάδες αφαλάτωσης, βιολογικοί καθαρισμοί, πολύ μικροί απομονωμένοι ορεινοί ή νησιωτικοί οικισμοί, όπως η Γαύδος, και τα Αντικύθηρα. Σε τέτοιες περιπτώσεις, οι τεχνολογίες μονάδων βάσης και μονάδων αποθήκευσης που μπορούν να χρησιμοποιηθούν είναι επίσης δεδομένες, κατ'αντιστοιχία με τους υβριδικούς σταθμούς μεγάλου μεγέθους [24], [25]. Ένας υβριδικός σταθμός μεγάλου μεγέθους μπορεί να εντάσσεται σε ένα σύστημα με σκοπό:

- Τη διαρκή κάλυψη της ζήτησης ισχύος, καθόλη τη διάρκεια ενός εικοσιτετράωρου, αποσκοπώντας στην 100% ετήσια κάλυψη της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας στο ΣΗΕ, για ΣΗΕ μικρού και μεσαίου μεγέθους με ζήτηση ισχύος από 3 έως 10MW.
- Την κάλυψη της ζήτησης ισχύος κατά συγκεκριμένα χρονικά διαστήματα εντός του εικοσιτετράωρου. Τα χρονικά διαστήματα αυτά περιέχουν, συνήθως, τις αιχμές ζήτησης ισχύος, αποθηκεύοντας ενέργεια όχι από τις θερμοηλεκτρικές μονάδες βάσης, αλλά από τις μονάδες ΑΠΕ από τις οποίες συνοδεύεται, για ΣΗΕ με ζήτηση ισχύος μεγαλύτερη των 10MW.

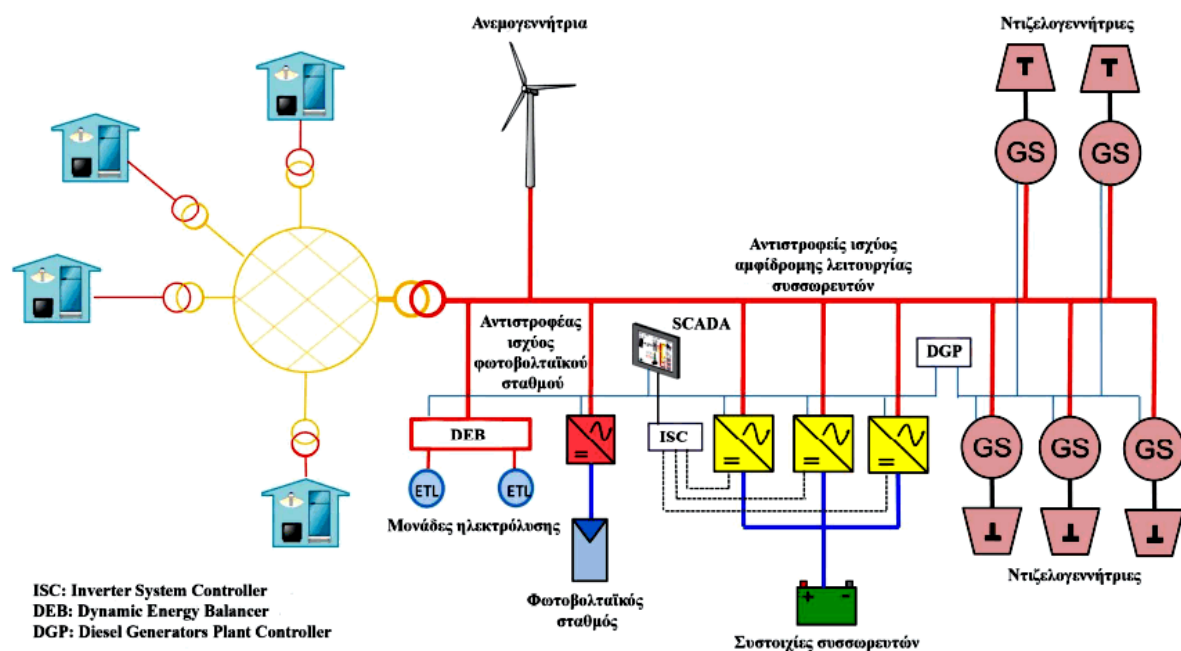
4.3. Υβριδικοί σταθμοί μικρού μεγέθους (100 kW έως 1 MW για μικρά νησιά)

Υβριδικοί σταθμοί μικρού μεγέθους (από 100kW έως 1 MW) εντάσσονται σε ΣΗΕ, σε πολύ μικρά νησιά με πληθυσμό της τάξης των μερικών εκατοντάδων μόνιμων κατοίκων, βλέπε σχηματικό διάγραμμα στην. Παρόλο που, θεωρητικά, ένας υβριδικός σταθμός μικρού μεγέθους μπορεί να εντάσσεται σε ένα σύστημα είτε για 100% κάλυψη ζήτησης ισχύος είτε για απαλοιφή αιχμών ισχύος, συνήθως εισάγεται με την πρώτη φιλοσοφία λειτουργίας, δηλαδή για 100% κάλυψη της ζήτησης ισχύος [8]. Τούτο προκύπτει εξαιτίας των ακόλουθων δεδομένων:

- Σε μικρά συστήματα ισχύος το μέγεθος της ζήτησης ισχύος είναι τέτοιο, που επιτρέπει τη συνεχή παραγωγή ισχύος και την 100% κάλυψη των ετήσιων αναγκών σε ηλεκτρική ενέργεια εύκολα, χωρίς να απαιτούνται εγκαταστάσεις μεγάλης έκτασης ή πολύπλοκα και ογκώδη τεχνικά έργα.
- Στις περιπτώσεις μικρών υβριδικών σταθμών, το υψηλό συγκριτικά κόστος προμήθειας των ηλεκτροχημικών συσσωρευτών αποσβένεται με την κατά το δυνατό μεγιστοποίηση της παραγωγής.

Η βελτιστοποίηση προσεγγίζεται με τη συνεχή λειτουργία των υβριδικών σταθμών καθ' όλη τη διάρκεια του εικοσιτετράωρου και όχι με τον περιορισμό της μόνο στις ώρες αιχμής [8].

Σε μικρά συστήματα ισχύος πρακτικά δεν υπάρχει διάκριση ανάμεσα σε θερμοηλεκτρικές μονάδες βάσης και αιχμής. Συνήθως σε τέτοια συστήματα οι θερμοηλεκτρικοί σταθμοί εξοπλίζονται αποκλειστικά με γεννήτριες ντίζελ. Συνεπώς, δεδομένης της απουσίας ακριβών μονάδων αιχμής (αεριοστροβίλων), δεν υπάρχει διαφορά στο ειδικό κόστος παραγωγής ανάμεσα σε περιόδους χαμηλής ζήτησης ισχύος και σε περιόδους αιχμής ζήτησης. Άρα δεν υπάρχει κάποια τεχνική ή οικονομική σκοπιμότητα για αντικατάσταση της παραγωγής των θερμοηλεκτρικών μονάδων μόνο κατά τις ώρες αιχμής [29], [8].



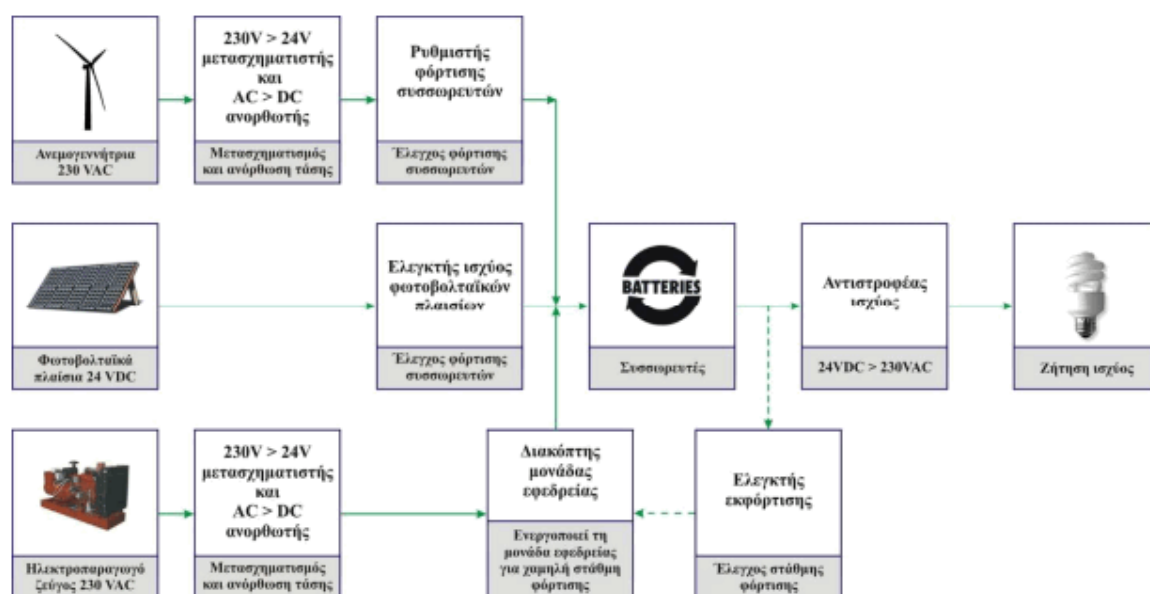
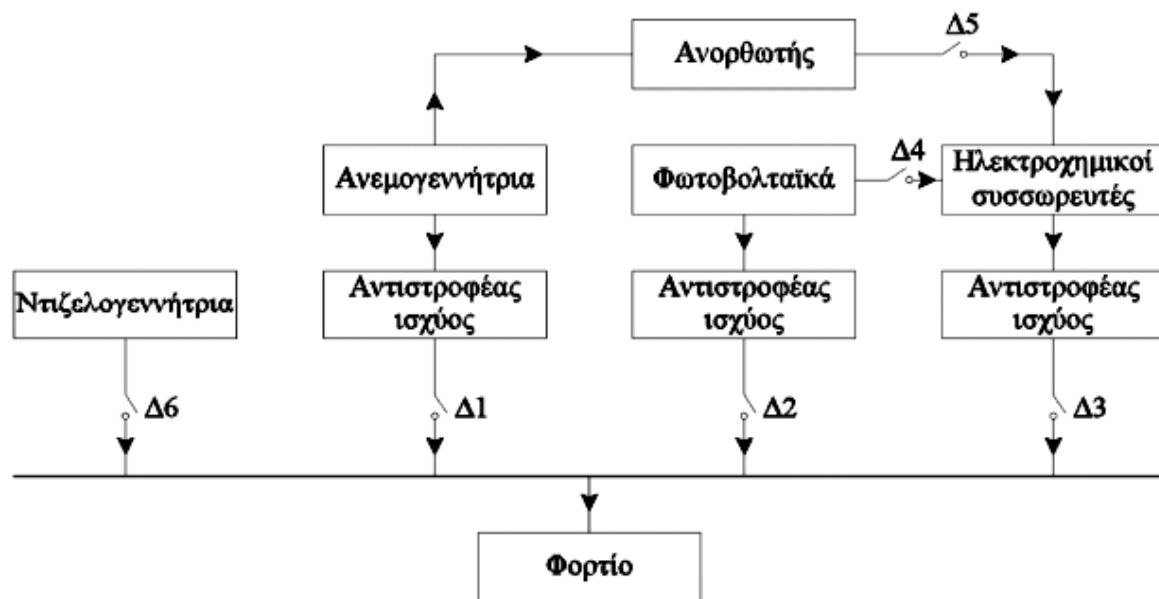
Εικόνα 37: Μονογραμμικό διάγραμμα μικρού υβριδικού σταθμού ηλεκτρικής ενέργειας (100 kW έως 1 MW). Πηγή [30].

Στα μικρά υβριδικά, παρατηρείται ότι όλες οι μονάδες παραγωγής (μονάδες ΑΠΕ και μονάδες εφεδρείας), οι μονάδες αποθήκευσης και η ζήτηση ισχύος είναι διασυνδεδεμένες μεταξύ τους στον ίδιο ζυγό, προκειμένου η έγχυση ισχύος να προκύπτει ακαριαία και αυτόματα πάντα προς τη ζήτηση ισχύος, στην περίπτωση εμφάνισης πτώσης τάσης. Δεδομένης της ηλεκτρολογικής διασύνδεσης όλων των μονάδων παραγωγής και αποθήκευσης σε ένα κοινό ζυγό και της δυνατότητας άμεσης έγχυσης ισχύος από τους συσσωρευτές, η απευθείας διείσδυση των μονάδων ΑΠΕ μπορεί να ανέλθει έως 100% [8]. **Το σύστημα θεωρείται ασφαλές, αν διατηρείται πάντα ένα μέγιστο βάθος εκφόρτισης των συσσωρευτών που δεν υπερβαίνει το 60%.**

Υπό αυτή την προϋπόθεση, θα υπάρχει πάντα διαθέσιμη αποθηκευμένη ενέργεια στους συσσωρευτές, ικανή να καλύψει τη ζήτηση ισχύος σε περίπτωση συμβάντος απότομης απώλειας παραγωγής από τις μονάδες ΑΠΕ και για το χρονικό διάστημα που απαιτείται έως την ένταξη των μονάδων εφεδρείας.

4.4. Υβριδικοί σταθμοί πολύ μικρού μεγέθους (έως 200 kW).

Οι υβριδικοί σταθμοί πολύ μικρού μεγέθους (ισχύος έως 200 kW) βρίσκουν συνήθως εφαρμογές σε διεσπαρμένες καταναλώσεις, όπως μη διασυνδεδεμένες κατοικίες, κτηνοτροφικές μονάδες, μονάδες αφαλάτωσης, βιολογικούς καθαρισμούς, πολύ μικρούς απομονωμένους ορεινούς ή νησιωτικούς οικισμούς, έργα αφαλάτωσης κ.λπ. Οι καταναλωτές αυτού του τύπου είναι συχνά μη διασυνδεδεμένοι σε κάποιο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας [8].



Εικόνα 38: Μονογραμμικά διαγράμματα πολύ μικρού υβριδικού σταθμού ηλεκτρικής ενέργειας (έως 100 kW). Πηγή: [30]

Αυτές οι συνθήκες αλλάζουν τη σχεδίαση και τον τρόπο λειτουργίας των υβριδικών σταθμών πολύ μικρού μεγέθους, άρα και ο αλγόριθμος λειτουργίας και η διαστασιολόγηση των υβριδικών σταθμών μικρού μεγέθους διαφοροποιούνται με τα όσα αναφέρθηκαν στις προηγούμενες περιπτώσεις. Συνήθως, σε έναν υβριδικό σταθμό πολύ μικρού μεγέθους μπορούν να χρησιμοποιηθούν οι εξής τεχνολογίες:

- Μονάδες ΑΠΕ: μικρές ανεμογεννήτριες (συνήθως μία) και φωτοβολταϊκά πλαίσια,
- Μονάδες αποθήκευσης: ηλεκτροχημικοί συσσωρευτές, με επικρατέστερους, για λόγους κόστους, τους συσσωρευτές οξέος μολύβδου,
- Μονάδες εφεδρείας: συνήθως μία μικρή ντιζελογεννήτρια (ηλεκτροπαραγωγό ζεύγος)

4.5. Κριτήρια βελτιστοποίησης διαστασιολόγησης υβριδικών σταθμών

Η βελτιστοποίηση διαστασιολόγησης των υβριδικών σταθμών αφορά σε όλα ανεξαρτήτως τα στοιχεία που τον συνιστούν. Επιτυγχάνεται με την επαναληπτική εκτέλεση **προσομοίωσης** αλγόριθμων λειτουργίας του, λαμβάνοντας υπόψη μια συνάρτηση κόστους στην οποία συμμετέχουν ποικίλοι ενεργειακοί και οικονομικοί όροι, με διάφορα βάρη. Η συνάρτηση κόστους αφορά στις ονομαστικές τιμές των βασικών στοιχείων του υβριδικού σταθμού, το κόστος επένδυσης, το κόστος συντήρησης, κ.λπ. Επιλέγεται μία ανεξάρτητη μεταβλητή σχεδιασμού, ενώ οι υπόλοιπες προκύπτουν υπολογιστικά μέσω της εκτέλεσης της προσομοίωσης λειτουργίας [31] [8].

Η ενεργειακή βελτιστοποίηση υβριδικών σταθμών αποσκοπεί σαφώς στη μεγιστοποίηση της ετήσιας ποσοστιαίας συμβολής των μονάδων ΑΠΕ στην κάλυψη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, χωρίς όμως τούτη να συνδυάζεται με απαράδεκτα υψηλά ετήσια ποσά απόρριψης ενέργειας. Η υψηλή απόρριψη ενέργειας ουσιαστικά προδίδει την λανθασμένη εγκατάσταση υπερβολικά μεγάλης ισχύος μονάδων ΑΠΕ και την επιλογή δυσανάλογα μικρής χωρητικότητας για τις μονάδες αποθήκευσης [8]. Η οικονομική βελτιστοποίηση αφορά επενδυτικούς δείκτες, όπως:

1. Την καθαρή παρούσα αξία (net present value - NPV),
2. Τον εσωτερικό βαθμό απόδοσης (internal rate of return - IRR),
3. Το Σταθμισμένο Κόστος Ενέργειας (Levelised Cost of Energy - LCOE), για τη σύγκριση εναλλακτικών επενδύσεων διαφορετικής κλίμακας και χρονικού ορίζοντα.
4. Την άτοκη και έντοκη περίοδο αποπληρωμής και
5. Την απόδοση του συνόλου της επένδυσης ή των ιδίων κεφαλαίων (return on investment ROI και return on equity ROE).

4.6. Οικονομικοί δείκτες

Στην ενότητα αυτή θα μας απασχολήσει ο ορισμός μερικών κύριων επενδυτικών δεικτών προκειμένου να κατανοούμε και να διενεργούμε την βελτιστοποίηση διαστασιολόγησης και λειτουργίας του εκάστοτε έργου [8], [32].

Ο υπολογισμός των επενδυτικών δεικτών ενός έργου εκτελείται πάντα ως προς τη ροή των ετήσιων καθαρών κερδών. Η μελέτη βελτιστοποίησης των επενδυτικών δεικτών, αφορά στη μεγιστοποίηση των δεικτών NPV, IRR, ROI, ROE και στην ελαχιστοποίηση των περιόδων αποπληρωμής.

Οι πιο αντιπροσωπευτικοί από αυτούς τους δείκτες, οι οποίοι προτείνεται [8], [32] να χρησιμοποιούνται για την αξιολόγηση των διαφόρων επενδύσεων, είναι ο IRR και η NPV.

4.6.1. Καθαρή παρούσα αξία (NPV)

Η καθαρή παρούσα αξία εκφράζει τα αθροιστικά καθαρά κέρδη που θα αφήσει το έργο σε ένα σύνολο ετών λειτουργίας, ανηγμένων στην παρούσα αξία. Η αξιολόγηση μιας επένδυσης με βάση την καθαρή παρούσα αξία προϋποθέτει τη γνώση και του ύψους της επένδυσης.

$$NPV = \sum_{t=1}^N \left(\frac{K_t}{(1+k)^t} \right) - AK + \frac{YA_N}{(1+k)^N} \quad 4.1$$

Όπου

K_t τα καθαρά κέρδη του έργου κατά το έτος t (καθαρή ταμειακή ροή),

k η ελάχιστη απαιτούμενη απόδοση των κεφαλαίων που επενδύονται (το επιτόκιο αναγωγής)

N η διάρκεια για την οποία γίνεται η οικονομική αξιολόγηση σε έτη

AK το κόστος της επένδυσης

YA_N η υπολειμματική αξία της επένδυσης στο N -οστό έτος

Στην παραπάνω σχέση, αν αντί του συνολικού αρχικού κεφαλαίου της επένδυσης AK εισαχθεί η ίδια συμμετοχή IK του επενδυτή στο χρηματοδοτικό σχήμα, τότε η καθαρή παρούσα αξία ορίζεται ως προς τα ίδια κεφάλαια της επένδυσης.

Ο υπολογισμός της καθαρής παρούσας αξίας μπορεί να γίνει είτε με τη μέθοδο των σταθερών τιμών είτε με τη μέθοδο των τρεχουσών τιμών.

4.6.1.1. Υπολογισμός NPV με τη μέθοδο των σταθερών τιμών

Με τη μέθοδο αυτή [8], [32], για τον υπολογισμό των καθαρών ταμειακών ροών K , των διαφόρων ετών, χρησιμοποιούνται οι τιμές του πρώτου έτους αξιολόγησης και γίνεται η θεώρηση ότι τόσο οι εκροές όσο και οι εισροές δε μεταβάλλονται με τον πληθωρισμό κατά τη διάρκεια ζωής της επένδυσης. Σε αυτή την περίπτωση, τόσο για το επιτόκιο αναγωγής όσο και για το επιτόκιο δανεισμού δεν πρέπει να χρησιμοποιούνται οι ονομαστικές τιμές, αλλά οι αποπληθωρισμένες, δηλαδή το πραγματικό επιτόκιο αναγωγής και το πραγματικό επιτόκιο δανεισμού. Η σχέση μεταξύ ονομαστικών και πραγματικών επιτοκίων υπό την επίδραση του πληθωρισμού είναι:

$$k_r = \frac{k_n - ir}{1 + ir} \quad 4.2$$

Όπου:

k_r Κ_ρ το πραγματικό επιτόκιο

k_n το ονομαστικό επιτόκιο

ir ο ρυθμός πληθωρισμού

4.6.1.2. Υπολογισμός NPV με τη μέθοδο των τρεχουσών τιμών

Με τη μέθοδο αυτή [8], [32] (η οποία και προτείνεται ως καλύτερη για χρήση έναντι της προηγούμενης), ο υπολογισμός των καθαρών ταμειακών ροών K πραγματοποιείται με τη μέθοδο των τρεχουσών τιμών, δηλαδή τα οικονομικά μεγέθη εκφράζονται σε αξίες του έτους στο οποίο πραγματοποιούνται, χρησιμοποιώντας για τα επιμέρους μεγέθη (π.χ. τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας, κόστος μισθοδοσίας, κ.λπ.) τους σχετικούς δείκτες πληθωρισμού. Σε αυτή την περίπτωση θα πρέπει να δηλώνεται σαφώς ο δείκτης πληθωρισμού που έχει χρησιμοποιηθεί και όταν χρησιμοποιούνται καθαρές ταμειακές ροές εκφραζόμενες σε τρέχουσες τιμές θα πρέπει και τα επιτόκια της αξιολόγησης (αναγωγής και δανεισμού) να εκφράζονται σε τρέχουσες τιμές, δηλαδή να χρησιμοποιούνται τα ονομαστικά επιτόκια.

$$NPV = \sum_{t=1}^N \left(\frac{K_t}{(1+k_{Eq})^t} \right) - AK_{o,Eq} + \frac{YA_N}{(1+k_{Eq})^N} \quad 4.3$$

Όπου:

$AK_{o,Eq}$ είναι τα ίδια κεφάλαια της επένδυσης, ως τιμή του $AK_{o,Eq}$ τίθεται το σύνολο της επένδυσης όταν στην επένδυση δεν συμμετέχουν επιπλέον κεφάλαια πέραν των ιδίων.

K_t η καθαρή ταμειακή ροή κάθε έτους,

k_{Eq} το επιτόκιο αναγωγής, που εκφράζει την επιθυμητή απόδοση των ιδίων κεφαλαίων,

YA_N η υπολειμματική αξία της επένδυσης στο N -οστό έτος,

N η διάρκεια της επένδυσης σε έτη.

Εάν εξετάζονται σε συνδυασμό περισσότερα του ενός εναλλακτικά επενδυτικά σχέδια, **επιλέγεται εκείνο που έχει την μεγαλύτερη NPV**, με την προϋπόθεση η διάρκεια ζωής όλων των σχεδίων να είναι η ίδια. Γενικά ισχύει:

1. Τιμή $NPV > 0$, σημαίνει επιλογή του επενδυτικού σχεδίου,
2. Τιμή $NPV < 0$, σημαίνει απόρριψη του επενδυτικού σχεδίου,
3. Στην περίπτωση που $NPV = 0$ υπάρχει αδιαφορία του επενδυτή ως προς την αποδοχή ή την απόρριψη του επενδυτικού σχεδίου (οριακή κατάσταση).

4.6.1.3. Υπολογισμός ταμειακής ροής σταθμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας

Η **καθαρή ταμειακή ροή K** και το NPV διαφοροποιούνται εάν οι υπολογισμοί γίνονται ως προς το σύνολο της επένδυσης ή ως προς τα ίδια κεφάλαια της επένδυσης [8], [32]. Στην περίπτωση αξιολόγησης ως προς τα ίδια κεφάλαια, ο επενδυτής λαμβάνει ως επιτόκιο αναγωγής για τον υπολογισμό της NPV την ελάχιστη απόδοση που κρίνει ικανοποιητική για τα ίδια κεφάλαιά του. Από την άλλη πλευρά, μπορεί να αξιολογηθεί κάποια επένδυση στο σύνολό της (και να συγκριθεί π.χ. με άλλη, είτε από την ίδια επιχείρηση, είτε από άλλον

φορέα). Σε αυτή την περίπτωση ως επιτόκιο αναγωγής λαμβάνεται το μέσο σταθμισμένο κόστος του συνολικού επενδυόμενου κεφαλαίου, που συντίθεται από το κόστος των ιδίων και των δανειακών κεφαλαίων της επιχείρησης.

$$K_t = E_t - \Delta\Delta_t - \Phi_t - \Delta\Delta_t = E_t - \Delta\Delta_t - \Phi_t - T_t - X_t \quad 4.4$$

Όπου:

E_t : Τα έσοδα από την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας.

$\Delta\Delta_t$: Οι λειτουργικές δαπάνες της επένδυσης που περιλαμβάνουν τα έξοδα λειτουργίας και συντήρησης (O&M - Operation and Maintenance), τα ασφαλιστικά κόστη, τα μισθολογικά κόστη και την καταβολή του 3% των ετήσιων ακαθάριστων εσόδων στην τοπική αυτοδιοίκηση και κοινωνία (απαλλάσσονται οι ΦΒ σταθμοί) σύμφωνα με τον υφιστάμενο νόμο.

A_t : Οι προβλεπόμενες αποσβέσεις για την επένδυση.

$\Phi\Sigma$: Ο φορολογικός συντελεστής για τον υπολογισμό του φόρου εισοδήματος.

Φ_t : Οι φόροι που καταβάλλει η επιχείρηση,

$\Delta\Delta_t$: Η δόση του δανείου σε περίπτωση ύπαρξης δανειακών κεφαλαίων,

T_t : Ο τόκος που καταβάλλεται ετησίως σε περίπτωση ύπαρξης δανειακών κεφαλαίων.

X_t : Το χρεολύσιο που καταβάλλεται ετησίως σε περίπτωση ύπαρξης δανειακών κεφαλαίων.

Ο υπολογισμός των τόκων (T_t) και των χρεολυσίων (X_t) της παραπάνω εξίσωσης διαφοροποιείται ανάλογα με την εφαρμοζόμενη μέθοδο εξόφλησης του δανείου. Σε κάθε περίπτωση, η δόση του δανείου του έτους t ($\Delta\Delta_t$), ή αλλιώς το τοκοχρεολύσιο, ισούται με το άθροισμα των τόκων και των χρεολυσίων:

$$\Delta\Delta_t = X_t + T_t \quad 4.5$$

Θεωρώντας εξόφληση με σταθερά τοκοχρεολύσια, στο τέλος κάθε έτους καταβάλλεται σταθερή δόση $\Delta\Delta_t$ και από έτος σε έτος ο τόκος μειώνεται ενώ το χρεολύσιο αυξάνει. Τα χρεολύσια (X_t) κάθε έτους υπολογίζονται ως εξής:

$$\Delta\Delta t = \left(k_d + \frac{k_d}{(1+k_d)^{N_d} - 1} \right) k_d \quad 4.6$$

Οι τόκοι κάθε έτους (T_t) μπορούν να υπολογιστούν με απλή αφαίρεση

$$T_t = \Delta\Delta_t - X_t \quad 4.7$$

Ο υπολογισμός των φόρων που πληρώνει η επιχείρηση γίνεται αφού από τα ακαθάριστα έσοδα της επιχείρησης αφαιρεθούν οι λειτουργικές δαπάνες, οι αποσβέσεις και οι τόκοι των δανείων. Έτσι οι φόροι στην (5) δίνονται από την σχέση:

$$\Phi_t = (E_t - \Delta\Delta_t - A_t - T_t) \Phi\Sigma \quad 4.8$$

Μια συνηθισμένη μέθοδος απόσβεσης επενδύσεων (A_t) είναι η γραμμική απόσβεση. Σύμφωνα με αυτή, αν ο χρόνος απόσβεσης είναι N_A έτη, η ετήσια απόσβεση A_t είναι το $1/N_A$ του αρχικού κόστους της επένδυσης:

$$A_t = \frac{K_{0,tatal}}{N_A} \quad 4.9$$

Από τα παραπάνω, αποδεικνύεται ότι η καθαρή ταμειακή ροή K υπολογίζεται από τη σχέση:

$$K_t = (E_t - \Lambda\Delta_t - A_t - T_t)(1 - \Phi\Sigma) + A_t - X_t \quad 4.10$$

Εάν η επένδυση γίνεται 100% από ίδια κεφάλαια τότε οι όροι $\Lambda\Delta_t$, T_t και X_t μηδενίζονται.

4.6.2. Εσωτερικός βαθμός απόδοσης (IRR)

Ο IRR αποτελεί ένα χαρακτηριστικό δείκτη επενδυτικής αξιολόγησης ενός έργου, ο οποίος είναι αρκετός για να δώσει συμπεράσματα σχετικά με την επενδυτική απόδοση του έργου, χωρίς να απαιτείται η γνώση κάποιου άλλου μεγέθους [8], [32]. Για την όσο το δυνατόν πιο ασφαλή αξιολόγηση μίας επένδυσης, είναι απαραίτητος και ο υπολογισμός IRR.

Ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης (IRR) είναι το επιτόκιο αναγωγής το οποίο μηδενίζει την καθαρή παρούσα αξία της επένδυσης. Καθώς το επιτόκιο αναγωγής διαμορφώνεται κυρίως από τα επιτόκια καταθέσεων, ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης ουσιαστικά περιγράφει ένα θεωρητικό επιτόκιο καταθέσεων για το οποίο το απαιτούμενο κεφάλαιο επένδυσης θα είχε την ίδια απόδοση με την εξεταζόμενη επένδυση. Για παράδειγμα, αν ο IRR μιας επένδυσης ισούται με 10%, τούτο σημαίνει ότι η απόδοση των κεφαλαίων επένδυσης είναι αντίστοιχη τραπεζικών καταθέσεων με επιτόκιο 10%.

$$NPV = \sum_{t=1}^N \left(\frac{K_t}{(1 + IRR)^t} \right) - AK_{0,Eq} = 0 \quad 4.11$$

Αν στην παραπάνω σχέση, αντί του συνολικού αρχικού κεφαλαίου της επένδυσης AK εισαχθεί η ίδια συμμετοχή IK του επενδυτή στο χρηματοδοτικό σχήμα, τότε ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης ορίζεται ως προς τα ίδια κεφάλαια της επένδυσης.

Για κάθε επένδυση υπάρχει ένας μόνο IRR και ανάλογα με την προκύπτουσα τιμή του και την ελάχιστη απαιτούμενη απόδοση των κεφαλαίων του επενδυτή (k_{minEq}) αξιολογείται η επένδυση. Στην περίπτωση που αξιολογείται ένα επενδυτικό σχέδιο ισχύουν τα εξής:

1. Τιμή $IRR > k_{minEq}$, σημαίνει επιλογή του επενδυτικού σχεδίου,
2. Τιμή $IRR < k_{minEq}$, σημαίνει απόρριψη του επενδυτικού σχεδίου,
3. Τιμή $IRR = k_{minEq}$, σημαίνει ότι υπάρχει αδιαφορία του επενδυτή ως προς την αποδοχή ή την απόρριψη του επενδυτικού σχεδίου.

4.6.3. Υπολογισμός ετών απόσβεσης της επένδυσης

Ο αριθμός των ετών προκειμένου να αποσβεστεί η επένδυση υπολογίζεται από την επίλυση της εξίσωσης [8], [32]:

$$\sum_{t=1}^N \left(\frac{K_t}{(1 + AK_{Eq})^t} \right) - AK_{0,Eq} = 0 \quad 4.12$$

Η αξιολόγηση επένδυσης ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ γίνεται για χρονικό διάστημα ίσο με τη διάρκεια της σύμβασης πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας.

Η σημαντικότερη διαφοροποίηση σε σχέση με την αξιολόγηση της επένδυσης ως προς τα ίδια κεφάλαια είναι ότι στο επιτόκιο αναγωγής θα πρέπει να ληφθεί υπόψη όχι μόνο η απόδοση των ιδίων κεφαλαίων που κρίνει ο επενδυτής ως ικανοποιητική, αλλά και το επιτόκιο των δανειακών κεφαλαίων της επιχείρησης, εφόσον το αρχικό κόστος της επένδυσης καλύπτεται τόσο από τα ίδια, όσο και από δανειακά κεφάλαια. Επίσης, για τον υπολογισμό των φόρων Φ_t δεν αφαιρούμε τους τόκους.

4.6.4. Μέσο σταθμικό κόστος κεφαλαίου

Ο υπολογισμός του μέσου σταθμικού κόστους κεφαλαίου (k_{tot}) δίνεται από τη σχέση [8], [32]:

$$k_{tot} = P_d k_d (1 - \Phi\Sigma) + P_{Eq} k_{Eq} \quad 4.13$$

Όπου:

k_{tot} : είναι το μέσο σταθμικό κόστος των ιδίων και ξένων κεφαλαίων της επιχείρησης,

P_d : η συμμετοχή (%) των δανειακών κεφαλαίων στο σύνολο της επένδυσης,

k_d : το επιτόκιο δανεισμού,

P_{Eq} : η συμμετοχή (%) των ιδίων κεφαλαίων στο σύνολο της επένδυσης,

k_{Eq} : το κόστος ιδίων κεφαλαίων της επιχείρησης.

$\Phi\Sigma$: ο φορολογικός συντελεστής

Η απόφαση για πρόκριση ή όχι της επένδυσης γίνεται σε αυτή την περίπτωση μετά από σύγκριση του IRR (όπως αυτός προκύπτει από την επίλυση της παραπάνω εξίσωσης με το μέσο σταθμικό κόστος κεφαλαίου (k_{tot})). Δηλαδή:

1. Εάν $IRR > k_{tot}$, τότε επιλέγουμε το επενδυτικό σχέδιο,
2. Εάν $IRR < k_{tot}$, τότε απορρίπτουμε το επενδυτικό σχέδιο,
3. Εάν $IRR = k_{tot}$ τότε υπάρχει αδιαφορία ως προς την αποδοχή ή την απόρριψη του επενδυτικού σχεδίου.

Όπως αναφέρεται και στη βιβλιογραφία [8], [32], οι δύο τρόποι υπολογισμού του **μέσου σταθμικού κόστους** k_{tot} που αναφέρθηκαν προηγουμένως θα οδηγήσουν σε διαφορετικές τιμές, αλλά θα προκύπτει το ίδιο συμπέρασμα για την επένδυση (εκτός αν η NPV είναι κοντά στο 0).

4.6.5. Έντοκη ή άτοκη περίοδος αποπληρωμής

Τόσο η άτοκη περίοδος αποπληρωμής (payback period) όσο και η **έντοκη περίοδος αποπληρωμής** (discounted payback period DPP) αποτελούν χαρακτηριστικούς δείκτες επενδυτικής αξιολόγησης ενός έργου, από τους οποίους συνάγονται ολοκληρωμένα συμπεράσματα σχετικά με την επενδυτική απόδοση του έργου, χωρίς να απαιτείται η γνώση κάποιου άλλου μεγέθους [8], [32].

Η περίοδος αποπληρωμής προκύπτει κατά τη χρονική στιγμή t_p που το άθροισμα των καθαρών κερδών της επένδυσης ισούται με το αρχικό κεφάλαιο της επένδυσης. Συνεπώς η περίοδος αποπληρωμής υπολογίζεται από την ακόλουθη εξίσωση ως προς t_p :

$$\sum_{t=1}^{t_p} K_t - AK = 0 \quad 4.14$$

Η έντοκη περίοδος αποπληρωμής προκύπτει κατά τη χρονική στιγμή t_p που το άθροισμα των καθαρών κερδών της επένδυσης των ανηγμένων στην παρούσα αξία ισούται με το αρχικό κεφάλαιο της επένδυσης. Εκφράζει την περίοδο επανάκτησης του κόστους της επένδυσης (AK) από τα καθαρά κέρδη K_t του έργου κατά το έτος t . Ειδικότερα είναι ο αριθμός των ετών που απαιτούνται ώστε να καλυφθεί η αρχική δαπάνη με την θεώρηση ότι η υπολειμματική αξία της επένδυσης είναι μηδενική: Συνεπώς η έντοκη περίοδος αποπληρωμής υπολογίζεται από την ακόλουθη εξίσωση ως προς t_p :

$$\sum_{t=1}^N \left(\frac{K_t}{(1+i)^t} \right) - AK = 0 \quad 4.15$$

Αν στις παραπάνω σχέσεις, αντί του συνολικού αρχικού κεφαλαίου της επένδυσης AK, εισαχθεί η ίδια συμμετοχή IK του επενδυτή στο χρηματοδοτικό σχήμα, τότε οι περίοδοι αποπληρωμής ορίζονται ως προς τα ίδια κεφάλαια της επένδυσης.

4.6.6. Σταθμισμένο Κόστος Ενέργειας (LCOE)

Για τη σύγκριση εναλλακτικών επενδύσεων (πολλές φορές διαφορετικής κλίμακας, χρονικού ορίζοντα κλπ.), συχνά χρησιμοποιείται ο δείκτης του Σταθμισμένου Κόστους Ενέργειας (Levelised Cost of Energy – LCOE) ο οποίος αφορά συνήθως στο σύνολο της επένδυσης και υπολογίζει το σταθμισμένο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (π.χ. €/kWh) κατά τη διάρκεια ζωής μιας επένδυσης σταθμού παραγωγής, ενσωματώνοντας όλα τα επιμέρους κόστη (επένδυσης, λειτουργίας, καυσίμου, ασφάλισης, απαξίωσης εξοπλισμού, κ.λπ.), εκφρασμένα σε παρούσα αξία [8], [32].

Ο LCOE ορίζεται ως η τιμή που θα πρέπει να αποζημιωθεί η παραγόμενη από τον ΣΗΕ ενέργεια, ώστε να αποπληρώσει τον επενδυτή για το συνολικό του κόστος και υπολογίζεται από τη σχέση πηλίκου του συνολικού κόστους καθ' όλη την διάρκεια ζωής της επένδυσης (total lifetime expenses) προς τη συνολική παραγωγή του σταθμού, εκφρασμένο σε όρους παρούσας αξίας:

$$LCOE = \frac{\text{total lifetime expenses}}{\text{total expected output}} \quad 4.16$$

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^N \left(\frac{-A_t \cdot \Phi \Sigma + \Lambda \Delta_t (1 - \Phi \Sigma)}{(1 + k_{tot})^t} \right) + AK_{o,Eq} - \frac{YA_N}{(1 + k_{tot})^N}}{(1 - \Phi \Sigma) \sum_{t=1}^N \left(\frac{E_{grn,t}}{(1 + k_{tot})^t} \right)} \quad 4.17$$

Με άλλα λόγια, το LCOE εκφράζει τη μέση τιμή με την οποία πρέπει να αποζημιώνεται η παραγωγή του σταθμού ώστε να αποσβένεται το αρχικό κόστος επένδυσης και το σύνολο των λειτουργικών εξόδων. Στο συνολικό κόστος περιλαμβάνονται το συνολικό επενδυτικό κόστος, τα ετήσια λειτουργικά έξοδα, η τελική υπολειμματική αξία, οι αποσβέσεις καθώς και τα φορολογικά έξοδα της επιχείρησης.

Η τιμή επίσης αντιστοιχεί στην ελάχιστη αποδεκτή τιμή πώλησης της παραγόμενης ενέργειας, προκειμένου η επένδυση να είναι βιώσιμη. Σημαντικός παράγοντας στον υπολογισμό του LCOE είναι το χρησιμοποιούμενο επιτόκιο αναγωγής σε παρούσα αξία, το οποίο εξαρτάται από το αν αξιολογείται η επένδυση στο σύνολό της ή ως προς τα ίδια κεφάλαια.

4.6.7. Ετήσιο ειδικό κόστος παραγωγής

Εκτός από τον δείκτη κόστους κύκλου ζωής (LCOEH), οικονομική βελτιστοποίηση ενός σταθμού παραγωγής μπορεί να γίνει και με την εκτίμηση του δείκτη ετήσιο ειδικό κόστος παραγωγής [8], [32].

Ο δείκτης ειδικού ετήσιου κόστους παραγωγής c_p ορίζεται ως το πηλίκο του συνολικού ετήσιου κόστους παραγωγής του υβριδικού σταθμού προς την ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

Στο συνολικό ετήσιο κόστος παραγωγής, πέραν του ετήσιου λειτουργικού κόστους, συνυπολογίζεται ως απόσβεση εξοπλισμού και το αρχικό κόστος προμήθειας και εγκατάστασης του εξοπλισμού του υβριδικού σταθμού. Η πιο απλή μέθοδος υπολογισμού του ετήσιου ειδικού κόστους παραγωγής c_p του υβριδικού σταθμού δίνεται από τη σχέση:

$$c_p = \frac{\frac{AK}{N} + \Lambda K}{E_{el}} \quad 4.18$$

Όπου:

AK είναι το αρχικό κόστος προμήθειας και εγκατάστασης εξοπλισμού,

N είναι η διάρκεια ζωής του υβριδικού σταθμού σε έτη,

$ΛΚ$ είναι το ετήσιο λειτουργικό κόστος του υβριδικού σταθμού (συντήρηση και κατανάλωση καυσίμου) και

E_{el} είναι η ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

Στην περίπτωση που το ετήσιο λειτουργικό κόστος του υβριδικού σταθμού διαφέρει από έτος σε έτος, στην ανωτέρω σχέση δύναται να ληφθεί το μέσο ετήσιο λειτουργικό κόστος για τη συνολική διάρκεια ζωής του υβριδικού σταθμού.

4.6.8. Απόδοση της επένδυσης (ROI)

Η απόδοση της επένδυσης (**return on investment – ROI**) εκφράζει τα ποσοστιαία κέρδη της επένδυσης ανά μονάδα κεφαλαίου επένδυσης [8], [32] και υπολογίζεται από τη σχέση:

$$ROI = \frac{\sum_{t=1}^N \left(\frac{K_t}{(1+i)^t} \right)}{AK} \quad 4.19$$

4.6.9. Απόδοση των ιδίων κεφαλαίων (ROE)

Η απόδοση των ιδίων κεφαλαίων (**return on equity – ROE**) της επένδυσης εκφράζει τα ποσοστιαία κέρδη της επένδυσης ανά μονάδα ιδίων κεφαλαίων επένδυσης [8], [32] και υπολογίζεται από τη σχέση:

$$ROE = \frac{\sum_{t=1}^N \left(\frac{K_t}{(1+i)^t} \right)}{IK} \quad 4.20$$

4.7. Υπολογισμός επενδυτικών δεικτών έργου υβριδικού ηλεκτρικού σταθμού

Μια τυποποιημένη σταδιακή μεθοδολογία υπολογισμού των επενδυτικών δεικτών για ένα έργο υβριδικού ηλεκτρικού σταθμού παρουσιάζεται στη συνέχεια [8], [32], [31].

1. Υπολογίζονται **τα ετήσια ακαθάριστα έσοδα της επένδυσης**, τα οποία, συνήθως, προκύπτουν από την πώληση της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, ή και από τη διαθεσιμότητα της εγγυημένης ισχύος του υβριδικού σταθμού. Οι τιμές πώλησης της εγγυημένης ενέργειας και διαθεσιμότητας εγγυημένης ισχύος καθορίζονται με βάση την τιμολογιακή πολιτική του κάθε κράτους για την παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ. Στην Ελλάδα σήμερα ισχύουν σταθερές τιμές (feed in tariff) πώλησης ενέργειας και

ισχύος από υβριδικούς σταθμούς, οι οποίες διαμορφώνονται με βάση το υφιστάμενο ειδικό κόστος παραγωγής είτε του ηπειρωτικού, είτε των αυτόνομων νησιωτικών συστημάτων, ανάλογα με την περιοχή εγκατάστασης του σταθμού.

2. Υπολογίζονται **τα ετήσια λειτουργικά έξοδα του έργου**, τα οποία, συνήθως (και όχι εξαντλητικά), συνίστανται από:
 - ανταποδοτικά τέλη προς τους οικείους Οργανισμούς Τοπικής Αυτοδιοίκησης, τα οποία καθορίζονται ως ένα ποσοστό επί των ακαθάριστων εσόδων του έργου (στην Ελλάδα σήμερα είναι της τάξης του 3%),
 - έξοδα συντήρησης εξοπλισμού,
 - ετήσιες δόσεις αποπληρωμής δανείων που πιθανώς ελήφθησαν για την κατασκευή του έργου,
 - ασφάλεια εξοπλισμού,
 - μισθοδοσία προσωπικού,
 - ενοίκια γης και χώρων,
 - φόρους,
 - λοιπά λειτουργικά έξοδα.
3. Υπολογίζονται **τα τελικά τα ετήσια καθαρά κέρδη του έργου** αφαιρώντας από τα αρχικά ακαθάριστα έσοδα το σύνολο των λειτουργικών εξόδων.
4. Υπολογίζονται **τα καθαρά κέρδη εκτελείται για το σύνολο της διάρκειας ζωής του έργου**. Σε περιπτώσεις οικονομικής αξιολόγησης επενδύσεων, ο υπολογισμός εκτελείται συνήθως για διάρκεια ζωής έργου ίση με 20 ή 25 έτη.
5. Υπολογίζονται **οι οικονομικοί δείκτες της επένδυσης επί της χρηματοροής των καθαρών κερδών και για το σύνολο της χρονικής περιόδου επί της οποίας εκτελείται η επενδυτική αξιολόγηση του έργου**.

4.8. Υπολογισμός κόστους κύκλου ζωής υβριδικών σταθμών μικρού μεγέθους

Η μέθοδος υπολογισμού κόστους κύκλου ζωής εφαρμόζεται σε περιπτώσεις που ο υβριδικός σταθμός δεν κατασκευάζεται επενδυτικά, αλλά μας ενδιαφέρει η κάλυψη συγκεκριμένων ενεργειακών καταναλώσεων με το ελάχιστο δυνατό κόστος. Τέτοιες περιπτώσεις είναι οι υβριδικοί σταθμοί μικρού και πολύ μικρού μεγέθους, που αναπτύσσονται σε απομονωμένες καταναλώσεις μικρού μεγέθους [8], [32].

Το κόστος κύκλου ζωής του υβριδικού σταθμού (**life cycle cost – LCC**), συμπεριλαμβάνει το αρχικό κόστος προμήθειας του εξοπλισμού και κατασκευής του σταθμού, καθώς και το λειτουργικό κόστος του σταθμού για όλη τη διάρκεια ζωής του.

Η σχέση υπολογισμού είναι η ακόλουθη:

$$LCC = C_{RES} + C_{inst} + C_{maint} + C_B + C_{inv} + C_{DG} - S \quad 4.21$$

Όπου:

S η **εναπομένουσα αξία** του υβριδικού σταθμού στο τέλος της διάρκειας ζωής του. Η τιμή της εναπομένουσας αξίας συνήθως λαμβάνεται ως ένα μικρό ποσοστό, της τάξης του 10%, της αρχικής αξίας της προμήθειας του εξοπλισμού του υβριδικού σταθμού (μονάδες ΑΠΕ, αντιστροφείς ισχύος, συσσωρευτές και μονάδες εφεδρείας). Για λόγους ασφάλειας υπολογισμών, συνήθως λαμβάνεται μηδενική.

C_{RES} , το αρχικό κόστος προμήθειας εξοπλισμού των μονάδων ΑΠΕ του υβριδικού σταθμού. Προσεγγίζεται με μεγάλη ακρίβεια με βάση κάποιο ειδικό κόστος αγοράς, ανά μονάδα ισχύος. Παραδείγματα:

Στην περίπτωση **μικρών ανεμογεννητριών** και φωτοβολταϊκών σταθμών μικρού μεγέθους, στην ελληνική αγορά οι τρέχουσες τιμές 2020 είναι για πολύ μικρές ανεμογεννήτριες με διάμετρο μικρότερης του ενός μέτρου, οι οποίες μπορούν να εγκατασταθούν πάνω ή κοντά σε κτίρια και να λειτουργούν με net metering (αυτοπαραγωγή και συμψηφισμό). έως 5kW, κοστίζουν γύρω στα €3000/kW.

Στην περίπτωση **μεγαλύτερων ανεμογεννητριών** ισχύος έως και 60kW, οι οποίες μπορούν να εγκατασταθούν μόνο μέσω μειοδοτικών διαγωνισμών, με διάμετρο ρότορα 20m, και πυλώνα ύψους από 20m έως και 29m, κυμαίνεται περί τα €2.500/kW, και προσθέτοντας τα έξοδα για αγορά γης, τη διαμόρφωση και διάνοιξη πρόσβασης στο γήπεδο, τις μελέτες και τη σύνδεση με το δίκτυο του ΔΕΔΔΗΕ. Σε κάθε περίπτωση, το συνολικό κόστος του έργου δεν ξεπερνά τα €3.000/kW. Το κόστος μιας επένδυσης σε μικρό αιολικό σταθμό ισχύος 60kW είναι της τάξης των €130.000 έως €180.000.

C_{inst} Το **κόστος εγκατάστασης** του υβριδικού σταθμού. Καθώς το κόστος αυτό διαμορφώνεται κυρίως από το κόστος εγκατάστασης των μονάδων ΑΠΕ, μπορεί να

προσεγγιστεί ως ένα ποσοστό του κόστους προμήθειας του εξοπλισμού των μονάδων ΑΠΕ. Συνήθως το ποσοστό αυτό είναι της τάξης του 5%-8%. Συνεπώς, το κόστος εγκατάστασης του υβριδικού σταθμού μπορεί να προσεγγιστεί από τη σχέση:

$$C_{inst} = a_{inst} C_{RES} \quad \text{όπου } a_{inst} = 5 - 8\% \quad 4.22$$

$C_{\text{maint-ετήσιο}}$ **Το ετήσιο κόστος συντήρησης** του υβριδικού σταθμού, ανηγμένο στην παρούσα αξία του υβριδικού σταθμού διαμορφώνεται κυρίως από το κόστος συντήρησης των μονάδων ΑΠΕ, μπορεί να προσεγγιστεί ως 2% ποσοστό του κόστους προμήθειας του εξοπλισμού των μονάδων ΑΠΕ. Υπολογίζεται από τη σχέση:

$$C_{\text{maint-ετήσιο}} = a_{\text{maint}} C_{RES} \quad \text{όπου } a_{\text{maint}} = 2\% \quad 4.23$$

C_{maint} **Το συνολικό κόστος συντήρησης** του υβριδικού σταθμού σε όλη τη διάρκεια ζωής του, υπολογίζεται από το άθροισμα του ετήσιου κόστους για όλα τα έτη από τη σχέση:

$$C_{\text{maint}} = \sum_{t=1}^N \left(\frac{a_{\text{maint}} C_{RES}}{(1+i)^t} \right) = a_{\text{maint}} C_{RES} \sum_{t=1}^N \left(\frac{1}{(1+i)^t} \right) \quad 4.24$$

C_{Bo} **Το αρχικό κόστος προμήθειας των μπαταριών στη χρονική στιγμή εγκατάστασης του υβριδικού σταθμού.** Παράδειγμα: Για 6 μπαταρίες, 2V με ικανότητα αποθήκευσης 3,36kWh (280Ah-12V) το κόστος θα είναι (τιμές 2020) περίπου €999+ΦΠΑ

C_B **Το κόστος προμήθειας των μπαταριών (συσσωρευτών) σε όλη τη διάρκεια ζωής του υβριδικού σταθμού.** Ανάλογα με τη θερμοκρασία, την υγρασία περιβάλλοντος και το βάθος της εκφόρτισης, η διάρκεια ζωής τους μπορεί να φτάσει έως 6 ή 7 έτη. Αν C_{Bo} είναι το αρχικό κόστος προμήθειας των συσσωρευτών, το συνολικό κόστος C_B των συσσωρευτών για όλη τη διάρκεια ζωής του υβριδικού σταθμού υπολογίζεται από τη σχέση:

$$C_B = C_{Bo} \left(1 + \sum_{t=1}^n \frac{1}{(1+i)^{Nt}} \right) \quad 4.25$$

Όπου:

n ο συνολικός αριθμός των αντικαταστάσεων των συσσωρευτών σε όλη τη διάρκεια ζωής του υβριδικού σταθμού και

Nt είναι τα έτη στα οποία εκτελούνται οι αντικαταστάσεις.

C_{inv} **Το κόστος των αντιστροφών ισχύος (inverter),** το οποίο εξαρτάται από την ισχύ της συσκευής. Παράδειγμα: Επεκτάσιμα inverter δικτύου και μπαταριών λιθίου κοστίζουν (τιμές 2020) περίπου €1.000.

C_{DGo} **Το αρχικό κόστος προμήθειας της μονάδας εφεδρείας** (π.χ. ηλεκτροπαραγωγικό ζεύγος) και το κόστος λειτουργίας της για όλη τη διάρκεια ζωής του υβριδικού σταθμού C_{FC} το οποίο διαμορφώνεται από το κόστος κατανάλωσης καυσίμου, δίνεται από τη σχέση:

$$C_{DG} = C_{DGo} + C_{FC} \quad 4.26$$

Παράδειγμα:

Για 10KVA, 220V, 1.500rpm, το κόστος θα είναι (τιμές 2020) περίπου €3.600.

C_{FC} Το κόστος κατανάλωσης καυσίμου μονάδων εφεδρείας σε όλη τη διάρκεια ζωής του σταθμού, υπολογίζεται από τη σχέση:

$$C_{FC} = V_{FC} C_{FC} \left(1 + \sum_{t=1}^N \frac{(1 + FPIR)^t}{(1 + i)^t} \right) \quad 4.27$$

Όπου:

V_{FC} ο ετήσιος όγκος κατανάλωσης καυσίμου σε L,

C_{FC} η τιμή πώλησης του καυσίμου κατά την έναρξη λειτουργίας του υβριδικού σταθμού σε €/L,

$FPIR$ ο ετήσιος συντελεστής μεταβολής, της τιμής του καυσίμου,

r : το επιτόκιο αναγωγής,

N : τα έτη διάρκειας ζωής του υβριδικού σταθμού.

Κεφάλαιο 5

Υβριδικοί ΣΗΕ στην Ελλάδα

5.1. Αντλησιοταμίευση και ΣΗΕ

Η αντλησιοταμίευση (ή και αντλιοταμίευση) είναι μια από τις τεχνολογίες αποθήκευσης μεγάλης ισχύος που βασίζεται σε μια απλή ιδέα: (α) στην άντληση νερού από μια χαμηλή δεξαμενή προς μια υψηλότερη, όταν υπάρχει περίσσεια ενέργειας σε έναν ΣΗΕ και (β) στην αξιοποίηση της δυναμικής ενέργειας του νερού που ρέει προς τη χαμηλότερη δεξαμενή, όταν θέλουμε να πάρουμε πίσω την ενέργεια σε συμφερότερο χρονικό και οικονομικό πλαίσιο για τον ΣΗΕ. Διαθέτει τα παρακάτω χαρακτηριστικά, τα οποία επιτρέπουν ευρεία διείσδυση των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή:

- Μέγεθος κατάλληλο για εφαρμογές «κεντρικού» τύπου σε μεγάλα διασυνδεδεμένα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας.
- Τεχνολογική ωριμότητα και χαρακτηριστικά κόστους τέτοια ώστε να επιτρέπουν την άμεση δρομολόγηση επενδύσεων.
- Αποθηκευτική ικανότητα κατάλληλη για διαχείριση ενέργειας τουλάχιστον επί της ημερήσιας καμπύλης φορτίου (λειτουργία γνωστή με τον όρο arbitrage).
- Δυνατότητα αναβάθμισης της ευελιξίας του συστήματος και παροχής επικουρικών υπηρεσιών αντίστοιχων με τους ευέλικτους θερμικούς σταθμούς.

Με βάση τα παραπάνω κριτήρια, η αντλησιοταμίευση παρουσιάζει αρκετά συγκριτικά πλεονεκτήματα έναντι άλλων τεχνολογιών αποθήκευσης, όπως:

- τεχνική ωριμότητα, λόγω της πολύ μεγάλης εγκατεστημένης ισχύος και της συσσωρευμένης εμπειρίας (σχεδόν ενός αιώνα) στην κατασκευή και διαχείριση τέτοιων έργων,
- χαμηλό κόστος ανά μονάδα εγκατεστημένης ισχύος και αποθηκευτικής χωρητικότητας,
- εξαιρετικά μεγάλη διάρκεια ζωής,
- δυνατότητα υλοποίησης έργων πολύ μεγάλου μεγέθους,
- ευελιξία λειτουργίας και ο ικανοποιητικός βαθμός απόδοσης.

Τα χαρακτηριστικά των αντλησιοταμιευτικών σταθμών (ΑΤΣ) σε μεγάλο βαθμό ταυτίζονται με αυτά των μεγάλων ΥΗΣ, από τους οποίους προέρχεται και η τεχνολογία τους. Το μέγεθός τους κυμαίνεται από λίγες δεκάδες μέχρι αρκετές χιλιάδες MW, με συνηθέστερη την κλίμακα ισχύος 100-1.000MW. Το μέσο μέγεθος των ΑΤΣ στην Ευρώπη είναι περί τα 300MW. Η αποθηκευτική ικανότητα γενικά κυμαίνεται μεταξύ 5-12h για σταθμούς κλειστού κύκλου, με συνηθέστερα μεγέθη τις 6-8 h. Οι σταθμοί ανοικτού κύκλου μπορεί προφανώς να έχουν πολύ

μεγαλύτερες αποθηκευτικές ικανότητες, ημερών ή και εβδομάδων. Η απόδοση πλήρους κύκλου ενός σταθμού αντλησιοταμίευσης (roundtrip efficiency) είναι της τάξεως 65%-80%, σύμφωνα με τη βιβλιογραφία [28], με τους σταθμούς μεγάλης ισχύος να εμφανίζουν υψηλότερες αποδόσεις. Αποδόσεις περί το 75% θεωρούνται τυπικές για ΑΤΣ μεγάλου μεγέθους και υιοθετούνται στην πλειονότητα των μελετών.

Ένα από τα ουσιαστικά πλεονεκτήματα που εξασφαλίζουν οι ΑΤΣ είναι η ιδιαίτερα αναβαθμισμένη ευελιξία λειτουργίας. Οι σταθμοί αυτοί παρουσιάζουν εξαιρετικές δυνατότητες παροχής δευτερεύουσας και τριτεύουσας εφεδρείας.

Στην Ελλάδα υπάρχει η δυνατότητα ανάπτυξης σταθμών αντλησιοταμίευσης. Σε επίπεδο Περιφερειών η Στερεά Ελλάδα είναι στην κορυφή των αιολικών εγκαταστάσεων με 1.311MW (36,7%), ακολουθεί η Πελοπόννησος με 587MW (16,4%) και η Ανατολική Μακεδονία και Θράκη με 466MW (13%).

Το έτος 2018, τέθηκε σε εμπορική λειτουργία ο πρώτος Υβριδικός Σταθμός παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα με αιολική ενέργεια και αποθήκευση σε ηλεκτρικούς συσσωρευτές στη νήσο Τήλο και ήδη βρίσκεται σε δοκιμαστική λειτουργία ο πρώτος Υβριδικός Σταθμός με αντλησιοταμίευση στην Ικαρία.

5.2. Θερμικοί υβριδικοί σταθμοί με αντλησιοταμίευση

Θερμικοί υβριδικοί σταθμοί στην Ελλάδα [28] με αντλησιοταμίευση είναι οι (βλέπε Εικόνα 39):

- ΥΗΣ Σφηκιάς στον Αλιάκμονα ($3 \times 105 \text{ MW} = 315 \text{ MW}$), 1985/86,
- ΥΗΣ Θησαυρού στο Νέστο ($3 \times 127 \text{ MW} = 384 \text{ MW}$) -1998, όπου η ΔΕΗ εφάρμοσε τη λύση υβριδικού σταθμού για την αποθήκευση φθηνής λιγνιτικής παραγωγής τη νύχτα, προκειμένου να αποφύγει τη λειτουργία ακριβών μονάδων την ημέρα αλλά και για άλλους λόγους (όπως π.χ. να υπάρχει δυνατότητα εφεδρειών παραγωγής).



Εικόνα 39: Εγκαταστάσεις σταθμών Σφηκιάς Αλιάκμονα (αριστερά) και Θησαυρού Νέστου (δεξιά).

Συγκεκριμένα, ο ΥΗΣ Σφηκιάς έχει δυναμικό 315MW, ενώ η ωφέλιμη χωρητικότητα του ταμιευτήρα είναι $20 \times 10^6 \text{ m}^3$. Η λειτουργία των στροβίλων αναστρέφεται, όταν επιδιώκεται η αποθήκευση της ενέργειας που παράγεται από τους προσκείμενους λιγνιτικούς σταθμούς σε περιόδους χαμηλής κατανάλωσης.

Η ανάκτηση της αποθηκευμένης ενέργειας γίνεται με σκοπό την εξυπηρέτηση των αιχμών ζήτησης. Ο ταμιευτήρας στα Ασώματα, είναι ωφέλιμης χωρητικότητας $14 \times 10^6 \text{ m}^3$, δέχεται τη ροή του ποταμού από την υδατόπτωση και τροφοδοτεί με άντληση τον αντλητικό σταθμό του άνω ταμιευτήρα Σφηκιάς, ώστε το νερό να καταλήξει μέσω των αναστρέψιμων μηχανών στον ταμιευτήρα.



Εικόνα 40: Αντιστρέψιμες αντλίες σταθμών Σφηκιάς Αλιάκμονα (αριστερά) και Θησαυρού Νέστου (δεξιά).

Στο υδροηλεκτρικό έργο Θησαυρού Νέστου, όπως και στον ΥΗΣ Σφηκιάς, οι στροβίλοι (Εικόνα 40) επίσης μπορούν να αναστρέφονται τη νύχτα και να αντλούν νερό από τον ταμιευτήρα Πλατανόβρυσης, όταν υπάρχει περίσσεια ηλεκτρικής ενέργειας από τους λιγνιτικούς σταθμούς, και να την αποδίδουν την ημέρα, με συμφερότερους οικονομικούς όρους.

5.3. Υβριδικοί σταθμοί με αντλησιοταμίευση και ανεμογεννήτριες

5.3.1. Πρωτοποριακός Υβριδικός σταθμός Ικαρίας “Ναέρας”, 2019

Ο “Ναέρας” στην Ικαρία [33] είναι ένα από τα δύο υβριδικά ενεργειακά έργα στην Ευρώπη, που συνδυάζει υψηλή διείσδυση αιολικής και υδραυλικής ενέργειας. Επενδύθηκαν ποσά της τάξης των €50.000.000. Κύριος σκοπός του έργου είναι η αύξηση της διείσδυσης των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) στο ηλεκτρικό δίκτυο της Ικαρίας. Αξιοποιεί το ισχυρό αιολικό δυναμικό του νησιού, καθώς και το υδάτινο δυναμικό που δημιουργείται από την ύπαρξη πηγών σε σημαντικό υψόμετρο, με αποθήκευση ενέργειας μέσω αντλησιοταμίευσης. Στοχεύει στην αντίστοιχη μείωση της ποσότητας συμβατικής ενέργειας που παράγεται από πετρέλαιο στον Τοπικό Σταθμό Παραγωγής στον Άγιο Κήρυκο.

Ο σταθμός σχεδιάστηκε στα τέλη της δεκαετίας του '90. Αυτό το έργο, μαζί με τον υβριδικό σταθμό στο νησί El Hierro των Καναρίων Νήσων αποτελούν **πρωτιά σε διεθνές επίπεδο**. Ο

σχεδιασμός του έργου και ο τρόπος διαχείρισης, προτάθηκε από τη μελέτη των μηχανικών του ΕΜΠ Πολυτεχνείου, Διπλωματούχων Μηχανικών καταγωγής από το ίδιο το νησί.

Ο υβριδικός σταθμός της Ικαρίας αποτελείται από (Εικόνα 41):

- ένα Αιολικό Πάρκο στη θέση Στραβοκουντούρα, ισχύος 2,7MW (με τρεις ανεμογεννήτριες των 900kW η καθεμία),
- ένα μικρό Υδροηλεκτρικό Έργο (ΜΥΗΣ) στη θέση Προεσπέρα, με έναν υδροστρόβιλο ισχύος 1,05MW, ο οποίος αξιοποιεί μόνο την περίσσεια νερών του ταμιευτήρα του Φράγματος στο Πέζι (αφού πρώτα καλυφθούν οι υποχρεώσεις για ύδρευση, οικολογική παροχή και άρδευση),
- ένα δεύτερο Μικρό Υδροηλεκτρικό Έργο (ΜΥΗΣ) στη θέση Κάτω Προεσπέρα, ισχύος 3,10MW, (με 12 αντλίες ονομαστικής ισχύος 250kW έκαστη, εκ των οποίων οι 4 είναι μεταβλητών στροφών),
- ένα Αντλιοστάσιο στην Κάτω Προεσπέρα, ισχύος 3,00MW,
- δυο Δεξαμενές χωρητικότητας 80.000m³ έκαστη (μία στην Προεσπέρα και μια στην Κάτω Προεσπέρα, που εξυπηρετούν τις ανάγκες της αντλησιοταμίευσης για την απορρόφηση της αιολικής ενέργειας) και
- ένα ταμιευτήρα νερού συνολικού όγκου περίπου 910.000m³ στο Πέζι.



Εικόνα 41: Ο υβριδικός σταθμός βρίσκεται βορειοδυτικά στο νησί. Ανατολικά βρίσκονται και οι ανεμογεννήτριες των δύο αιολικών πάρκων, στην τοποθεσία «Περδίκι», βόρεια του Τ.Σ.Π. Τα αιολικά πάρκα (Α/Π) έχουν συνολική εγκατεστημένη ισχύ 985kW και αποτελούνται από: Μια ανεμογεννήτρια σύγχρονη των 600kW (ιδιοκτησία «Λάκιος») και επτά ασύγχρονες ανεμογεννήτριες των 55kW, συνολικής ισχύος 7×55=385kW. Πηγή: [33].



Εικόνα 42: Οι ταμιευτήρες του υβριδικού σταθμού Ικαρίας στα δυτικά του νησιού. Πηγή: [33], Google Earth.

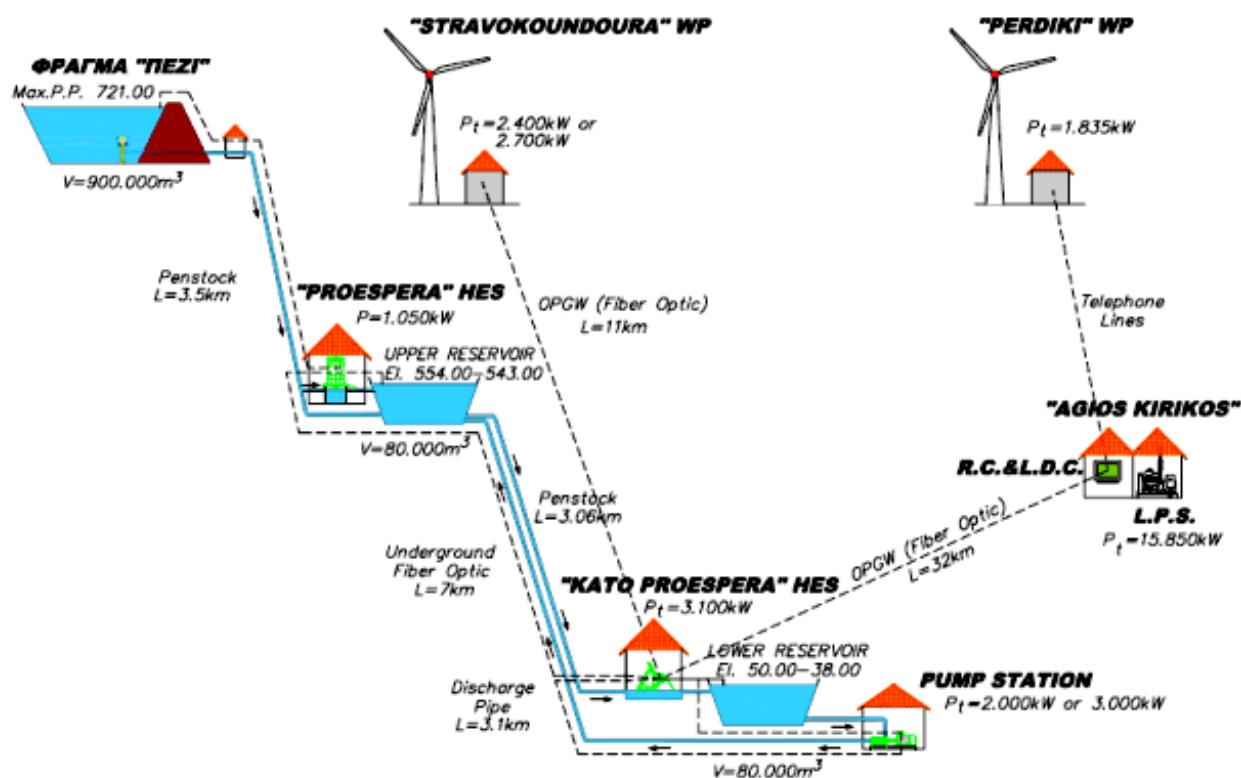
Κάποια βασικά τεχνικά χαρακτηριστικά του σταθμού παρουσιάζει ο Πίνακας 5.

Τεχνικά / οικονομικά χαρακτηριστικά	
Ετήσια αιχμή ζήτησης ισχύος συστήματος (MW)	7,8
Ετήσια κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας (MWh)	27.600
Αιολικά πάρκα (αριθμός ανεμογεννητριών / ισχύς)	4×600kW = 2,4MW
Χωρητικότητα άνω δεξαμενής (m ³) / ολικό μανομετρικό (m)	900.000 / 724
Χωρητικότητα κάτω δεξαμενής (m ³) / ολικό μανομετρικό (m)	80.000 / 555
Χωρητικότητα αποθήκευσης (MWh)	1.500
Αντλιοστάσιο (μονάδες / ισχύς)	8×250kW = 2MW
Υδροηλεκτρικός σταθμός (μονάδες / ισχύς)	2×1,550kW +1,050kW = 4,15MW
Συνολικό αρχικό κόστος εγκατάστασης (€)	26.000.000
Αρχικό κόστος αναστρέψιμου υδροηλεκτρικού (€)	23.000.000
Ειδικό κόστος αποθήκευσης αναστρέψιμου υδροηλεκτρικού (€/kWh)	15,33
Συνολικός βαθμός απόδοσης αναστρέψιμου υδροηλεκτρικού (%)	69
Ετήσια διείσδυση ενέργειας υβριδικού σταθμού (%)	50,0

Πίνακας 5: Βασικά τεχνικά και οικονομικά χαρακτηριστικά του υβριδικού σταθμού στο νησί Ικαρία. Πηγή: [33].

Καθ' όλη τη διάρκεια του έτους, το νερό κυκλοφορεί μεταξύ της Άνω και της Κάτω Δεξαμενής (Εικόνα 43) μέσω 12 αντλιών και 2 αγωγών (προσαγωγού και καταθλιπτικού) και παράγεται υδροηλεκτρική ενέργεια από τον ΜΥΗΣ Κάτω Προεσπέρας, που διοχετεύεται στο δίκτυο του νησιού.

Ο ΜΥΗΣ Προεσπέρας (1×1MW) λειτουργεί μόνο κατά τη μη αρδευτική περίοδο (Οκτώβριος-Απρίλιος), και παράγει ενέργεια από την υπερχειλίση του παλαιού Φράγματος Πεζίου. Το νερό με τη βοήθεια αντλιοστασίου, μέσω χαλύβδινου αγωγού πτώσης οδηγείται στον άνω ταμιευτήρα, ο οποίος με τη σειρά του τροφοδοτεί, μέσω χαλύβδινου καταθλιπτικού αγωγού πτώσης, το δεύτερο ΜΥΗΣ Κάτω Προεσπέρας (2×1,55MW), (αναστρέψιμος κύκλος). Το Υβριδικό Έργο καθώς και οι λοιπές πηγές ενέργειας του νησιού (Πετρελαϊκός Σταθμός & Α/Π Ιδιωτών) ελέγχονται με τηλεχειρισμό από τον Άγιο Κήρυκο (συνολική Ισχύς: 6,5MW, 4,1MW μονάδες τύπου Pelton και 2, 4MW ανεμογεννήτριες, συνολική παραγωγή ενέργειας 13GWh: 5GWh αιολική ενέργεια και 8GWh υδροηλεκτρική ενέργεια).



Εικόνα 43: Λειτουργικό σχεδιάγραμμα του Υβριδικού Αντλιοσταμειυτικού Σταθμού της Ικαρίας. Πηγή: [33].

Η βασική παραγωγή υβριδικής ενέργειας του έργου προκύπτει από το γεγονός ότι για τη λειτουργία του Αντλιοστασίου αξιοποιείται η αιολική ενέργεια, που παράγεται από το Αιολικό Πάρκο στη Στραβοκουντούρα. Η ενεργειακή τροφοδότηση του Αντλιοστασίου συνιστά αποθήκευση ενέργειας (μπαταρία), διότι η αιολική ενέργεια του Αιολικού Πάρκου δεν απορροφάται από το έργο, αλλά, αποθηκευμένη στο νερό που μεταφέρεται από την κάτω στην άνω Δεξαμενή, θα αποδοθεί τελικά στο ηλεκτρικό δίκτυο του νησιού μέσω του

ΜΥΗΣ Κάτω Προεσπέρας με τη μορφή υδροηλεκτρικής ενέργειας. Πρόκειται συνεπώς για έναν επιτυχημένο συνδυασμό δύο βασικών ΑΠΕ –της αιολικής και της υδροηλεκτρικής– που δημιουργεί την υβριδική ενέργεια.

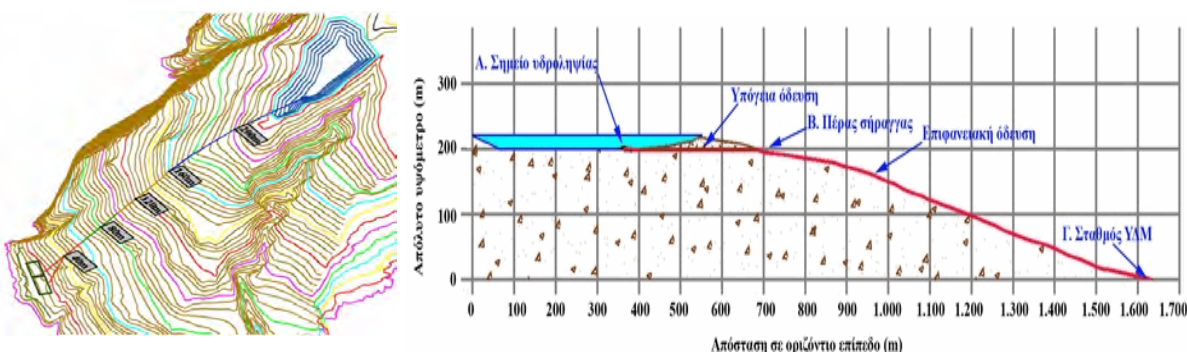
Με αυτόν τον τρόπο υπολογίζεται ότι ο “Ναέρας” θα παράγει συνολική καθαρή ενέργεια της τάξεως των 9,8GWh/έτος, καλύπτοντας μεγάλο μέρος των ετήσιων ενεργειακών αναγκών του νησιού, κυρίως κατά τους χειμερινούς μήνες.

5.3.2. Υβριδικός σταθμός Νομού Ηρακλείου Κρήτης, 36MW

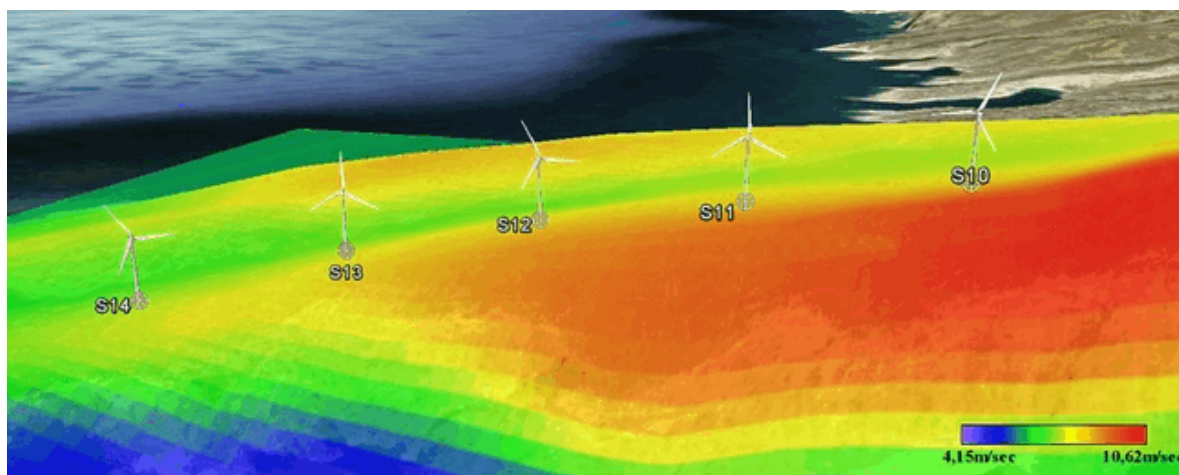
Ο δεύτερος σημαντικός υβριδικός ΣΗΕ που θα παρουσιάσουμε είναι εκείνος που βρίσκεται στο νομό Ηρακλείου στην Κρήτη, δυναμικού 36MW. Απαρτίζεται από τις μονάδες παραγωγής ΑΠΕ: αιολικό πάρκο στην Κορυφογραμμή Οξύ Κεφάλι και Ακρωτήριο Λίθινο Νομού Ηρακλείου και το αναστρέψιμο υδροηλεκτρικό στο Ακρωτήριο Λίθινο ως μονάδα αποθήκευσης, με χαρακτηριστικά που δίνονται στην Εικόνα 44 έως την Εικόνα 47.



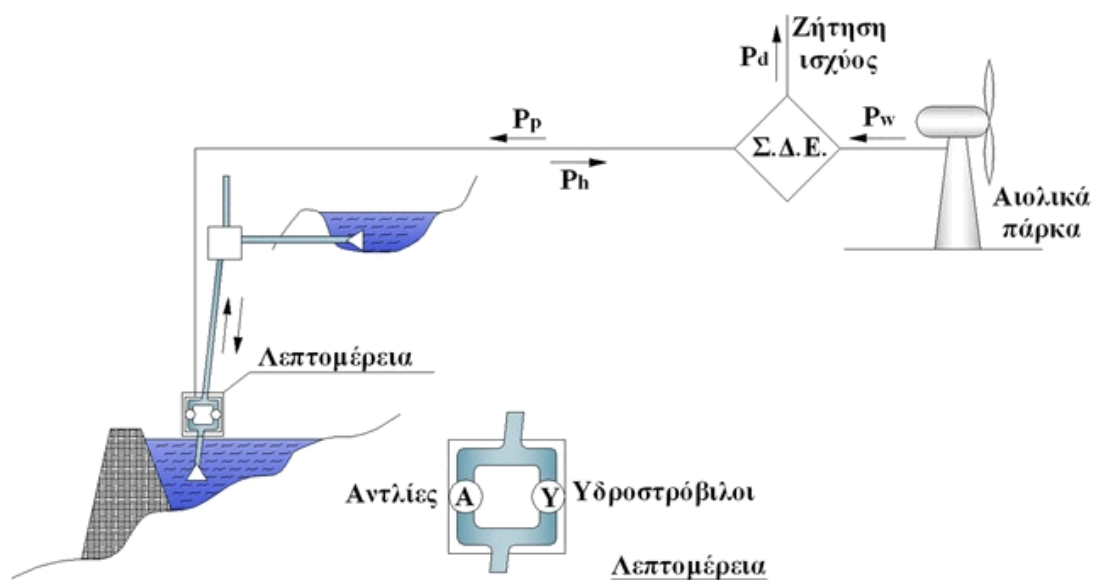
Εικόνα 44: Χωροθέτηση του αναστρέψιμου υδροηλεκτρικού σταθμού στο ακρωτήριο Λίθινο Νομού Ηρακλείου. Πηγή: [33], Google Earth.



Εικόνα 45: Τρισδιάστατη όδευση αγωγών σε ψηφιοποιημένο ανάγλυφο (αριστερά) και μηκοτομή όδευσης αγωγών (δεξιά), του αναστρέψιμου υδροηλεκτρικού σταθμού στο ακρωτήριο Λίθινο Νομού Ηρακλείου. Πηγή: [33].

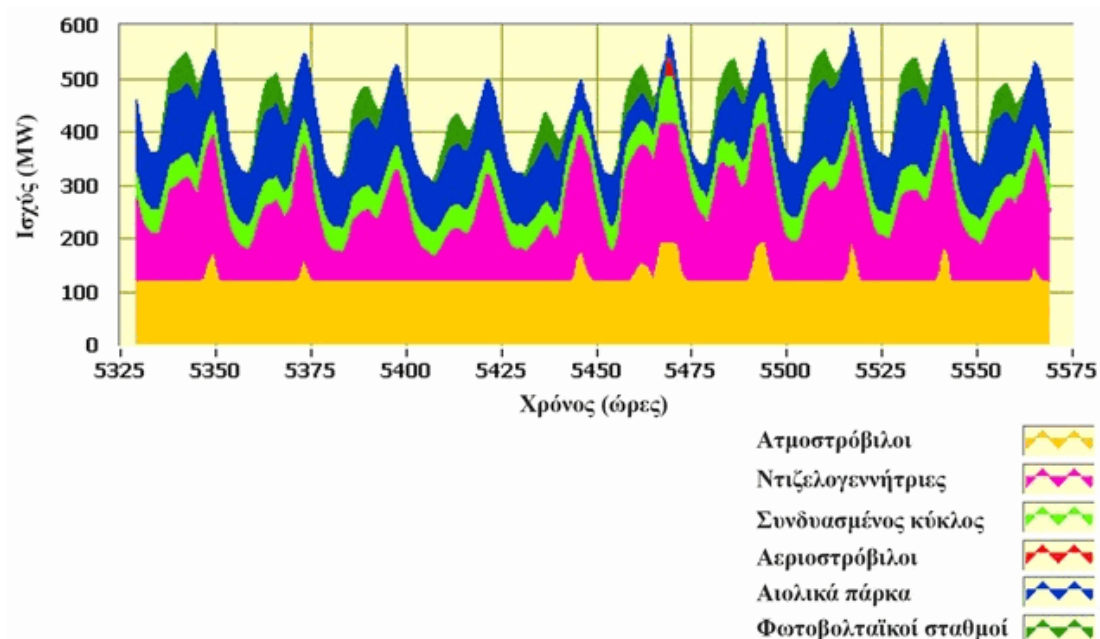


Εικόνα 46: Τρισδιάστατη απεικόνιση χωροθέτησης αιολικού πάρκου «Λίθινο» σε υπόβαθρο χάρτη αιολικού δυναμικού, του αναστρέψιμου υδροηλεκτρικού σταθμού στο ακρωτήριο Λίθινο Νομού Ηρακλείου. Πηγή: [33].

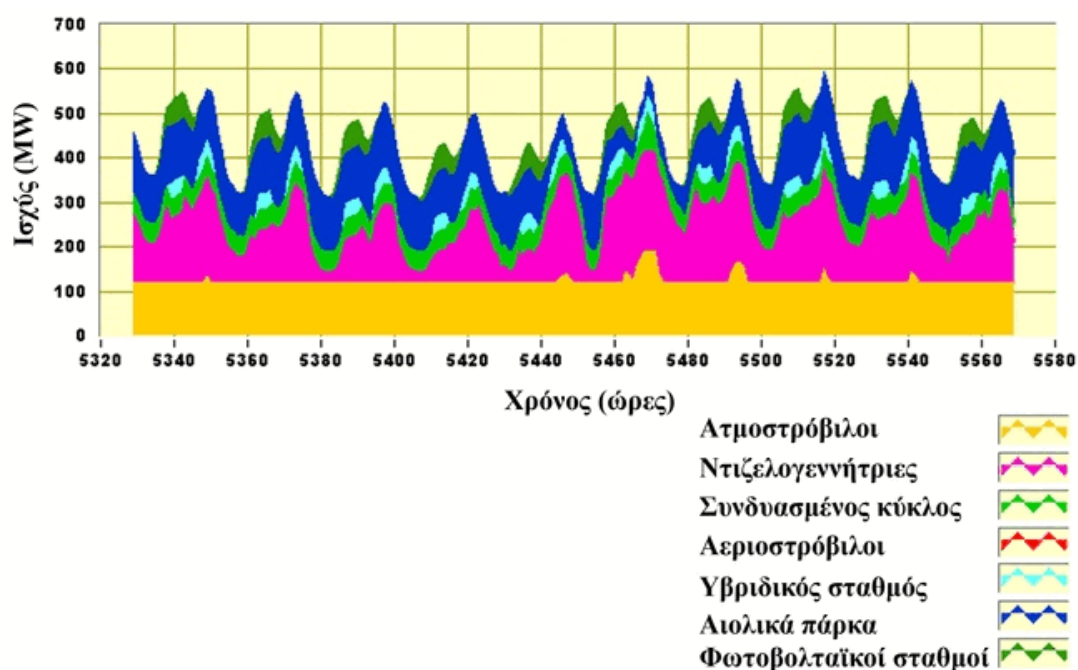


Εικόνα 47: Λειτουργικό σχεδιάγραμμα του Υβριδικού Αντλησιοταμιευτικού Σταθμού στο Λίθινο στο νομό Ηρακλείου και στο Νομό Λασιθίου, Κρήτης (55MW). Πηγή: [33].

Τα ενεργειακά και περιβαλλοντικά αποτελέσματα δίνονται στις επόμενες Εικόνες. Το συνολικό ποσοστό ετήσιας κάλυψης κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας από τον υβριδικό σταθμό είναι της τάξης του 2,21% και η ετήσια μείωση εκπομπών CO₂ είναι 54.670tn.



Εικόνα 48: Σύνθεση παραγωγής ισχύος κατά την περίοδο υψηλής ζήτησης ισχύος (Αύγουστος) πριν την εισαγωγή του υβριδικού σταθμού στο Λίθινο Νομού Ηρακλείου. Πηγή: [33].



Εικόνα 49: Σύνθεση παραγωγής ισχύος κατά την περίοδο υψηλής ζήτησης ισχύος (Αύγουστος) μετά την εισαγωγή του υβριδικού σταθμού στο Λίθινο Νομού Ηρακλείου. Πηγή: [33].

5.3.3. Ο Υβριδικός σταθμός στο Νομό Λασιθίου, Κρήτης, 55 MW.

Ο συγκεκριμένος σταθμός είναι παρόμοιος με το σταθμό της προηγούμενης παραγράφου στο ακρωτήριο Λίθινο Νομού Ηρακλείου και δεν αναλύεται περισσότερο εδώ, αρκούμαστε μόνο στην αναφορά του.

5.3.4. Υβριδικός σταθμός μικροδικτύου Τήλου 800kW, 2018

Ο Υβριδικός σταθμός μικροδικτύου στο νησί της Τήλου των Δωδεκανήσων, δυναμικού 800kW, εγκαινιάσθηκε 2018 και αποτελεί ένα πρωτοποριακό Ευρωπαϊκό ερευνητικό έργο.

Με το διακριτικό όνομα T.I.L.O.S. (Technology Innovation for the Local Scale, Optimum Integration of Battery Energy Storage) αποτελεί επίτευγμα υλοποίησης για την ανάπτυξη και τη λειτουργία ενός έξυπνου, καινοτόμου μικροδικτύου ηλεκτροδότησης, το οποίο βασίζεται σε υβριδικό σχήμα ΑΠΕ αιολικής και ηλιακής ενέργειας και αποθήκευσης ενέργειας σε προηγμένης τεχνολογίας συσσωρευτές για την κάλυψη των αναγκών σε ηλεκτρική ενέργεια των κατοίκων της κοινότητας των Λιβαδιών (περίπου 500 κάτοικοι). Ο Υβριδικός Σταθμός στην Τήλο έχει ισχύ στο 1% της συνολικά εγκατεστημένης ισχύος του Σταθμού Παραγωγής στην Κω και στην Κάλυμνο, ενώ κατά τη λειτουργία του εκτιμάται πως θα ελαττώσει την παραγωγή του τελευταίου κατά 1.200MWh (μείωση που αντιστοιχεί στην ετήσια κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας περίπου 320 νοικοκυριών).



Εικόνα 50: Εγκαταστάσεις του Υβριδικού σταθμού μικροδικτύου της Τήλου. Πηγή: [34].

Ο Υβριδικός Σταθμός Τήλου αποτελεί όπως είπαμε μια πρωτότυπη και καινοτομική εφαρμογή. Περιλαμβάνει (Εικόνα 50) ανεμογεννήτρια, ΦΒ πάρκο, μονάδα αποθήκευσης ενέργειας, αλλά η μεγάλη ιδιαιτερότητά του έγκειται στο **πρωτότυπο σύστημα διαχείρισης που ελέγχει σε πραγματικό χρόνο την παραγωγή ενέργειας και μέσω της μπαταρίας τροφοδοτεί το δίκτυο με σταθερή και εγγυημένη ενέργεια**. Στην Εικόνα 51 φαίνονται τα

ελεύθερης πρόσβασης καθημερινά στατιστικά που δημοσιεύονται σε πραγματικό χρόνο στην ιστοσελίδα του έργου [34].

Η διαχείριση της λειτουργίας του βασίζεται σε αλγόριθμους τεχνητής νοημοσύνης που τροφοδοτούνται με πραγματικά δεδομένα. Διαθέτει ένα ολοκληρωμένο σύστημα πλήρους ενεργειακής αυτονομίας κι αυτοδιαχείρισης. Το όνομά του είναι S4S που σημαίνει **Storage for Security, Sustainability, Solution, Smart Grid** και το τεράστιο πλεονέκτημα του είναι η δυνατότητα διασύνδεσης που έχει με άλλα συστήματα και δίκτυα. Αυτή η εφαρμογή τεχνητής νοημοσύνης έχει εισόδο τα πραγματικά δεδομένα των μετεωρολογικών προβλέψεων, προβλέπει τις ανάγκες κατανάλωσης και διαχειρίζεται συνολικά την παραγωγή, αποθήκευση και συνεχή τροφοδοσία του συστήματος με ηλεκτρική ενέργεια. Η τεχνογνωσία που εφαρμόστηκε σε αυτή τη βασική πιλοτική εκδοχή, μπορεί να εφαρμοστεί και σε μεγαλύτερες κλίμακες.



Εικόνα 51: Καθημερινά στατιστικά που δημοσιεύονται σε πραγματικό χρόνο στην ιστοσελίδα του έργου TILOS. Πηγή: [34].

Ενώ φέρει εθνική ταυτότητα, αποτέλεσε ταυτόχρονα πολυεθνική προσπάθεια με συμμετοχή 13 ευρωπαϊκών εταιρών από 7 διαφορετικές χώρες (Ελλάδα, Γερμανία, Γαλλία, Σουηδία, Αγγλία, Ιταλία και Ισπανία). Επιστημονικός υπεύθυνος του έργου ήταν το Πανεπιστήμιο Δυτικής Αττικής (τέως ΤΕΙ Δυτικής Αττικής).

Η παραγωγή του έργου έγινε με την υποστήριξη €11.000.000 από το Ευρωπαϊκό πρόγραμμα HORIZON 2020 (<https://ec.europa.eu/programmes/horizon2020>). Την ιδιωτική συμμετοχή του έργου, της τάξης των €2.000.000, κάλυψε ο όμιλος Eunice Energy Group (EEG).

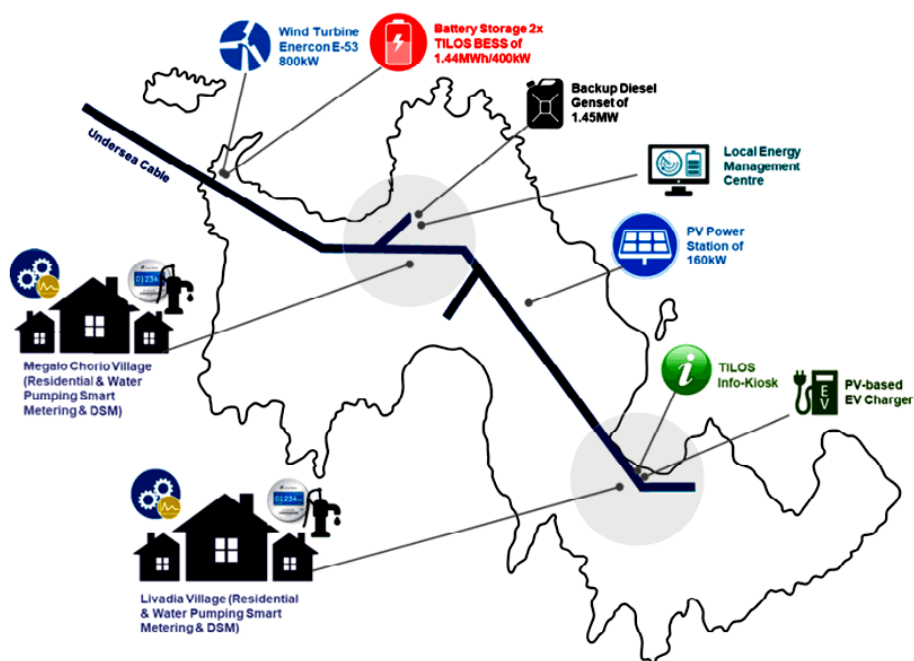
Τα χαρακτηριστικά συστήματα (βλέπε και Εικόνα 52, Εικόνα 53) που απαρτίζουν τον υβριδικό σταθμό της Τήλου περιλαμβάνουν:

- Ανεμογεννήτρια ονομαστικής ισχύος 800kW.
- Φωτοβολταϊκά ονομαστικής ισχύος 160kWp.
- Αναστροφείς ονομαστικής ισχύος 20kW.
- Συστοιχίες μπαταριών ονομαστικής αποδιδόμενης ενέργειας 2,8MWh.

Επιπλέον διαθέτει μονάδα ντίζελ Genset για περιπτώσεις έκτακτης ανάγκης, και Solar EV Charger.

Για την βέλτιστη λειτουργία του υποστηρίζεται από τα παρακάτω συστήματα:

1. Smart Metering & DSM Platform
2. High-Level Energy Management Centre
3. Microgrid Management Platform
4. Forecasting System
5. Microgrid Simulator
6. Extended Microgrid Simulator
7. Storage System Performance Analysis Tool
8. Consumer Engagement Toolbox

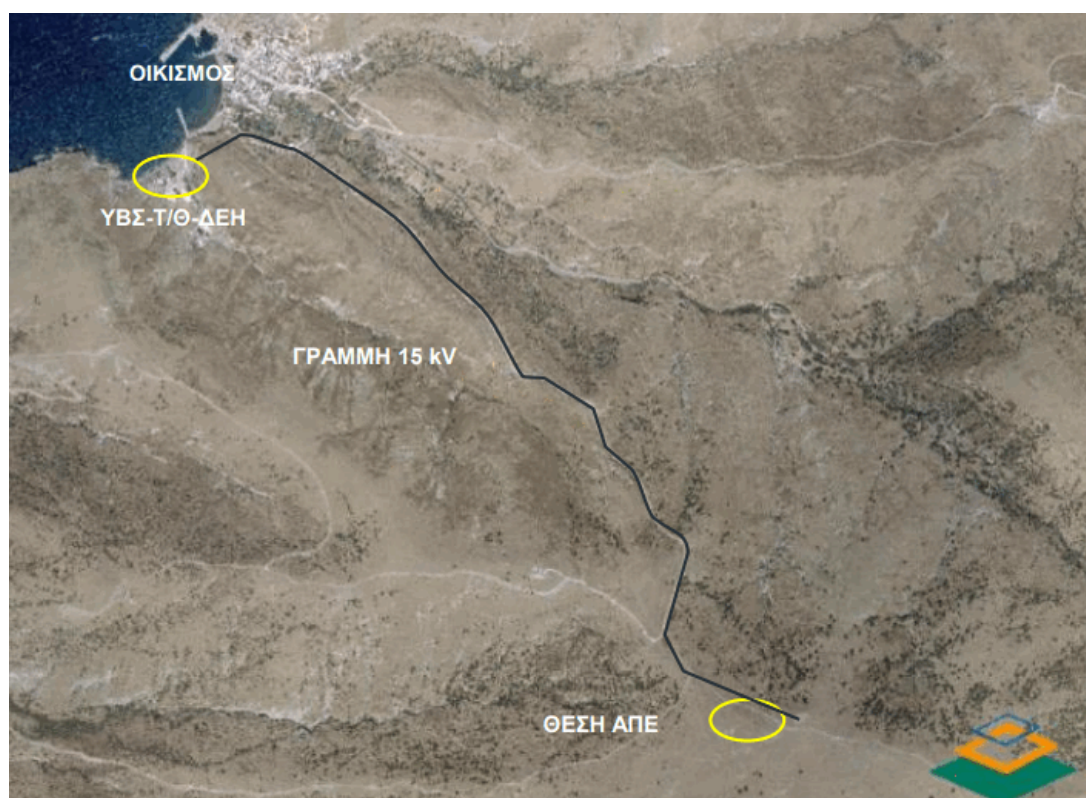


Εικόνα 52: Σχεδιάγραμμα του Υβριδικού σταθμού μικροδικτύου της Τήλου. Πηγή: [34].

350kW, ετήσια παραγωγή 1.200kWh. Οι ενεργειακές ανάγκες για θέρμανση με πετρέλαιο και ηλεκτρική ενέργεια υπολογίζονται σε 1.000MWh/έτος.



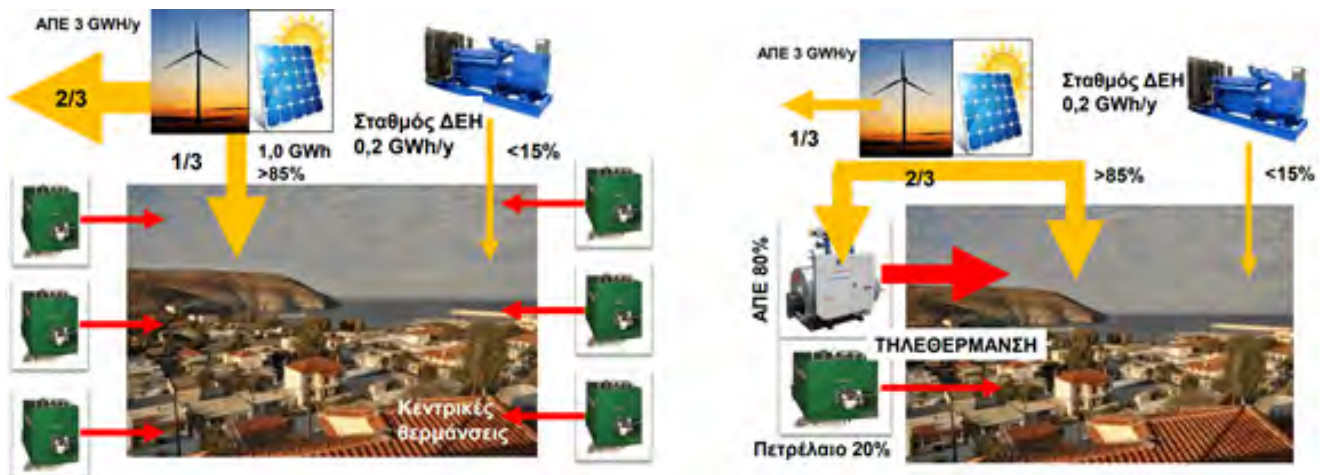
Εικόνα 54: Γεωγραφική θέση και λίγα βασικά γνωρίσματα του νησιού Άγιος Ευστράτιος.



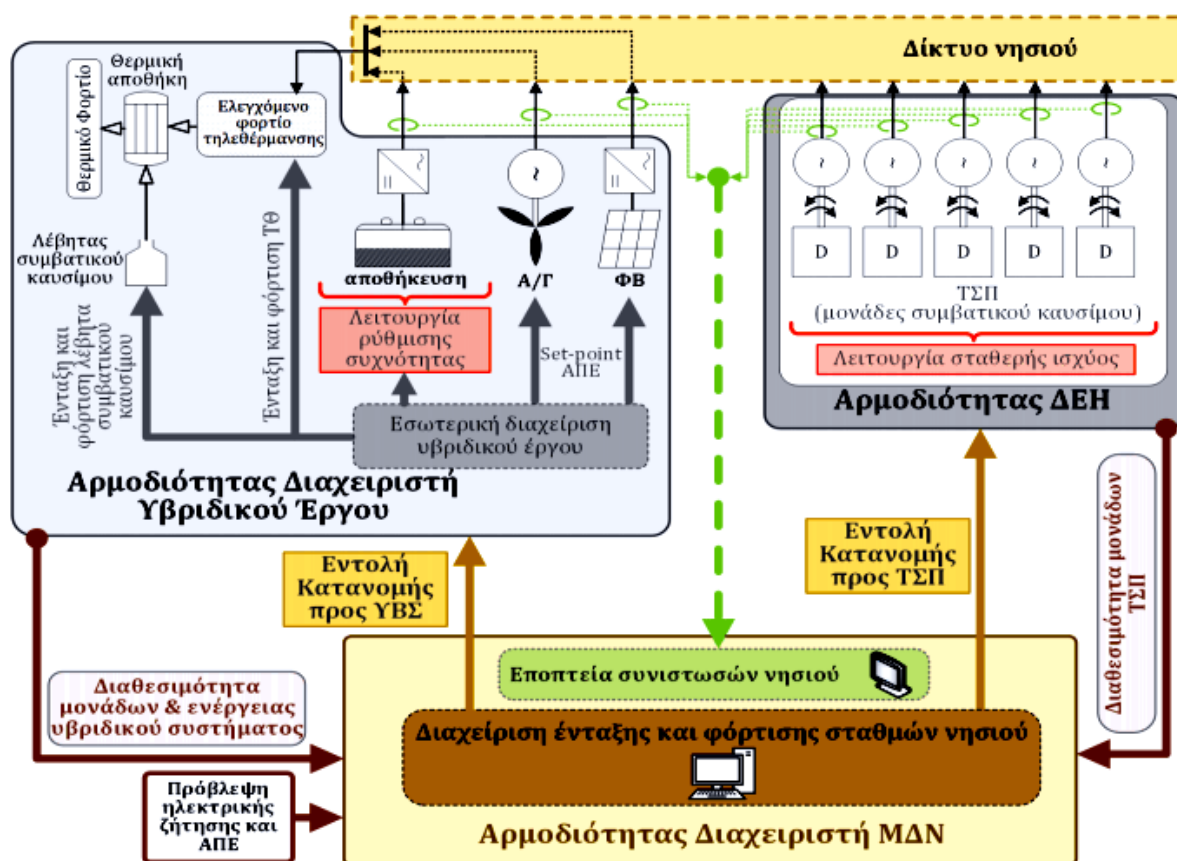
Εικόνα 55: Γεωγραφική θέση εγκατάστασης της μονάδας ΑΠΕ στο νησί Αγίου Ευστρατίου. Πηγή: Google Earth.

Τα τεχνικά χαρακτηριστικά του έργου, το οποίο θα παραδοθεί κατά το χρονοδιάγραμμά του μέσα στο 2022, μπορούν να συνοψισθούν ως εξής [35]:

- Εγκατάσταση συστημάτων ΑΠΕ σύνολο 1.050kW (αιολικά 800-900kW και ΦΒ 150-250kW σε αναλογία περίπου 4:1) με αποθηκευτικό σύστημα μπαταριών 2,5MWh.
- Σύστημα τηλεθέρμανσης με θερμική αποθήκη.
- Πολύ υψηλή διείσδυση (>85% ετησίως) στο ηλεκτρικό σύστημα του νησιού (ενεργειακός στόχος).
- Μείωση εκπομπών αερίων θερμοκηπίου κατά 1.250tn CO₂ ετησίως.
- Μεγιστοποίηση της εκμετάλλευσης της παραγωγής των ΑΠΕ με συνδυασμό ηλεκτρικής και θερμικής αποθήκευσης.
- Υποκατάσταση του μεγαλύτερου μέρους των αναγκών θέρμανσης από ΑΠΕ (άνω του 75%).
- Εξοικονόμηση Ενέργειας στα δημοτικά κτίρια και οχήματα (δεν συνυπολογίζονται στον ενεργειακό στόχο).



Εικόνα 56: Συγκριτικό λειτουργικό σχεδιάγραμμα του Υβριδικού Σταθμού της νήσου Αγίου Ευστρατίου (υπό κατασκευή), χωρίς τηλεθέρμανση (αριστερά) και με τηλεθέρμανση (δεξιά). Πηγή: [35].



Εικόνα 57: Λειτουργικό σχεδιάγραμμα του Υβριδικού Σταθμού της νήσου Αγίου Ευστρατίου (υπό κατασκευή).
Πηγή: [35].

Κεφάλαιο 6

Περίπτωση μελέτης της διπλωματικής εργασίας: διαστασιολόγηση υβριδικού σταθμού (ΦΒ, συσσωρευτές) υψηλής διείσδυσης στη νήσο Γαύδο

6.1. Εισαγωγή

Σύμφωνα με τα δεδομένα της ΔΕΔΗΕ, 2019, η νήσος Γαύδος παρουσιάζει την μικρότερη ετήσια ζήτηση, το μικρότερο peak ημερήσιας ζήτησης και το μεγαλύτερο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας σε σχέση με τα άλλα μικρά ΜΔΝ. Σύμφωνα με την ίδια πηγή, σήμερα το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στο νησί είναι €700/MWh. Η παραγωγή στη Γαύδο γίνεται με θερμικό σταθμό, με συμβατικές ηλεκτρογεννήτριες πετρελαίου, λειτουργούν κυκλικά μέχρι δύο συγχρόνως. Ο κατασκευαστής και η ισχύς τους είναι:

1. John Deree, 50kW
2. Volvo, 100kW
3. Volvo, 120kW
4. Same, 100kW

Επιπλέον υπάρχει ένα ΦΒ σύστημα των 20kW με αποθήκες 224,7kWh (72 μπαταρίες Sunlight, τύπου RES OPz valve regulated tubular plate gel, 1560AH -2V) το οποίο υπολειτουργεί ή δεν λειτουργεί προς το παρόν (το ΦΒ εγκαταστάθηκε το 2013, οι μπαταρίες εγκαταστάθηκαν το 2017). Στην Εικόνα 58 φαίνεται το κόστος παραγωγής ενέργειας ανά MWh, σε διάφορα ΜΔΝ της χώρας, σε σχέση με τη Γαύδο.

Island	Peak demand (MW)	Annual Energy demand (MWh)	Average Total Cost of electricity (€/MWh)
AG. EYSTRATIOS	0.31	1,092.92	592.05
AMORGOS	3.15	10,233.84	359.94
ANAFI	0.50	1,296.75	617.09
ASTYPALAIA	2.21	6,447.56	374.83
IKARIA	6.70	25,219.22	422.78
KARPATOS	11.30	32,823.33	233.26
SAMOS	29.60	112,161.55	164.41
SIFNOS	6.22	22,681.30	348.31
THIRA	42.80	180,769.51	183.24
MEGISTI	0.91	3,539.66	480.70
GAVDOS	0.16	749.00	700.00

Εικόνα 58: Το κόστος παραγωγής ενέργειας ανά MWh, σε διάφορα ΜΔΝ της χώρας, σε σχέση με τη Γαύδο.
Πηγή: ΔΕΗ Αθήνας.

Στην παρούσα Διπλωματική εργασία, επιλέχθηκε η νήσος Γαύδος ως πεδίο μελέτης βαθιάς διείσδυσης ΑΠΕ σε μικροδίκτυο, μη διασυνδεδεμένου με το ηπειρωτικό δίκτυο, τόσο επειδή το θέμα είναι επίκαιρο (υπάρχει έντονο ενδιαφέρον σχεδιασμού και υλοποίησης Υβριδικού Σταθμού στο συγκεκριμένο νησί) όσο και ένεκα της καταγωγής του συγγραφέα από αυτό. Από την βιβλιογραφική έρευνα που διεξάγαμε, βρέθηκε μόνο μια σχετική Διπλωματική εργασία [27], στην οποία η προτεινόμενη λύση Υβριδικού Σταθμού πετυχαίνει διείσδυση ΑΠΕ 85% και συνίσταται σε χρήση 2 ανεμογεννητριών των 50kW, ΦΒ 197kWp, αποθήκες συσσωρευτών 911kWh και σε υποστηρικτική λειτουργία των δύο υφιστάμενων θερμικών μηχανών του νησιού (50kW και 100kW). Ο προτεινόμενος Σταθμός εκτιμήθηκε σε αρχικό κεφάλαιο €512χιλ., κόστος λειτουργίας €30χιλ. και συνολικό κόστος σε καθαρή παρούσα αξία ίσο με €900χιλ.

6.1.1. Μελλοντικό έργο Υβριδικού Σταθμού Γαύδου που εγκρίθηκε το 2020

Οι εξελίξεις μας προλαβαίνουν. Σύμφωνα με ανακοίνωση τις 20^{ης} Ιουνίου 2020, εγκρίθηκε από την ΡΑΕ – έργο «Εγκατάσταση και λειτουργία υβριδικού σταθμού αποτελούμενου από φωτοβολταϊκό σταθμό ισχύος 140kW και συστοιχία συσσωρευτών χωρητικότητας 448kWh» στην θέση Μύλοι του Δήμου Γαύδου, σε Πρότυπες Περιβαλλοντικές Δεσμεύσεις με επιβολή πρόσθετων όρων για τη διασφάλιση της ακεραιότητας των επηρεαζόμενων περιοχών του δικτύου Natura GR 4340013 «Νήσοι Γαύδος και Γαυδοπούλα».

Οι μονάδες ΑΠΕ του σταθμού θα είναι:

- Φωτοβολταϊκός σταθμός εγκατεστημένης ισχύος 140kWp

Οι μονάδες ελεγχόμενης παραγωγής θα είναι συσσωρευτές ως ακολούθως:

- Συσσωρευτές συνολικής αποθηκευτικής ικανότητας 448kWh.
- Συνολική εγκατεστημένη ισχύς φόρτισης 12kWp

Η Συνολική εγκατεστημένη εγγυημένη θερμική ισχύς παραγωγής θα είναι 80kW.

Η μέγιστη ισχύς εγγυημένης παραγωγής θα είναι 38kW για περίοδο 8 ώρες ανά ημέρα, όπως αυτές προσδιορίζονται ημερησίως, από τον αρμόδιο διαχειριστή, βάσει των σχετικών προβλέψεων και ρυθμίσεων του Κώδικα Διαχείρισης των ΜΔΝ και της πρότυπης Σύμβασης Πώλησης για υβριδικούς σταθμούς.

Η ως άνω υποχρέωση του παραγωγού δεν αναιρεί την υποχρέωση του Διαχειριστή για την απορρόφηση όλης της διαθέσιμης ενέργειας από τις ελεγχόμενες μονάδες παραγωγής σύμφωνα με τους ειδικούς όρους της παρούσας. Η απορροφώμενη ενέργεια για πλήρωση των συστημάτων αποθήκευσης θα συμψηφίζεται σε ωριαία βάση με την ενέργεια των μονάδων ΑΠΕ του σταθμού.

6.1.2. Χαρακτηριστικά νήσου Γαύδου

Το νησί της Γαύδου βρίσκεται στο νοτιότερο άκρο της Ελλάδας αλλά και της Ευρώπης και απέχει από τα νότια παράλια της Κρήτης περίπου 21 ναυτικά μίλια. Η Γαύδος απέχει 32 ναυτικά μίλια από την Παλαιόχωρα, 22 από τη χώρα Σφακίων και 170 από το Τομπρούκ της Λιβύης.

Η Γαύδος, έχει έκταση 29,58 km², τριγωνικό σχήμα με μέγιστο 10 km και πλάτος 5 km. Το μέγιστο υψόμετρο του νησιού είναι τα 386 m και το μέσο υψόμετρο τα 100m. Ο Πληθυσμός το καλοκαίρι ανέρχεται σε ~3.500 άτομα, ενώ οι μόνιμοι κάτοικοι είναι προς το παρόν ~150.

Η κοινότητα Γαύδου όπως και η ευρύτερη περιοχή δυτικής Κρήτης ανήκει στην περιοχή NATURA με κωδικό GR4340013.

Η νήσος Γαύδος, όπως και η Γαυδοπούλα, υπάγονται στις παρακάτω θεσμικές ρυθμίσεις:

- Η Νήσος Γαυδοπούλα, και από την Νήσο Γαύδο η βόρεια ακτή, και η Τρυπητή έχουν χαρακτηριστεί σαν τοπία ιδιαίτερου φυσικού κάλους (AT6020009, AT6011003, AT6011004).
- Η περιοχή Λαυρακά, στην οποία έχουν εντοπισθεί πολλά αρχαιολογικά ευρήματα, θολωτοί, λαξευτοί τάφοι έχει χαρακτηριστεί από την αρχαιολογική υπηρεσία αρχαιολογικός χώρος.
- Η νήσος Γαύδος είναι περιοχή ειδικής προστασίας (SPA).
- Η περιοχή της Γαύδου έχει καταχωρηθεί στην απογραφή των ελληνικών υγροτόπων (EKBY) με κωδικό GR4340013.

Το **κλίμα** στην Νήσο Γαύδο χαρακτηρίζεται από αραιές βροχοπτώσεις, ισχυρούς ανέμους, μεγάλη ηλιοφάνεια, μεγάλη υγρασία και ομίχλη και χαμηλή νέφωση. Οι ΑΠΕ που είναι εφικτό να εγκατασταθούν στο νησί περιλαμβάνουν εκμετάλλευση της ηλιακής και της αιολικής ενέργειας, ορισμένες ποσότητες στερεάς βιομάζας και γεωθερμία χαμηλής ενθαλπίας.

Οι **δραστηριότητες** που είναι αναπτυγμένες σήμερα στην νήσο Γαύδο είναι οι εξής:

- Αλιευτική και κτηνοτροφική δραστηριότητα: Οικόσιτη και ποιμενική - συστηματικής εκτροφής, με κυριότερο κτηνοτροφικό προϊόν το κρέας.
- Αγροτική δραστηριότητα: Υπάρχουν λίγες καλλιέργειες ελιάς και αμπελοκαλλιέργειες.
- Τουριστική δραστηριότητα: Είναι αναπτυσσόμενη και περιορίζεται προς το παρόν σε λίγα δωμάτια και μερικές ταβέρνες κατά τους μήνες Ιούλιο και Αύγουστο.
- Εμπορική δραστηριότητα: στην περιοχή υπάρχει πολύ περιορισμένη εμπορική δραστηριότητα κυρίως τουριστικού περιεχομένου, όπως ενοικιάσεις μηχανών και αυτοκινήτων.

6.1.3. Ενεργειακές ανάγκες της Γαύδου

Οι ενεργειακές ανάγκες του νησιού, σύμφωνα με την ΔΕΗ Αθήνας στην οποία υπάγεται η Γαύδος, είναι:

- Ζήτηση ενέργειας ΓΑΥΔΟΥ 2019: 531.540,00kWh.
- Από αυτή, ποσοστό 3,5% καταναλώνεται από τον ίδιο το Σταθμό.
- Το υπόλοιπο 96,5% είναι η ενέργεια που καταναλώνεται από τους πελάτες καταναλωτές.
- Το ίδιο χρόνο η μέγιστη ζήτηση του νησιού ήταν 139kW.
- Η άεργη ισχύς φορτίου έχει μέγιστο φορτίο 30kVA_r, επαγωγική λόγω των συνεστραμμένων καλωδίων.

Οι ανάγκες αυτές μπορούν να χωριστούν και ως:

- Ανάγκες σε ηλεκτρική ενέργεια για φωτισμό, λειτουργία οικιακών συσκευών, και συσκευών χώρων εστίασης (κουζίνες-ψυγεία), καθώς και δροσισμού εσωτερικών χώρων.
- Ανάγκες για τη θέρμανση των κτηρίων του νησιού τον χειμώνα.
- Καύσιμα για την κίνηση των λίγων οχημάτων του νησιού.

	Load kW/month	Load kWh/month	Load %
Jan	74.98	53985.6	8.0
Feb	71.72	51638.4	7.7
Mar	68.46	49291.2	7.3
April	65.2	46944	7.0
May	61.94	44596.8	6.6
June	76.61	55159.2	8.2
July	99.43	71589.6	10.7
Aug	110.84	79804.8	11.9
Sept	74.98	53985.6	8.0
Oct	73.35	52812	7.9
Nov	78.24	56332.8	8.4
Dec	76.61	55159.2	8.2

Πίνακας 6: Συγκεντρωτικό μηνιαίο μέσο φορτίο ζήτησης για τη νήσο Γαύδο το 2019. Στην πραγματικότητα οι μετρήσεις που έχουμε είναι ανά μισή ώρα (48 μετρήσεις ανά ημέρα) για κάθε μήνα, όπως παρουσιάζουμε στη συνέχεια της εργασίας. Πηγή: ΔΕΗ Αθήνας.

6.1.4. Υφιστάμενη ενεργειακή υποδομή ΑΠΕ στο νησί

Στο νησί υπάρχουν ήδη ένα ΦΒ πάρκο 20kWp με αποθήκη μπαταριών 6,2kW (112,3kAh). Το ΦΒ 20kWp σύστημα που εγκαταστάθηκε το 2017 στο νησί θεωρητικά επαρκεί για την τροφοδότηση σε ποσοστό 10% της συνολικής ζήτησης, με συνολικό κόστος περίπου ίσο με το ετήσιο κόστος καυσίμων του θερμικού εργοστασίου. Το 2017 η «ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ SUNLIGHT» εκπόνησε τη σχετική μελέτη αποθήκευσης και διάθεσης της παραγόμενης ενέργειας από το Φ/Β πάρκο στον θερμικό σταθμό παραγωγής (γεννήτριες ντίζελ 1x100kW, 2x50kW) και επιπλέον διέθεσε δωρεάν 72 μπαταρίες κυλινδρικού τύπου gel για κυκλική χρήση σε υβριδικά συστήματα ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, χωρητικότητας 1.560Ah, 4V έκαστη για την αποθήκευση της παραγόμενης ενέργειας (σύνολο 72x1,560kAh=112,3kAh).

6.1.5. Μετεωρολογικά δεδομένα και υποψήφια θέση προτεινόμενου σταθμού

Οι μετρήσεις του ηλιακού δυναμικού λήφθηκαν από τη διεθνή βάση δεδομένων Meteoronorm [36], αυτόματα από το λογισμικό που χρησιμοποιήσαμε, για τη θέση του υποψήφιου σημείου εγκατάστασης που επιλέχθηκε κοντά στον οικισμό «Άμπελος» με συντεταγμένες: 34° 51' 47 N (34,2440), 24° 2' 15 E (24,0533), σε υψόμετρο 345m.

6.1.6. Αρχιτεκτονική ΦΒ πάρκου στον προτεινόμενο Υβριδικό Σταθμό

Επιλέγουμε σύζευξη των ΦΒ και της αποθήκης μπαταρίας με διαθέσιμο backup στον DC ζυγό, ώστε να μοιράζονται τους ίδιους τριφασικούς μετατροπείς (Inverter) που συνδέονται στην είσοδο Μ/Σ μεσαίας τάσης 15kV προς διανομή. Θεωρούμε απαραίτητο ένα ειδικό backup Load panel, για να συνδέει τον καταναλωτή με το ΦΒ και τις μπαταρίες σε περίπτωση αποκοπής των θερμικών μηχανών, χωρίς να χρειάζεται κάθε φορά τεχνική υποστήριξη εκπαιδευμένου προσωπικού.

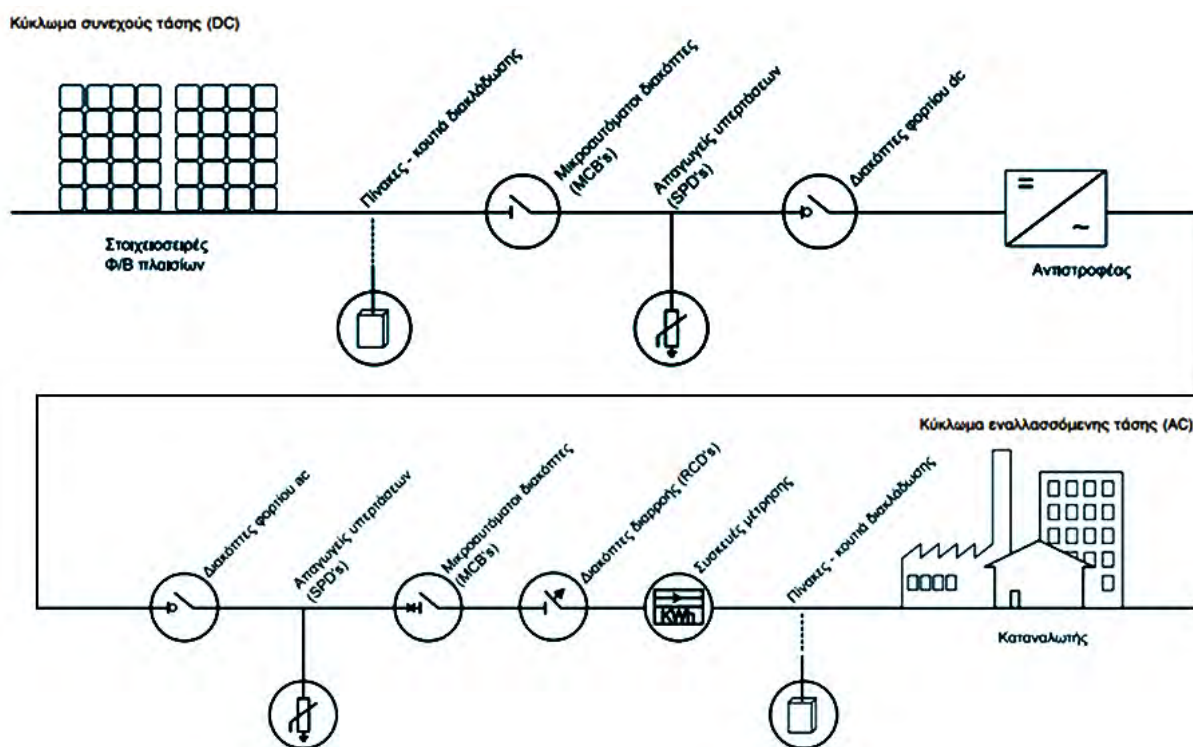
Η αρχιτεκτονική του ΦΒ πάρκου θα καθοριστεί από το μέγεθος των Μετατροπέων Τάσης Στοιχειοσειράς (String Inverter) που εμείς επιλέξαμε να είναι ισχύος 50kWp (με ενσωματωμένο πίνακα DC/AC). Σε κάθε μετατροπέα, συνδέουμε πλήθος στοιχειοσειρών ΦΒ πλαισίων, όπου η κάθε στοιχειοσειρά περιέχει τον απαιτούμενο αριθμό πάνελ σε σειρά (ανάλογα με την τιμή τάσης εξόδου κάθε πάνελ). Οι στοιχειοσειρές είναι συνδεδεμένες στους μετατροπείς τάσης μέσω ενός υποπίνακα ζεύξης συνεχούς ρεύματος DC ο οποίος περιλαμβάνει το ασφαλιστικό υλικό DC ρεύματος, την αντικεραυνική προστασία πλευράς DC και τον διακόπτη απομόνωσης AC.

Οι μετατροπείς τάσης, μετατρέπουν την τάση συνεχούς ρεύματος, DC, των ΦΒ συστοιχιών (εμείς επιλέξαμε ~1.000V που είναι μια σχετικά υψηλή τιμή, προκειμένου να χρησιμοποιήσουμε λιγότερα τεμάχια inverter), σε τριφασική εναλλασσόμενη τάση 3x400V. Οι έξοδοι εναλλασσόμενου ρεύματος AC των μετατροπέων οδηγούνται σε Πίνακες Ζεύξης AC όπου συγκεντρώνονται ανά πλήθος ομάδων. Από κάθε πίνακα ζεύξης AC αναχωρεί μια κεντρική παροχή για τον κεντρικό μετασχηματιστή τάσης.

Τα ΦΒ πάνελ επιλέξαμε να συνδεθούν μέσω DC ζυγού (αντί AC ζυγού) παρά του ότι οι chargers για σύζευξη σε AC είναι οικονομικότεροι στην περίπτωση του DC ζυγού, γιατί αφενός θεωρούμε ότι οι λύσεις με λιγότερα τεμάχια κάνουν ευκολότερη την επιλογή συμβατότητας με άλλα στοιχεία της εγκατάστασης, αφετέρου ότι προσφέρουν ευκολότερη εγκατάσταση και συντήρηση, καθώς και ότι στην αγορά διατίθενται οικονομικές λύσεις ολοκληρωμένων συστημάτων διασύνδεσης σε DC ζυγό που ενσωματώνουν μικροαυτοματισμούς, απαγωγείς υπερτάσεων, αντικεραυνική προστασία, και για τις δύο πλευρές του κυκλώματος, πλήρως συμβατοί με πλήρες σύστημα ελέγχου, παρακολούθησης και καταγραφής των παραμέτρων λειτουργίας του Φ/Β συστήματος και των μπαταριών.

6.1.7. Μετατροπείς

Το πλήθος των μετατροπέων θα εξαρτηθεί από την τιμή της ισχύος του ΦΒ πάρκου και την ισχύ του κάθε μετατροπέα. Η διάταξη σύζευξης δείχνεται στην Εικόνα 59, όπου δεν περιέχονται οι μετατροπείς που αφορούν το σύστημα αποθήκευσης σε μπαταρίες, ενώ ο Πίνακας 7 δείχνει τα τεχνικά χαρακτηριστικά του κοινού Μετατροπέα για ΦΒ και μπαταρίες, ABB TRIO-TM-50.0-400.



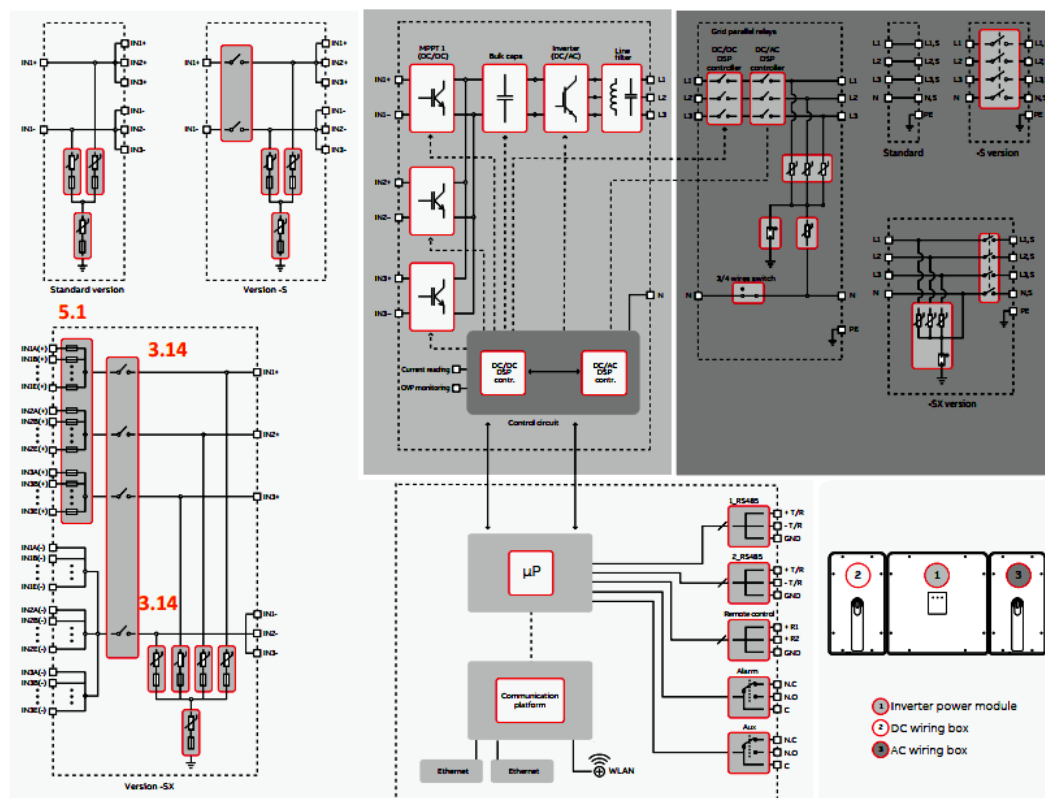
Εικόνα 59: Σχήμα προτεινόμενης διάταξης σύζευξης.

Στο εμπόριο υπάρχουν μετατροπείς που διαθέτουν ενσωματωμένες ασφάλειες, απαγωγό υπερτάσεων και διακόπτη DC, προκειμένου να αποφεύγεται η χρήση πίνακα DC/AC.

Type code	TRIO-TM-50.0-400
Input side	
Absolute maximum DC input voltage ($V_{max,abs}$)	1000 V
Start-up DC input voltage (V_{start})	420...700 V (Default 420 V)
Operating DC input voltage range ($V_{dcmín}...V_{dcmax}$)	0,7x V_{start} ...950 V (min 300 V)
Rated DC input voltage (V_{dcr})	610 Vdc
Rated DC input power (P_{dc})	52000 W
Number of independent MPPT	3 (SX and SX2 version) / 1 (standard and S version)
Maximum DC input power for each MPPT ($P_{MPPTmax}$)	17500 W
MPPT input DC voltage range ($V_{MPPTmin}...V_{MPPTmax}$) at P_{dcr}	480-800 Vdc
Maximum DC input current (I_{dcmax}) for each MPPT	36 A
Maximum input short circuit current for each MPPT	55 A (165 A in case of parallel MPPT)
Number of DC input pairs for each MPPT	5
DC connection type	Screw terminal block (Standard and -S version) or PV quick fit connector ³⁾ (-SX and SX2 version)
Input protection	
Reverse polarity protection	Yes, from limited current source
Input over voltage protection for each MPPT - varistor	Yes, 1 for each MPPT
Input over voltage protection for each MPPT - plug in modular surge arrester	Type 2 (option) with monitoring
Photovoltaic array isolation control	According to local standard
DC switch rating for each MPPT (version with DC switch)	60 A / 1000 V for each MPPT (180 A in case of parallel MPPT)
Fuse rating (version with fuses)	15 A / 1000 V
Output side	
AC grid connection type	Three-phase (3W+PE or 4W+PE)
Rated AC power (P_{acr} @ $\cos\phi=1$)	50000 W
Maximum AC output power (P_{acmax} @ $\cos\phi=1$)	50000 W
Maximum apparent power (S_{max})	50000 VA
Rated AC grid voltage ($V_{ac,r}$)	400 V
AC voltage range	320...480 V ¹⁾
Maximum AC output current ($I_{ac,rmax}$)	77 A
Contributory fault current	92 A
Rated output frequency (f)	50 Hz / 60 Hz

Πίνακας 7: Τεχνικά χαρακτηριστικά του κοινού Μετατροπέα για ΦΒ και μπαταρίες, ABB TRIO-TM-50.0-400. Χαρακτηριστικά κατασκευαστή.

ABB TRIO-TM-50.0-400 / TRIO-TM-60.0-480 string inverter block diagram



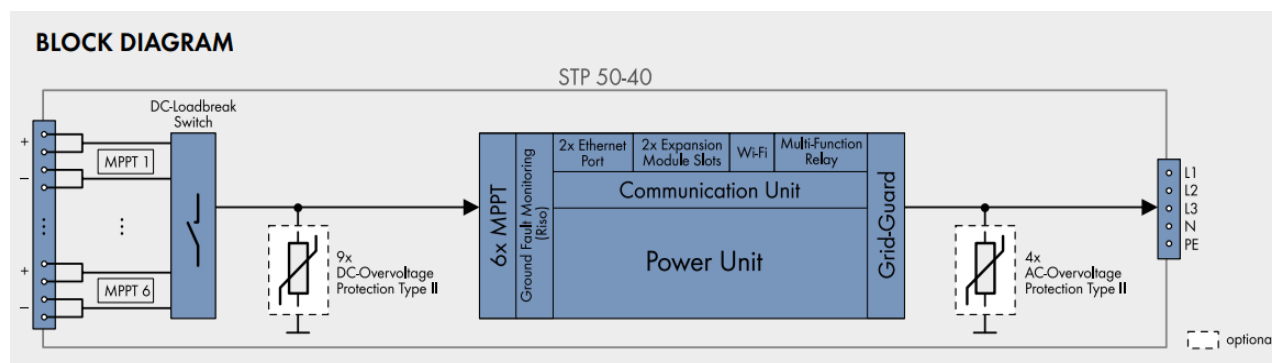
Εικόνα 60: Διάγραμμα καλωδίωσης της DC σύζευξης ΦΒ και μπαταριών με το AC ζυγό. Χαρακτηριστικά κατασκευαστή.

6.1.8. Εναλλακτική επιλογή μετατροπέα

Εναλλακτική πρόταση για κατάλληλο μετατροπέα, αποτελεί και η επιλογή του 3-phase inverter SMA 6,50kV. Τα χαρακτηριστικά του δίνονται στην ακόλουθη.



Technical Data	Sunny Tripower CORE1
Input (DC)	
Max. generator power	75000 Wp STC
Max. input voltage	1000 V
MPP voltage range / rated input voltage	500 V to 800 V / 670 V
Min. input voltage / start input voltage	150 V / 188 V
Max. operating input current / per MPPT	120 A / 20 A
Max. short circuit current per MPPT / per string input	30A / 30A
Number of independent MPPT inputs / strings per MPP input	6 / 2
Output (AC)	
Rated power (at 230 V, 50 Hz)	50000 W
Max. apparent AC power	50000 VA
AC nominal voltage	220 V / 380 V 230 V / 400 V 240 V / 415 V
AC voltage range	202 V to 305 V
AC grid frequency / range	50 Hz / 44 Hz to 55 Hz 60 Hz / 54 Hz to 65 Hz
Rated power frequency / rated grid voltage	50 Hz / 230 V
Max. output current / Rated output current	72.5 A / 72.5 A
Output phases / AC connection	3 / 3-(N)-PE
Power factor at rated power / Adjustable displacement power factor	1 / 0.0 leading to 0.0 lagging
THD	< 3%

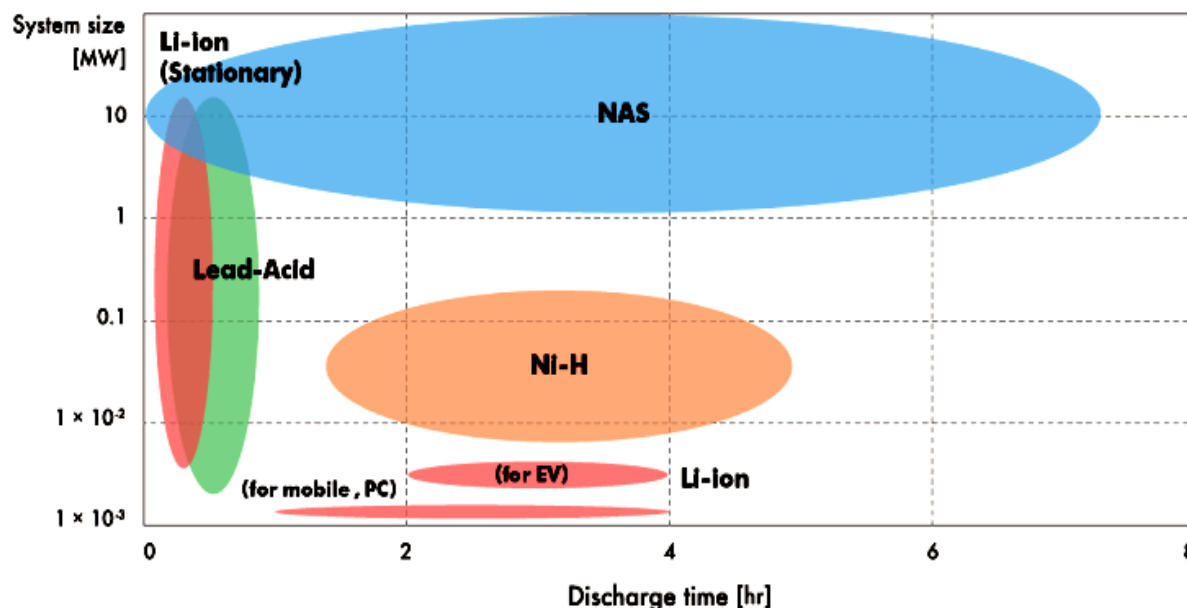


Εικόνα 61: Εναλλακτική επιλογή μετατροπέα 3-phase inverter SMA 6, 50 kV για το σενάριο μας. Χαρακτηριστικά κατασκευαστή.

6.1.9. Επιλογή συσσωρευτών

Σύμφωνα με το διάγραμμα κατηγοριοποίησης των μπαταριών ανάλογα το μέγεθος ισχύος της εφαρμογής και του απαιτούμενου χρόνου εκφόρτισης που παρουσιάζεται στην Εικόνα 62, βλέπουμε ότι μπορούμε να χρησιμοποιήσουμε είτε συσσωρευτές οξέος μολύβδου (Pb) είτε ιόντων λιθίου. Επιλέγουμε μπαταρίες οξέος μολύβδου ανοικτού τύπου, επειδή έχουν ιδιαίτερα χαμηλό κόστος. Παρά το γεγονός ότι έχουν μικρό χρόνο ζωής συγκριτικά με τις άλλες τεχνολογίες μπαταριών αποδεικνύεται μετά από μελέτη βελτιστοποίησης οικονομικής

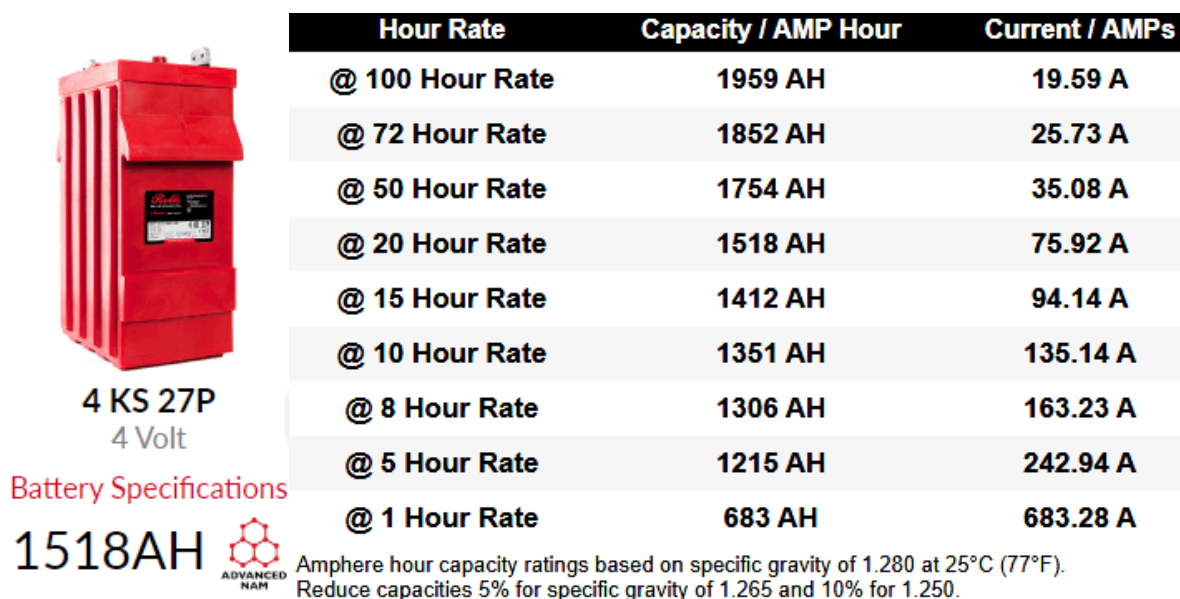
συνάρτησης κόστους ότι είναι η πλέον συμφέρουσα λύση για αποθήκες μπαταριών της εφαρμογής μας (για σενάρια αποθήκευσης από 1.100 έως 5.270kWh).



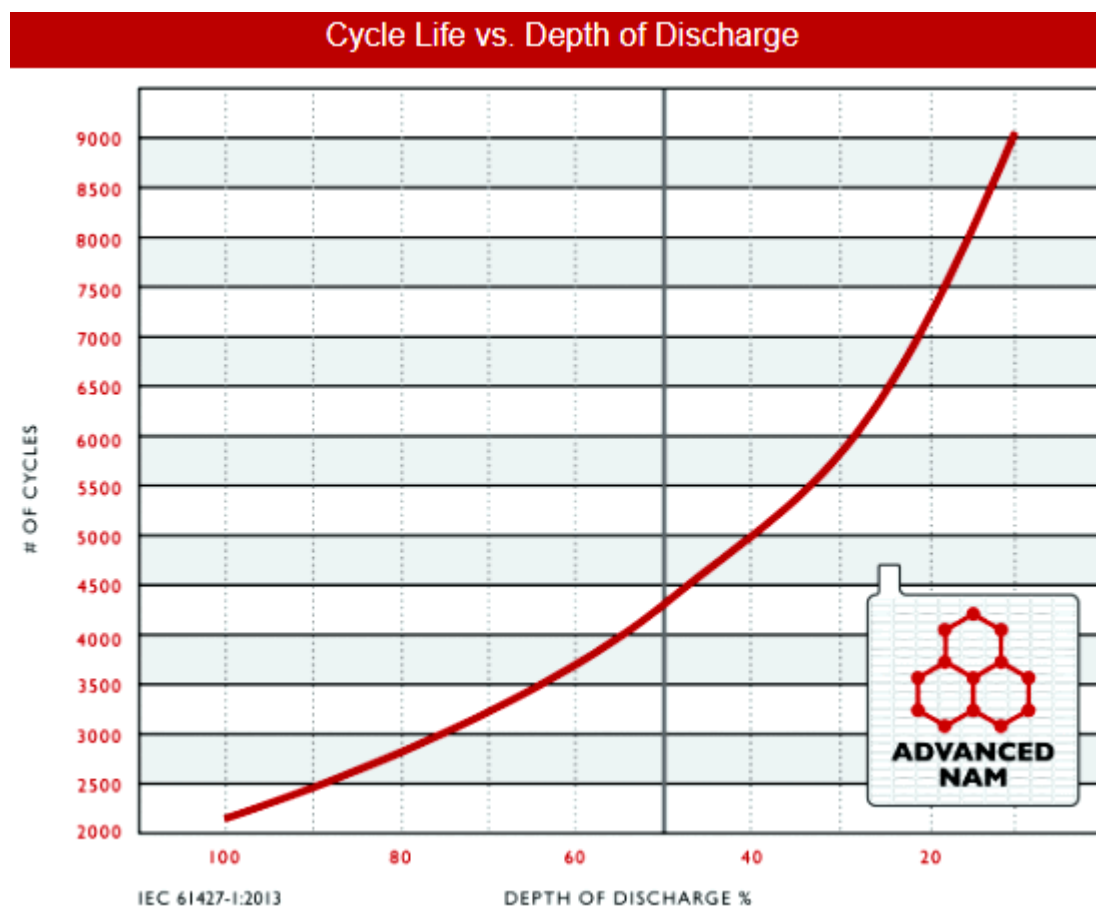
Εικόνα 62: Διάγραμμα εφαρμογής διαφορετικών τεχνολογιών συσσωρευτών στις διαφορετικές κλάσεις ισχύος και χρόνων εκφόρτισης.

Επιλέγεται «ανοικτού τύπου» Rolls Battery Engineering, το μοντέλο 4KS 27P -1560Ah (C100)/4 V αντί «κλειστού τύπου» με την παραδοχή ότι είναι δυνατή η αναπλήρωση υγρών κατά την συντήρηση από μη εξειδικευμένο προσωπικό. Λειτουργούν για 3.250 κύκλους σε 70% DOD. Χαρακτηριστικά του (βλέπε και):

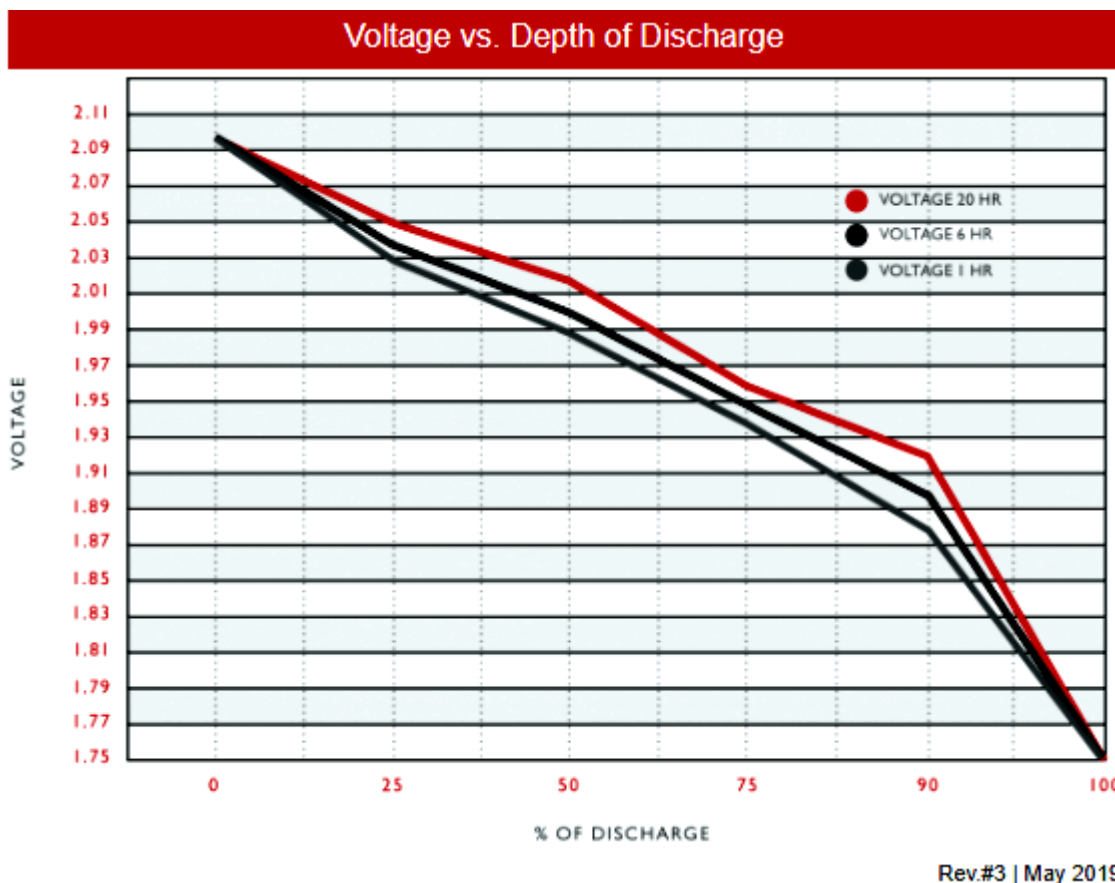
- Συσσωρευτής μολύβδου οξέως 4V.
- Απαιτείται πλήρωση απιονισμένου νερού.
- Χωρητικότητα C100: 1.560Ah.
- Διαστάσεις: 400×270 x 629mm.
- Βάρος: 153,5kg.



Εικόνα 63: Επιλεγμένος συσσωρευτής οξέος μολύβδου Rolls Battery Engineering, μοντέλο 4KS 27P. Χαρακτηριστικά κατασκευαστή.



Εικόνα 64: Κύκλοι ζωής σε σχέση με το βάθος φόρτισης, επιλεγμένος συσσωρευτής οξέος μολύβδου Rolls Battery Engineering, μοντέλο 4KS 27P. Χαρακτηριστικά κατασκευαστή.



Εικόνα 65: Τάση σε σχέση με το βάθος εκφόρτισης, επιλεγμένος συσσωρευτής οξέος μολύβδου Rolls Battery Engineering, μοντέλο 4KS 27P. Χαρακτηριστικά κατασκευαστή.

6.1.10. Επιλογή ΦΒ πάνελ, με επιλογή σύνδεσης στον DC ζυγό

Η επιλογή των ΦΒ αφορά μονοκρυσταλλικά ΦΒ πάνελ 310kWp, με επιλογή σύνδεσης στον DC ζυγό.

Ο χώρος της εγκατάστασης δεν είναι περιορισμένος, οπότε θα μπορούν να εγκατασταθούν περισσότερες μονάδες πολυκρυσταλλικών αντί λιγότερων μονάδων μονοκρυσταλλικών ΦΒ (καλύτερης απόδοσης αλλά ακριβότερα), αν η λύση του πολυκρυσταλλικού προσφέρει καλύτερη τεχνοοικονομική απόδοση.




Επιλέγουμε μονοκρυσταλλικό ΦΒ 310Wp έναντι του αντίστοιχου πολυκρυσταλλικού ΦΒ, γιατί η διαφορά τιμή αγοράς σε σχέση με την τιμή απόδοσης του μονοκρυσταλλικού είναι πιο συμφέρουσα. Το μονοκρυσταλλικό σε STS συνθήκες έχει απόδοση ~18,94%, έναντι του πολυκρυσταλλικού απόδοσης ~15,98% (καλύτερη κατά ~2,96%). Αυτό σημαίνει ότι για μια εγκατάσταση της τάξης των 600kWp οι απώλειες 2,96% του πολυκρυσταλλικού ΦΒ αντιστοιχούν σε 17,76kW, που με τη σειρά τους ισοδυναμούν σε 57 επιπλέον πολυκρυσταλλικά ΦΒ πάνελ.





Τα 57 επιπλέον πάνελ σε σειρά δίνουν έξοδο $57 \times 33V = 1815V$ και $57 \times 310 = 17,7kW$, οπότε θα απαιτηθεί μια μικρή αύξηση τεμαχίων inverter, καλωδιώσεων, ασφαλειών (καθώς και πολυπλοκότητας χωροθέτησης των καλωδιώσεων, κ.λπ.), αλλά κυρίως θα αυξήσει

σημαντικά τα έξοδα θεμελίωσης των βάσεων των ΦΒ. Οι βάσεις αγκιστρώνονται με προδιαγραφές ασφάλειας και λαμβάνουν στην περίπτωση μας υπόψη τους το ενδεχόμενο έντονων ανεμολογικών συνθηκών. Η συνολική ισχύς του ΦΒ πάρκου θα εξαρτηθεί από την τιμή της βέλτιστης οικονομικοτεχνικής διαστασιολόγησης του Υβριδικού Σταθμού.

Τα τεχνικά χαρακτηριστικά του συγκεκριμένου μοντέλου που επιλέξαμε δίνονται στην Εικόνα 66.

Module Type	JKM310M-60		JKM315M-60	
	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	310Wp	231Wp	315Wp	235Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	33.0V	31.0V	33.2V	31.2V
Maximum Power Current (Imp)	9.40A	7.49A	9.49A	7.56A
Open-circuit Voltage (Voc)	40.5V	37.4V	40.7V	37.6V
Short-circuit Current (Isc)	9.92A	8.20A	10.04A	8.33A
Module Efficiency STC (%)	18.94%		19.24%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C			
Maximum system voltage	1000VDC (IEC)			
Maximum series fuse rating	20A			
Power tolerance	0~+3%			
Temperature coefficients of Pmax	-0.39%/°C			
Temperature coefficients of Voc	-0.29%/°C			
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C			
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C			

STC:  Irradiance 1000W/m²  Cell Temperature 25°C  AM=1.5

NOCT:  Irradiance 800W/m²  Ambient Temperature 20°C  AM=1.5  Wind Speed 1m/s

Εικόνα 66: Τεχνικά χαρακτηριστικά του μοντέλου ΦΒ που επιλέγουμε: Μονοκρυσταλλικό ΦΒ της JinkO. Πηγή: www.jinkosolar.com.

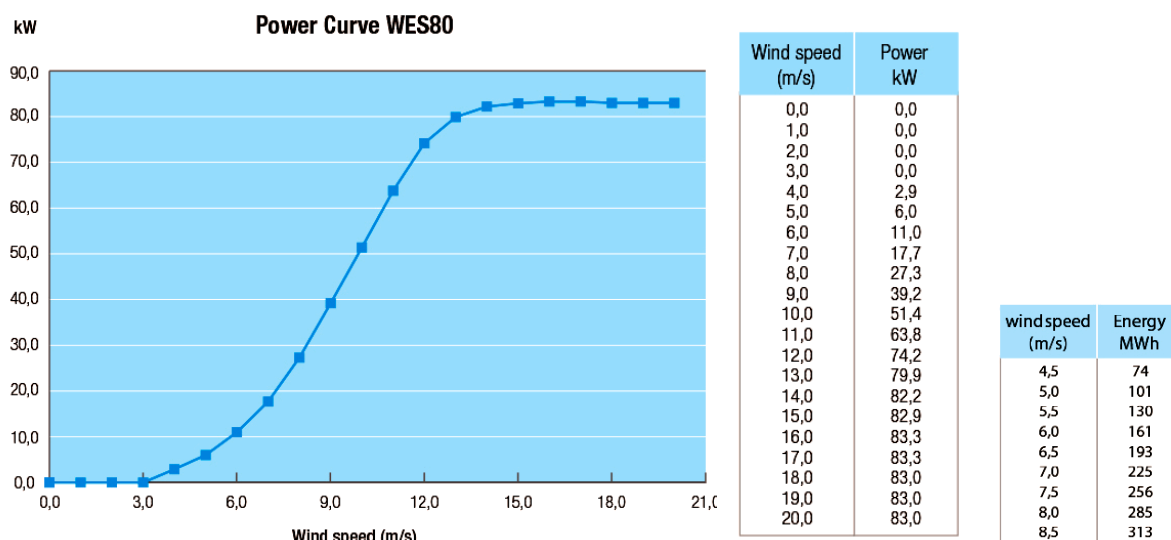
6.1.11. Επιλογή ανεμογεννήτριας συνδεδεμένης στον AC ζυγό

Η ανεμογεννήτρια που επιλέξαμε, για την υλοποίηση σεναρίων που ο Υβριδικός Σταθμός τις χρησιμοποιεί, περιέχει δικό της μετατροπέα.

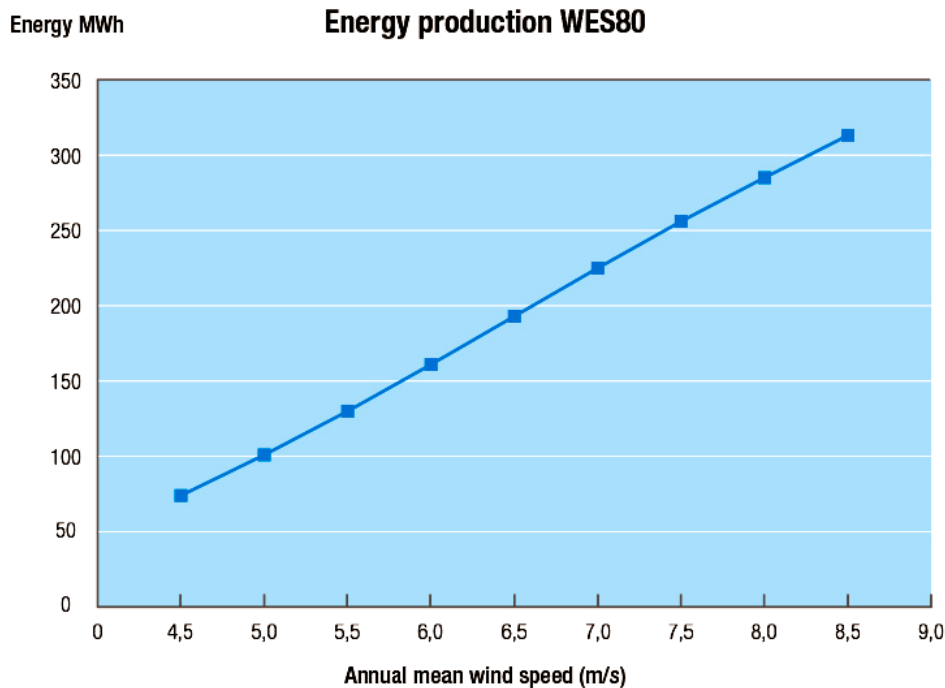
Πρόκειται για το μοντέλο WES 18 των 80kW (Εικόνα 67), οριζόντιου άξονα, 2 πτερύγων, που εξαλείφει την ανάγκη ηλεκτρικής τάσης διέγερσης στον δρομέα, κίνηση άμεσης μετάδοσης (χωρίς χρήση ιμάντα τροχαλίας ή κιβώτιου ταχυτήτων). Οι χαρακτηριστικές καμπύλες απόδοσής της παρουσιάζονται στην Εικόνα 68 και στην Εικόνα 69.



Εικόνα 67: Η Ανεμογεννήτρια που επιλέξαμε για το σενάριό μας: Μοντέλο WES 18 των 80kW: Cut in wind speed <3m/s, Cut out wind speed 25m/s, rated wind speed 13m/s, διαθέτει IGBT converter AC/DC variable frequency drive, διάμετρο 17,9m, ασύγχρονη τετραπολική, 230/400V, 400kg, ύψος πύργου 31m. Χαρακτηριστικά κατασκευαστή.



Εικόνα 68: Η Ανεμογεννήτρια που επιλέξαμε για το σενάριό μας: Καμπύλη και τιμές ισχύος ανάλογα με την ταχύτητα ανέμου. Χαρακτηριστικά κατασκευαστή.



Εικόνα 69: Η Ανεμογεννήτρια που επιλέξαμε για το σενάριό μας: Καμπύλη προβλεπόμενης ετήσιας απόδοσης ανάλογα με την ταχύτητα ανέμου. Χαρακτηριστικά κατασκευαστή.

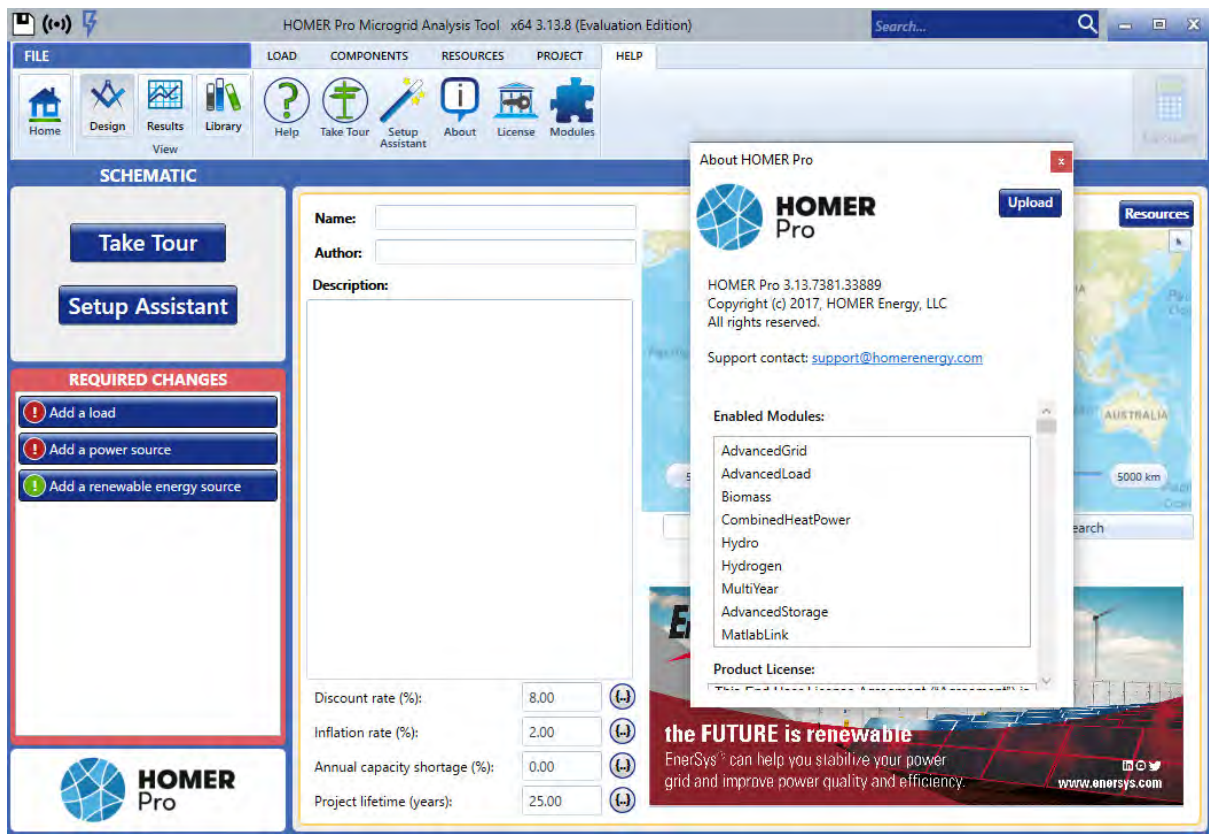
6.2. HOMER Pro

Προς το παρόν, πολλά εργαλεία Η/Υ μπορούν να χρησιμοποιηθεί για τον σχεδιασμό και την ανάλυση ενός MGs π.χ. (όχι εξαντλητικά) η εργαλειοθήκη σχεδίασης ETAP, OPAL-RT και η Sandia's Microgrid (MDT). Ωστόσο, η εφαρμογή HOMER (Υβριδική βελτιστοποίηση πολλαπλών ενεργειακών πόρων), στην έκδοση που ονομάζεται Energy Plus εξακολουθεί να έχει τη μεγαλύτερη βάση χρηστών (δίνεται ένας μήνας ελεύθερης χρήσης). Το συγκεκριμένο λογισμικό προσφέρει πολλές λειτουργίες, όπως ετήσια ενεργειακή ανάλυση, βελτιστοποίηση και οικονομική ανάλυση [37].

Σε αυτή την εργασία το HOMER Energy Pro χρησιμοποιείται για τον σχεδιασμό και την ανάλυση πρακτικά δύο κύριων σεναρίων ομαδοποιημένων σε μια προσομοίωση:

1. Ενός σεναρίου με αποκλειστική χρήση φωτοβολταϊκού συστήματος και δύο υπάρχουσες γεννήτριες ντίζελ, όλα συνδεδεμένα στο δίκτυο και
2. Ενός σεναρίου το οποίο, επιπλέον των συστημάτων του πρώτου σεναρίου, περιλαμβάνει αιολικό σύστημα (αριθμό ανεμογεννητριών), επίσης συνδεδεμένο στο δίκτυο.

Μετά από αίτημα προς τον διαδικτυακό τόπο της εταιρείας, προχωρήσαμε στην εγκατάσταση της εφαρμογής HOMER Pro, τα στοιχεία του προγράμματος με τα οποία έγινε η επεξεργασία των σεναρίων μας φαίνονται στην ακόλουθη Εικόνα 70.



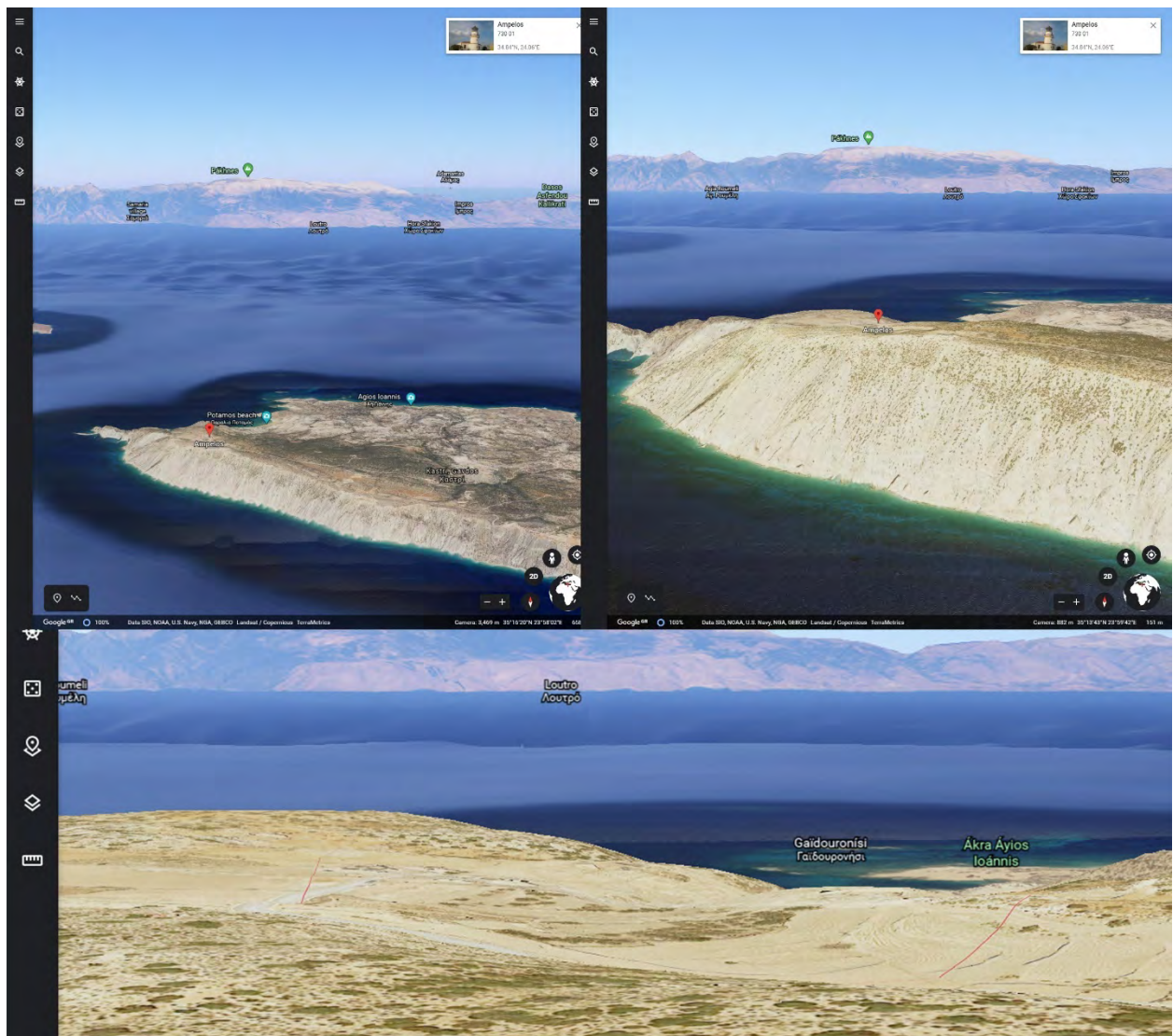
Εικόνα 70: HOMER Pro, τα στοιχεία του προγράμματος με τα οποία έγινε η επεξεργασία των σεναρίων μας.

6.2.1. Παράμετροι του φυσικού περιβάλλοντος

Τα ενεργειακά συστήματα που εξετάζουμε βασίζονται σε πληροφορίες σχετικά με τις τοπικές καιρικές συνθήκες (ηλιοφάνεια και ανεμολογικά δεδομένα), διαθέσιμες όπως αναφέραμε από διεθνείς βάσεις δεδομένων.

6.2.1.1. Γεωγραφική θέση

Για την περιγραφή των περιπτώσεων μελέτης και της εφαρμογής των MG στο λογισμικό, πρέπει να δηλωθεί από την αρχή και με σχετική ακρίβεια η μελετούμενη γεωγραφική θέση (βλέπε και: Μετεωρολογικά δεδομένα και υποψήφια θέση προτεινόμενου σταθμού, σελ. 97). Για καλύτερη εποπτεία, εκτός από την εσωτερική (του λογισμικού) τοποθέτηση του σημείου εγκατάστασης της μελέτης δίνουμε και μια σειρά από εικόνες της αναφερόμενης περιοχής από το Google Earth, δίνοντας έμφαση στο γεγονός ότι αποτελεί ένα από τα ψηλότερα σημεία στο νησί της Γαύδου, απερίσπαστο όσον αφορά την ηλιοφάνεια (μηδενικοί δείκτες σκίασης κατά τη διαδρομή του ήλιου).

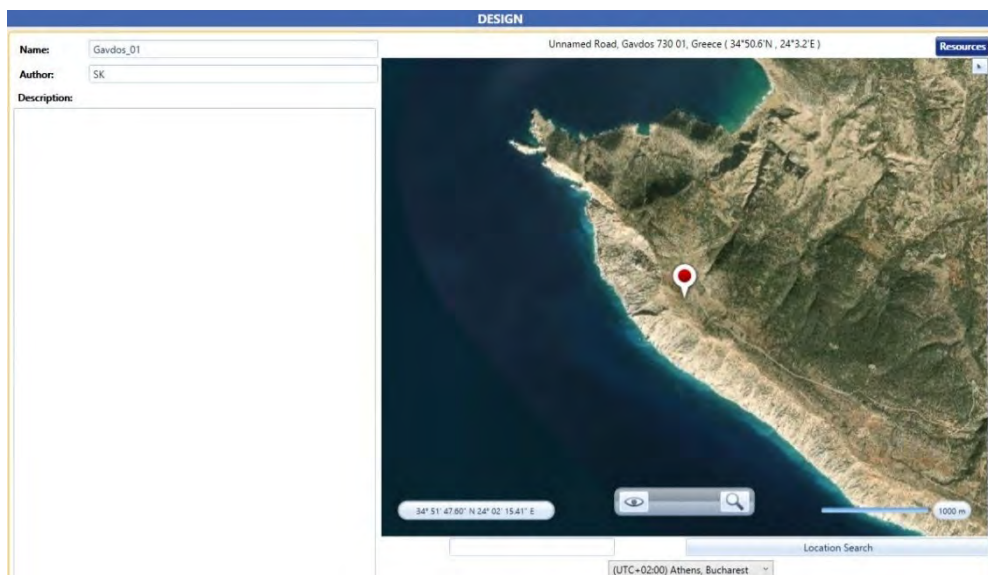


Εικόνα 71: Η περιοχή «Άμπελος» του νησιού Γαύδος, στην οποία έγινε η επεξεργασία των σεναρίων μας, δοσμένη σε 3 ενδεικτικές εικόνες fly-by, με το ελεύθερο λογισμικό Google Earth.



Εικόνα 72: Ψευδο-πανοραμική εικόνα του νησιού σε κατεύθυνση Β-Ν, με εστιασμένη την περιοχή «Άμπελος» του νησιού Γαύδος, στην οποία έγινε η επεξεργασία των σεναρίων μας, με το ελεύθερο λογισμικό Google Earth και επεξεργασία πρόχειρης σύνθεσης σε 360°. Φαίνεται χρήσιμη στη συνέχεια, όταν θα χρησιμοποιηθεί ως υπόστρωμα του διαγράμματος της ηλιακής διαδρομής, όπως το παρουσιάζουμε στην περίπτωση μελέτης του ΦΒ συστήματος με χρήση του λογισμικού PVsyst. Ήδη, από το επίπεδο του εδάφους, είναι προφανές ότι έχουμε μηδενική φυσική σκίαση στο σημείο αυτό.

Η θέση μελέτης ορίζεται μέσα στο λογισμικό με τον τρόπο που δείχνει η Εικόνα 73.



Εικόνα 73: Η θέση μελέτης όπως ορίζεται μέσα στο λογισμικό HOMER Pro.

6.2.1.2. Ηλιοφάνεια και ανεμολογικά δεδομένα

Η ηλιοφάνεια και τα ανεμολογικά δεδομένα είναι μια χρονική σειρά ενός έτους που αντιπροσωπεύει τη μέση παγκόσμια ηλιακή ακτινοβολία στην οριζόντια επιφάνεια, εκφραζόμενη σε kWh/m², για κάθε χρονικό βήμα του έτους. Το HOMER εμφανίζει το μηνιαίο μέσο δείκτη ακτινοβολίας και καθαρότητας από νεφώσεις και σωματίδια (clearness index) των δεδομένων της βάσης στον πίνακα και στο γράφημα των ηλιακών πόρων, Εικόνα 74. Κατόπιν, παράγονται συνθετικά δεδομένα (synthetic data) για να αποτιμηθούν τα αντίστοιχα ωριαία μεγέθη.



Εικόνα 74: Οι δείκτες ακτινοβολίας και καθαρότητας όπως ορίζονται ενδεικτικά μέσα στο λογισμικό HOMER Pro.

6.2.2. Οικονομικές παράμετροι

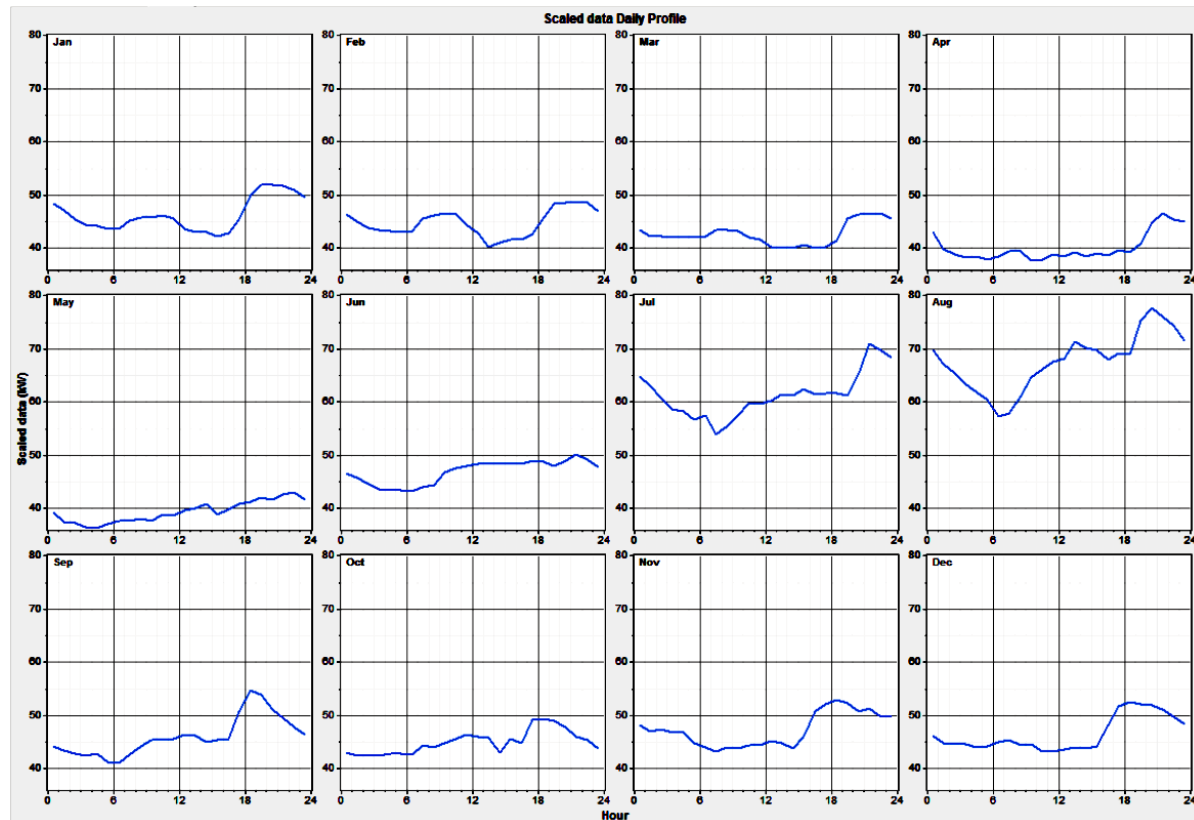
Στη συνέχεια ορίζουμε κάποιες βασικές οικονομικές παραμέτρους. Δεδομένου ότι η μελέτη μας δεν είναι αυστηρά οικονομική, κρατώντας σε κάθε σενάριο που εξετάζουμε τα ποσά αυτά σχετικά σταθερά, έχουμε έτσι κι αλλιώς έναν κοινό παρονομαστή αναφοράς, διατηρώντας την συγκριτική τους αξία [38]. Το σημαντικό είναι να δηλώσουμε το χρόνο ζωής του έργου (εδώ: 20 έτη) δεδομένου ότι έχει σημασία για τον υπολογισμό της τεχνολογικής απαξίωσης του τεχνικού εξοπλισμού μας [39].



Εικόνα 75: Βασικές οικονομικές παράμετροι του έργου, κοινός για όλα τα σενάρια, όπως ορίζονται ενδεικτικά μέσα στο λογισμικό HOMER Pro.

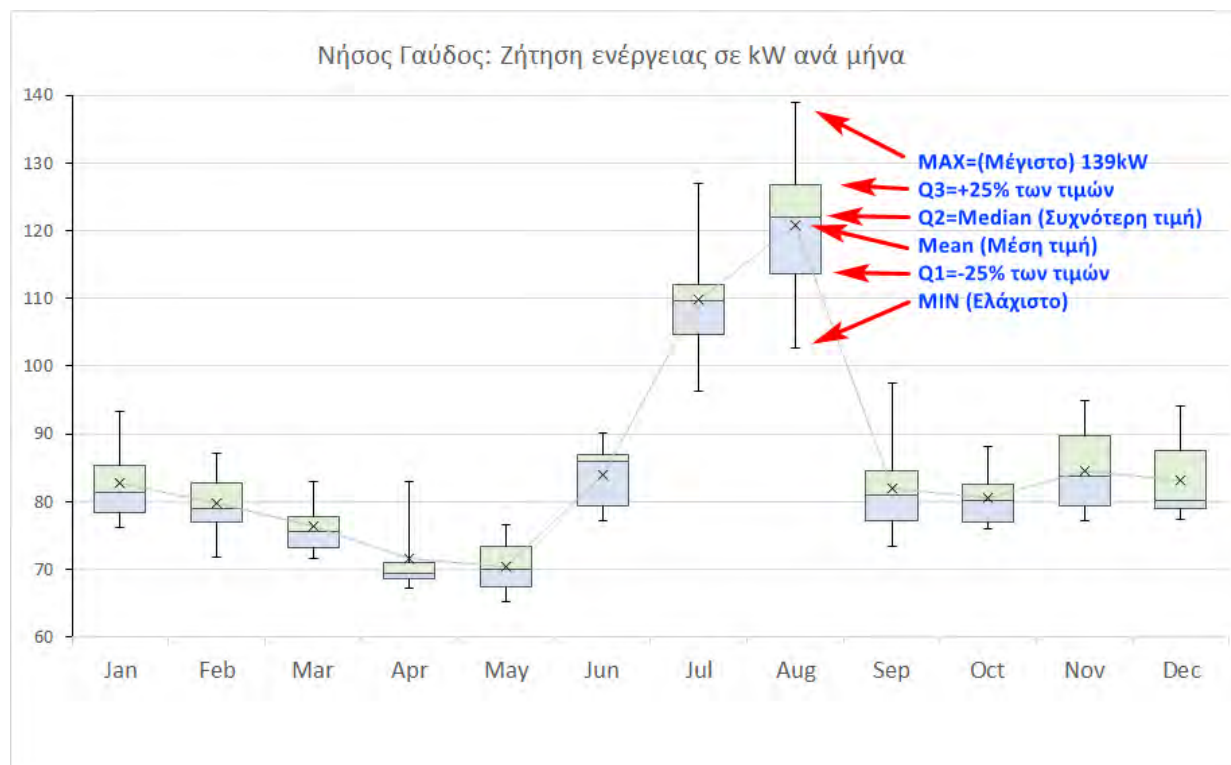
6.2.3. Φορτία (ζήτηση) Γαύδου

Πριν την εισαγωγή του τεχνικού εξοπλισμού που απαριθμεί το σενάριό μας, εισάγουμε τη ζήτηση ηλεκτρικού φορτίου, σύμφωνα με τα επίσημα δεδομένα της ΔΕΔΗΕ.



Εικόνα 76: Διαγράμματα μέσης τιμής ωριαίας διακύμανσης φορτίου ανά ώρα σε μια ημέρα, ανά μήνα ζήτησης στην Νήσο Γαύδο. Πηγή: ΔΕΔΗΕ.

Εναλλακτικά, από αυτά τα αριθμητικά δεδομένα και προκειμένου να έχουμε μια καλύτερη εικόνα τους, συγκρίσιμη με εκείνη που θα πρέπει να μας παρουσιάσει το εκάστοτε λογισμικό μετά την εισαγωγή των πινάκων αυτών, καταρτίσαμε διάγραμμα box and whisker για καλύτερη κατανόηση του προφίλ της ζήτησης φορτίου ανά μήνα, όπως φαίνεται στην Εικόνα 77.



Εικόνα 77: Διάγραμμα box and whisker, ανά μήνα ζήτησης φορτίου.

Η εικόνα των δεδομένων μας, μετά την εισαγωγή τους στο λογισμικό, δίνεται στην Εικόνα 78.



Εικόνα 78: Διάγραμμα της ζήτησης φορτίου ανά μήνα, καθώς και τα συνθετικά δεδομένα που ταιριάζουν σχεδόν απόλυτα με εκείνα που έχουν δοθεί από την ΔΕΔΗΕ, στο HOMER Pro.

6.2.4. Παράμετροι τεχνολογικού εξοπλισμού και υποθετικά σενάρια

Δεδομένου ότι μας ενδιαφέρει η υλοποίηση ενός σεναρίου που κάνει χρήση μόνο ΦΒ, όλη η παραμετροποίηση βάσει της οποίας το λογισμικό παράγει πιθανά σενάρια έχει γίνει με αυτό το σκεπτικό. Αυτό δε σημαίνει ότι μόνο αυτή η ομάδα σεναρίων προσομοιώθηκε: Αντίθετα, για να φτάσουμε να επιλέξουμε τις παραμέτρους που παρουσιάζονται εδώ, ένας ικανός αριθμός σεναρίων έλαβε χώρα, τα οποία δεν παρουσιάζονται στην εργασία αυτή. Σίγουρα δε αυτή η εντύπωση με το λογισμικό ήταν απαραίτητη για να την εκμάθησή του.

Ένας επιπλέον παράγοντας που εισάγεται στο σύστημα, παρόλο που δεν είναι επιθυμητός αλλά μπορεί να αποδειχθεί τελικά αναπόσπαστο κομμάτι της πιο προσοδοφόρας λύσης, είναι η ανεμογεννήτρια. Μάλιστα, δώσαμε στο HOMER Pro τη δυνατότητα να εισάγει και να παράγει τελικές λύσεις όχι μόνο με μια αλλά με δύο ανεμογεννήτριες (δηλ. νομιμοποιήσαμε σενάρια που περιλάμβαναν καμία, μια ή περισσότερες ανεμογεννήτριες).

Αξίζει να σημειωθεί ότι γενικά αυτό το είδος των ΑΠΕ (ανεμογεννήτριες) χρησιμοποιείται επειδή τυπικά:

1. Παρουσιάζει συγκριτικά υψηλότερους συντελεστές απόδοσης, σε αρχικές συνθήκες (προ βελτιστοποίησης των υβριδικών συστημάτων).
2. Δίνει τη δυνατότητα παραγωγής και μετά τη δύση του ήλιου.

3. Παρουσιάζει χαμηλότερο κόστος ενέργειας, σε αρχικές συνθήκες και σε γεωγραφικές τοποθεσίες με καλό ανεμολογικό δυναμικό.
4. Θεωρείται ευκολότερο να μας βοηθήσει να επιτύχουμε υψηλό ποσοστό διείσδυσης ΑΠΕ σε ένα έργο.

Από την άλλη μεριά:

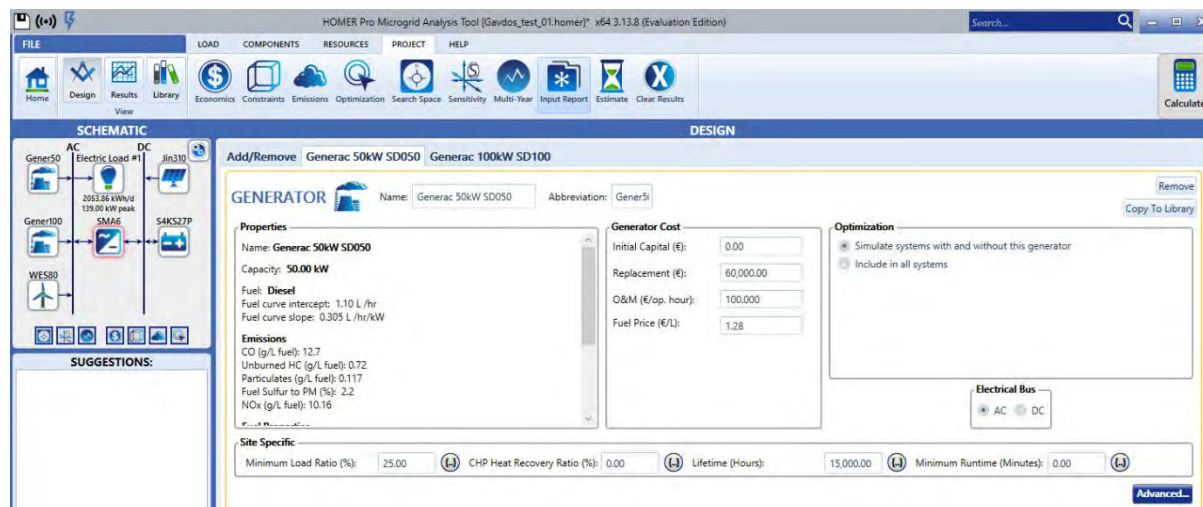
1. Με ενδελεχή βελτιστοποίηση (μερικά βήματα επιπλέον, για τα σύγχρονα λογισμικά) μπορεί να φανούν μη απαραίτητες (μη συμφέρουσες) σε σχέση με λύσεις που δεν γίνεται χρήση τους. Αυτό αφορά στην καλύτερη γνώση και στην ολοένα μεγαλύτερη άνεση χρήσης των λογισμικών αυτών (περισσότερη εξοικείωση, μεγαλύτερη προφορά μελετητών και ανταγωνισμός, επαυξημένες δυνατότητες εκμάθησης από πολλές και ποικίλες πηγές).
2. Τα ίδια τα λογισμικά βελτιστοποίησης έχουν εξελιχθεί τα τελευταία χρόνια, εμπεριέχοντας τεράστιες βάσεις δεδομένων που διατηρούνται σύγχρονες και ενημερωμένες. Αυτό αφορά στον ολοένα συντομότερο κύκλο ζωής των λογισμικών αυτών (καλύτερος προγραμματισμός, συχνές ανανεώσεις λογισμικού, μεγαλύτερη προφορά λογισμικού και ανταγωνισμός, κ.λπ.).
3. Οι ανεμογεννήτριες θεωρούνται αντικειμενικά περισσότερο επιβαρυντικές για το φυσικό περιβάλλον (πανίδα, φυσικό κάλος, κ.λπ.),
4. Η προσφορά άλλων τεχνολογιών ΑΠΕ έχει αυξηθεί δραστικά σε σχέση με την τεχνογνωσία που διέθεταν οι μελετητές πριν από λίγα χρόνια (όπου η πρόταση «να βάλουμε μια ανεμογεννήτρια» θεωρούνταν αυτονόητη για κάθε έργο ΑΠΕ),
5. Πολλές φορές βαρύνονται με πολιτιστικές/κοινωνικές αντιδράσεις, ενώ δίνουν αποδεδειγμένα πλέον μεγαλύτερο «στόχο» και αποτελούν σημαντικότερη «πρόκληση» για δολιοφθορές.

Ο τελευταίος λόγος αν και απόλυτα εμπειρικός είναι εξαιρετικά σημαντικός για εμάς, εφόσον είναι σε όλους (τους εμπλεκόμενους με ΑΠΕ στο νησί της Γαύδου) δεδομένη η ρητή αντίδραση των κατοίκων στην τοποθέτηση ανεμογεννητριών στο νησί. Αυτή την άτυπη τοποθέτηση καλούμαστε να λάβουμε σοβαρά υπόψη και γύρω από αυτή κινηθήκαμε για να δώσουμε μια οικονομικότερη και αποτελεσματικότερη λύση από κάποια άλλη που θα ερχόταν σε αντίθεση με τη συλλογική βούληση.

6.2.4.1. Ηλεκτρική Γεννήτρια Diesel 50kW

Σχεδιάζοντας να αξιοποιήσουμε στη σύστημα τις δύο υπάρχουσες γεννήτριες, καθορίζουμε παραμέτρους για την πρώτη από αυτές, ως μια τυπική θερμική μηχανή δυναμικού 50kW, με τα λοιπά χαρακτηριστικά που φαίνονται στην επόμενη εικόνα. Ρυθμίσαμε επίσης την παράμετρο να επιτρέπεται ο αποκλεισμός της εντελώς από τη λύση, ενώ σχεδιάσαμε και την αλλαγή της με νέα προ του πέρατος ζωής του έργου (20 έτη). Τέλος κάναμε μια ακόμη

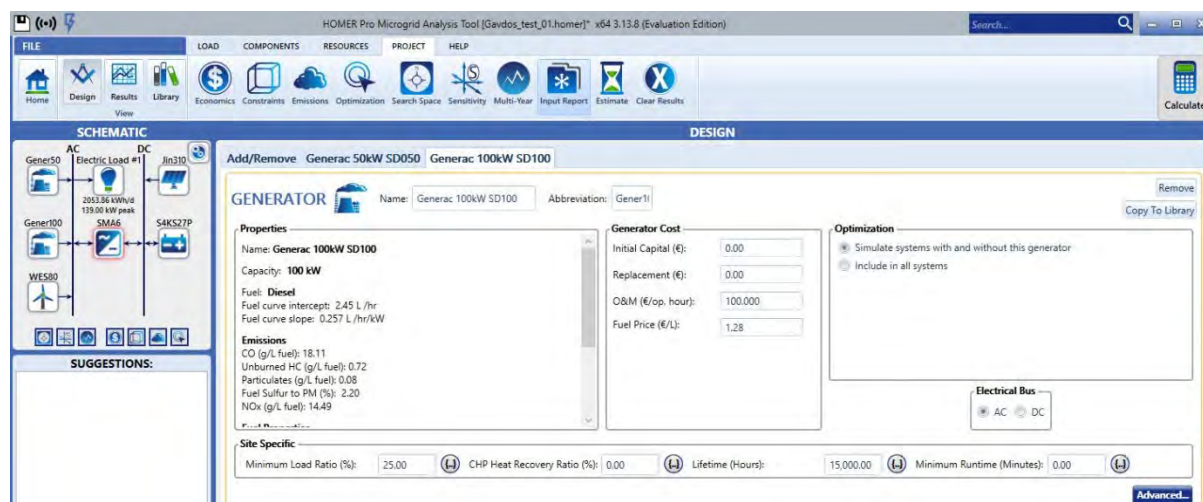
παραμετροποίηση, να δηλωθούν δύο σενάρια καυσίμου, ένα όπου το καύσιμο κοστίζει €1,28/L και ένα όπου το κόστος καυσίμου αυξάνεται σε €1,50/L.



Εικόνα 79: Αναλυτικά τα στοιχεία της γεννήτριας 50kW που επιλέξαμε, όπως ορίζονται μέσα στο λογισμικό HOMER Pro.

6.2.4.2. Ηλεκτρική Γεννήτρια Diesel 100kW

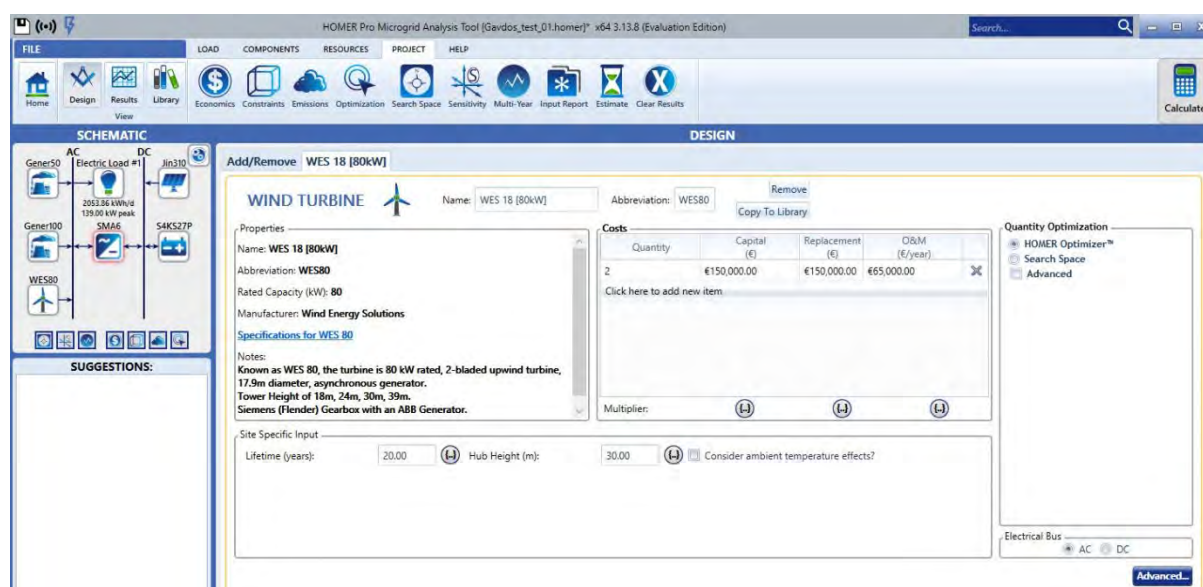
Καθορίζουμε παραμέτρους για την δεύτερη γεννήτρια, ως μια τυπική θερμική μηχανή δυναμικού 100kW, με τα λοιπά χαρακτηριστικά που φαίνονται στην επόμενη εικόνα. Ρυθμίσαμε επίσης την παράμετρο να επιτρέπεται ο αποκλεισμός της εντελώς από τη λύση, ενώ για αυτήν δεν προβλέπεται αλλαγή της με νέα προ του πέρατος ζωής του έργου (20 έτη) ένεκα του ότι είναι σχεδόν καινούρια. Τέλος κάναμε και εδώ την παραμετροποίηση για δύο σενάρια καυσίμου, ένα όπου το καύσιμο κοστίζει €1,28/L και ένα όπου το κόστος καυσίμου αυξάνεται σε €1,50/L.



Εικόνα 80: Αναλυτικά τα στοιχεία της γεννήτριας 100kW που επιλέξαμε, όπως ορίζονται μέσα στο λογισμικό HOMER Pro.

6.2.4.3. Ανεμογεννήτριες

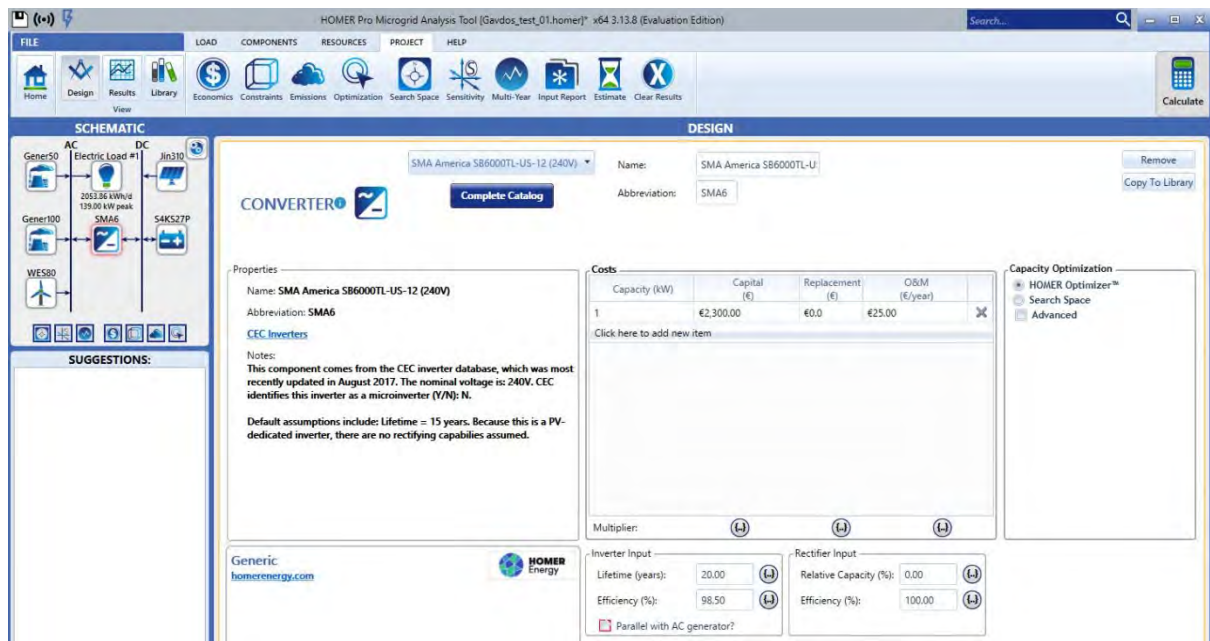
Όπως προαναφέραμε, επιλέξαμε να δώσουμε στο σύστημα τη δυνατότητα να χρησιμοποιήσει στο μίγμα ΑΠΕ: καμία, μια ή παραπάνω από μια ανεμογεννήτριες. Επιλέξαμε το ίδιο ακριβώς μοντέλο για όλες τις περιπτώσεις και οι παράμετροι που το αφορούν φαίνονται στην ακόλουθη εικόνα. Ο χρόνος ζωής της/των ορίστηκε ακριβώς όσος και εκείνος του έργου (20 έτη).



Εικόνα 81: Αναλυτικά τα στοιχεία της ανεμογεννήτριας που επιλέξαμε, όπως ορίζονται μέσα στο λογισμικό HOMER Pro.

6.2.4.4. Μετατροπέας DC-AC (Inverter) τριφασικής Ισχύος

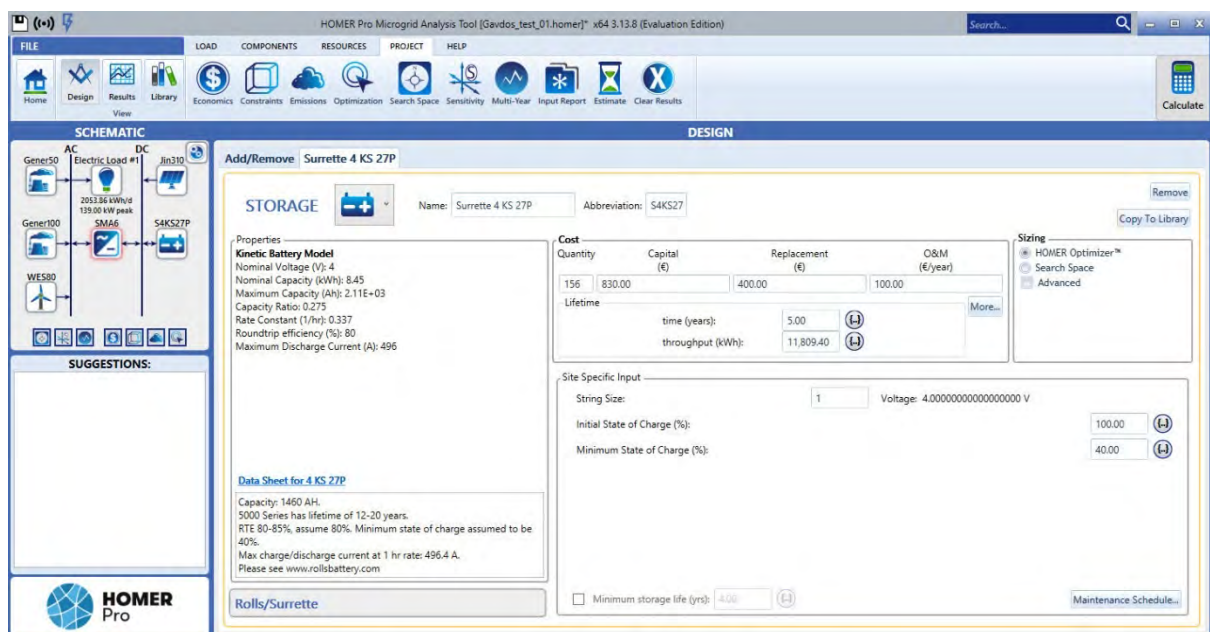
Η επιλογή το μετατροπέα δίνεται στην εικόνα που ακολουθεί, με επίσης εκτιμώμενο χρόνο ζωής τα 20 χρόνια.



Εικόνα 82: Αναλυτικά τα στοιχεία του Converter που επιλέξαμε, όπως ορίζονται μέσα στο λογισμικό HOMER Pro.

6.2.4.5. Συσσωρευτές

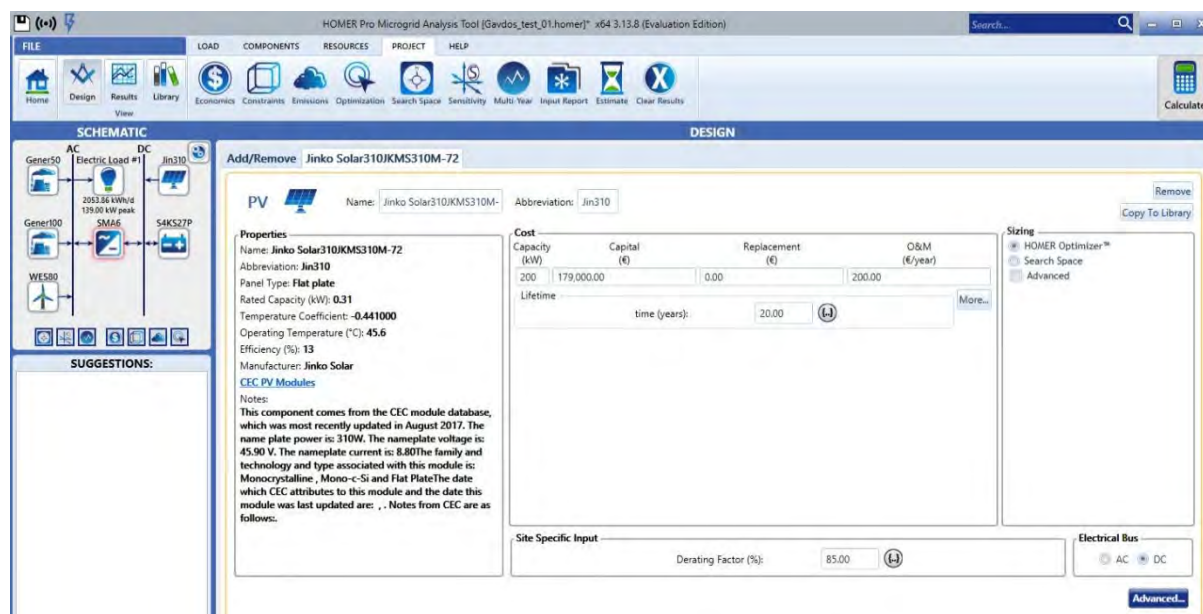
Η επιλογή των συσσωρευτών έγινε μετά από εκτίμηση με τρόπο που δηλώνεται στις σχετικές παραμέτρους που φαίνονται στην επόμενη Εικόνα 83. Ο εκτιμώμενος χρόνος ζωής τους ορίστηκε σε 5 χρόνια ή αλλιώς στο $\frac{1}{4}$ του χρόνου ζωής του έργου.



Εικόνα 83: Αναλυτικά τα στοιχεία των συσσωρευτών που επιλέξαμε, όπως ορίζονται μέσα στο λογισμικό HOMER Pro.

6.2.4.6. Φωτοβολταϊκά στοιχεία

Το τελευταίο στοιχείο που καθορίζουμε είναι τα φωτοβολταϊκά στοιχεία που χρησιμοποιούνται από το λογισμικό. Η επιλογή μας είναι στοιχεία με διάρκεια ζωής όσο και του έργου, της τάξης των 200kW. Όλες οι παράμετροι φαίνονται στην ακόλουθη εικόνα.



Εικόνα 84: Αναλυτικά τα στοιχεία των φωτοβολταϊκών στοιχείων που επιλέξαμε, όπως ορίζονται μέσα στο λογισμικό HOMER Pro.

6.2.5. Αποτελέσματα προσομοίωσης και υπολογισθέντα σενάρια

Παρόλο που δεν είναι επιθυμητό να προταθεί για τη Γαύδο λύση υβριδικού σταθμού που να περιλαμβάνει και ανεμογεννήτρια, αυτή δεν αποκλείστηκε από τα σενάρια βελτιστοποίησης, προκειμένου να συγκριθούν λύσεις με και χωρίς ανεμογεννήτρια. Οι λύσεις που παρουσίασε το HOMER Pro φαίνονται στην ακόλουθη Εικόνα 85.

Sensitivity Results														
Sensitivity	Architecture	Cost	System	Generation										
Diesel Fuel Price (€/L)	Jin310 (kW)	WES80 (kW)	Gener50 (kW)	Gener100 (kW)	S4KS27P (kW)	SMA6 (kW)	Dispatch	NPC (€)	COE (€)	Operating cost (€/yr)	Initial capital (€)	Ren. Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	Hours
1.28	662		50.0		1,998	145	LF	€1.02M	€0.106	€6,089	€937,422	100	81.7	5.00
1.50	662		50.0		1,998	145	LF	€1.02M	€0.106	€6,107	€937,422	100	81.7	5.00

Optimization Results														
Architecture	Cost	System	Generation											
Jin310 (kW)	WES80 (kW)	Gener50 (kW)	Gener100 (kW)	S4KS27P (kW)	SMA6 (kW)	Dispatch	NPC (€)	COE (€)	Operating cost (€/yr)	Initial capital (€)	Ren. Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	Hours	Production (kWh)
662		50.0		1,998	145	LF	€1.02M	€0.106	€6,107	€937,422	100	81.7	5.00	250
656			100	2,139	143	CC	€1.02M	€0.107	€7,427	€927,540	100	0		
801				1,480	146	CC	€1.15M	€0.120	€6,980	€1.06M	100	0		
734		50.0	100	1,217	150	LF	€1.17M	€0.122	€12,573	€1.01M	99.4	1,264	5.00	62.5
589	1		100	1,185	145	LF	€1.49M	€0.155	€42,720	€941,405	99.7	597		
514	1	50.0	100	1,144	157	LF	€1.51M	€0.158	€47,876	€901,194	99.3	1,620	4.00	50.0
761	1	50.0		1,451	147	CC	€1.58M	€0.165	€37,596	€1.10M	100	0	0	0
864	1			1,218	165	CC	€1.74M	€0.182	€39,752	€1.23M	100	0	0	0
1,657	7	50.0	100	208	49.4	LF	€13.0M	€1.36	€967,668	€639,712	56.7	97,377	804	11,924
2,020	4	50.0	100		138	CC	€13.1M	€1.37	€862,360	€2.10M	58.8	92,720	1,385	19,330
		50.0	100		139	CC	€14.2M	€1.49	€947,497	€2.13M	33.6	144,835	1,464	24,718
	7	50.0	100			CC	€15.1M	€1.58	€1.14M	€525,000	54.1	105,076	2,368	31,501
		50.0	100			CC	€18.0M	€1.88	€1.41M	€0.00	0	218,070	2,007	33,521
		50.0	100	2	1.09	CC	€18.0M	€1.88	€1.41M	€2,514	0	218,070	2,007	33,521

Εικόνα 85: Συνοπτική παρουσίαση των βέλτιστων σεναρίων μετά το πέρας της προσομοίωσης. Η εικόνα δείχνει τις τιμές διαμορφωμένες με τη χειρότερη τιμή καυσίμου για τις γεννήτριες (σενάριο €1.50/L).

Είναι εμφανές ότι οι δύο καλύτερες λύσεις (η πρώτη γραμμή με το γαλάζιο χρώμα και η αμέσως επόμενη) που προτείνονται δεν περιλαμβάνουν ανεμογεννήτρια/ες. Με διείσδυση ΑΠΕ της τάξης του 100% και οι δύο, κάνουν χρήση των ΦΒ απαιτώντας τάξη μεγέθους 662kW όταν κάνουμε χρήση της γεννήτριας των 50kW και τάξη μεγέθους 656kW όταν κάνουμε χρήση της γεννήτριας των 100kW (stand-by, χωρίς να λειτουργεί συστηματικά). Το συνολικό κόστος του έργου και στις δύο περιπτώσεις παραμένει το ίδιο (€1,02 εκατ.), προφανώς ως συνάρτηση της αναγκαστικής αντικατάστασης της γεννήτριας των 50kW.

Είναι ενδιαφέρον να σημειώσουμε ότι, όπως φαίνεται στην 4^η γραμμή (σενάριο όπου και οι δύο γεννήτριες παίζουν ενεργό ρόλο στο έργο και όχι όπως στο 1^ο ή στο 2^ο σενάριο, εναλλάξ), με μια περαιτέρω μικρή αύξηση των ΦΒ σε 734kW, πετυχαίνουμε διείσδυση ΑΠΕ της τάξης του 99,4%, με ελαφρώς αυξημένο κόστος (€1,17 εκατ.).

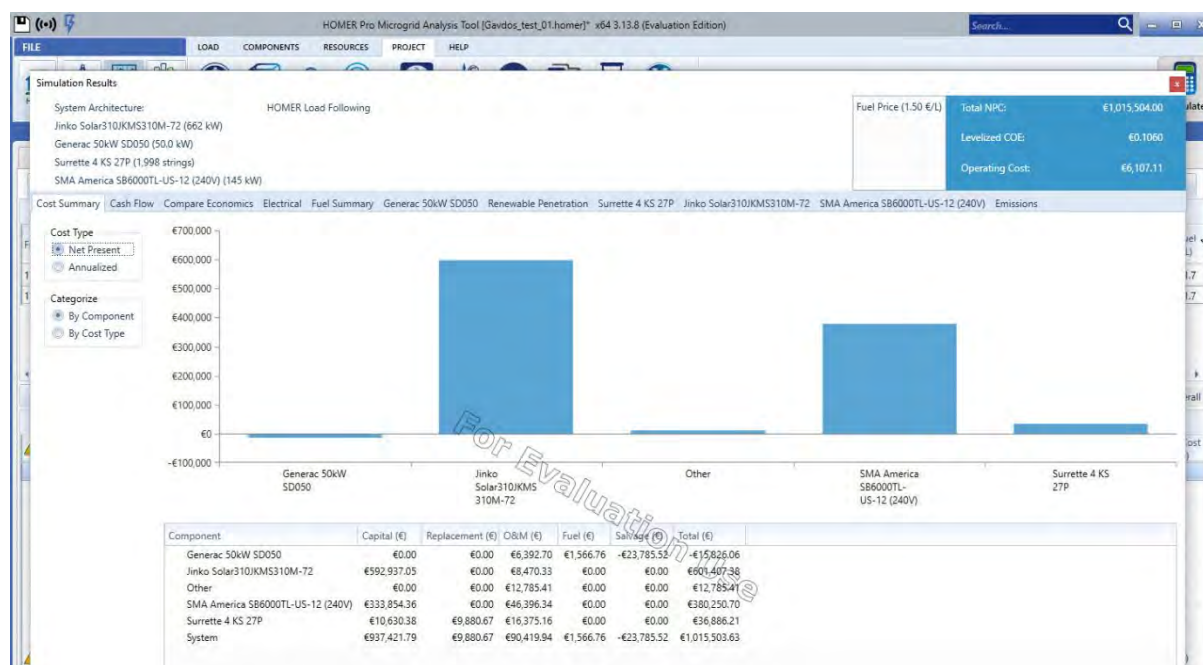
Πάντως αυτό το 4^ο σενάριο παραμένει χειρότερο από το προηγούμενό του 3^ο, όπου προτείνεται η μη χρήση γεννητριών, με διείσδυση ΑΠΕ της τάξης του 100%, αλλά με ελαφρώς αυξημένο κόστος (€1,15 εκατ.) σε σχέση με τα δύο πρώτα βέλτιστα σενάρια.

Σε όλα τα βέλτιστα σενάρια η χρήση των δύο diesel γεννητριών είναι μικρή ή μηδενική.

Η συνολική αναφορά (σε pdf) που παράγει το HOMER Pro δίνεται στο τέλος της εργασίας μας (στην ελεύθερη έκδοση του λογισμικού έχουμε περιορισμένες δυνατότητες). Η βέλτιστη οικονομικά και λειτουργικά διαστασιολόγηση υβριδικού σταθμού επαναλήφθηκε αποκλείοντας την χρήση ανεμογεννητριών για να συγκριθούν οι λύσεις με την προηγούμενη διαστασιολόγηση. Αυτό που άλλαξε πολύ είναι ο χρόνος υπολογισμών του προγράμματος.

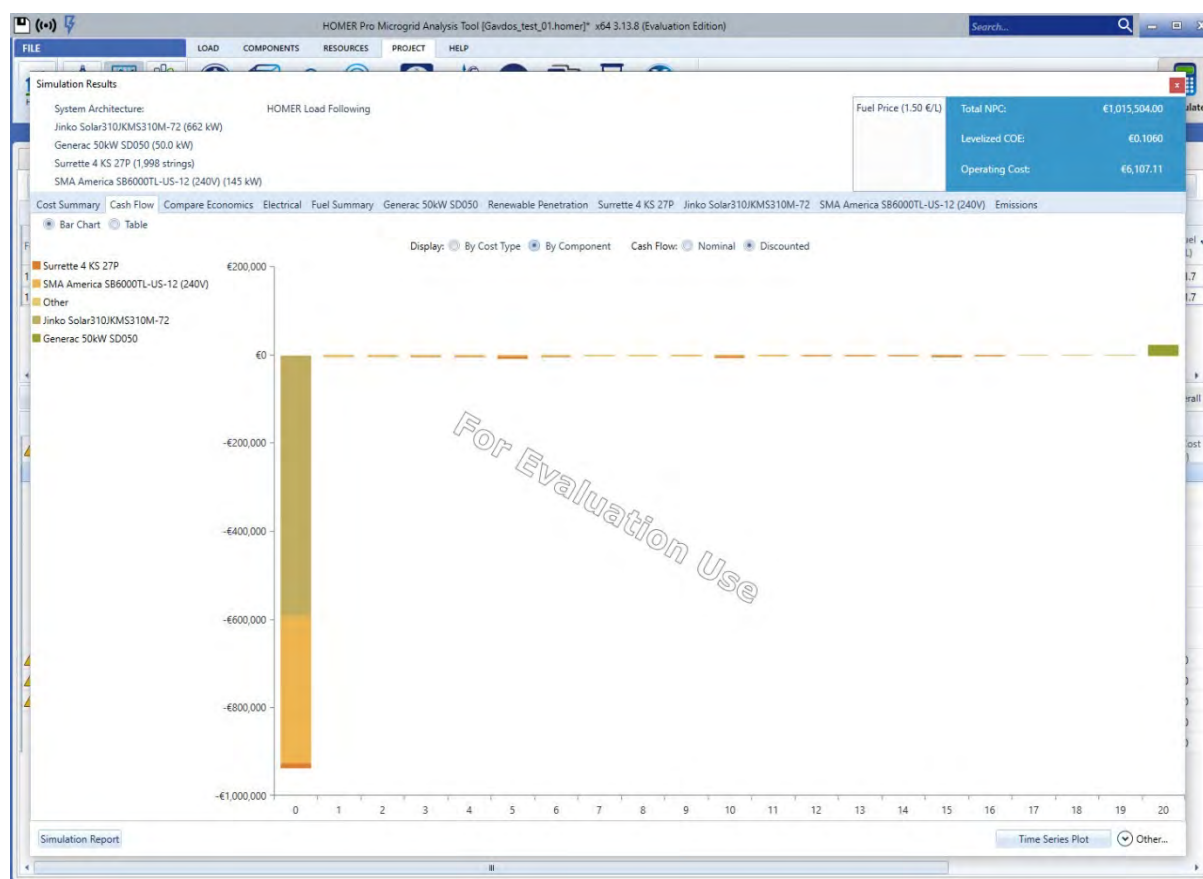
Ακολουθούν σε συντομία τα επιμέρους αποτελέσματα που περιγράφουν αναλυτικότερα το βέλτιστο 1^ο σενάριο και κρίνονται όλα άκρως ικανοποιητικά.

6.2.5.1. Ανάλυση κόστους ανά σύστημα



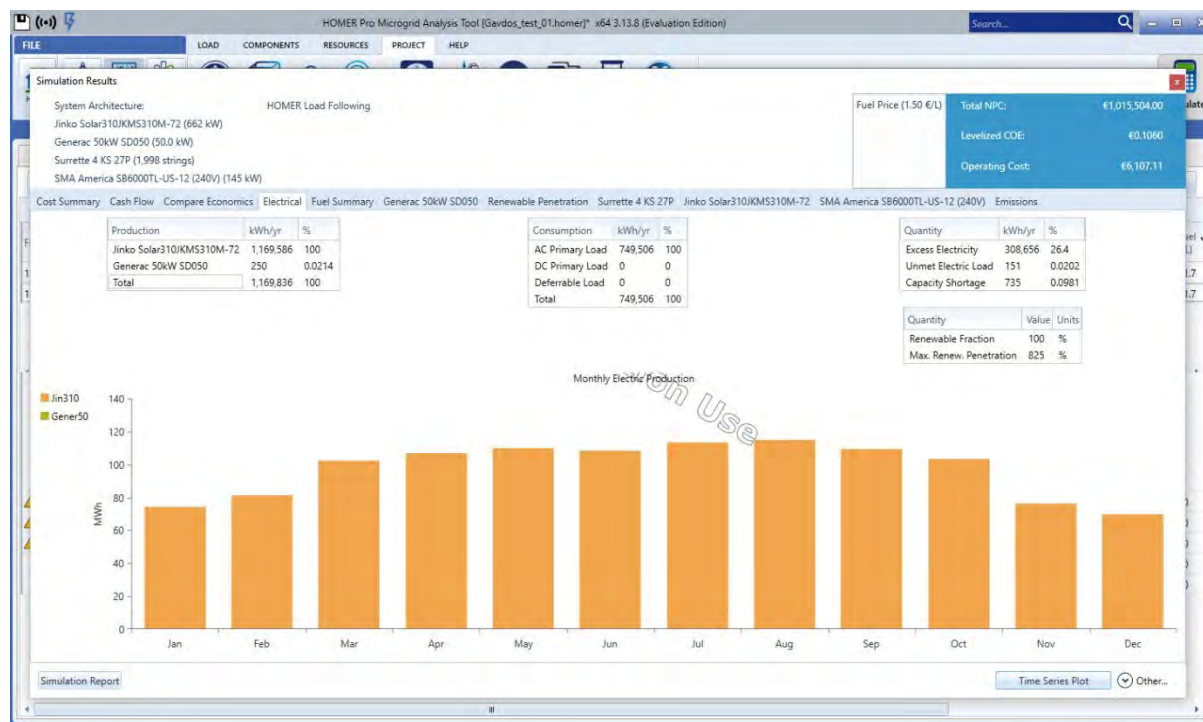
Εικόνα 86: Ανάλυση κόστους ανά σύστημα.

6.2.5.2. Ανάλυση Cash flow



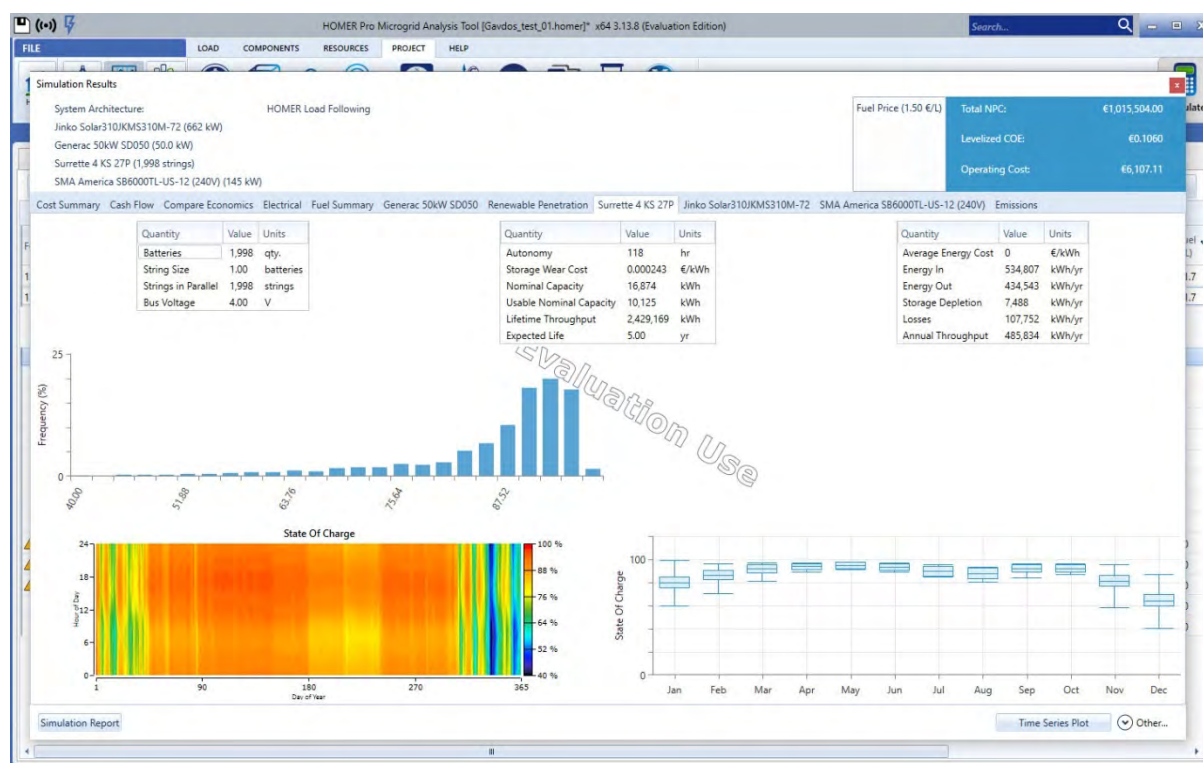
Εικόνα 87: Ανάλυση Cash flow ανά σύστημα, για διάστημα 20 ετών (διάρκεια ζωής έργου).

6.2.5.3. Παραγωγή ενέργειας ανά σύστημα



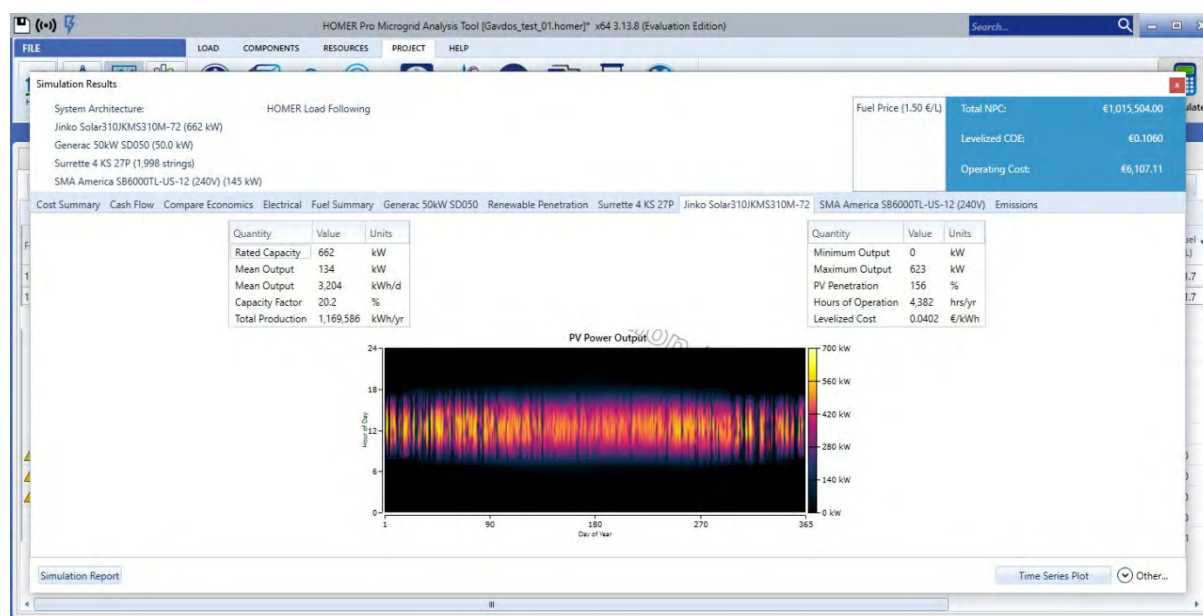
Εικόνα 88: Παραγωγή ενέργειας ΦΒ και diesel 50kW και ανά έτος, για 20 έτη διάρκεια ζωής έργου).

6.2.5.4. Κύκλοι και εύρος φόρτισης / εκφόρτισης συσσωρευτών



Εικόνα 89: Κύκλοι φόρτισης και εύρος εκφόρτισης συσσωρευτών ανά ημέρα έτους (κάτω αριστερά), ανά μήνα (κάτω δεξιά), σύστημα και ανά έτος, για διάστημα 20 ετών (διάρκεια ζωής έργου).

6.2.5.5. Ενέργεια παραγόμενη από το ΦΒ σύστημα



Εικόνα 90: Ενέργεια παραγόμενη από το ΦΒ σύστημα ανά ημέρα και ώρα του έτους, για ένα έτος.

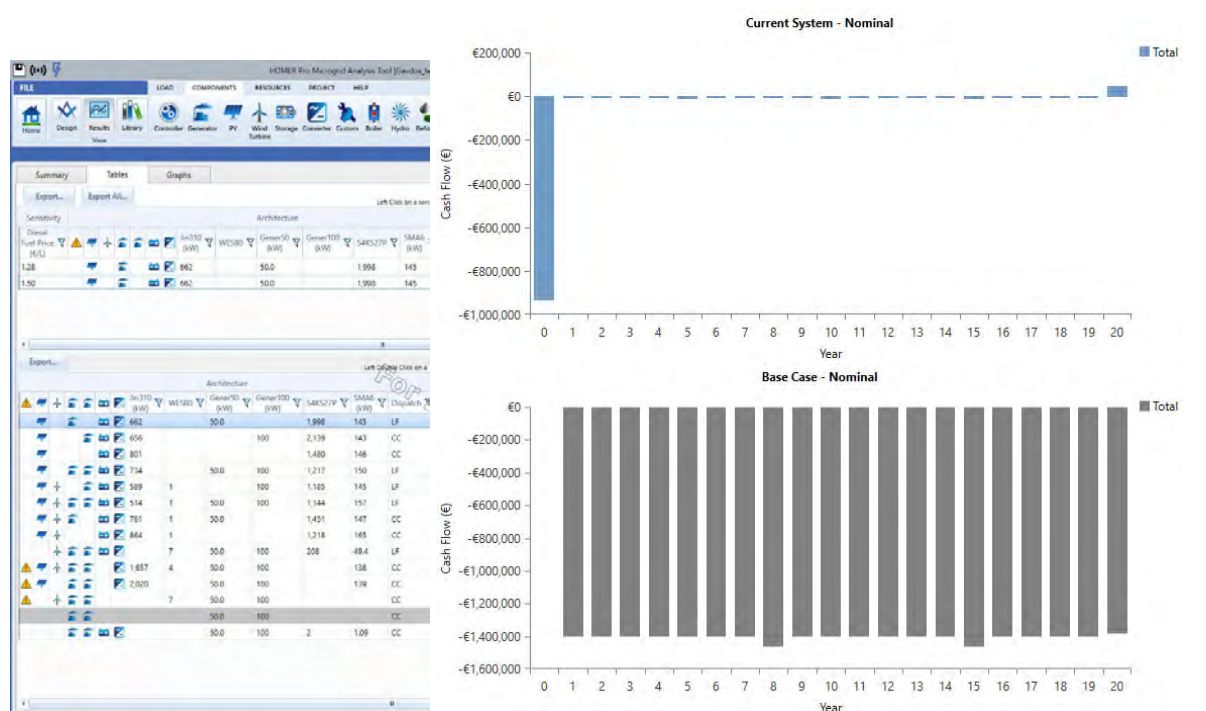
6.2.5.6. Λειτουργία inverter



Εικόνα 91: Λειτουργία του inverter σε kW ανά ημέρα και ώρα του έτους, για ένα έτος (χωρίς υπολειτουργία).

6.2.6. Σύγκριση υφιστάμενου συστήματος με το καλύτερο οικονομικά και λειτουργικά προτεινόμενο σενάριο Υβριδικού Σταθμού

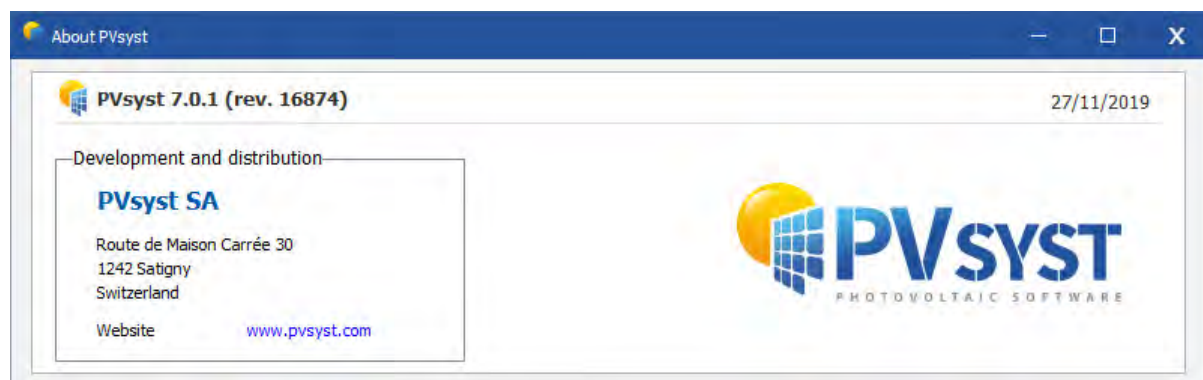
Το συγκεκριμένο λογισμικό μας δίνει τη δυνατότητα, μετά την προσομοίωση, να προχωρήσει σε οικονομική σύγκριση μεταξύ (α) ενός θεωρούμενου συστήματος «βάσης» (όπου είτε με αυτόματο τρόπο ή με δική μας πρόταση συνήθως επιλέγουμε το πιο συμβατικό από τα σενάρια μας -εδώ, και με τον αυτόματο τρόπο, ως σύστημα βάσης προτάθηκε εκείνο που περιλαμβάνει μόνο τις γεννήτριες ντίζελ και (β) του βέλτιστου συστήματος. Τα αποτελέσματα (που δικαιώνουν τη βέλτιστη λύση, ειδικά έχοντας εποπτεία της χρονοσειράς οικονομικών ροών) φαίνονται στην Εικόνα 92.



Εικόνα 92: Αριστερά, η επιλογή του σεναρίου βάσης, με τις 2 γεννήτριες ντίζελ, γραμμή με γκριζο χρώμα. Δεξιά, οι γραφικές παραστάσεις που δείχνουν τις οικονομικές ροές το βέλτιστου (πάνω) και του συστήματος βάσης (κάτω). Είναι προφανές το πόσο καλύτερο εμφανίζεται το βέλτιστο σενάριό μας σε σχέση με το υφιστάμενο.

6.3. PVsyst για την βελτιστοποίηση κλίσης, αζιμούθιου, υπολογισμού παραγωγής και οικονομικής ανάλυσης

Μετά από αίτημα προς τον διαδικτυακό τόπο της εταιρείας, προχωρήσαμε στην εγκατάσταση της εφαρμογής PVsyst, τα στοιχεία του προγράμματος με τα οποία έγινε η επεξεργασία των δεδομένων μας φαίνονται στην ακόλουθη εικόνα.

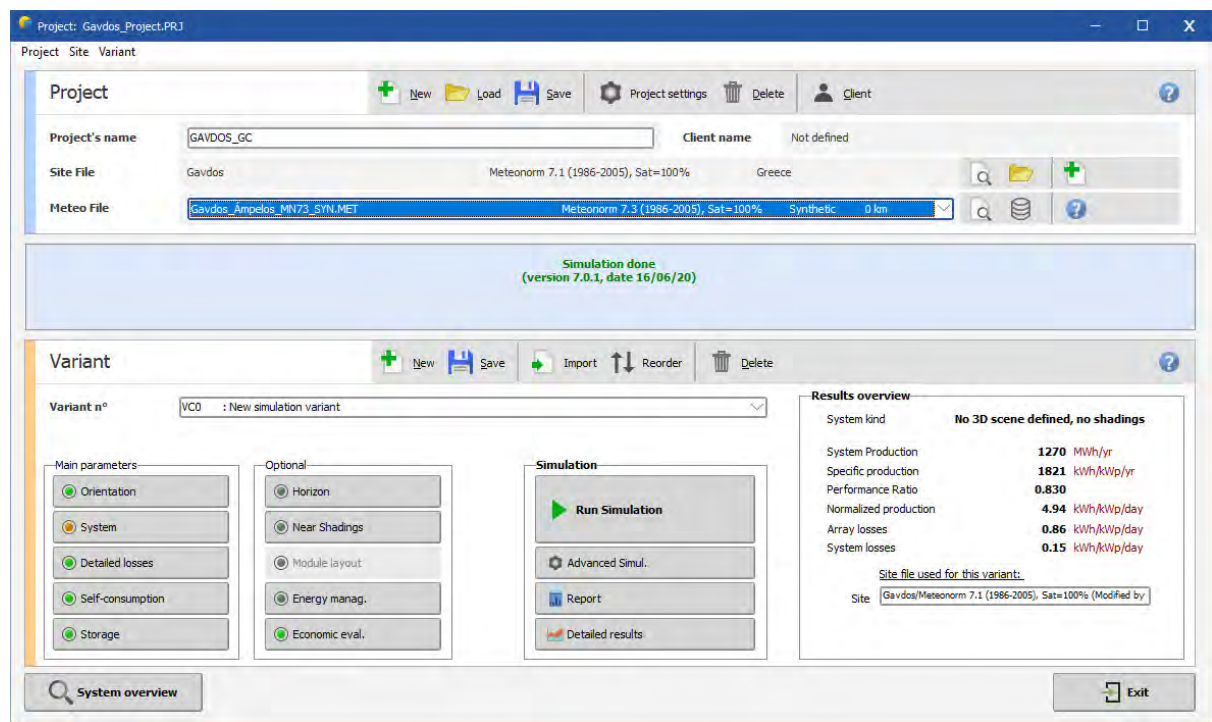


Εικόνα 93: PVsyst, τα στοιχεία του προγράμματος με τα οποία έγινε η επεξεργασία των δεδομένων μας.

Το συγκεκριμένο λογισμικό είναι από τα αρτιότερα σε ότι αφορά στην πλήρη μελέτη, ανάλυση, σχεδιασμό, υλοποίηση, κοστολόγηση και βελτιστοποίηση συστημάτων φωτοβολταϊκών στοιχείων και θεωρείται από τα καλύτερα στο είδος του. Προχωρήσαμε στην υλοποίηση ενός σεναρίου που περιλαμβάνει τις προδιαγραφές ΦΒ, συσσωρευτών και inverter, όπως τους επιλέξαμε στο HOMER Pro, για δύο λόγους:

1. Δεδομένου ότι υπάρχει μια κατά μάλλον ή ήττον αλληλοεπικάλυψη στο κομμάτι της φωτοβολταϊκής μελέτης, να λειτουργήσουμε σε επίπεδο σύγκρισης και
2. Δεδομένου ότι η φωτοβολταϊκή μελέτη που διενεργεί το λογισμικό PVsyst είναι κατά πολύ πληρέστερη και αναλυτικότερη, να λειτουργήσουμε σε επίπεδο πληρότητας της ανάλυσης και της λύσης.

Η οθόνη που συγκεντρώνει όλα τα δεδομένα και λειτουργεί ως κομβική αναφορά για όλα τα συστήματα και όλες τις ενέργειες που απαρτίζουν το κάθε σενάριο παρουσιάζεται στην Εικόνα 94.



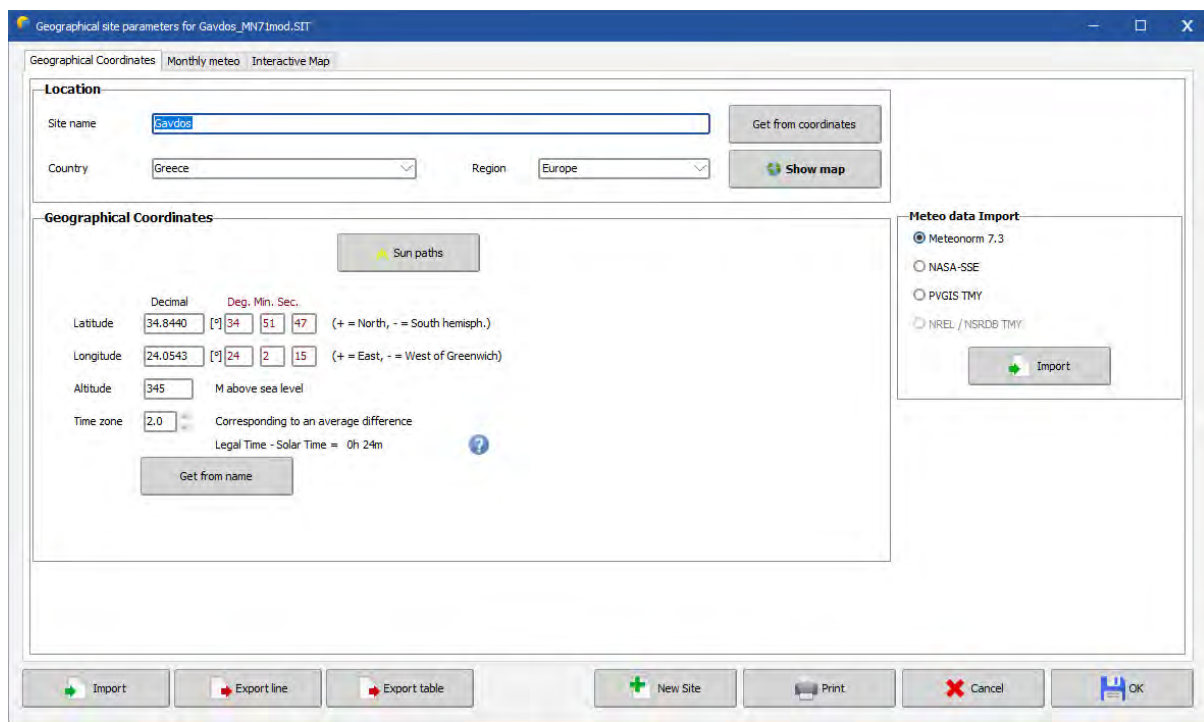
Εικόνα 94: Κεντρική οθόνη του έργου (ολοκληρωμένου) με τις επιμέρους επιλογές όλων των παραμέτρων, στο λογισμικό PVsyst.

6.3.1. Παράμετροι του φυσικού περιβάλλοντος

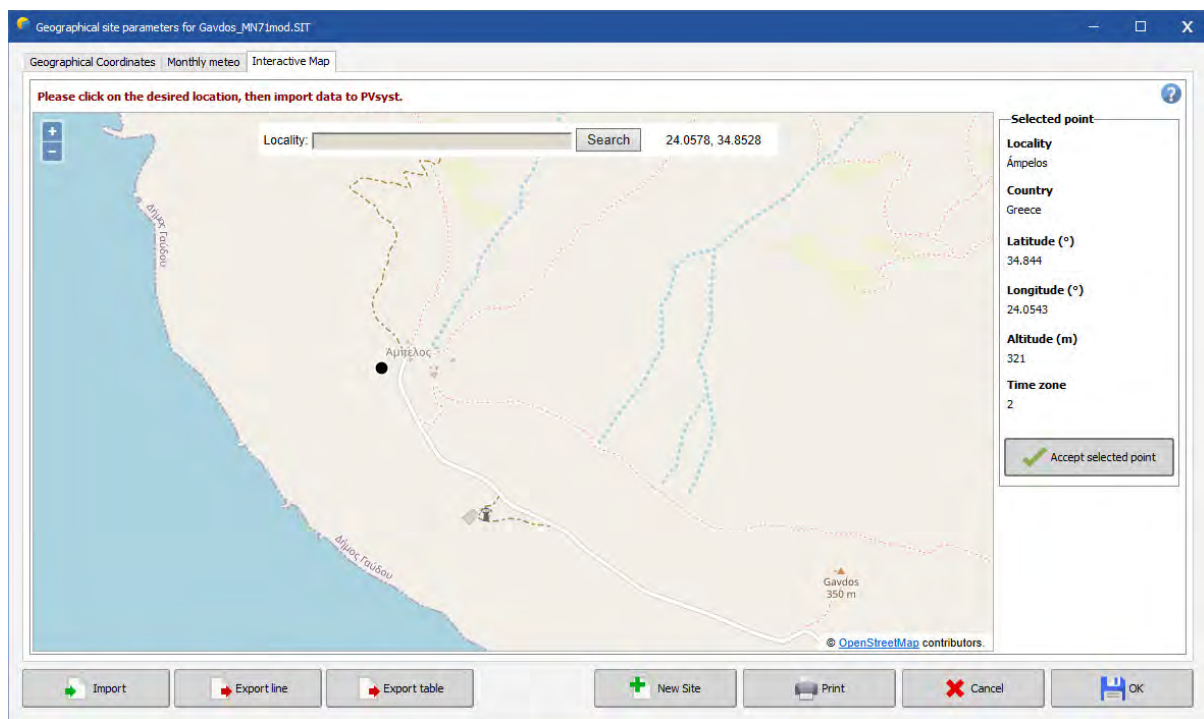
Αυτό το λογισμικό μας δίνει επίσης πρόσβαση σε πληροφορίες σχετικά με τις τοπικές καιρικές συνθήκες (ηλιοφάνεια και ανεμολογικά δεδομένα), διαθέσιμες από διεθνείς βάσεις δεδομένων.

6.3.1.1. Γεωγραφική θέση, ηλιοφάνεια και ανεμολογικά δεδομένα

Για την περιγραφή των περιπτώσεων μελέτης και της εφαρμογής των ΦΒ στο λογισμικό, πρέπει να δηλωθεί από την αρχή και με σχετική ακρίβεια η ίδια (σχετικά) γεωγραφική θέση. Για καλύτερη εποπτεία, εκτός από την εσωτερική (του λογισμικού) τοποθέτηση του σημείου εγκατάστασης της μελέτης, παραπέμπουμε στην Εικόνα 71, όπου είδαμε μια σειρά από εικόνες της αναφερόμενης περιοχής από το Google Earth, δίνοντας έμφαση στο γεγονός ότι αποτελεί ένα από τα ψηλότερα σημεία στο νησί της Γαύδου, απερίσπαστο όσον αφορά την ηλιοφάνεια (μηδενικοί δείκτες σκίασης κατά τη διαδρομή του ήλιου).



Εικόνα 95: Ορισμός παραμέτρων θέσης στο λογισμικό PVsyst.



Εικόνα 96: Ορισμός παραμέτρων θέσης στο λογισμικό PVsyst, εποπτεία χάρτη.

Geographical site parameters for Gavdos_MN7.Imod.SIT

Geographical Coordinates | Monthly meteo | Interactive Map

Site: **Gavdos (Greece)**

Data source: **Meteonorm 7.1 (1986-2005), Sat=100%**

	Global horizontal irradiation kWh/m ² /day	Horizontal diffuse irradiation kWh/m ² /day	Temperature °C	Wind Velocity m/s
January	2.81	1.15	11.7	4.60
February	3.50	1.41	11.3	4.80
March	5.16	1.75	13.8	4.50
April	6.34	2.15	15.9	4.31
May	7.32	2.32	19.7	3.69
June	7.89	2.06	23.6	4.10
July	7.85	2.01	26.8	4.49
August	7.10	1.89	26.5	4.60
September	5.90	1.65	23.3	4.00
October	4.35	1.55	20.3	4.00
November	3.24	1.15	16.4	3.90
December	2.59	1.09	13.4	4.40
Year	5.35	1.68	18.6	4.3

Required Data:

- ☐ Global horizontal irradiation
- ☐ Average Ext. Temperature

Extra data:

- ☒ Horizontal diffuse irradiation
- ☒ Wind velocity
- ☐ Linke turbidity
- ☐ Relative humidity

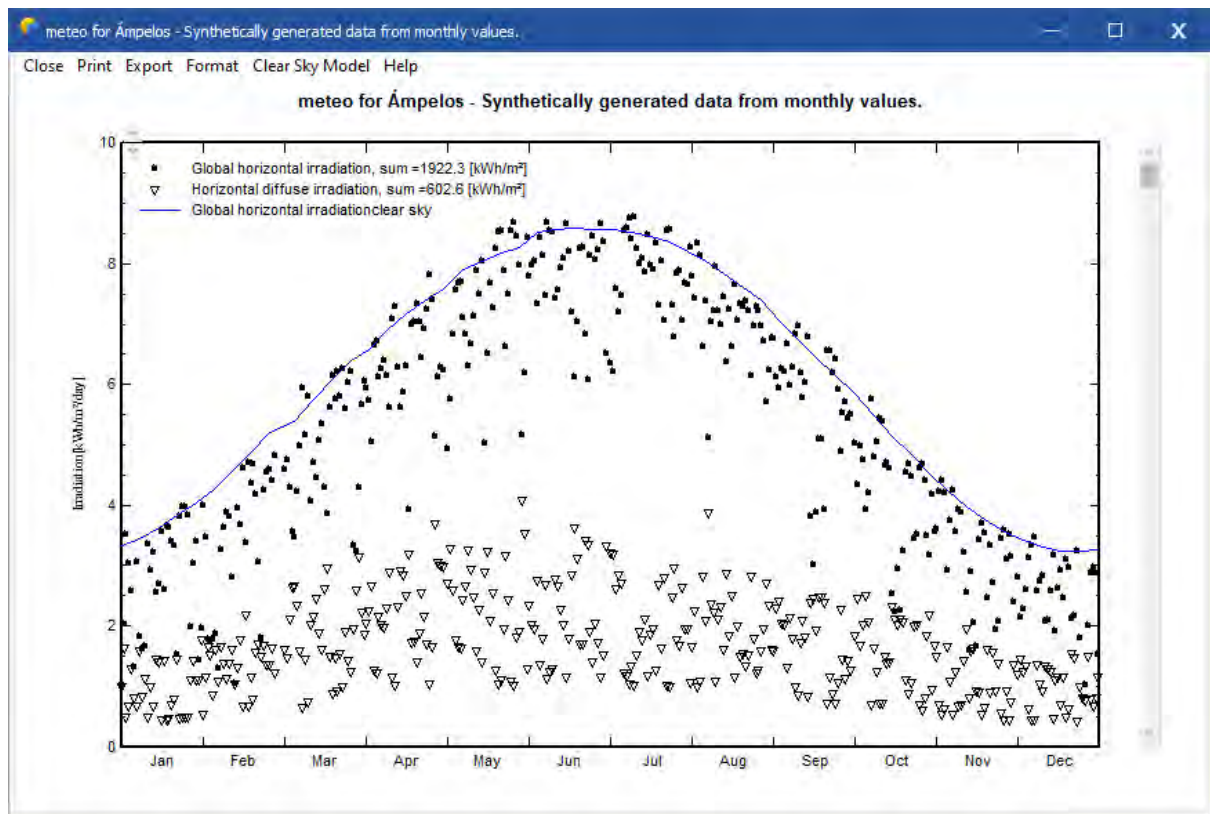
Irradiation units:

- ☒ kWh/m²/day
- ☐ kWh/m²/mth
- ☐ MJ/m²/day
- ☐ MJ/m²/mth
- ☐ W/m²
- ☐ Clearness Index Kt

Buttons: Import, Export line, Export table, New Site, Print, Cancel, OK

Εικόνα 97: Ορισμός παραμέτρων θέσης στο λογισμικό PVsyst, δεδομένα που συλλέγονται από τη διεθνή ενημερωμένη βάση Meteonorm.

Το PVsyst εμφανίζει το μηνιαίο μέσο δείκτη ακτινοβολίας και καθαρότητας από νεφώσεις και σωματίδια (clearness index) των δεδομένων της βάσης στον πίνακα. Κατόπιν, παράγονται συνθετικά δεδομένα (synthetic data) για να αποτιμηθούν τα αντίστοιχα ωριαία μεγέθη. Παρέχεται και η δυνατότητα ελέγχου καταλληλότητας ή ποιότητας (quality check) των συνθετικών δεδομένων ηλιοφάνειας, εφόσον 3%-5% αυτών των δεδομένων δεν υπερβαίνει την κανονικοποιημένη γραμμή που αντιστοιχεί σε ημέρες απόλυτης ηλιοφάνειας (ευθεία γραμμή), όπως φαίνεται στην Εικόνα 98.



Εικόνα 98: Υπολογισμός και έλεγχος συνθετικών δεδομένων ηλιακής ενέργειας για την θέση που επιλέξαμε, στο λογισμικό PVsyst.

Επιπλέον, στα Project settings ορίζουμε αναλυτικά την ενέργεια από τη «δευτερεύουσα» ακτινοβολία που ανακλά το περιβάλλον (albedo, Εικόνα 99), και τις θερμοκρασίες περιβάλλοντος (Εικόνα 100).

Project settings

Albedo Design conditions Other limitations Preferences

Albedo values

Monthly values

Jan.	0.20	July	0.20
Feb.	0.20	Aug.	0.20
Mar.	0.20	Sep.	0.20
Apr.	0.20	Oct.	0.20
May	0.20	Nov.	0.20
June	0.20	Dec.	0.20

Set a common value

Common value

(Default: albedo = 0.2)

Usual values for albedo

Urban situation	0.14 - 0.22
Grass	0.15 - 0.25
Fresh Grass	0.26
Fresh snow	0.82
Wet snow	0.55 - 0.75
Dry asphalt	0.09 - 0.15
Wet asphalt	0.18
Concrete	0.25 - 0.35
Red tiles	0.33
Aluminium	0.85
New galvanised steel	0.35
Very dirty galvanised ste	0.08

Εικόνα 99: Ορισμός παραμέτρων albedo για την θέση που επιλέξαμε, στο λογισμικό PVsyst.

Project settings

Albedo Design conditions Other limitations Preferences

Site-dependent design parameters

Reference temperatures for array design with respect to the inverter input voltages

Lower temperature for Absolute Voltage limit °C ☒ Default

Winter operating temperature for VmppMax design °C ☒

Usual operating temperature under 1000 W/m² °C ☒

Summer operating temperature for VmppMin design °C ☒

Other design parameters

Array Max. voltage

☒ IEC (usually 1000 V)

☐ UL (usually 600 V)

μVoc value

☒ From one-diode model

☐ From specification

Limit overload loss for design % ☒

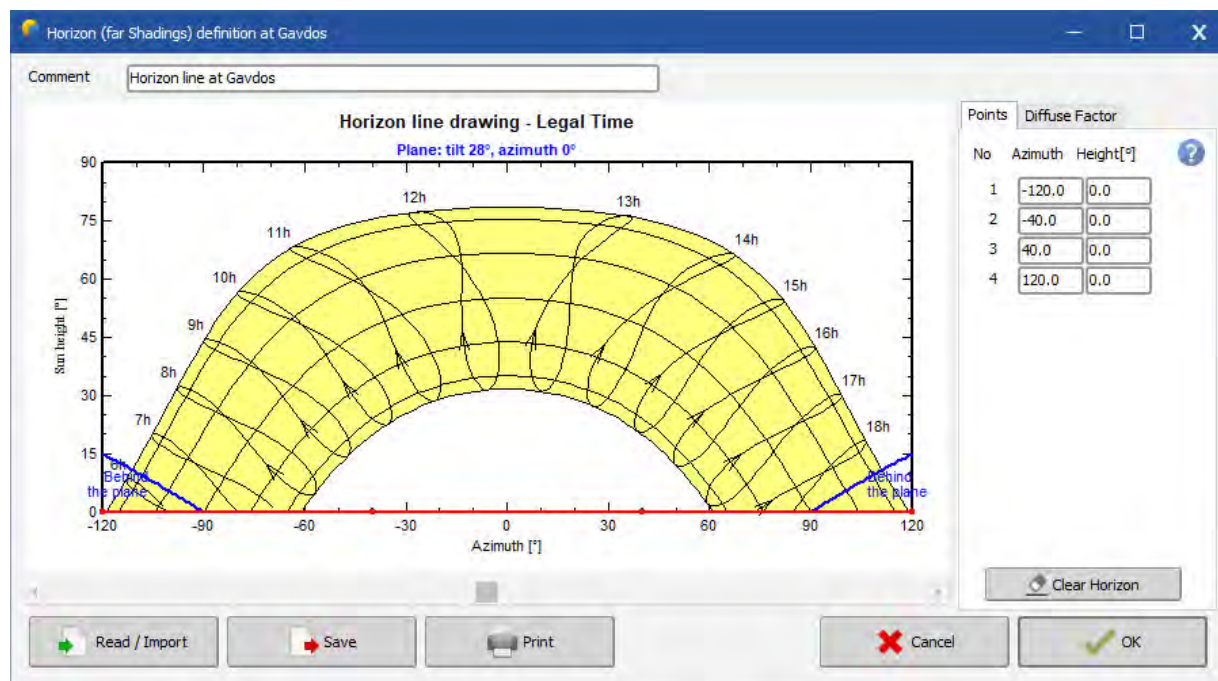
Transposition Model for this project

☐ Hay model (robust)

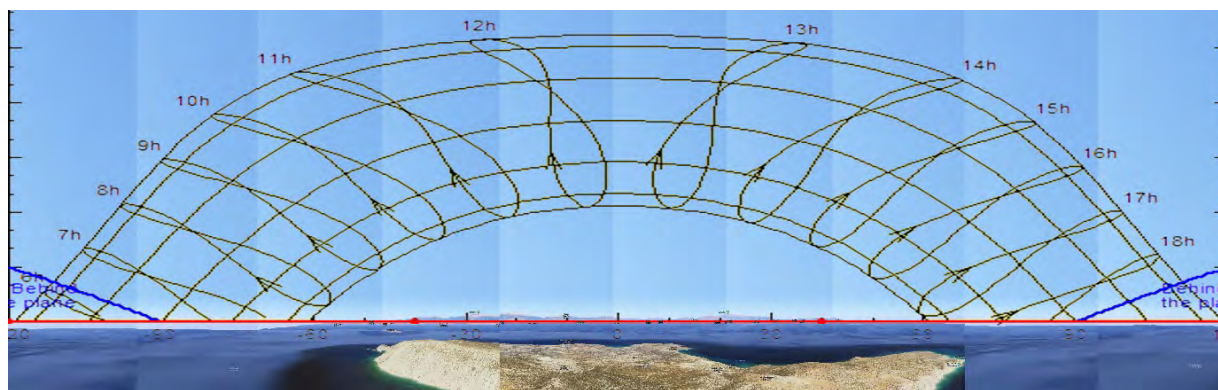
☒ Perez-Ineichen model (sophisticated)

Εικόνα 100: Ορισμός ορίων θερμοκρασίας περιβάλλοντος για την θέση που επιλέξαμε, στο λογισμικό PVsyst.

Από το συγκεκριμένο λογισμικό μπορούμε να πάρουμε την σημαντική πληροφορία όλων των θέσεων του ήλιου στη διάρκεια ενός έτους και να την προβάλλουμε σε πανοραμική φωτογραφία για να έχουμε καλύτερη εποπτεία των ζωνών σκίασης ετησίως. Παρόλο που στην περίπτωση (θέση) που μελετάμε υπάρχει ανοιχτός ορίζοντας 360°, μια τέτοια εργασία θα έδινε το αποτέλεσμα που βλέπουμε στις ακόλουθες εικόνες.



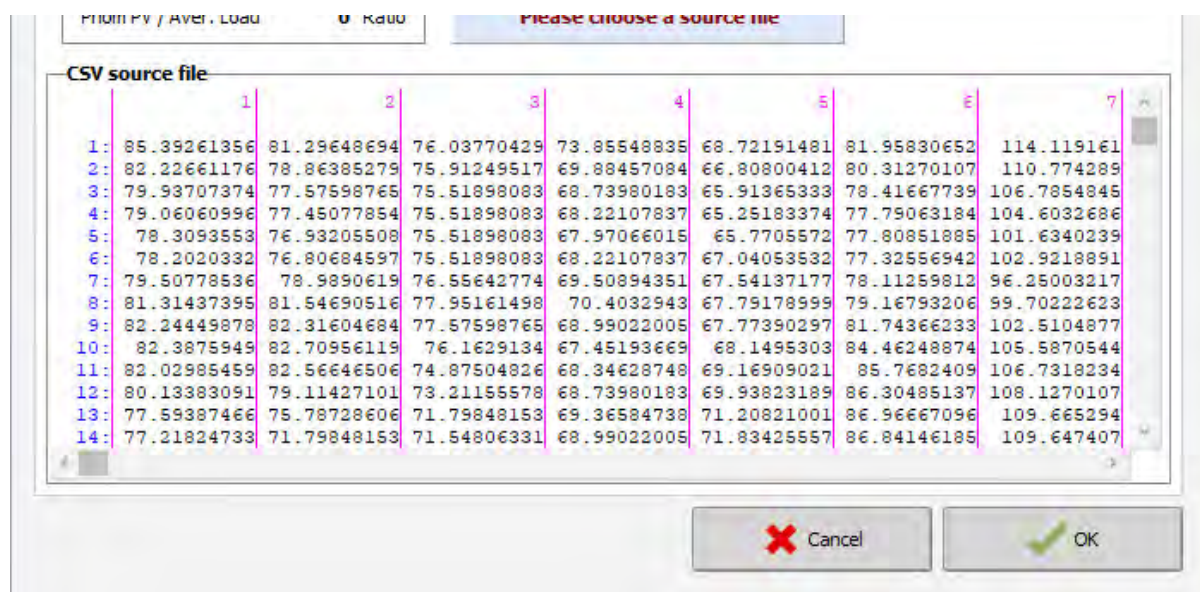
Εικόνα 101: Θέσεις του ήλιου μέσα σε ένα έτος, σε κατεύθυνση B-N, με εστιασμένη την περιοχή μελέτης «Άμπελος» της Γαύδου, σύμφωνα με τη γεωγραφική θέση που δόθηκε στο PVsyst.



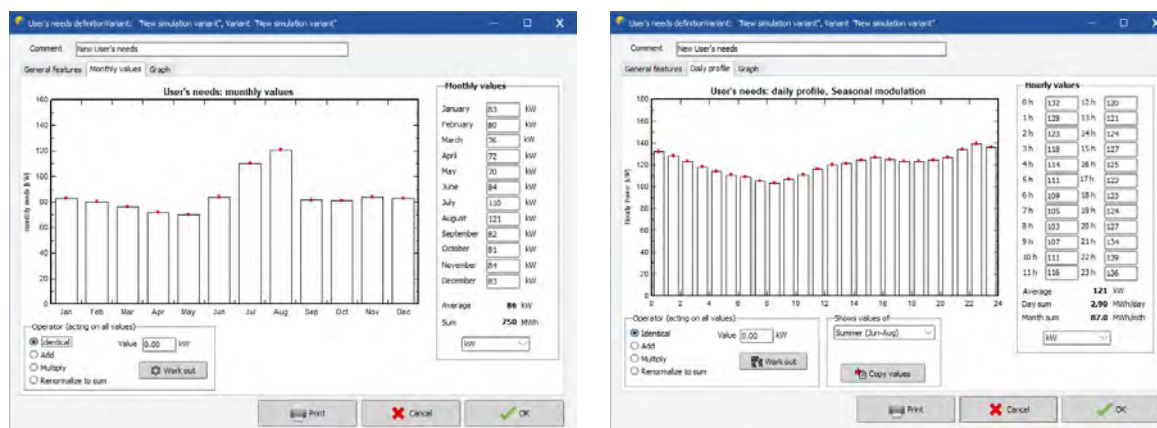
Εικόνα 102: Ψευδο-πανοραμική εικόνα του νησιού σε κατεύθυνση B-N, με εστιασμένη στην περιοχή μελέτης, στην οποία έγινε η επεξεργασία των σεναρίων μας, με το ελεύθερο λογισμικό Google Earth και επεξεργασία πρόχειρης σύνθεσης σε 360°, ως υπόστρωμα του διαγράμματος της ηλιακής διαδρομής. Ήδη, από το επίπεδο του εδάφους, είναι προφανές ότι έχουμε μηδενική φυσική σκίαση στο σημείο αυτό.

6.3.2. Φορτία (ζήτηση)

Πριν την εισαγωγή του τεχνικού εξοπλισμού που απαριθμεί το σενάριό μας, εισάγουμε με παρόμοια μέθοδο τη ζήτηση ηλεκτρικού φορτίου, σύμφωνα με τα επίσημα δεδομένα της ΔΕΔΗΕ., αλλά εδώ ακολουθήσαμε την εισαγωγή του αναλυτικού ωριαίου αρχείου δεδομένων ανά μήνα, ελέγχοντας το αποτέλεσμα από τα γραφήματα που μας παρουσιάζει κατά βούληση το λογισμικό.



Εικόνα 103: Εισαγωγή της μέσης τιμής ωριαίας διακύμανσης φορτίου ανά ώρα, ανά μήνα ζήτησης στην Νήσο Γαύδο, από αρχείο CSV. Πηγή: ΔΕΔΗΕ.



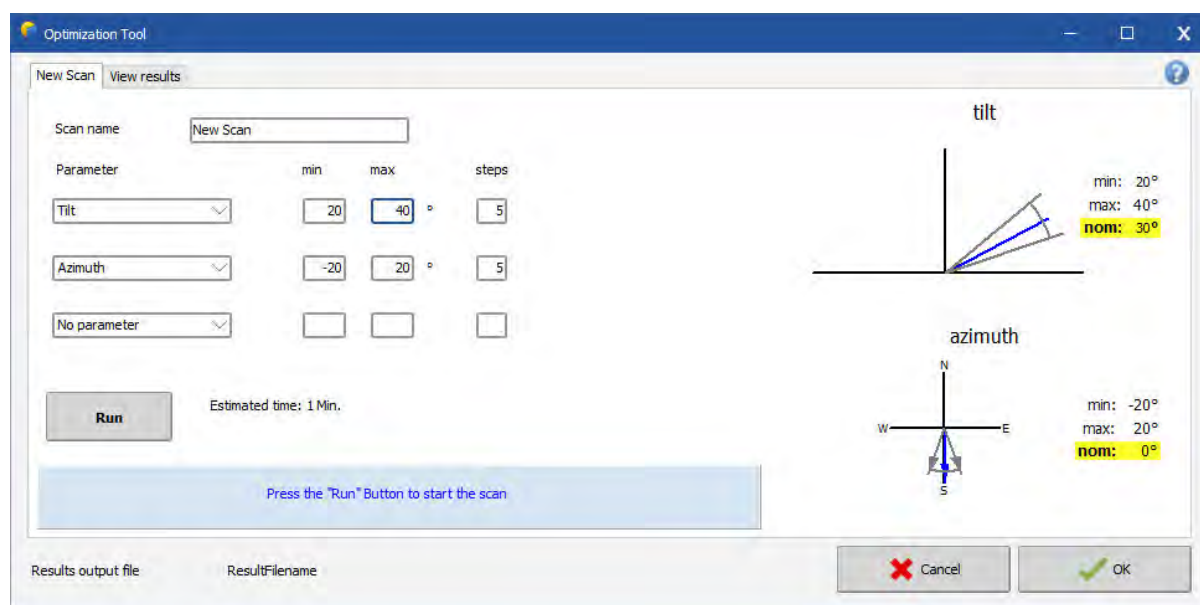
Εικόνα 104: Ετήσια και ωριαία (για τους καλοκαιρινούς μήνες Ιούνιο-Αύγουστο) παρουσίαση δεδομένων ζήτησης φορτίου.

6.3.3. Παράμετροι τεχνολογικού εξοπλισμού

6.3.3.1. Κλίση και αζιμούθιο

Δεδομένου ότι μας ενδιαφέρει η υλοποίηση ενός συγκεκριμένου σεναρίου (δεδομένα σχετικά με τη φωτοβολταϊκή εγκατάσταση, όπως ορίστηκαν στο HOMER Pro) η παραμετροποίηση βάσει της οποίας το λογισμικό παράγει πιθανά σενάρια έχει γίνει με το σκεπτικό να ελεγχθεί και η ακριβής τοποθέτηση των ΦΒ. Σημαντική βελτίωση που θα απαιτήσουμε από το λογισμικό είναι να μας προταθεί η ακριβής θέση των ΦΒ στοιχείων, όσον αφορά στις δύο γωνίες που την περιγράφουν, το αζιμούθιο (κλίση ως προς το οριζόντιο επίπεδο) και τη γωνία πρόσπτωσης (κλίση ως προς το κατακόρυφο επίπεδο).

Οι παράμετροι που δόθηκαν στην αρχική προσέγγιση του προβλήματος ήταν οι συνήθειες (30° και 0° αντίστοιχα για κλίση και αζιμούθιο) αλλά ζητήθηκε να γίνει έλεγχος βελτιστοποίησης, ορίζοντας διαστήματα και βήματα για αυτές τις παραμέτρους προκειμένου να βρεθούν βέλτιστες τιμές (20° έως 40° και -20° έως 20° αντίστοιχα για κλίση και αζιμούθιο, εξεταζόμενα σενάρια με τιμή βήματος 5° , βλέπε και Εικόνα 105). Τα αποτελέσματα της πρώτης προσομοίωσης διόρθωσαν μόνο την κλίση και της έδωσαν την τιμή 28° . Στη συνέχεια, όλο το έργο υπολογίστηκε με αυτή την κλίση.



Εικόνα 105: Παραμετροποίηση 20° έως 40° και -20° έως 20° αντίστοιχα για κλίση και αζιμούθιο των ΦΒ, εξεταζόμενα σενάρια με τιμή βήματος 5° .

6.3.3.2. Φωτοβολταϊκά στοιχεία και inverter

Η επιλογή μας ακολούθησε την υλοποίηση του HOMER Pro, και τα στοιχεία που εισάγομε από τις σχετικές βάσεις δεδομένων δίνονται στην ακόλουθη εικόνα. Θεωρήσαμε εξ' αρχής ότι επιθυμούμε να υπολογίσουμε το καλύτερο σενάριο για ΦΒ των 662kW. Ο προκαταρκτικός υπολογισμός πληθώρας στοιχείων είναι ήδη εκτενής, όπως φαίνεται καθαρά στην Εικόνα 106.

Sub-array

Sub-array name and Orientation

Name: PV Array

Orient: Fixed Tilted Plane

Tilt: 28°

Azimuth: 0°

Pre-sizing Help

☐ No sizing

Enter planned power: 662.0 kWp

... or available area(modules): 4143 m²

☒ Resize

Select the PV module

Available Now: [v]

Filter: All PV modules

Approx. needed modules: 2135

Jinkosolar: 310 Wp 31V Si-poly JKM 310PP-72-V Since 2016 Manufacturer 2017 [v] [Open]

☐ Use optimizer

Sizing voltages: Vmpp (60°C): 31.5 V

Voc (-10°C): 51.1 V

Select the inverter

Available Now: [v]

Output voltage: 400 V Tri 50Hz

ABB: 50 kW 300 - 950 V TL 50/60 Hz TRIO-TM-50 0-400 Since 2017 [v] [Open]

Nb. of inverters: 14

☐ Use multi-MPPT feature

Operating voltage: 300-950 V

Global Inverter's power: 700 kWac

Input maximum voltage: 1000 V

Design the array

Number of modules and strings

Mod. in series: 18 [v] ☒ between 10 and 19

Nb. strings: 125 [v] ☐ only possibility 125

Overload loss: 0.0 %

Pnom ratio: 1.00 [v] [Show sizing]

Nb. modules: 2250

Area: 4366 m²

Operating conditions

Vmpp (60°C): 56.7 V

Vmpp (20°C): 67.9 V

Voc (-10°C): 92.0 V

Plane irradiance: 1000 W/m²

Impo (STC): 1053 A

Isc (STC): 1120 A

Isc (at STC): 1120 A

Max. operating power at 1000 W/m² and 50°C: 628 kW

Array nom. Power (STC): 698 kWp

List of subarrays

Name	#Mod #Inv.	#String #MPPT
PV Array		
Jinkosolar - JKM 310PP-72-V	18	125
ABB - TRIO-TM-50_0-400	14	1

Global system summary

Nb. of modules	2250
Module area	4366 m²
Nb. of inverters	14
Nominal PV Power	698 kWp
Maximum PV Power	671 kWDC
Nominal AC Power	700 kWAC

System overview [v] Simplified sketch [v] Cancel [v] OK [v]

Εικόνα 106: Φωτοβολταϊκά στοιχεία και inverter με όλες τις βοηθητικές πληροφορίες συγκεντρωμένες σε μια φόρμα, πριν την προσομοίωση. Παρατηρήστε ότι η εικόνα είναι από τη 2^η προσομοίωση, δεδομένου ότι έχει ήδη προηγηθεί η 1^η και έχει διορθωθεί η κλίση των ΦΒ από 30° σε 28°. Δείτε λεπτομέρειες στην προηγούμενη παράγραφο.

6.3.3.3. Συσσωρευτές

Η επιλογή των συσσωρευτών ακολούθησε εκείνη του HOMER Pro, με τρόπο που δηλώνεται στις σχετικές παραμέτρους που φαίνονται στην επόμενη Εικόνα 107.

Grid system with storage management

System kind - Storage strategy
Self-consumption

Storage pack Self-consumption

Specify the battery set

Sort batteries by ☒ voltage ☐ capacity ☐ manufacturer

Rolls 4 V 453 Ah Pb Sealed Plates 4-CS-17PS

Lead-acid

11 ☐ batteries in series Number of batteries 308 Battery pack voltage 44 V
28 ☐ batteries in parallel Number of elements 616 Global capacity (C10) 12684 Ah
100.0 % Initial State of Wear (nb. of cycles) Stored energy (80% DOD) 446 kWh
100.0 % Initial State of Wear (static) Total weight 17864 kg
Nb. cycles at 50% DOD 3200
Total stored energy during the battery life 991.1 MWh

Operating battery temperature

Temper. mode Fixed (air-conditioned)
Fixed temperature 20 °C
The battery temperature is important for the aging of the battery
An increase of 10 °C divides the "static" battery life by a factor of two

System information

PV array Pnom 698 kWp
Max. user's power 139 kW
This battery pack represent about :
Charging Time during full sun conditions 0.6 hours
Discharging under average load 14.7 hours
Discharging under maximum load 3.2 hours

System overview

Εικόνα 107: Αναλυτικά τα στοιχεία των συσσωρευτών που επιλέξαμε, όπως ορίζονται μέσα στο λογισμικό PVsyst.

6.3.4. Οικονομικές παράμετροι

Στη συνέχεια προσθέτουμε κάποιες βασικές οικονομικές παραμέτρους του έργου για να έχουμε μια συνοπτική εικόνα όσον αφορά στην περίοδο αποπληρωμής, διατηρώντας τη θέση ότι η μελέτη μας δεν είναι αυστηρά οικονομική. Στην περίπτωση του λογισμικού PVsyst δώσαμε τα οικονομικά στοιχεία που παρουσιάζονται στην Εικόνα 108. Για τον επιμερισμό των εξόδων ακολούθησαμε την γενική εμπειρική μεθοδολογία υπολογισμού [38], [39] ως ποσοστά του συνολικού κόστους του έργου, όπως παρουσιάζει ο ακόλουθος Πίνακας 8.

Είδος	Ποσοστό	Τιμή €
ΦΒ	42%	417.060
Inverter	26%	258.180
Δομικά	12%	119.160
Καλώδια	9%	89.370
Ασφαλειοδιακόπτες/αυτοματισμοί	3%	29.790
Εργασία	8%	79.440
Σύνολο	100%	993.000

Πίνακας 8: Εμπειρικά ποσοστά συνεισφοράς κύριων επιμέρους συστημάτων, στο συνολικό κόστος μιας τυπικής εγκατάστασης ΦΒ. Πηγή: [38], [39].

The screenshot displays the 'Economic evaluation' window of the PVsyst software. It is divided into several sections:

- System summary:** Project: GAVDOS_GC, PV Array, P_{nom} = 698 kWp, Self-consumption: 155 MWh/year, Sold energy to grid: 1102 MWh/year.
- Financial summary:** Installation costs: 1'328'774.00 EUR, Total yearly cost: 85'058.10 EUR/year, LCOE: 0.121 EUR/kWh, Payback period: 6.3 years.
- Installation and operating costs:** This section contains two detailed tables.

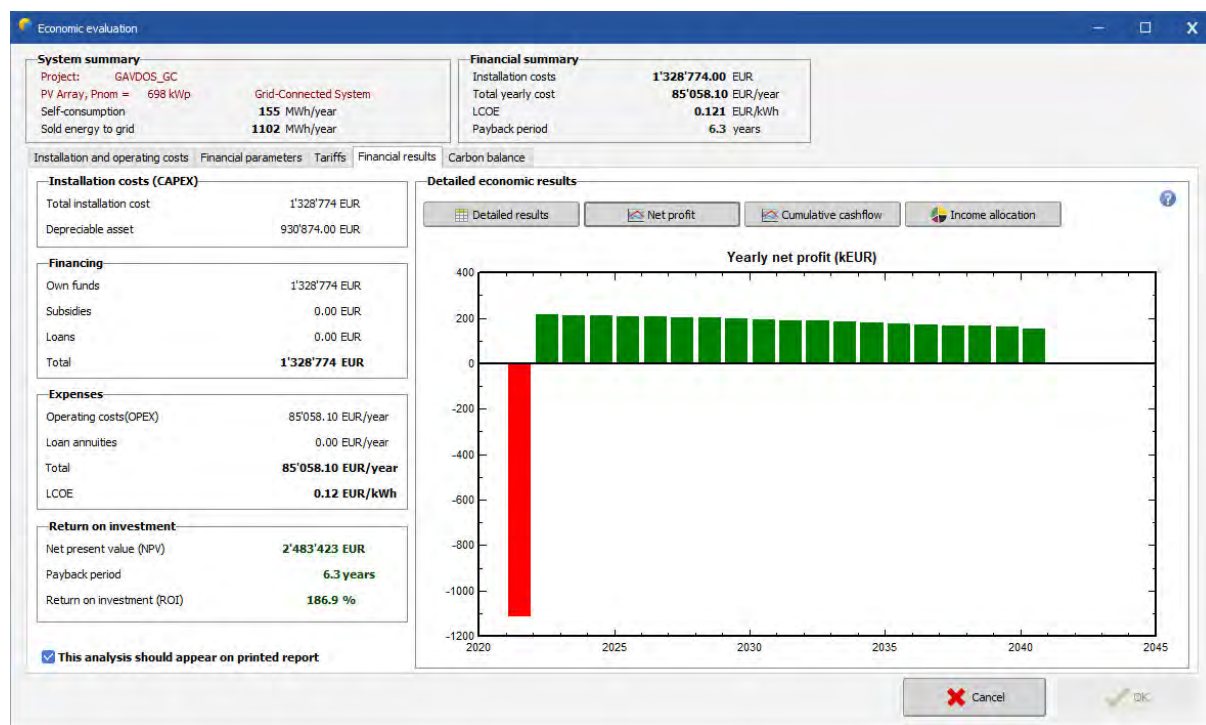
Description	Quantity	Unit price	Total	Unit
PV modules			417'060.00	EUR
JKM 310PP-72-V	2250.00	185.36	417'060.00	EUR
Supports for modules	2250.00	0.00	0.00	EUR
Inverters			258'174.00	EUR
TRIO-TM-50_0-400	14.00	18'441.00	258'174.00	EUR
Batteries			255'640.00	EUR
Studies and analysis			219'160.00	EUR
Engineering	1.00	119'160.00	119'160.00	EUR
Permitting and other admin. ...	1.00	100'000.00	100'000.00	EUR
Environmental studies	0.00	0.00	0.00	EUR
Economic analysis	0.00	0.00	0.00	EUR
Installation			178'740.00	EUR
Transport	1.00	49'650.00	49'650.00	EUR
Accessories, fasteners	0.00	0.00	0.00	EUR
Wiring	1.00	99'300.00	99'300.00	EUR
Settings	0.00	0.00	0.00	EUR
Grid connection	1.00	29'790.00	29'790.00	EUR
Insurance			0.00	EUR
Land costs			0.00	EUR
Loan bank charges	0.00	0.00	0.00	EUR
Taxes			0.00	EUR
Total installation cost			1'328'774.00	EUR
Depreciable asset			930'874.00	EUR

Description	Yearly cost	Unit
Maintenance	57'128.00	EUR
Salaries	5'000.00	EUR
Reparation	0.00	EUR
Cleaning	1'000.00	EUR
Provision for battery replace...	51'128.00	EUR
Security fund	0.00	EUR
Land rent	0.00	EUR
Insurance	0.00	EUR
Bank charges	0.00	EUR
Administrative, accounting	0.00	EUR
Taxes	0.00	EUR
Subsidies	- 0.00	EUR
Operating costs (OPEX)	57'128.00	EUR/year

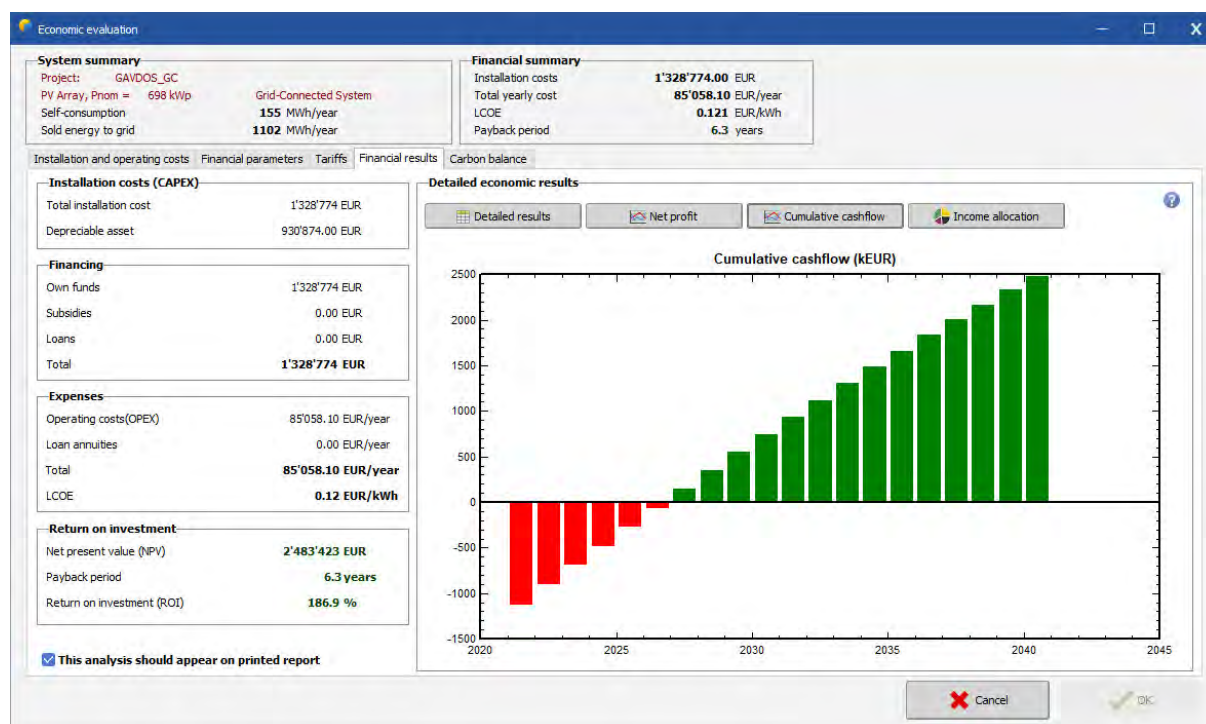
Εικόνα 108: Βασικές οικονομικές παράμετροι του έργου, όπως ορίζονται ενδεικτικά μέσα στο λογισμικό PVsyst.

Η περίοδος αποπληρωμής της επένδυσης, υπολογίζεται από το λογισμικό στα 6,3 έτη, αφού ορίσουμε το κόστος ενέργειας που εξοικονομούμε ως self-consumption [40], όπως δίνεται στην Εικόνα 111. Στις επόμενες εικόνες παρουσιάζονται και δύο τυπικά διαγράμματα χρηματικών ροών, το ετήσιο καθαρό κέρδος (Εικόνα 109) και οι αθροιστικές οικονομικές

ροές (Εικόνα 110), για όλη τη διάρκεια ζωής του έργου (20 έτη). Η οικονομική εικόνα που παρουσιάζουν είναι απόλυτα ικανοποιητική και αναμενόμενη για μια καλή επένδυση.



Εικόνα 109: Το ετήσιο καθαρό κέρδος της επένδυσης (του βέλτιστου σεναρίου μας) σε βάθος χρόνου όσο η διάρκεια ζωής του έργου (20 έτη).



Εικόνα 110: Οι αθροιστικές οικονομικές ροές της επένδυσης (του βέλτιστου σεναρίου μας) σε βάθος χρόνου όσο η διάρκεια ζωής του έργου (20 έτη).

Economic evaluation

System summary		Financial summary	
Project:	GAVDOS_GC	Installation costs	1'328'774.00 EUR
PV Array, P _{nom} =	698 kWp	Total yearly cost	85'058.10 EUR/year
Self-consumption	155 MWh/year	LCOE	0.121 EUR/kWh
Sold energy to grid	1102 MWh/year	Payback period	6.3 years

Installation and operating costs Financial parameters **Tariffs** Financial results Carbon balance

Pricing strategy
☒ Fixed tariff ☐ Variable tariff
☐ Hourly peak/off-peak tariff
☐ Seasonal tariff
☐ Tariff from CSV file Import ?

Feed-in tariff
Fixed feed-in tariff 0.700 EUR/kWh

Self-consumption saving
Consumption tariff 0.001 EUR/kWh
Tariff evolution 0.0 %/year

☒ This analysis should appear on printed report

Other general parameters ?

Annual connection tax 0.000 EUR/year
Annual tariff variation 0.0 %/year
Duration of tariff warranty 20 years
Feed-in tariff decrease after warranty 50.0 %

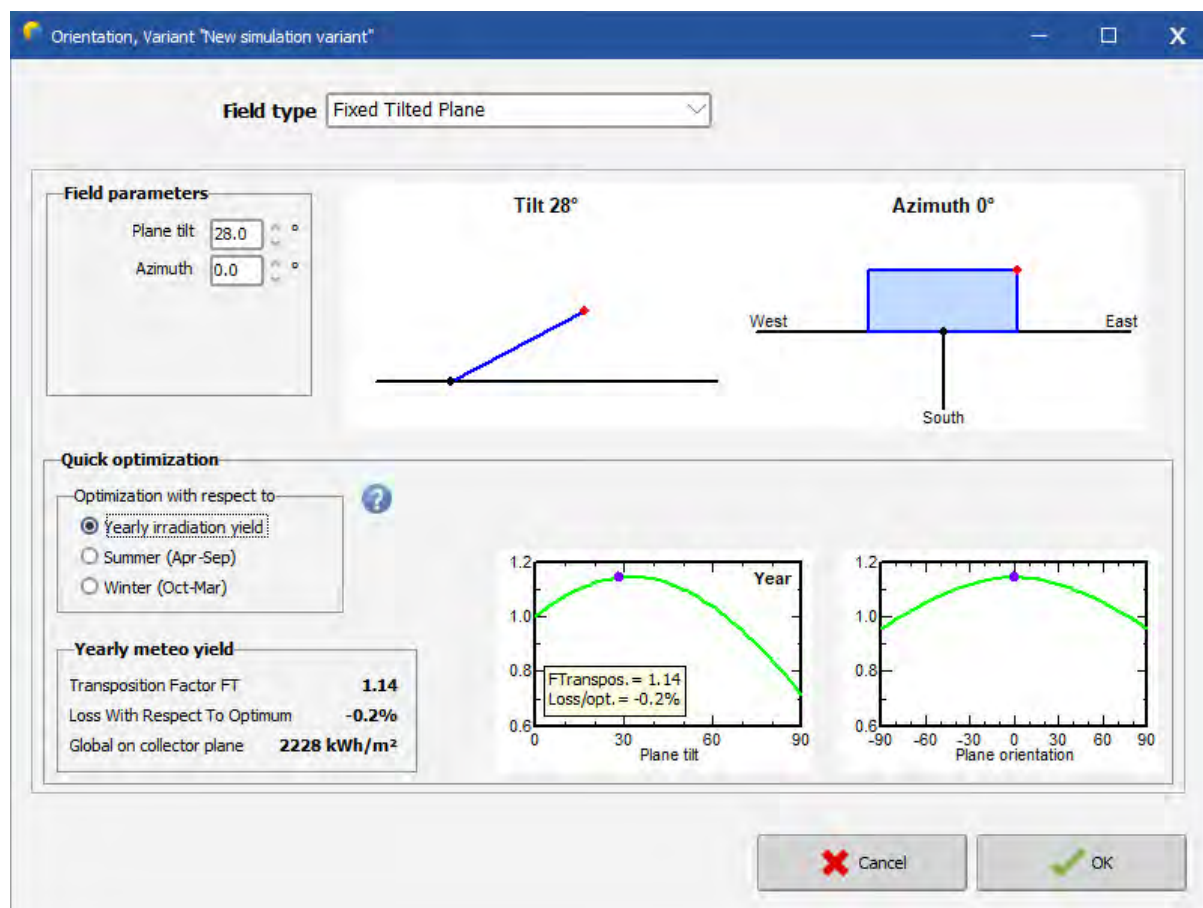
Cancel OK

Εικόνα 111: Το κόστος ενέργειας που εξοικονομούμε, όπως ορίζεται ενδεικτικά μέσα στο λογισμικό PVsyst (μπλε βέλος).

6.3.5. Αποτελέσματα προσομοίωσης

6.3.5.1. Κλίση και αζιμούθιο

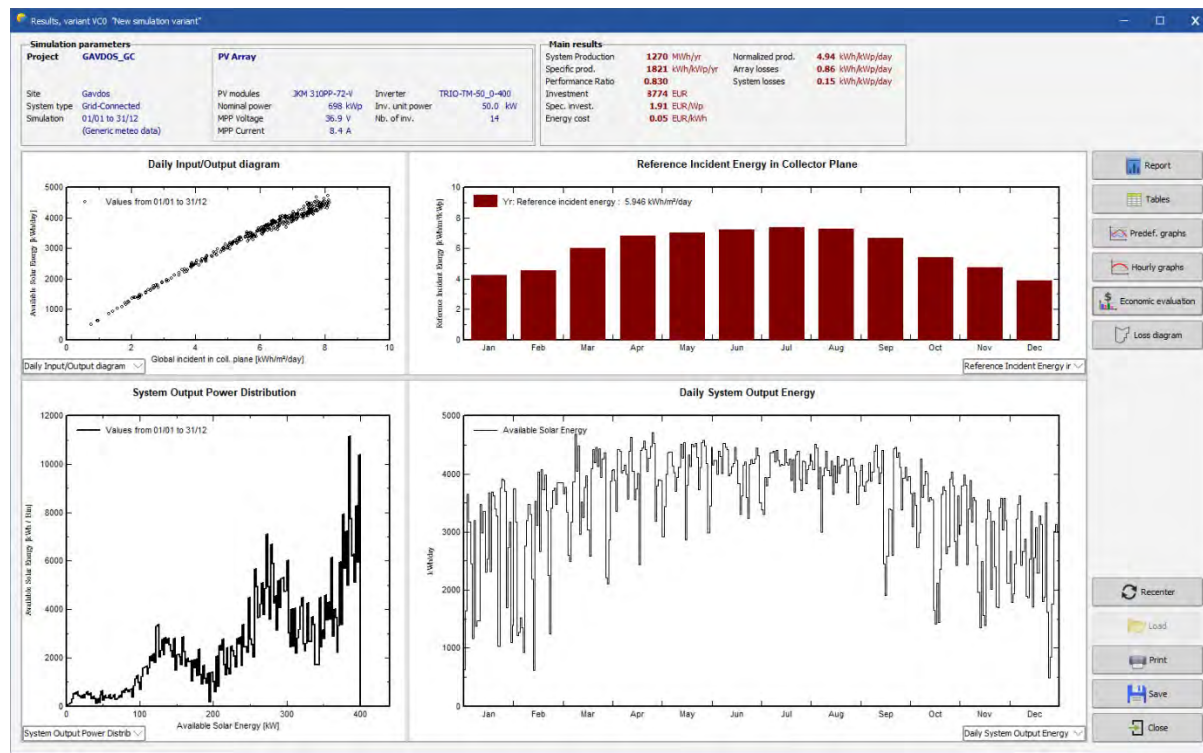
Η εύρεση των βέλτιστων τιμών για την κλίση και το αζιμούθιο των ΦΒ έλαβε χώρα μετά την 1^η προσομοίωση και στη συνέχεια τροφοδοτήθηκε στη 2^η προσομοίωση. Η Εικόνα 112 δείχνει το εξαγόμενο αποτέλεσμα της συγκεκριμένης βελτιστοποίησης.



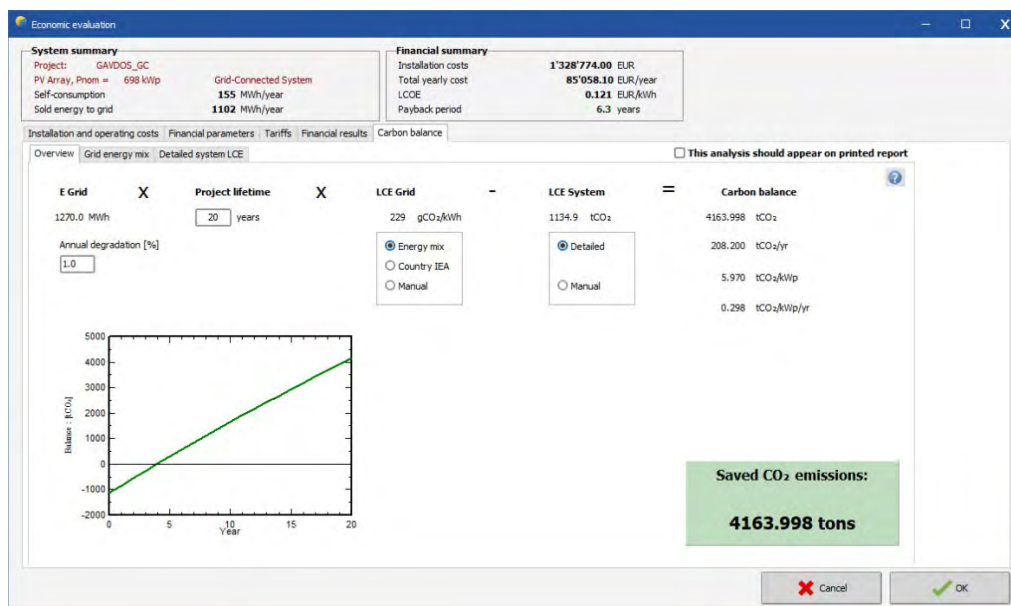
Εικόνα 112: Εύρεση βέλτιστων τιμών για κλίση και αζιμούθιο των ΦΒ, μετά την 1^η προσομοίωση.

6.3.5.2. Παραγωγή ενέργειας

Στην κύρια φόρμα παρουσίασης των αποτελεσμάτων (Εικόνα 113) μπορούμε να δούμε ότι έχουμε πολύ καλή αξιοποίηση της εγκατάστασης (αξιοποιούμενη ενέργεια σε σχέση με εκείνη που δίνεται από τον ήλιο, γράφημα επάνω αριστερά), ενώ δίνονται τα προφίλ παραγόμενης ενέργειας ανά μήνα και ημέρα (επάνω και κάτω δεξιά, αντίστοιχα) και η κατανομή παραγόμενης ισχύος (κάτω αριστερά).



Εικόνα 113: Ενδεικτικά γραφήματα ως αποτέλεσμα της προσομοίωσης από το λογισμικό PVsyst.

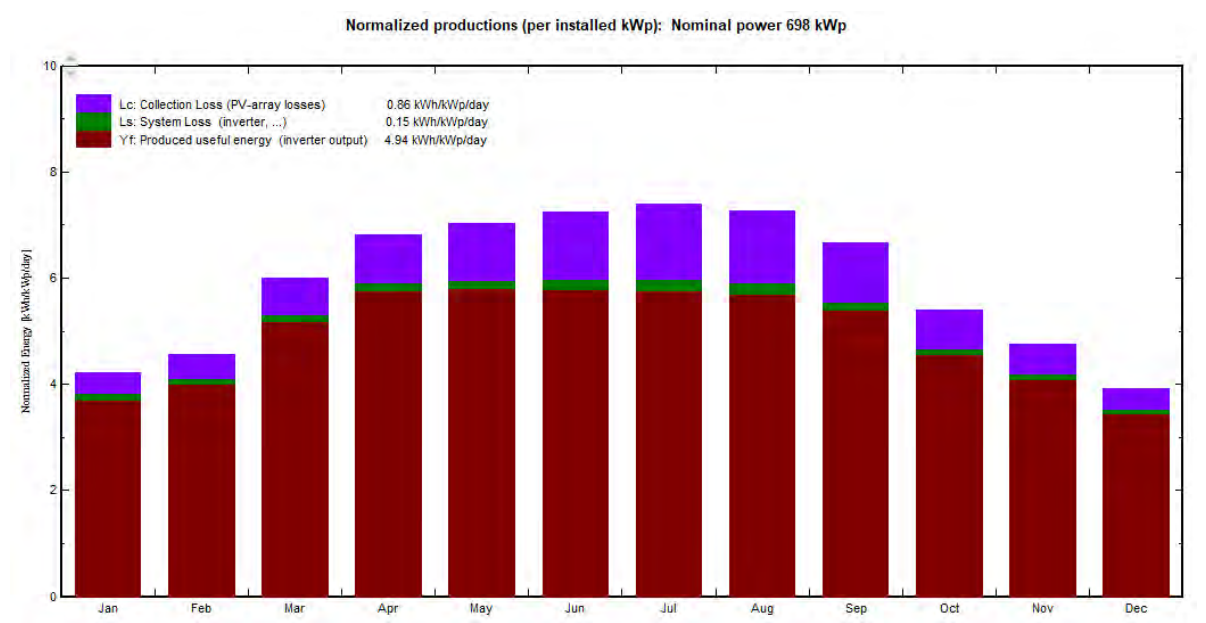


Εικόνα 114: Ενδεικτικό γράφημα ρύπων που εξοικονομούνται με τη χρήση της συγκεκριμένης ΦΒ εγκατάστασης, ως αποτέλεσμα της προσομοίωσης από το λογισμικό PVsyst.

Τα αποτελέσματα αυτά τονίζουμε ότι απλά επιβεβαιώνουν την ολοκληρωμένη προσομοίωση που διενεργήσαμε με το λογισμικό HOMER Pro, εφόσον δεν είναι προγραμματισμένα να λαμβάνουν υπόψη τη συνολικότερη προβληματική διεύθυνσης ΑΠΕ στο νησί, με τον τρόπο που εξετάστηκε στο HOMER Pro.

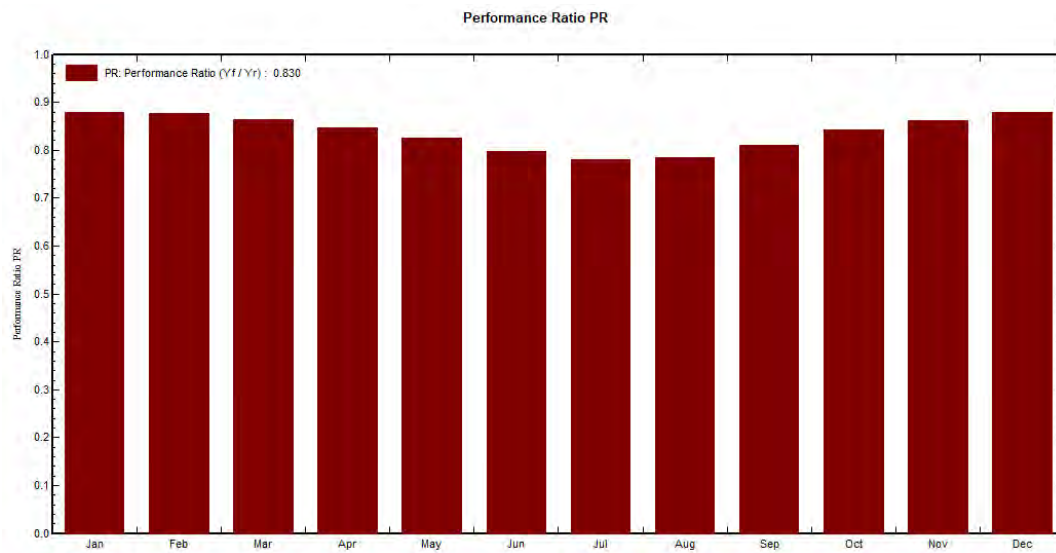
Η συνολική αναφορά (σε pdf) που παράγει το HOMER Pro δίνεται στο τέλος της εργασίας μας (στην ελεύθερη έκδοση του λογισμικού έχουμε περιορισμένες δυνατότητες).

Ανάμεσα στα πιο χρήσιμα στοιχεία που παρουσιάζει η αναφορά από το PVsyst να σημειώσουμε εκείνο της παραγωγής ανά εγκατεστημένη kWp, εκείνο της απόδοσης ανά μήνα και τη σχηματική παρουσίαση των απωλειών του συστήματος.

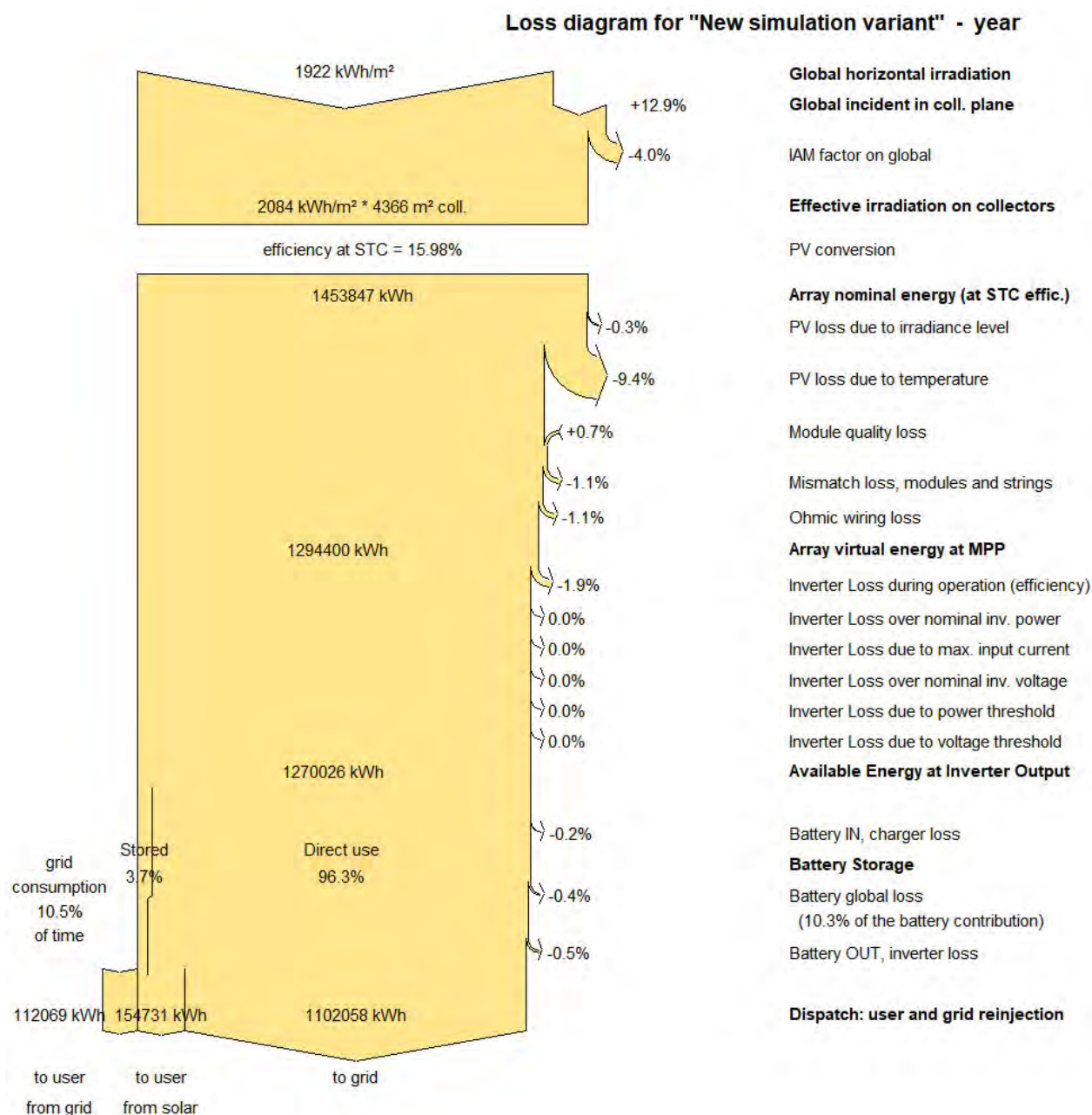


Εικόνα 115: Ενδεικτικό γράφημα της παραγωγής (καφέ χρώμα) και απωλειών (μωβ: των ΦΒ, πράσινο: των inverter): ανά εγκατεστημένη kWp με τη χρήση της συγκεκριμένης ΦΒ εγκατάστασης, ως αποτέλεσμα της προσομοίωσης από το λογισμικό PVsyst. Το καλοκαίρι υπάρχει ταυτόχρονη αύξηση της παραγωγής και των απωλειών.

Επιπλέον το PVsyst υπολογίζει και το Performance Ratio (PR), το λόγο επίδοσης που περιγράφει την απόκλιση της αποδιδόμενης ενέργειας σε σχέση με την ιδανική δυνατότητα, όπου παρατηρήθηκε μία πτώση 0,2% από μέσα Ιουνίου έως Αύγουστο, λόγω υψηλής θερμοκρασίας περιβάλλοντος.



Εικόνα 116: Ενδεικτικό γράφημα της απόδοσης ανά μήνα κάνοντας χρήση της συγκεκριμένης ΦΒ εγκατάστασης, ως αποτέλεσμα της προσομοίωσης από το λογισμικό PVsyst.



Εικόνα 117: Ενδεικτικό διάγραμμα ροής για την περιγραφή των απωλειών ανά έτος, κάνοντας χρήση της συγκεκριμένης ΦΒ εγκατάστασης, ως αποτέλεσμα της προσομοίωσης από το λογισμικό PVsyst.

Κεφάλαιο 7

Ορισμοί και πληροφορίες

7.1. Τεχνολογίες αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας

7.1.1. Γενικά

Στο τελευταίο Κεφάλαιο της εργασίας μας παρουσιάζουμε μια εκτενή επισκόπηση και σύγκριση των σύγχρονων διαφορετικών τεχνολογιών αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας. Όλα τα δεδομένα αντλήθηκαν από μελέτες που δημοσίευσαν αναγνωρισμένοι διεθνείς οργανισμοί.

Τα συστήματα αποθήκευσης ενέργειας συμβάλλουν σημαντικά στην ενίσχυση του βαθμού διείσδυσης και ενσωμάτωσης των ΑΠΕ στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής, καθώς και στην αντιμετώπιση πιθανών προβλημάτων συνεργασίας με το εκάστοτε ηλεκτρικό δίκτυο. Αποτελούν στοιχείο κάθε έξυπνου δικτύου.

Η ανάγκη αποθήκευσης ενέργειας αφορά σε:

1. Παροχή αδιάλειπτης ισχύος.
2. Βελτίωση ποιότητας παρεχόμενης ενέργειας, π.χ. στην συχνότητα και τάση.
3. Εξοικονόμηση καυσίμου, θερμικές μονάδες στο optimum point.
4. Μείωση του κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.
5. Υποκατάσταση νέων θερμικών μονάδων.
6. Εξομάλυνση ενεργειακής παραγωγής ΑΠΕ.
7. Συμφωνία μεταξύ παραγωγής και ζήτησης.
8. Ενίσχυση ενεργειακής αυτονομίας.
9. Βέλτιστη διαχείριση ενέργειας και ορθολογική χρήση διαθέσιμων πηγών.

Ιδιαίτερης σημασίας είναι τα ακόλουθα χαρακτηριστικά του κάθε συστήματος αποθήκευσης:

- ο χρόνος απόκρισης,
- το μέγιστο βάθος εκφόρτισης και
- οι χρόνοι φόρτισης / εκφόρτισής του.

7.1.1.1. Αποθήκευση ενέργειας και ΑΠΕ

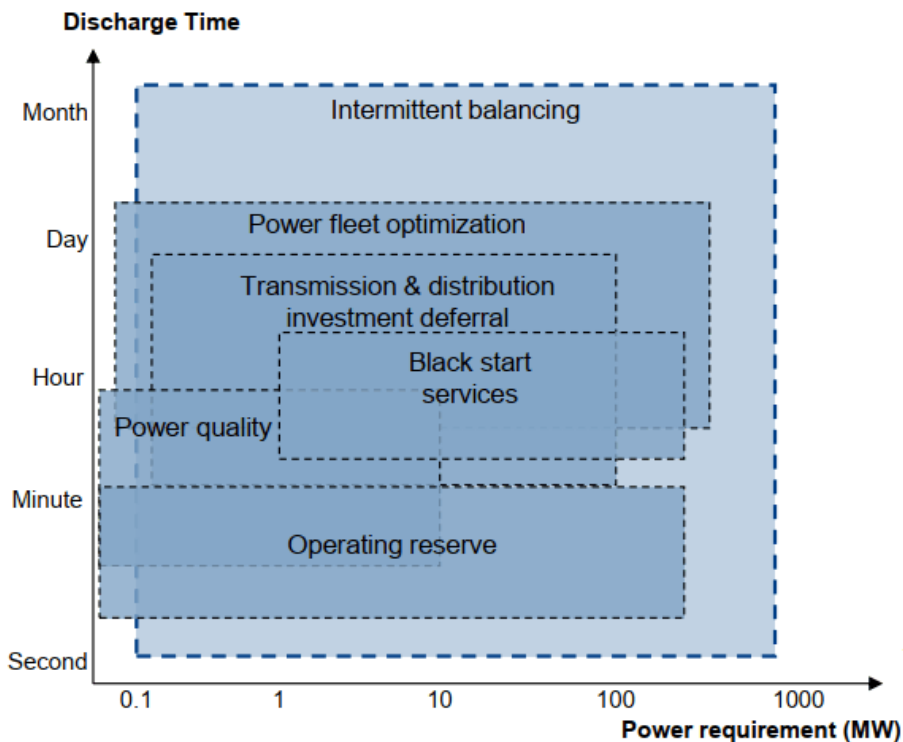
Αναδεικνύονται τα ακόλουθα πεδία συμβολής των αποθηκευτικών σταθμών σε σχέση με τις ΑΠΕ:

- Αυξημένες ανάγκες ευελιξίας για κάλυψη σφαλμάτων πρόβλεψης και μεταβολών της παραγόμενης ισχύος ΑΠΕ.
- Διαχείριση απορρίψεων ενέργειας ΑΠΕ, δηλαδή διαθέσιμης ενέργειας, η οποία θα μπορούσε να παραχθεί από τους σταθμούς ΑΠΕ, αλλά για τεχνικούς λόγους δεν μπορεί να απορροφηθεί από το σύστημα, με αποτέλεσμα την απόρριψή της.
- Βελτίωση της δυνατότητας συμμετοχής των σταθμών ΑΠΕ στους μηχανισμούς της αγοράς (π.χ. capacity firming, αποφυγή υψηλού κόστους ενέργειας αποκλίσεων κ.ά.).

Άμεσος ανταγωνιστής των ΑΤΣ στις παραπάνω λειτουργίες και ιδίως στις ανάγκες ευελιξίας του συστήματος παραγωγής, είναι οι λοιπές εναλλακτικές μέθοδοι αύξησης της ευελιξίας των ηλεκτρικών συστημάτων, όπως κατ' εξοχήν οι ευέλικτοι θερμικοί σταθμοί (π.χ. ΣΚΦΑ και ΥΗΣ), η ενίσχυση των δικτύων και ιδίως οι διασυνοριακές διασυνδέσεις, η ευελιξία της ζήτησης (demand response/flexibility) και μελλοντικά η διεσπαρμένη αποθήκευση. Αξίζει να σημειωθεί ότι, ενώ στο ζήτημα της ευελιξίας κατ' αρχήν υπάρχουν εναλλακτικές της αποθήκευσης λύσεις, η αποθήκευση ενέργειας συνιστά τη μόνη επιλογή για την αξιοποίηση των απορρίψεων διαθέσιμης ενέργειας ΑΠΕ λόγω ανεπαρκούς ζήτησης, τεχνικών ελαχίστων των συμβατικών μονάδων και ανεπάρκειας των διασυνδέσεων.

Τα χαρακτηριστικά των τεχνολογιών αποθήκευσης πρέπει να ταιριάζουν με τις απαιτήσεις των διαφόρων εφαρμογών στις οποίες συμμετέχουν. Ο εφοδιασμός σε απομονωμένες περιοχές θεωρείται συνδυασμός άλλων εφαρμογών (και συνήθως δε λαμβάνεται υπόψη). Τεχνολογίες που συμβάλλουν μόνο στις υπηρεσίες μαύρης εκκίνησης (εκκίνηση μετά από σβέση) και χρησιμεύουν για γεφύρωση ενέργειας πριν αναλάβουν άλλα εργοστάσια, δε θεωρούνται πολύ αποτελεσματικές. Ομοίως, τεχνολογίες που εξισορροπούν τις βραχυπρόθεσμες διακυμάνσεις (δευτερόλεπτα, λεπτά) του εφοδιασμού με ανανεώσιμη ενέργεια.

Στην Εικόνα 118 δείχνεται ο απαιτούμενος χρόνος εκφόρτωσης της αποθηκευμένης ενέργειας σε συνάρτηση με την ποσότητα της αποδιδόμενης ισχύος, για διαφορετικές ανάγκες παροχής ενέργειας.



Εικόνα 118: Εφαρμογές της αποθηκευμένης ενέργειας (απαιτήσεις σε MW, σε σχέση με το χρόνο εκφόρτισης). Πηγή: [8]

Όπου:

Transmission & distribution investment deferral: Συμβολή στην μείωση των επενδύσεων σε έργα υποδομής για μεταφορά και διανομή.

Black start services: η εκκίνηση μετά από σβέση.

Power fleet optimization: Μείωση του μέσου κόστους παραγωγής, με μετακίνηση φορτίου από την αιχμή στην «κοιλιάδα» της καμπύλης φορτίου.

Power quality: Βελτίωση των δεικτών αξιοπιστίας του συστήματος.

Intermittent balancing: Πολύ υψηλή διείσδυση μη ελεγχόμενων ΑΠΕ με στόχο μείωση παραγωγής συμβατικών σταθμών.

Operating reserve: Αποθεματικό λειτουργίας.

7.1.1.2. Η συνεισφορά των συστημάτων αποθήκευσης

Στην Εικόνα 119 δείχνονται συγκεντρωτικά οι ρόλοι που έχουν τα συστήματα αποθήκευσης ανάλογα στο αν αφορούν την παραγωγή, την μεταφορά, τη διανομή, ή την κατανάλωση.

APPLICATIONS DEPENDING ON OUTPUT DURATION & LOCATION ON THE GRID

	Short duration < 2 min	Medium duration 2 min – 1 hour	Long duration > 1 hour
GENERATION SIDE		Provide spinning & non-spinning reserves	Provide replacement reserves Provide black-start services Firm renewable output Perform price arbitrage Avoid curtailment
TRANSMISSION GRID	Provide frequency regulation services	Smooth intermittent resource output	Improve system reliability Provide system inertia Defer upgrades
DISTRIBUTION GRID	Improve power quality	Mitigate outages	Defer upgrades Integrate distributed variable renewable generation
END-USER SIDE	Maintain power quality	Provide uninterruptible power supply	Optimize retail rate

Εικόνα 119: Οι ρόλοι που έχουν τα συστήματα αποθήκευσης ανάλογα στο αν αφορούν την παραγωγή, την μεταφορά, τη διανομή, ή την κατανάλωση. Πηγή: [23].

Περισσότερο αναλυτικά:

Στον τομέα της παραγωγής, τα συστήματα αποθήκευσης ενέργειας χρησιμοποιούνται:

- Ως μονάδες ταχείας εφεδρείας, για την άμεση εξυπηρέτηση της κατανάλωσης, ακόμη και στην ακραία περίπτωση διακοπής λειτουργίας μιας εκ των μονάδων παραγωγής.
- Ως μονάδες υπεύθυνες για τον έλεγχο της συχνότητας και τον έλεγχο μεταφοράς ισχύος εντός περιοχής του δικτύου.
- Ως μονάδες αρμόδιες για την αποθήκευση χαμηλού κόστους ποσοτήτων ενέργειας - νυχτερινά τιμολόγια- και απόδοσής των σε περιόδους αιχμής.

Στον τομέα της μεταφοράς-διανομής, τα συστήματα αποθήκευσης ενέργειας χρησιμοποιούνται:

- Στο συγχρονισμό όλων των τμημάτων που συνθέτουν μια γραμμή μεταφοράς, για την αποφυγή προβληματικής λειτουργίας του συστήματος.
- Στον έλεγχο της μεταφερόμενης τάσης με σκοπό τη διατήρηση της τελευταίας εντός επιθυμητών ορίων.
- Στην αποφυγή-αναβολή ενίσχυσης του δικτύου με δημιουργία νέων γραμμών μεταφοράς και εγκατάσταση νέων μετασχηματιστών εφόσον το υπάρχον παραγωγικό δυναμικό δύναται να καλύψει τις απαιτήσεις ηλεκτρικής κατανάλωσης.

Στον τομέα του τελικού καταναλωτή, τα συστήματα αποθήκευσης ενέργειας εξυπηρετούν:

- Τη διαχείριση ενέργειας παραγόμενης από ανανεώσιμες πηγές, με πρωταρχικό στόχο την κατά το δυνατόν παρακολούθηση του προφίλ ζήτησης (stand-alone).
- Την σταδιακή υποβάθμιση του μέγιστου εμφανιζόμενου φορτίου κατανάλωσης με απώτερο σκοπό την αντιμετώπιση της αντίστοιχης χρέωσης στα τιμολόγια των παραγωγών (peak shaving).
- Την βελτίωση της ποιότητας του παρεχόμενου ηλεκτρικού ρεύματος, αντιμετωπίζοντας απότομες και έντονες αυξομειώσεις της ηλεκτρικής τάσης καθώς και στην ενίσχυση της αξιοπιστίας παροχής ηλεκτρικού ρεύματος.

7.1.1.3. Χαρακτηριστικά των συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας

Οι ιδιότητες ενός συστήματος αποθήκευσης θα καθορίσουν προφανώς και το εύρος των εφαρμογών που δύναται να εξυπηρετήσει [23].

Ο **χρόνος εκφόρτισης** ενός συστήματος αποθήκευσης ενέργειας αποτελεί χαρακτηριστικό εξαιρετικής σημασίας. Οι διαφορετικές τεχνολογίες αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας εκφορτίζονται σε διαφορετικούς χρόνους, άλλες σε λιγότερο από λεπτό, άλλες σε χρόνο μεγαλύτερο της ώρας, ή και σε ημέρες. Ανάλογα με τον χρόνο εκφόρτισης μπορεί να επηρεάσουν διαφορετικά το δίκτυο, δηλαδή την παραγωγή, μεταφορά, διανομή και κατανάλωση της ηλεκτρικής ενέργειας.

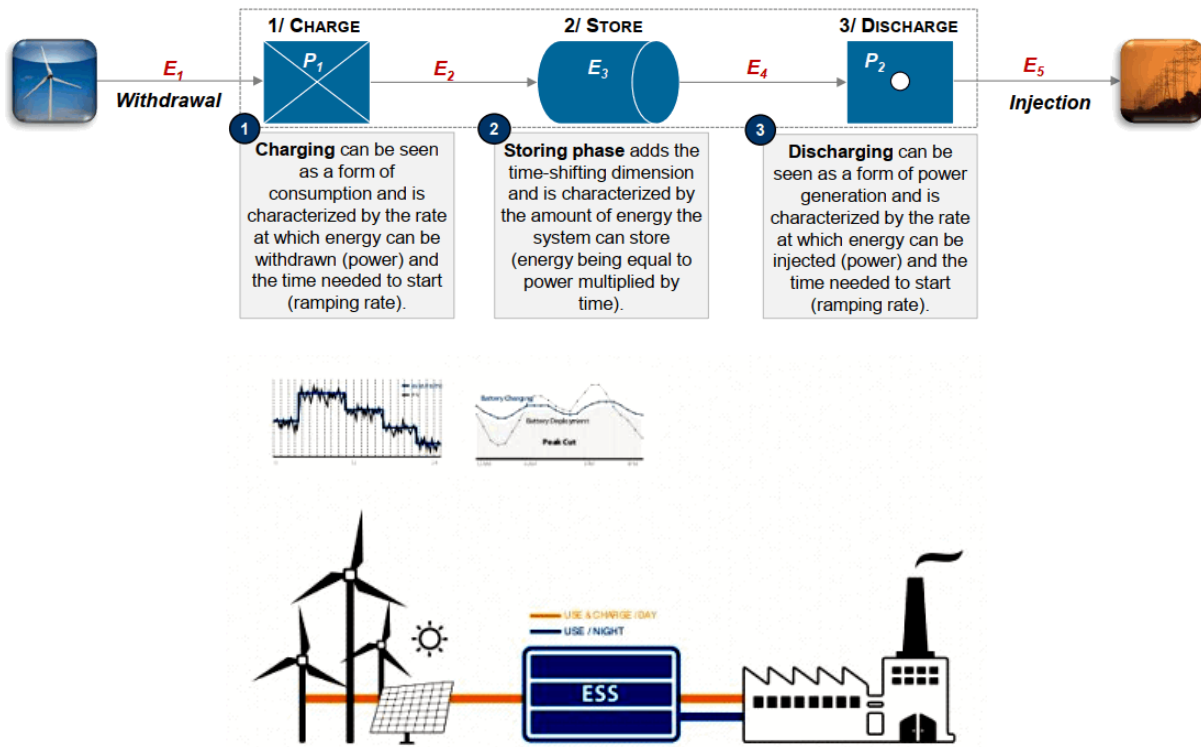
Ο **λόγος ισχύος προς ενέργεια (power-to-energy ratio)** καθορίζει τον τυπικό χρόνο κύκλου αποθήκευσης του συστήματος και παρέχει μια ένδειξη της συχνότητας του κύκλου φόρτισης/εκφόρτισης (π.χ. μια συσκευή φόρτισης των 8MW με χωρητικότητα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας 48MWh έχει χρόνο φόρτισης 6 ώρες. Για την ίδια συσκευή θα απαιτηθεί χρόνος φόρτισης 30 λεπτών για ενέργεια 4MWh, με αποτέλεσμα υψηλότερη συχνότητα κύκλου).

Η **απόδοση round-trip (round-trip efficiency)** καθορίζει την αποδοτικότητα του συστήματος. Μετριέται από την ενέργεια που δίνουμε σε σύγκριση με την ενέργεια που παίρνουμε. Η απόδοση μπορεί να περιοριστεί και από απώλειες λόγω αυτοεκφόρτισης (δίνεται ως % της ενέργειας που χάνεται ανά ημέρα).

Η σημασία της ύπαρξης ενός αποδοτικού συστήματος αυξάνεται με την αύξηση της συχνότητας του κύκλου φόρτισης/εκφόρτισης (π.χ. βοηθητική λειτουργία έναντι λειτουργίας μαύρης εκκίνησης).

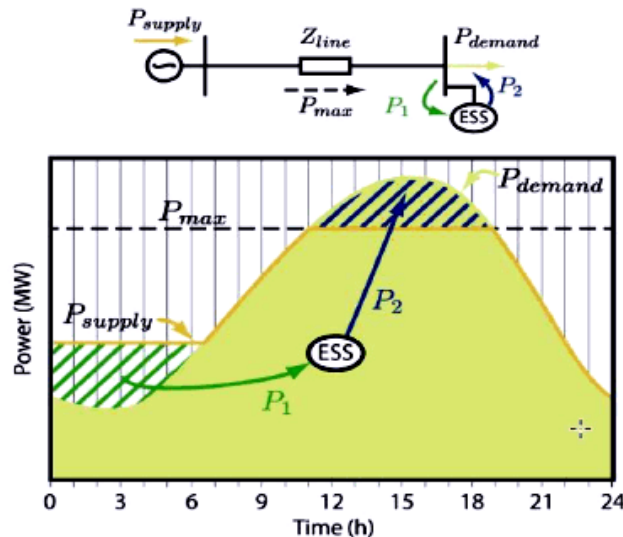
Η **ειδική ενέργεια (specific energy)** σε kWh/kg, η **ενεργειακή πυκνότητα (energy density)** σε kWh/l και η **πυκνότητα ισχύος (power density)** σε kW/l, καθορίζουν και το προφίλ (σε όρους έκτασης γης) το οποίο μαζί με τους κινδύνους για την ασφάλεια και τις περιβαλλοντικές επιπτώσεις θα μπορούσε να περιορίσει την εφαρμογή ορισμένων συστημάτων αποθήκευσης σε ορισμένες τοποθεσίες κάνοντας την αδειοδότηση και τις συναφείς διαδικασίες πιο δύσκολες.

Το **Load Leveling** είναι η στρατηγική που πετυχαίνει η κάλυψη της ζήτησης φορτίων αιχμής να παρέχεται με τον οικονομικότερο τρόπο παραγωγής, ο οποίος συνήθως είναι πόροι από τις μονάδες αποθήκευσης ενέργειας οι οποίες ρυθμίζονται με βέλτιστα τεχνοοικονομικά κριτήρια ανάλογα της εγκατάστασης.



Εικόνα 120: Γραφική αναπαράσταση ενός τυπικού συστήματος αποθήκευσης ενέργειας καθώς παρεμβάλλεται μεταξύ παραγωγής και κατανάλωσης. Πηγή: [23].

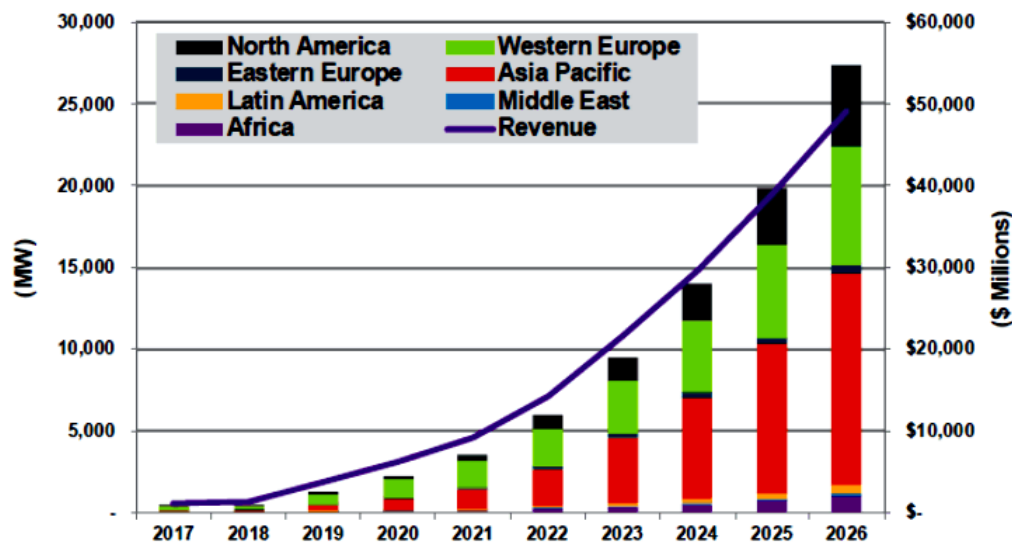
Στην Εικόνα 121 δείχνεται σε διάγραμμα η στρατηγική παροχής ενέργειας σε ώρες αιχμής από μονάδες αποθήκευσης ενέργειας (EES), ώστε να μην παράγεται από το δίκτυο σε υψηλότερη τιμή. Συνήθως ως EES χρησιμοποιούνται επαναφορτιζόμενες μπαταρίες. Γενικά ισχύει ότι, στα μεγάλα συστήματα ΑΠΕ που είναι συνδεδεμένα με το δίκτυο, για να υπάρξει συμφωνία παραγωγής και ζήτησης, απαιτείται μακράς διάρκειας αποθήκευση ενέργειας.



Εικόνα 121: Διάγραμμα η στρατηγική παροχής ενέργειας σε ώρες αιχμής από μονάδες αποθήκευσης ενέργειας (EES). Πηγή: [23]

7.1.1.4. Παράδειγμα αποθήκευσης ενέργειας που παράγεται από αιολικό πάρκο

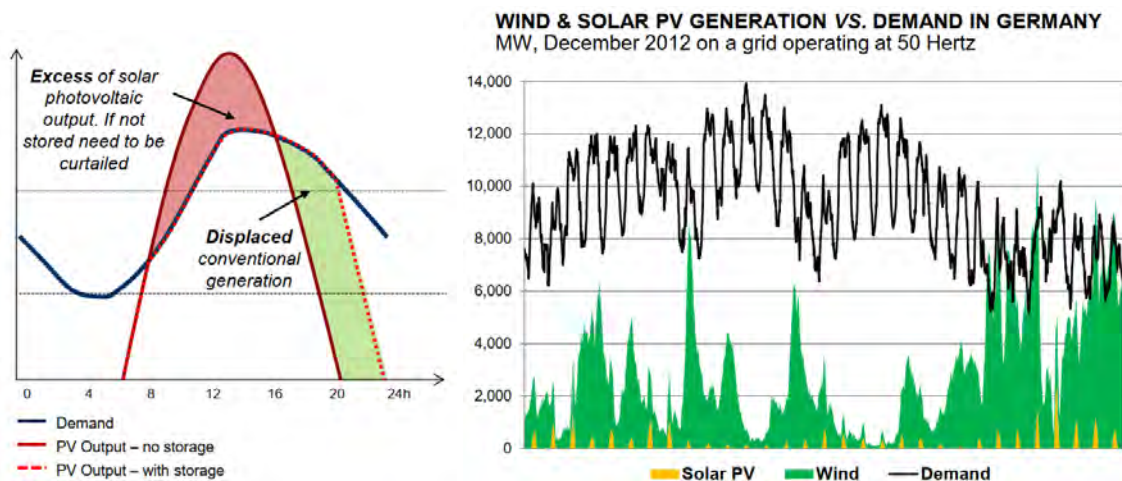
Η αιολική και η ηλιακή ενέργεια είναι τρόποι παραγωγής ενέργειας μη εγγυημένης παραγωγής λόγω των εποχιακών καιρικών συνθηκών [23]. Στην Εικόνα 122 δείχνεται η πρόβλεψη ανάπτυξης πχ των ΦΒ πάρκων για χρονικό ορίζοντα μέχρι το 2026.



Εικόνα 122: Εκτιμώμενη ανάπτυξη των ΦΒ σε δίκτυο και εκτός δικτύου για τις αγορές: 2017-2026. Πηγή [41].

Ο αυτόνομος διεθνής συμβουλευτικός οργανισμός International Energy Agency (IEA) [41], εκτιμά ότι τα σενάρια μελλοντικού δυναμικού συνεισφοράς της αιολικής και ηλιακής ενέργειας θα καλύπτουν από 5% and 20% των peak ζήτησης. Αυτό σημαίνει ότι για την Ευρώπη, το 2035, από την εκτιμώμενη εγκατεστημένη αιολική ισχύ 450GW μόνο τα 22,5GW θα καλύπτει την αιχμή ζήτησης.

Στην Εικόνα 123 βλέπουμε ένα παράδειγμα παραγωγής ανέμου και PV σε σχέση με την ζήτηση μιας ευρωπαϊκής χώρας το 2012 [23].



Εικόνα 123: Απεικόνιση της μεγιστοποίηση της ημερήσιας παραγωγής PV με την χρήση μονάδας αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας. Πηγή: [23].

7.1.1.5. Μηχανισμός και τεχνολογίες αποθήκευσης ενέργειας EES (Electricity Energy Storage)






Οι περισσότερες μορφές ενέργειας προκειμένου να αποθηκευτούν χρειάζεται να μετατραπούν σε μία άλλη 'ενδιάμεση' μορφή, με εξαίρεση την θερμότητα που μπορεί να αποθηκευτεί άμεσα. Μπορεί να αποθηκευτεί σε υλικά όπως στο νερό στους ηλιακούς-θερμικούς συλλέκτες, ή σε άλατα και πετρώματα (γεωθερμία).

Η αποθήκευση της ηλεκτρικής ενέργειας απαιτεί να μετατραπεί πρώτα σε μια άλλη μορφή ενέργειας. Έτσι, μπορεί να αποθηκευτεί ως:

- χημική ενέργεια σε μπαταρίες,
- μηχανική σε στρεφόμενες μάζες,
- σε ηλεκτρικό πεδίο σε πυκνωτές ή σε μαγνητικό πεδίο σε μαγνητικούς υπεραγωγούς,
- με συμπιεσμένο αέρα

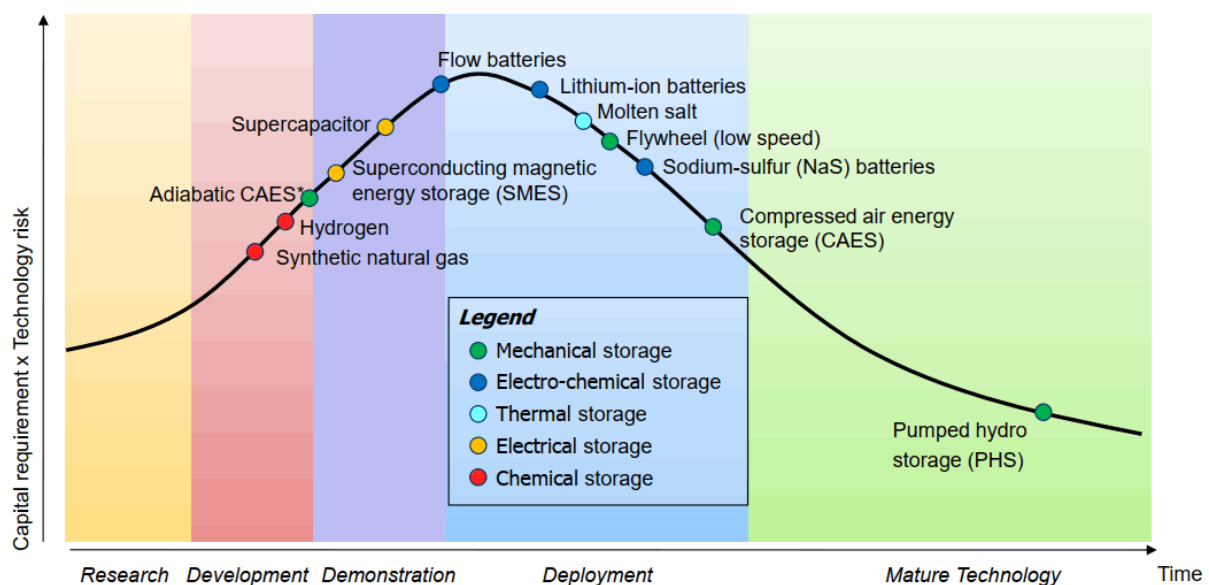
και στη συνέχεια να ξαναμετατραπεί στην αρχική της μορφή όταν θα χρειαστεί να χρησιμοποιηθεί.

Συνοπτικά στην Εικόνα 124 παρουσιάζονται οι κατηγορίες μεθόδων αποθήκευσης ενέργειας ως προς τον μηχανισμό της μετατροπής ενέργειας.

	MECHANICAL storage	<ul style="list-style-type: none"> - Pumped hydro storage (PHS) - Compressed air energy storage (CAES) (& advanced concepts) - Flywheel energy storage (FES)
	THERMAL* storage	<ul style="list-style-type: none"> - Hot-water storage - Molten-salt energy storage (MSES) - Phase change material storage (PCM)
	ELECTRICAL storage	<ul style="list-style-type: none"> - Supercapacitors (SC) - Superconducting magnetic energy storage (SMES)
	ELECTROCHEMICAL storage	<ul style="list-style-type: none"> - Sodium-sulfur batteries (NaS) - Lithium-ion batteries (Li-ion) - Vanadium redox-flow batteries (VRB)
	CHEMICAL storage	<ul style="list-style-type: none"> - Hydrogen - Synthetic natural gas (SNG) - Other chemical compounds (Ammonia, Methanol...)**

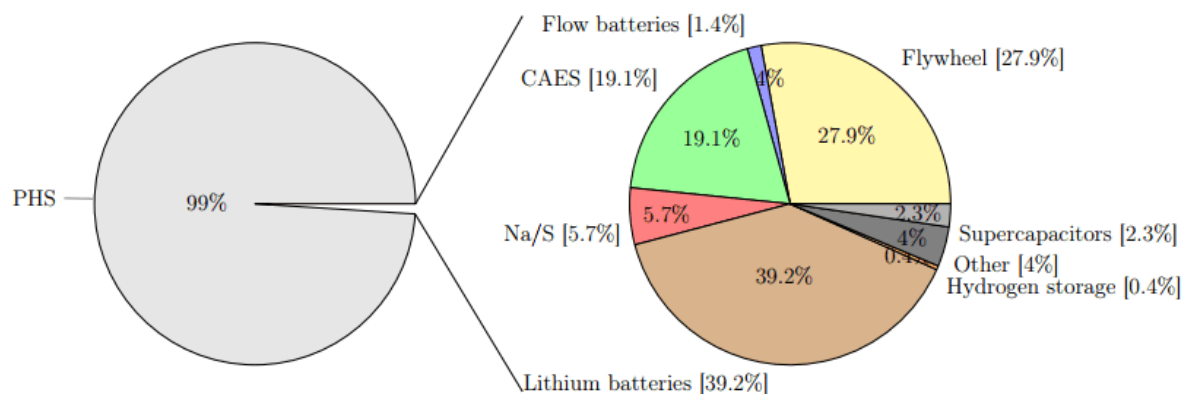
Εικόνα 124: Κατηγορίες μεθόδων αποθήκευσης ενέργειας ως προς τον μηχανισμό της μετατροπής ενέργειας (φυσική ή χημική). Πηγή: [23].

Οι διαφορετικές τεχνολογίες αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας διαφέρουν πολύ ως προς την ωριμότητά τους (**Mature technology**) που τις κατηγοριοποιεί σε εφαρμογές υψηλού κόστους (**high capital**) και υψηλού ρίσκου (**risk stages**). Η καμπύλη εξέλιξης της ωριμότητας των διαφορετικών τεχνολογιών, καθώς και το ποσοστό της εφαρμογής τους σε υλοποιήσεις μέχρι σήμερα απεικονίζεται στην Εικόνα 125 και στην Εικόνα 126.



Note: * CAES: compressed air energy storage.
Source: SBC Energy Institute Analysis

Εικόνα 125: Καμπύλη ωριμότητας διαφορετικών τεχνολογιών EES. Πηγή: [42].



Εικόνα 126: Ποσοστό % υλοποιήσεων διαφορετικών τεχνολογιών EES. Πηγή: [42].

Οι διαφορετικές τεχνολογίες EES περιορίζονται από τα χημικά ή λοιπά φυσικά χαρακτηριστικά τους. Ο Πίνακας 9 περιλαμβάνει μια σύνοψη των πλεονεκτημάτων και μειονεκτημάτων τους.

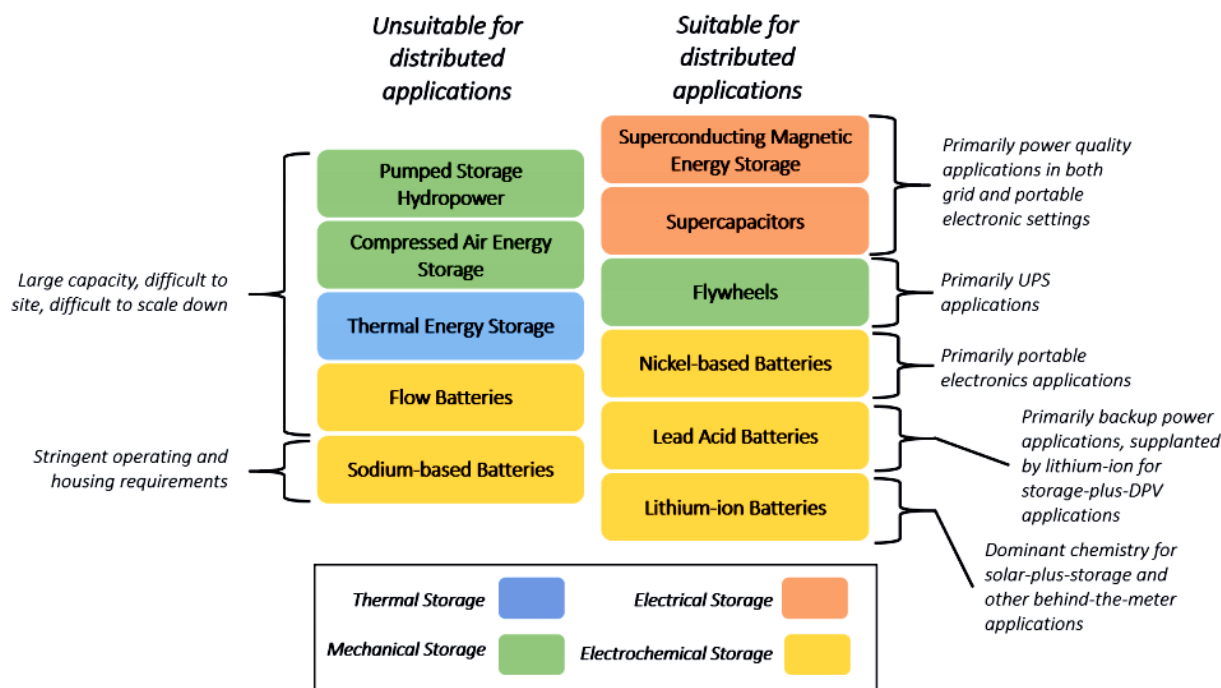
MAIN TECHNICAL FEATURES OF STORAGE TECHNOLOGIES

	Power rating (MW)	Storage duration (h)	Cycling or lifetime	Self discharge ⁸	Energy density (Wh/l)	Power density (W/l)	Efficiency	Response time
PHS ¹	100 - 1,000	4 - 12h	30 - 60 years	~0	0.2 - 2	0.1 - 0.2	70-85%	Sec - Min
CAES ²	10 - 1,000	2 - 30h	20 - 40 years	~0	2 - 6	0.2 - 0.6	40-75%	Sec - Min
Flywheels	0.001 - 1	Sec - hours	20,000 - 100,000	1.3 - 100 %	20 - 80	5,000	70-95%	< sec
NaS battery ³	10 - 100	1 min - 8h	2,500 - 4,500	0.05 - 20%	150 - 300	120 - 160	70-90%	< sec
Li-ion battery ⁴	0.1 - 20	1 min - 8h	1,000 - 10,000	0.1 - 0.3%	200 - 400	1,300 - 10,000	85-98%	< sec
Flow battery ⁵	0.1 - 100	1 - 0h	12,000 - 14,000	0.2%	20 - 70	0.5 - 2	60-85%	< sec
Supercapacitor	0.01 - 1	Ms - min	10,000- 100,000	20 - 40%	10 - 20	40,000 - 120,000	80-98%	< sec
SMES ⁶	0.1 - 1	Ms - sec	100,000	10 - 15%	~6	~2,600	80-95%	< sec
Molten salt	1 - 150	Hours	30 years	n/a	70 - 210	n/a	80-90%	Min
Hydrogen	0.01 - 1,000	Min - weeks	5 - 30 years	0 - 4%	600 (200 bar)	0.2 - 20	25-45%	Sec - Min
SNG ⁷	50 - 1,000	hours-weeks	30 years	negligible	1,800 (200 bar)	0.2 - 2	25-50%	Sec - Min

Note: ¹ PHS: pumped hydro storage; ² CAES: compressed air energy storage; ³ NaS: sodium-sulfur; ⁴ Li-ion: lithium-ion; ⁵ Data for vanadium redox flow battery; ⁶ SMES: superconducting magnetic energy storage; ⁷ SNG: synthetic natural gas at ambient temperature; ⁸ Percentage of energy lost per day.

Πίνακας 9: Σύνοψη πλεονεκτημάτων και μειονεκτημάτων που αφορούν τις τεχνολογίες EES. Πηγή: [42].

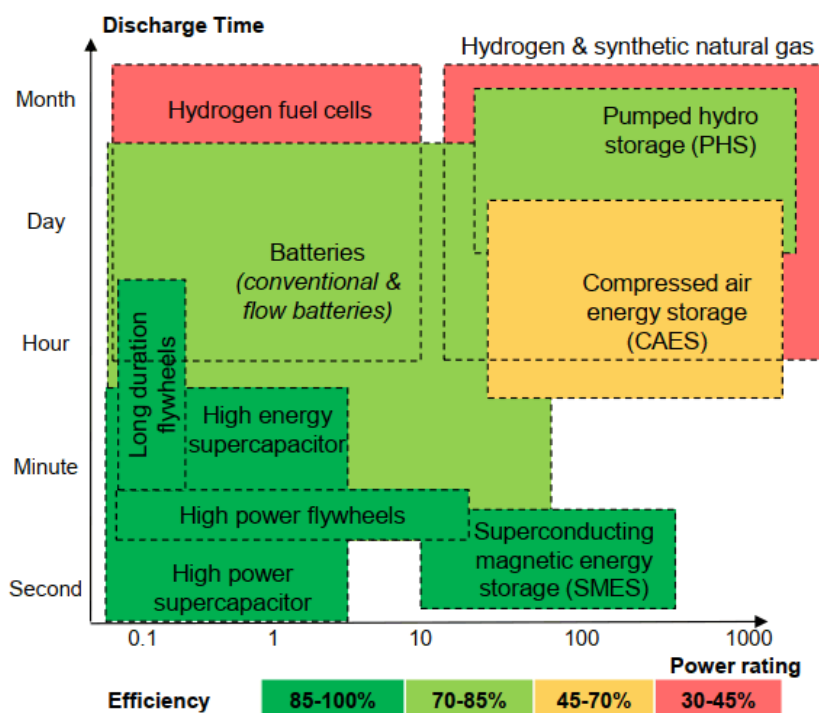
Η παρακάτω εικόνα δείχνει μερικά συστήματα αποθήκευσης ενέργειας και της καταλληλότητάς τους για χρήση στα διανεμημένα συστήματα.



Εικόνα 127: Διαφορετικές τεχνολογίες αποθήκευσης και εφαρμογές τους ταξινομημένες ως προς το μέγεθος της αποθήκευσης. Πηγή: [42].

Στο παρακάτω διάγραμμα δείχνεται η περιοχή χρήσης των διαφορετικών τεχνολογιών EES ως προς τα χαρακτηριστικά του μέγιστου χρόνου εκφόρτισης και της απόδοσής τους για διαφορετικές κλάσεις ποσότητας αποθηκευμένης ισχύος.

Discharge Time vs. Power capacity (MW)



Εικόνα 128: Απόδοση EES σε σχέση με την ανάγκη χρόνου απόδοσης της αποθηκευμένης ενέργειας και την τάξη ισχύος που εξυπηρετούν. Πηγή: [42].

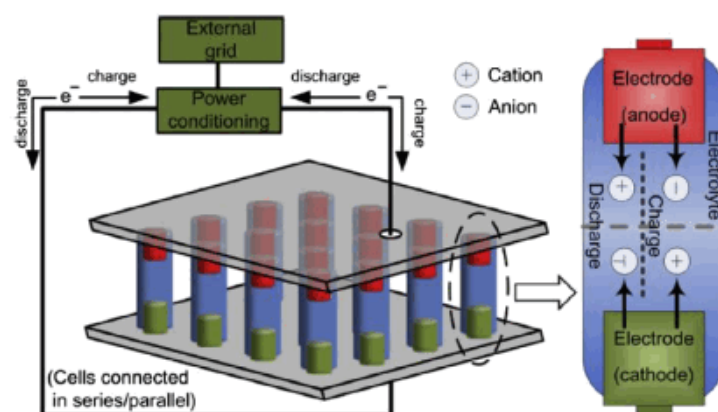
7.1.2. Τεχνολογία αποθήκευσης ενέργειας: Συσσωρευτές

Οι ηλεκτροχημικοί συσσωρευτές (ή αλλιώς μπαταρίες) - Battery Energy Storage Systems (BESS), είναι ο πλέον καθιερωμένος τρόπος αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας υπό τη μορφή χημικής ενέργειας.

Η αποθήκευση ενέργειας σε μπαταρίες και η φόρτιση / εκφόρτισή τους εφαρμόζεται για τον έλεγχο της ζήτησης και ποιότητας του δικτύου, στα microgrid, απαιτεί διαφορετικό έλεγχο ανάλογα την εφαρμογή. Στον παρακάτω πίνακα δείχνεται ο διαφορετικός τύπος ελέγχου των μπαταριών ανάλογα του στόχου που εξυπηρετούν σε ένα δίκτυο.

Οι πιο διαδεδομένες τεχνολογίες συσσωρευτών είναι οι:

- Οξέων μολύβδου
- Νικελίου καδμίου
- Θείου- νατρίου
- Χλωριδίου νικελίου και νατρίου
- Ιόντων λιθίου
- Μεταλλικού στοιχείου-αέρα



Εικόνα 129: Απλό διάγραμμα του τρόπου λειτουργίας και της δομής ενός σχηματικού συσσωρευτή. Πηγή: [23]

Οι ηλεκτροχημικοί συσσωρευτές μπορούν να κατηγοριοποιηθούν σε συσσωρευτές χαμηλών θερμοκρασιών εσωτερικής αποθήκευσης και σε συσσωρευτές υψηλών θερμοκρασιών εξωτερικής αποθήκευσης. Οι συσσωρευτές χαμηλών θερμοκρασιών λειτουργούν συνήθως σε θερμοκρασίες δωματίου. Η βασική διαφορά ανάμεσα στους συσσωρευτές εσωτερικής και εξωτερικής αποθήκευσης έγκειται στο ότι στους συσσωρευτές εξωτερικής αποθήκευσης το τμήμα μετατροπής ενέργειας είναι διαχωρισμένο από το τμήμα του ενεργού χημικού υλικού του συσσωρευτή.

Παραδείγματα συσσωρευτών χαμηλών θερμοκρασιών εσωτερικής αποθήκευσης είναι:

- οι συσσωρευτές οξέος μολύβδου (PbO_2),

- οι συσσωρευτές νικελίου – καδμίου (NiCd),
- οι συσσωρευτές ιόντων λιθίου και
- νικελίου – υδριδίου μετάλλου (NiMH).

Βασικοί τύποι συσσωρευτών υψηλών θερμοκρασιών εξωτερικής αποθήκευσης είναι:

- οι συσσωρευτές νατρίου – θείου (NaS),
- οι συσσωρευτές νατρίου – νικελίου – χλωρίου (NaNiCl) και
- οι μπαταρίες ροής (flow batteries).

Στην δίνεται συγκριτικός πίνακας των χαρακτηριστικών συσσωρευτών διαφορετικής χημείας,

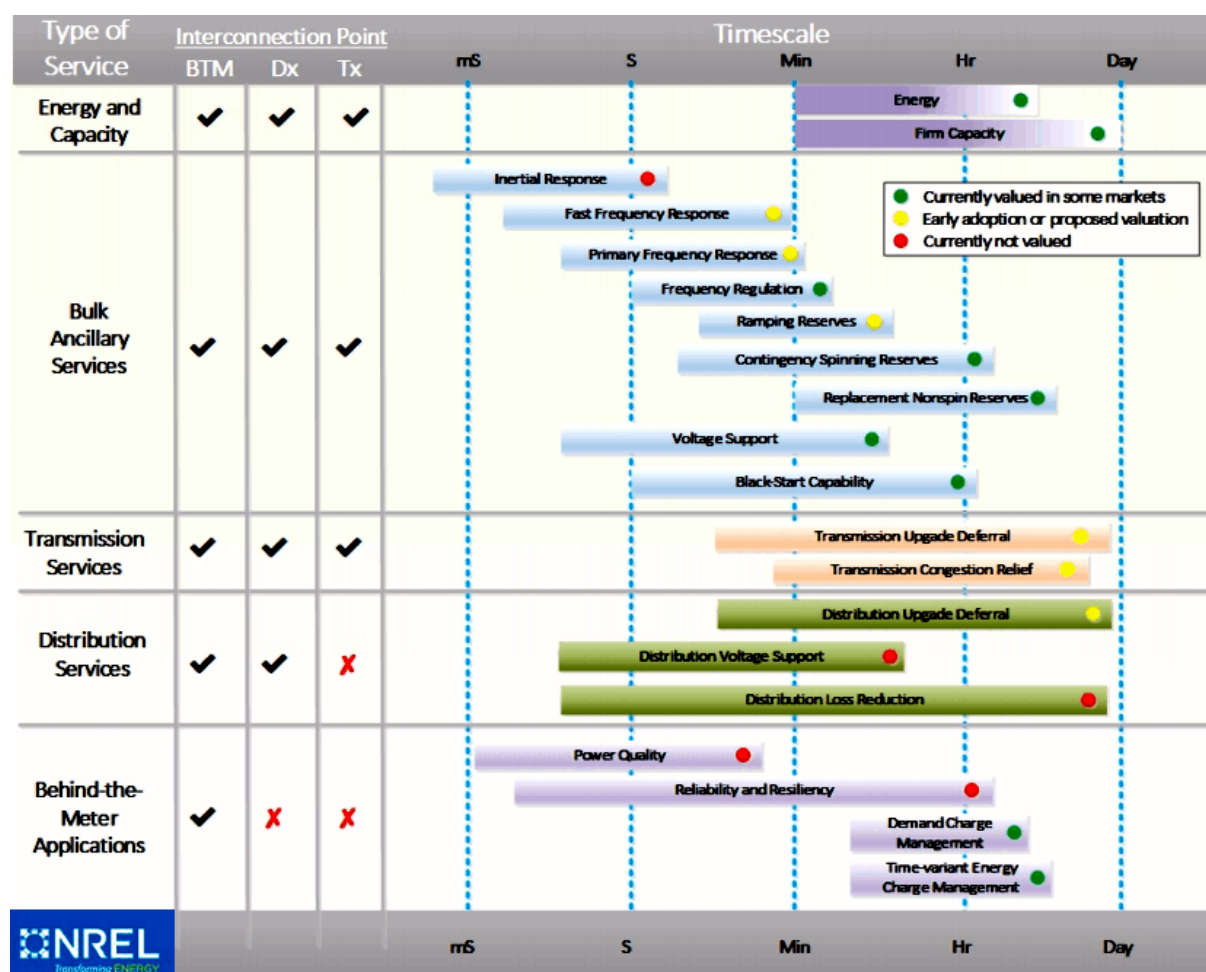
Στην Εικόνα 130 και στην Εικόνα 131 δίνονται συνοπτικά συγκριτικά στοιχεία τεχνολογιών συσσωρευτών για τα διάφορα είδη συσσωρευτών διαφορετικής τεχνολογίας, για εφαρμογές διαφορετικής κλίμακας αποδιδόμενης ισχύος, σε ΑΠΕ, ενώ στην Εικόνα 132 παρουσιάζεται σύνοψη των δυνατοτήτων των μπαταριών αποθήκευσης και απαιτούμενοι χρόνοι απόκρισης και διάρκειας σε κλίμακα χρόνου [21].

Type	Maturity	Efficiency	Benefits	Challenges
<i>Lead acid</i>	Deployed	50-90%	- Established - Inexpensive	- Low energy and power density - Depth of discharge
<i>Li-ion</i>	Deployed and demonstration	75-90%	- Good energy and power density	- Cycle life constraints - Safety concerns
<i>Sodium</i>	Deployed, continued R&D	85-90%	- Good energy density	- High temperature required - Limited power
<i>Flow battery</i>	Demonstration, continued R&D	60-80%	- Decoupled power and energy - Improved cycle life	- Low energy density

Εικόνα 130: Συνοπτικά συγκριτικά στοιχεία τεχνολογιών συσσωρευτών. Πηγή: [41]

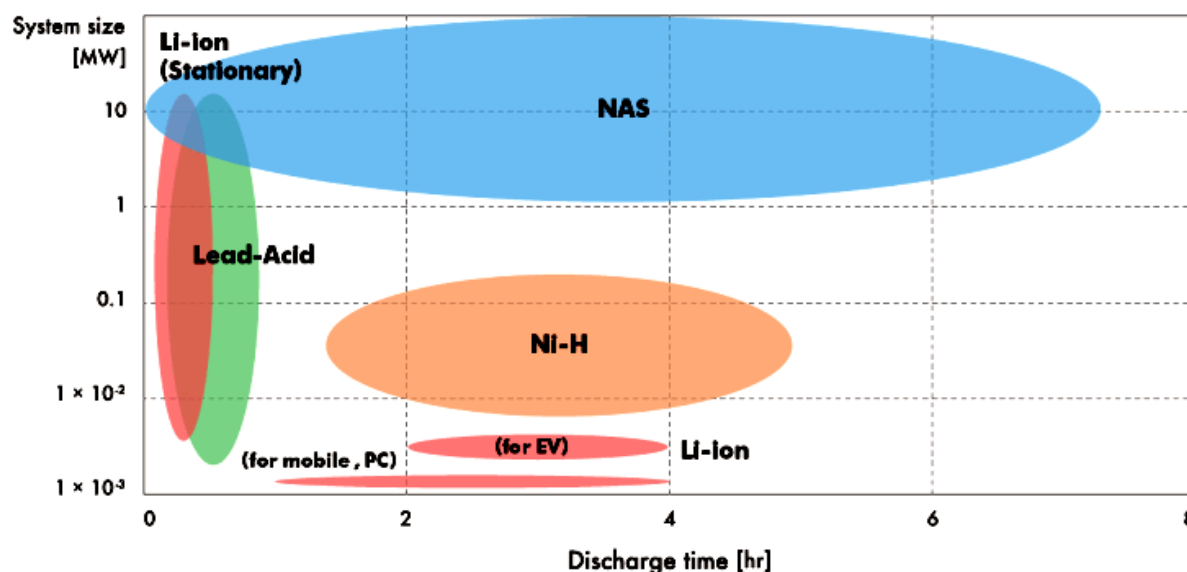
	Οξέων μολύβδου	Νικελίου & καδμίου	Θείου & νατρίου	Ιόντων λιθίου	Νατρίου & χλωριδίου του νικελίου	Μεταλλικού στοιχείου & Αέρα
Αποδιδόμενη ισχύς	x10 MW ~100 MW	x10 MW	Κλίμακα MW	x10 KW	x100 KW	1-10 KW
Ειδική ενέργεια (Wh/Kg)	35-50	75	150-240	150-200	125	200-600
Ειδική ισχύς (W/Kg)	75-300	150-300	90-230	200-315	130-160	-
Κύκλοι ζωής (cycles)	500-1500	2500	2500	1000-100 00+	2500+	100-200
Βαθμός απόδοσης φόρτισης / εκφόρτισης (%)	~80	~70	Έως 90	~95	~90	~50
Αυτοεκφόρτιση	2-5% ανά μήνα	5-20% ανά μήνα	#	~1% ανά μήνα	#	-

Εικόνα 131: Διάφορα είδη συσσωρευτών διαφορετικής τεχνολογίας για εφαρμογές διαφορετικής κλίμακας αποδιδόμενης ισχύος. Πηγή: [8]

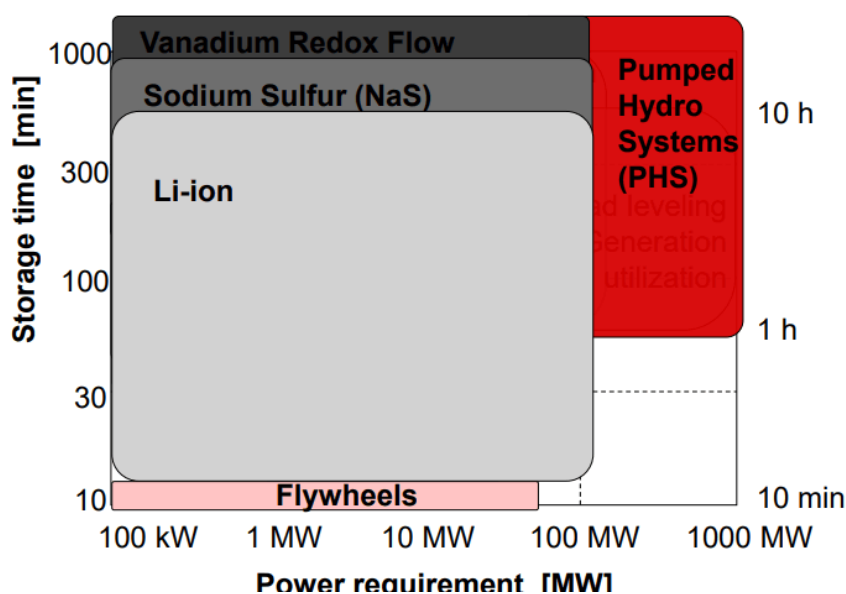


Εικόνα 132: Σύνοψη των δυνατοτήτων των μπαταριών αποθήκευσης και οι απαιτούμενοι χρόνοι απόκρισης και διάρκειας. Πηγή: [21].

Μερικά ακόμη ενδιαφέροντα γραφήματα παρουσιάζουν η και η.



Εικόνα 133: Διάγραμμα εφαρμογών διαφορετικών τεχνολογιών συσσωρευτών ανάλογα ως προς την εκφορτιζόμενη ισχύ και τον χρονικό ορίζοντα διατήρησης της φόρτισης. Πηγή: [21].



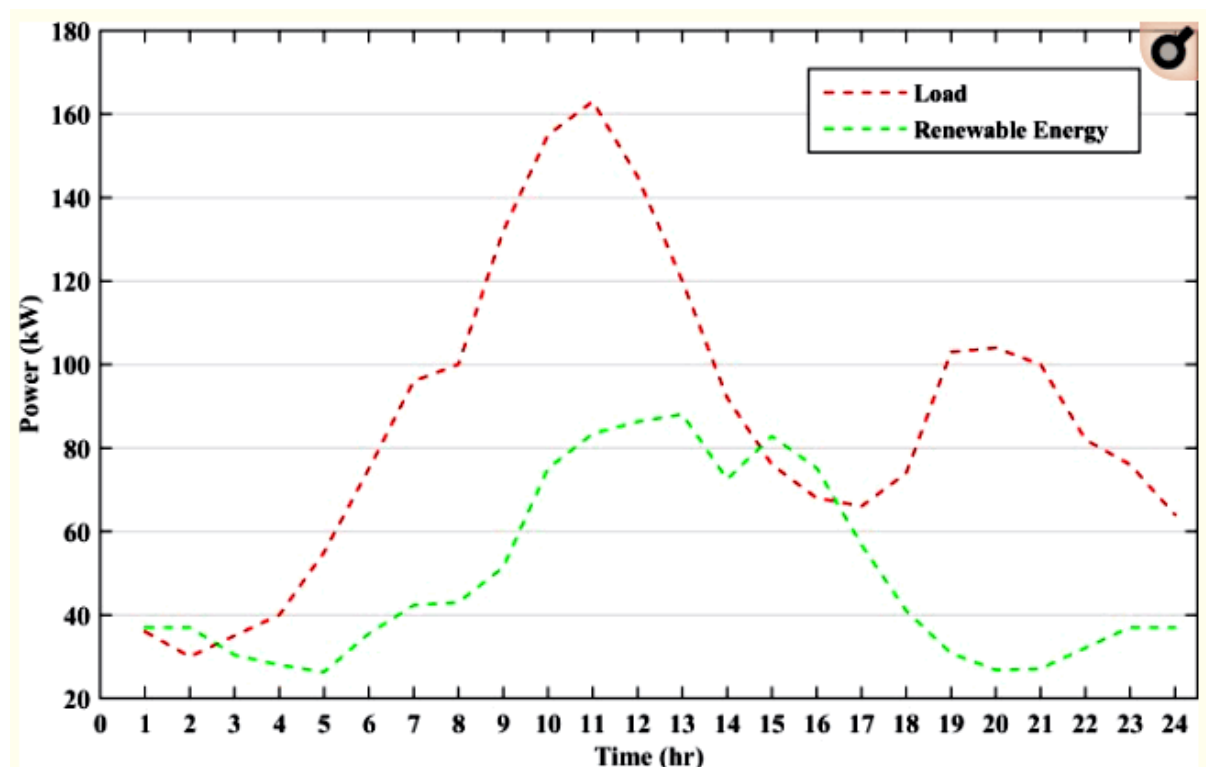
Εικόνα 134: Διάγραμμα εφαρμογών διαφορετικών τεχνολογιών συσσωρευτών BESS, ανάλογα ως προς την εκφορτιζόμενη ισχύ και τον χρονικό ορίζοντα διατήρησης της φόρτισης. Πηγή: [21].

7.1.2.1. Περιορισμοί αποθήκευσης ενέργειας σε μπαταρίες σε microgrid με σχετικά χαμηλό peak load λόγω τιμής DOD (Discharge Optimal Degradation) μπαταριών

Στα περισσότερα microgrids, η παραγωγή από ΑΠΕ (π.χ. ΦΒ, ανεμογεννήτριες) είναι ελαφρά υψηλότερη από την ζήτηση. Για παράδειγμα σε σχετικά χαμηλό peak load. Προφανώς αυτή η περίσσεια μπορεί να αποθηκεύεται σε μπαταρίες και οι θερμικές γεννήτριες να βρίσκονται σε κατάσταση ξεκούρασης. Όμως θα μπορούσε οι θερμικές γεννήτριες να φορτίζουν τις μπαταρίες όταν η φόρτιση των μπαταριών μέσω ΑΠΕ είναι ακριβότερη. Εννοούμε το αυξανόμενο κόστος φόρτισης των μπαταριών που προκύπτει από την συνεχή εκφόρτιση των

μπαταριών που με τη σειρά της προκαλεί μείωση της τιμής DOD (Discharge Optimal Degradation). Οι μπαταρίες πρέπει να είναι φορτισμένες για να μας εξασφαλίζουν τις καταστάσεις απρόβλεπτης ζήτησης λόγω της αβέβαιης παραγωγής βάσης από ΑΠΕ. Αυτή η ανάγκη εκφόρτισης των μπαταριών μειώνει το χρόνο ζωής των μπαταριών όταν λειτουργούν σε χαμηλό DOD. Οι μπαταρίες σε ένα microgrid απαιτείται να είναι αρχικά φορτισμένες στο 75% SOC

Ένα παράδειγμα παραγωγής από ΑΠΕ και τυπικής ζήτησης για Microgrid με peak 163kW παρουσιάζει η, όπου φαίνεται κατά πόσο η 100% διείσδυση ΑΠΕ μπορεί να επηρεάσει την ευστάθεια του συστήματος.



Εικόνα 135: Διάγραμμα που δείχνει την ενέργεια (προερχόμενη από ΑΠΕ) σε σχέση με τα δεδομένα φορτίου, για μια ημέρα. Πηγή: [43].

7.1.2.2. Μπαταρίες στοιχεία ροής - Flow Battery Energy Storage (FBES)

Αυτό το είδος συσσωρευτών μετατρέπει την ηλεκτρική ενέργεια σε χημική με τη βοήθεια αντιστρέψιμης ηλεκτροχημικής αντίδρασης μεταξύ δύο υγρών ηλεκτρολυτικών διαλυμάτων. Αποθηκεύουν ενέργεια σε ηλεκτρολυτικά διαλύματα.

Οι μπαταρίες ροής οξειδοαναγωγής (redox flow batteries), συνιστούν μία σχετικά νέα τεχνολογία ηλεκτροχημικής αποθήκευσης με δυνατότητα επαναφόρτισης. Αποτελούνται από έναν αριθμό ηλεκτροχημικών κυψελών, δύο ηλεκτρολύτες και δύο δεξαμενές για την αποθήκευσή τους. Κάθε κυψέλη περιλαμβάνει δύο διαμερίσματα, την άνοδο και την κάθοδο, που χωρίζονται από μία μεμβράνη ανταλλαγής ιόντων και είναι ένα για κάθε ηλεκτρολύτη. Με τη βοήθεια αντλιών οι δύο ηλεκτρολύτες κυκλοφορούν διαμέσου των κυψελών και καθώς περνάνε από τη μεμβράνη ο ένας ηλεκτρολύτης οξειδώνεται και ο άλλος

ανάγεται, με αποτέλεσμα την παραγωγή ρεύματος στο εξωτερικό κύκλωμα. Με αυτόν τον τρόπο η αποθηκευμένη χημική ενέργεια μετατρέπεται σε ηλεκτρική κατά τη φάση της εκφόρτισης. Η χρήση των αντλιών έχει σαν συνέπεια κάποιες παρασιτικές απώλειες στη διάταξη, αλλά παράλληλα συνεισφέρει στη διατήρηση της θερμοκρασίας σε επιθυμητά επίπεδα.

Σε αντίθεση με τις συμβατικές μπαταρίες, οι μπαταρίες ροής αποθηκεύουν ενέργεια στο διάλυμα του ηλεκτρολύτη και επιπλέον η ικανότητα αποθήκευσης ενέργειας είναι ανεξάρτητη από την ικανότητα παροχής ισχύος. Η χωρητικότητα αποθήκευσης καθορίζεται από την ποσότητα του διαθέσιμου ηλεκτρολύτη και το μέγεθος των δεξαμενών, ενώ η ικανότητα απόδοσης ισχύος εξαρτάται από το ενεργό εμβαδό της στοίβας των κυψελών. Οι μπαταρίες ροής διαφέρουν από τις κυψέλες καυσίμου, αφού στις τελευταίες μόνο τα ηλεκτρικά ενεργά χημικά στοιχεία (υδρογόνο, μεθανόλη, οξυγόνο) ρέουν διαμέσου της κυψέλης, ενώ ο ηλεκτρολύτης παραμένει συνεχώς στο εσωτερικό της. Η σημαντικότερη, διαφορά με τις κυψέλες καυσίμου είναι το γεγονός ότι στις μπαταρίες ροής η χημική αντίδραση είναι αντιστρέψιμη, οπότε είναι δευτερεύοντα αποθηκευτικά μέσα και μπορούν να επαναφορτιστούν χωρίς αντικατάσταση του ηλεκτρικά ενεργού υλικού [23].

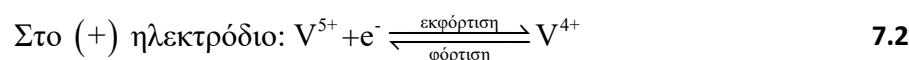
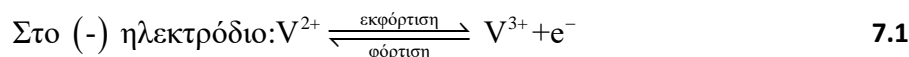
Υπάρχουν τρεις διαφορετικοί τύποι ηλεκτρολυτών που ορίζουν ισάριθμες κατηγορίες μπαταριών ροής: (i) ηλεκτρολύτης θειικού οξέος με vanadium redox couples, (ii) ηλεκτρολύτης βρωμιούχου ψευδαργύρου και (iii) ηλεκτρολύτης βρωμιδίου του νατρίου/πολυθειούχου νατρίου.

Τα στοιχεία ροής βαναδίου πετυχαίνουν κύκλους ζωής > 12.000. Οι τρεις τύποι μπαταριών ροής παρουσιάζουν κάποια κύρια κοινά χαρακτηριστικά. Αρχικά, υπάρχει η δυνατότητα παροχής μεγάλων ποσών ισχύος αλλά και η δυνατότητα συνεχούς απόδοσης ενέργειας για μεγάλα χρονικά διαστήματα έως και δέκα ώρες. Κατά δεύτερο, επιτρέπεται η ευέλικτη διαστασιολόγηση του συστήματος αποθήκευσης δεδομένου ότι η χωρητικότητα και η ικανότητα απόδοσης ισχύος είναι ανεξάρτητα μεγέθη. Επιπρόσθετα, οι μπαταρίες ροής εμφανίζουν γρήγορη απόκριση και μπορούν να μεταβούν από λειτουργία φόρτισης σε λειτουργία εκφόρτισης σε περίπου 1ms επειδή η διάρκεια των αντιδράσεων οξειδοαναγωγής είναι πολύ μικρή. Ακόμα, οι ηλεκτρολύτες μπορούν να αντικατασταθούν εύκολα, ενώ η αύξηση της χωρητικότητας του συστήματος επιτυγχάνεται απλά με την προσθήκη μεγαλύτερων δεξαμενών και περισσότερου ηλεκτρολύτη. Επιπλέον, αυτά τα συστήματα αποθήκευσης δεν υποφέρουν από αυτοεκφόρτιση αφού οι ηλεκτρολύτες είναι αποθηκευμένοι ξεχωριστά και δε μπορούν να αντιδράσουν. Στις αρνητικές ιδιότητες της τεχνολογίας συγκαταλέγονται ο χαμηλός βαθμός απόδοσης λόγω των απωλειών από τη χρήση των αντλιών και των απωλειών των χημικών αντιδράσεων, οι χαμηλές τιμές ειδικής ενέργειας και το αυξημένο κόστος κτήσης και λειτουργικό κόστος.

Σήμερα η αποδιδόμενη ισχύς των FBES είναι από 100kW έως 50MW και τα χρονικά διαστήματα εκφόρτωσης ενέργειας είναι μεγαλύτερα της μιας ώρας.

Συνοπτικά, μπορούμε να πούμε ότι η αρχή λειτουργίας τους βασίζεται στην μείωση του αριθμού οξειδωσης του ηλεκτρολυτικού διαλύματος. Όταν η μπαταρία φορτίζεται, ένας από τους ηλεκτρολύτες οξειδώνεται (δηλαδή στην Άνοδο (-) ανυψώνεται ο αριθμός οξειδωσης (ΑΟ) προσλαμβάνει ηλεκτρόνια, ενώ συγχρόνως ο άλλος ηλεκτρολύτης στην Κάθοδο, (+) ηλεκτρόδιο μειώνει τον ΑΟ, μετατρέποντας την ηλεκτρική ενέργεια σε χημική. Όταν η μπαταρία εκφορτίζεται, η διαδικασία λειτουργεί αντίστροφα, μετατρέποντας την χημική ενέργεια σε ηλεκτρική. Υπάρχουν δύο κατηγορίες μπαταριών ροής, η Redox και η Υβριδική.

Οι αντιδράσεις οξειδοαναγωγής που συμβαίνουν στα ηλεκτρόδια μιας μπαταρίας τύπου Redox είναι οι εξής:



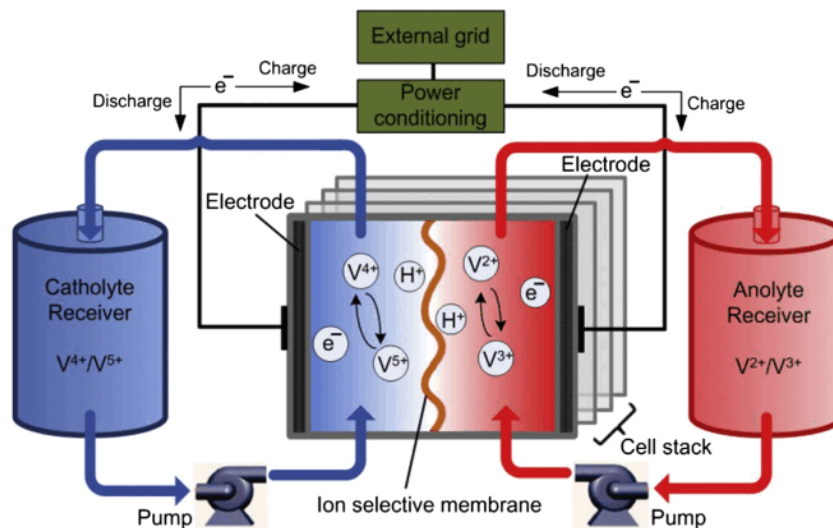
Τα χαρακτηριστικά των FBS Βαναδίου είναι:

- απόδοση: 85%.
- αρχικό κόστος: 360 – 1.000€/kWh.
- διάρκεια ζωής: 10.000 κύκλοι με βάθος εκφόρτισης 75%.
- θερμοκρασία λειτουργίας: 0 – 40°C.
- ενεργειακή πυκνότητα: 70Wh/kg.
- αυτοεκφόρτιση: 0%.
- υψηλό κόστος, μεγάλη διάρκεια ζωής.

Στην Εικόνα 136 δίνεται συγκριτικός συνοπτικός πίνακας των σημαντικών χαρακτηριστικών συσσωρευτών στοιχείων ροής και στην Εικόνα 137 δείχνεται σε απλό διάγραμμα η λειτουργία συσσωρευτών με στοιχεία ροής. Ακολουθούν εικόνες με λεπτομέρειες δεδομένων από υλοποίηση σχετικής σημαντικής εφαρμογής στο Tomamae Hokkaido, με χρήση μπαταριών ροής 6MWh.

	Βανάδιο	Ψευδάργυρος & Βρώμιο	Βρωμιούχο πολυσουλφίδιο
Εύρος εφαρμογών (MWh)	0.5-5	0.05-1	Έως 120
Ενεργειακή πυκνότητα (Wh/lit)	16-33	Έως 60	-
Απόδοση κύκλου (%)	78-80	65-75	60-75
Κύκλοι ζωής (cycles)	>12.000	>2.000	-
Διάρκεια ζωής (years)	5-10	5-10	15

Εικόνα 136: Χαρακτηριστικά διαφορετικών τύπων μπαταριών στοιχείων ροής. Πηγή [23].



Εικόνα 137: Σχηματικό διάγραμμα λειτουργίας μπαταριών στοιχείων ροής. Πηγή [23].



EXAMPLES IN USE

- Tomamae, Hokkaido (Japan): 4 MW plant with 6 MWh of storage (90 minutes) composed of 16 modules of 250 kW each, located in a 30.6 MW wind farm.
- Kitangi (Kenya): hybrid power system at an off-grid site. 5 kW/30 kWh VRB system coupled with a diesel generator.

KEY DATA

Installed capacity:	32 MW	■
Power rating:	100 kW - 20 MW	■
Discharge duration:	1 - 10 hours	■
Response time:	10 - 20 ms	■
Efficiency:	60 - 85%	■
Lifetime:	5 - 20 years	■

High/fast ■ ■ ■ Low/slow

Εικόνα 138: Παράδειγμα εφαρμογής VRB μπαταριών. Πηγή: [23].

Οι κύριοι τύπου συσσωρευτών με στοιχεία ροής, δίνονται παρακάτω:

- Vanadium Redox Flow Battery (VRB)
- Zinc Bromine (ZnBr) Flow Battery
- Polysulfide Bromine (PSB) Flow Battery

Πλεονεκτήματά τους είναι:

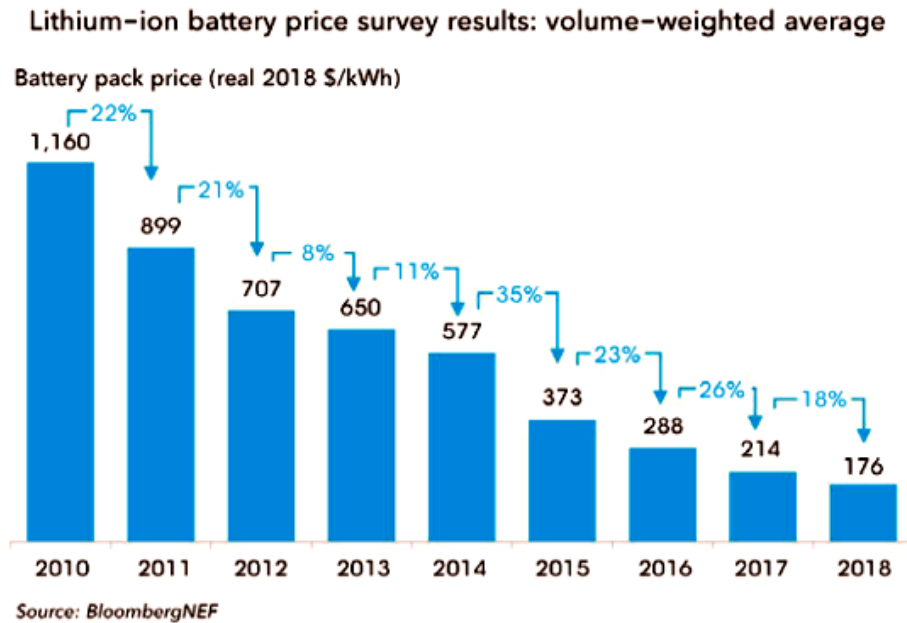
1. Ανεξάρτητη διαστασιολόγηση ενέργειας και ισχύος.
2. Εύκολη προσαρμογή για εφαρμογές μεγάλης κλίμακας.
3. Μεγαλύτερη διάρκεια ζωής σε κατάσταση βαθιάς εκφόρτισης.

Μειονεκτήματα που παρουσιάζουν:

1. Πολυπλοκότερη κατασκευή.
2. Όχι ώριμη τεχνολογία (βρίσκεται σε εξέλιξη).

7.1.2.3. Μπαταρία ιόντων Λιθίου - Lithium-Ion

Από το 2015 έως σήμερα χρησιμοποιούνται σε πάνω από το 97% των εφαρμογών εγκαταστάσεων χωρητικότητας MW στην Αμερική. Η μεγάλη διάδοσή τους οφείλεται στην εξέλιξη της τεχνολογίας υλικών. Από το 2010 έως το 2018, η μέση τιμή τους μειώθηκε από 1160€/kWh σε 176€/kWh (Εικόνα 139).

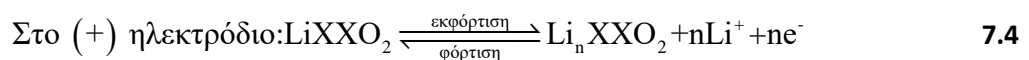
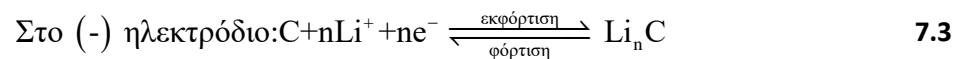


Εικόνα 139: Ποσοστά μείωσης τιμής μπαταριών ιόντων Li, στο διάστημα 2010-2018, ανά έτος. Πηγή: BloombergNEF 2019

Η βασική σύνθεσή τους αποτελείται από τα στοιχεία:

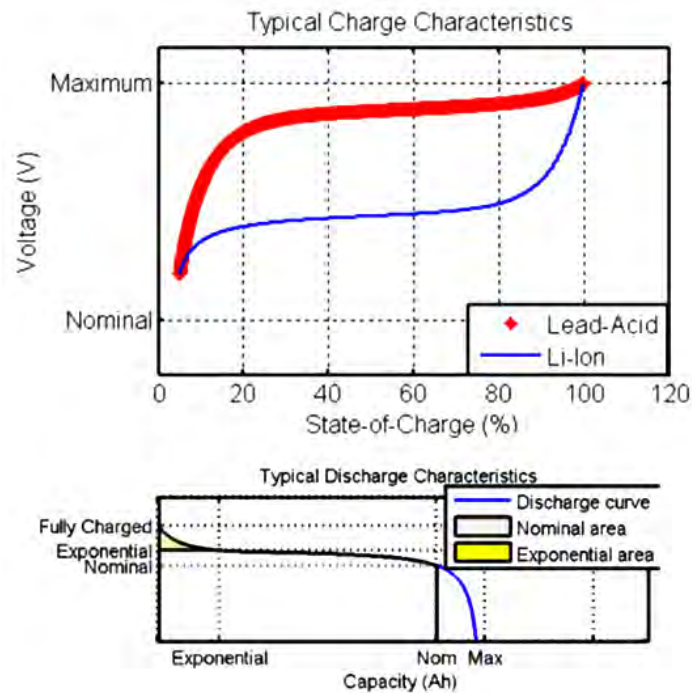
- Anode – Graphitic Carbon; Cathode – Lithium Metal Oxide (LiCoO₂, LiMO₂);
- Electrolyte – Non-Aqueous Organic liquid with dissolved Lithium salts.

Οι αντιδράσεις οξειδοαναγωγής που συμβαίνουν στα ηλεκτρόδια είναι οι εξής:



Όπου XX: Mn, ή Fe, για παράδειγμα: LiMnO₂, ή LiFePO₄

Τα χαρακτηριστικά τους, όσον αφορά σε χρόνους φόρτισης και εκφόρτισης, δείχνονται στην Εικόνα 140.



Εικόνα 140: Χαρακτηριστικές καμπύλες φόρτισης (επάνω) και εκφόρτισης (κάτω) για μπαταρίες τύπου ιόντων Λιθίου. Πηγή: [44].

Κύρια χαρακτηριστικά τους είναι:

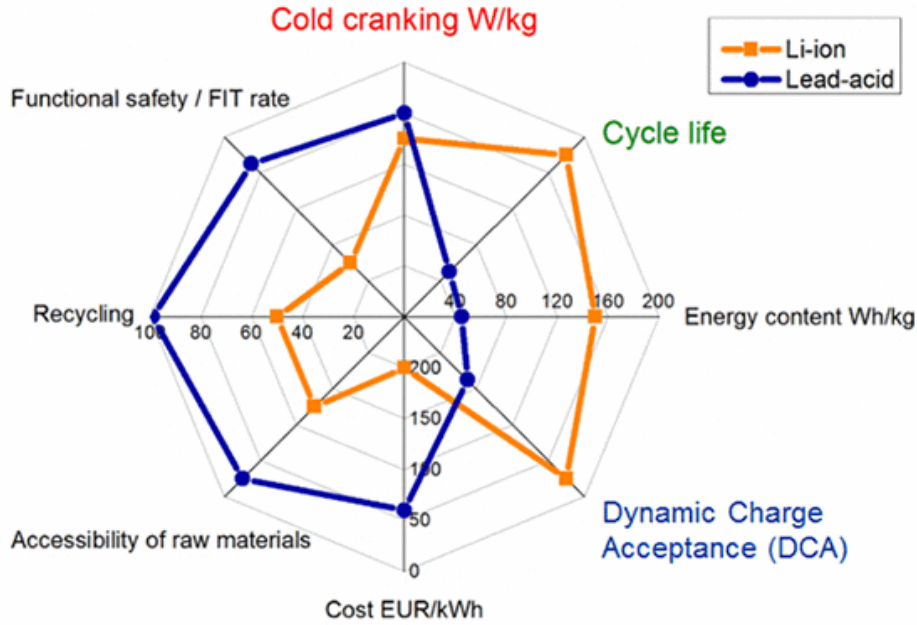
- Απόδοση: 100%.
- αρχικό κόστος: 700 – 1.000€/kWh.
- διάρκεια ζωής: 3.000 κύκλοι με βάθος εκφόρτισης 80%.
- θερμοκρασία λειτουργίας: -30 – 60°C.
- ενεργειακή πυκνότητα: 90 – 190Wh/kg.
- αυτοεκφόρτιση: 1% ανά μήνα.
- υψηλό κόστος λόγω απαιτούμενης ειδικής συσκευασίας και εσωτερικής προστασίας υπερφόρτισης.

Πλεονεκτήματά τους είναι:

1. Υψηλή ενεργειακή πυκνότητα (75-200Wh/kg).
2. Υψηλοί βαθμοί απόδοσης (~95%).
3. Γρήγορη απόκριση (της τάξης των ms).
4. Καλή συμπεριφορά σε μικρής κλίμακας μεγέθη (1.500 – 10.000W/L).
5. Μεγάλη διάρκεια ζωής.
6. Υψηλή ανακύκλωση (97%).

Μειονεκτήματά τους είναι τα ακόλουθα:

1. Σημαντικό κόστος κατασκευής (απαιτεί επιπλέον μονάδα μικροεπεξεργαστή).
2. Οι κύκλοι φόρτισης/εκφόρτισης μπορεί αν επηρεάσουν το χρόνο ζωής της μπαταρίας ιόντων Li.



Εικόνα 141: Συγκριτικό διάγραμμα που αφορά στην επίδοση της μπαταρίας σε ξεκίνημα, για μπαταρίες τύπου ιόντων Λιθίου και οξέος μολύβδου, για κάποια κριτήρια. Πηγή: [44].

Ο κύκλος ζωής των μπαταριών ιόντων Li είναι εκθετικής μορφής. Η συνάρτηση κόστους της φορτισης/εκφόρτισης της μπαταρίας δίνεται από την ακόλουθη σχέση [44]:

$$C_{Batt}(t) = \frac{C_{batt, cap} P_{batt}(t) \Delta t}{E_{batt, t} l_c(DOD_{batt}(t)) n_{batt}^2}$$

$$l_c(DOD_{batt}(t)) = 694 [DOD_{batt}(t)]^{-0.795}$$

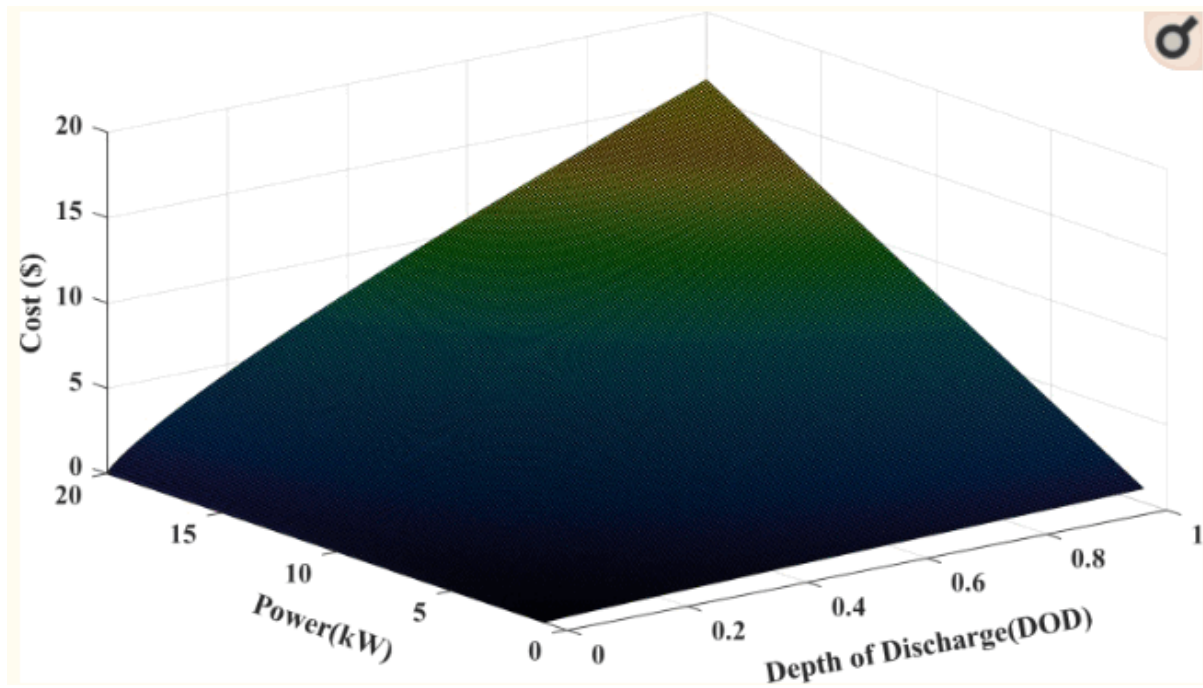
$$DOD_{batt}(t) = 1 - SOC_{batt}(t)$$

$$SOC_{batt}(t+1) = SOC_{batt}(t) - \frac{P_{batt, ch}(t) \Delta t \cdot n_{batt}^{ch}}{E_{batt, t}} - \frac{P_{batt, ch}(t) \Delta t}{E_{batt, t} \cdot n_{batt}^{dch}}$$

7.5

Όπου $h-1$ ώρα, n_{batt}^{ch} η απόδοση φόρτισης και η απόδοση εκφόρτισης n_{batt}^{dch} συνήθως λαμβάνονται όσο η απόδοση της μπαταρίας.

Ακολουθούν εικόνες με λεπτομέρειες δεδομένων από υλοποίηση σχετικών έργων, με χρήση μπαταριών ιόντων Λιθίου.



Εικόνα 142: Διάγραμμα που δείχνει το κόστος ενέργειας (\$) σε συνάρτηση της ισχύος και του DOD. Πηγή: [43].



Lithium-ion batteries store excess solar PV at Robben Island Microgrid

Εικόνα 143: Εγκατάσταση στη νήσο Robben, Ν. Αφρική, όπου 2.420 Li-ion cells αποθηκεύουν 837kWh και αποδίδουν 500kW peak.



EXAMPLES IN USE

- Laurel Mountain West Virginia (US): 32 MW plant in the wind farm from AES equipped with A123 batteries. Largest of its kind, commissioned in 2011 with 15 minutes storage capacity.
- La Aldea de San Nicolas in Canaria Island (Spain): 1 MW unit from Endesa with 3 MWh storage capacity equipped with Saft batteries.

KEY DATA

Installed capacity:	139 MW	■
Power rating:	W to MW	■
Discharge duration:	1 min - 8 hours	■
Response time:	10 - 20 ms	■
Efficiency:	85 - 98%	■
Lifetime:	5 - 15 years	■

High/fast ■ ■ ■ Low/slow

Εικόνα 144: Παράδειγμα εφαρμογής μπαταριών ιόντων Λιθίου. Πηγή: [23].

7.1.2.4. Μπαταρία Νικελίου Καδμίου - Nickel-cadmium (NiCd)

Οι μπαταρίες νικελίου καδμίου (NiCd) κατατάσσονται μαζί με τις μόλυβδου οξέος από άποψη δημοτικότητας και τεχνολογικής ωριμότητας, αφού χρησιμοποιούνται για περίπου εκατό χρόνια. Τα κελιά αποτελούνται από δύο ηλεκτρόδια, ηλεκτρολύτη με υδροξείδιο του καλίου και ένα διαχωριστή, ενώ συνήθως περικλείονται σε μεταλλική θήκη που σφραγίζεται με μία πλάκα εφοδιασμένη με βαλβίδα ασφαλείας. Το θετικό και το αρνητικό ηλεκτρόδιο απομονωμένα το ένα από το άλλο μέσω του διαχωριστή τυλίγονται σε σπирάλ σχήμα μέσα στη θήκη. Σε κατάσταση πλήρους φόρτισης το θετικό ηλεκτρόδιο περιέχει υδροξείδιο του νικελίου και το αρνητικό κάδμιο. Η ονομαστική τάση εκφόρτισης του κελιού είναι 1,2V σε ρυθμό εκφόρτισης 0,2°C και ελαττώνεται με τη μείωση της θερμοκρασίας. Συγκριτικά με τις μπαταρίες μόλυβδου οξέος, οι νικελίου καδμίου έχουν μεγαλύτερες τιμές ειδικής ενέργειας (50-75Wh/kg), μεγαλύτερη διάρκεια ζωής (2.000 – 2.500 κύκλοι), υποστηρίζουν υψηλότερους ρυθμούς φόρτισης και εκφόρτισης, αλλά έχουν μικρότερη απόδοση (60 - 75%) είναι και πιο ακριβές [21]. Επιπλέον πλεονεκτήματα τους αποτελούν η αυξημένη αξιοπιστία και οι πολύ μικρές ανάγκες συντήρησης, η δυνατότητα βαθιάς εκφόρτισης και η εξαιρετική παροχή βηματικής τάσης. Για τους λόγους αυτούς είναι γενικά κατάλληλες για φορητές συσκευές, φωτισμό έκτακτης ανάγκης, UPS και εκκίνηση κινητήρων. Ωστόσο, σήμερα οι φορητές συσκευές όπως τα κινητά τηλέφωνα και οι φορητοί υπολογιστές χρησιμοποιούν άλλες τεχνολογίες ηλεκτροχημικής αποθήκευσης. Η τεχνολογία αυτή έχει χρησιμοποιηθεί και σε εφαρμογές ηλεκτροπαραγωγής. Έχουν εγκατασταθεί υβριδικά συστήματα που διαθέτουν μπαταρίες νικελίου καδμίου ως διατάξεις αποθήκευσης, όπως το υβριδικό σύστημα στο Wales της Αλάσκας. Αξίζει να σημειωθεί ότι το μεγαλύτερης ισχύος σύστημα ηλεκτροχημικής αποθήκευσης παγκοσμίως έχει εγκατασταθεί στο Golden Valley της Αλάσκας και χρησιμοποιεί μπαταρίες NiCd. Αποτελείται από τέσσερις συστοιχίες μπαταριών

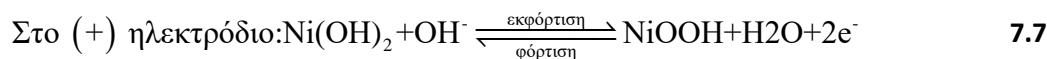
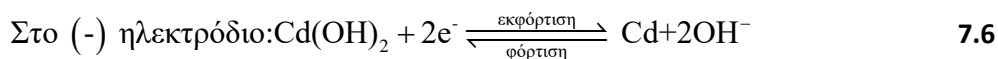
με 3.440 κελιά η καθεμία και έχει ικανότητα απόδοσης ισχύος 40 MW για 7 min ή 27MW για 15min.

Το βασικό μειονέκτημα τους είναι το σχετικά υψηλό κόστος (\$1.000/kWh) εξαιτίας της ακριβής κατασκευαστικής διαδικασίας. Επιπλέον, το κάδμιο είναι ένα βαρύ τοξικό μέταλλο που εισάγει προβλήματα διάθεσης και ανακύκλωσης των μπαταριών νικελίου καδμίου. Αρνητικό χαρακτηριστικό αποτελεί και το φαινόμενο μνήμης (memory effect), σύμφωνα με το οποίο όταν μία μπαταρία NiCd φορτίζεται και εκφορτίζεται εκατοντάδες φορές σε ένα συγκεκριμένο ποσοστό της ονομαστικής χωρητικότητας, τείνει να το «θυμάται» και τελικά μπορεί να εκφορτιστεί αποτελεσματικά μόνο μέχρι το ποσοστό αυτό. Στην πραγματικότητα, στο σημείο που άρχιζε η επαναφόρτιση παρατηρείται μία δραματική μείωση της τάσης της μπαταρίας, σαν να ήταν πλήρως εκφορτισμένη, ενώ πρωτογενώς η χωρητικότητα δεν μειώνεται σημαντικά. Ωστόσο, εάν το σύστημα που ηλεκτροδοτείται από την μπαταρία δε μπορεί να λειτουργήσει κατά τη διάρκεια της χαμηλής τιμής της τάσης, είναι αδύνατο να αξιοποιήσει όλη την αποθηκευμένη ενέργεια, οπότε πρακτικά η μπαταρία εμφανίζει μειωμένη χωρητικότητα. Αν παρατηρηθεί το memory effect, μπορεί να εξαλειφθεί μετά από μία σειρά πλήρων εκφορτίσεων της μπαταρίας. Συνοπτικά μπορούμε να πούμε, ότι τα τεχνολογικά τους χαρακτηριστικά είναι αντίστοιχα με εκείνα των οξέων μολύβδου.

Σύνθεση: Υδροξείδιο του καδμίου και μέταλλο καδμίου ως ηλεκτρόδια.

Ηλεκτρολύτες: Υδατικά βασικά διαλύματα νικελίου

Οι αντιδράσεις οξειδοαναγωγής που συμβαίνουν στα ηλεκτρόδια είναι οι εξής:



Στο παρελθόν κατέκλυσαν τις αγορές μικροσυσκευών (π.χ. φορητοί υπολογιστές). Έχουν πιο απαιτητική κατασκευή σε σχέση με των οξέων μολύβδου, και γενικά είναι πιο ακριβή τεχνολογία.

Χαρακτηριστικά τους είναι τα ακόλουθα:

- Απόδοση: 72 – 78%.
- αρχικό κόστος: 200 – 600€/kWh.
- διάρκεια ζωής: 3.000 κύκλοι με βάθος εκφόρτισης 100%.
- θερμοκρασία λειτουργίας: -40 – 50°C.
- ενεργειακή πυκνότητα: 45 – 80Wh/kg.
- αυτοεκφόρτιση: 5 – 20% ανά μήνα.
- ικανότητα υψηλής ισχύος εκφόρτισης, χαμηλή συντήρηση.
- κίνδυνος δηλητηρίασης από τα στοιχεία NiCd

Πλεονεκτήματα:

1. Υψηλή και σταθερή αξιοπιστία
2. Χαμηλό κόστος συντήρησης

Μειονεκτήματα:

1. Το Κάδμιο είναι βαρύ τοξικό μέταλλο. Υπάρχει οδηγία από Ε.Ε. για ανακύκλωση του 75% των μπαταριών NiCd, αναμένεται απόφαση για οριστική απόσυρση της τεχνολογίας.
2. Η μέγιστη χωρητικότητά τους μειώνεται δραστικά μετά από κάποιους κύκλους, αν η μπαταρία δεν είναι εντελώς εκφορτισμένη πριν την έναρξη της επόμενης φόρτισης (Memory effect).

Τα μειονεκτήματα αυτά πρακτικά έχουν οδηγήσει σταδιακά την αγορά σε άλλου τύπου συσσωρευτές, κατά πολύ ασφαλέστερους και αποδοτικότερους.

Το μεγαλύτερο σύστημα μπαταριών στον κόσμο έχει εγκατασταθεί στο Golden Valley της Αλάσκας, με ονομαστική ισχύ 27MW, διάρκεια εκφόρτισης 15min, συνολικό κόστος 35.000.000 \$

7.1.2.5. Υποπερίπτωση μπαταριών Νικελίου: Συσσωρευτές Υδριδίου μετάλλου (NiMH)

Οι μπαταρίες υδριδίου μετάλλου (NiMH) αποτελούν επέκταση της τεχνολογίας που εφαρμόζονταν στις μπαταρίες νικελίου καδμίου με την κύρια διαφορά να εντοπίζεται στην πλάκα της ανόδου που κατασκευάζεται πλέον από υδρίδιο ενός μετάλλου Μ. Οι συνολικές ηλεκτροχημικές αντιδράσεις που πραγματοποιούνται κατά την εκφόρτιση (προς τα δεξιά) και κατά τη φόρτιση (προς τα αριστερά) γίνονται σύμφωνα με τη σχέση:



Η χρήση υδριδίου του μετάλλου αντί για κάδμιο εκμηδενίζει τις περιβαλλοντικές επιπτώσεις των μπαταριών NiCd, ενώ παράλληλα περιορίζεται η επίδραση του φαινομένου μνήμης, το οποίο εδώ αποκαλείται lazy effect [21]. Υπάρχουν εμπορικά διαθέσιμες μπαταρίες που παρουσιάζουν διάρκεια ζωής μεγαλύτερη από 1000 κύκλους εκφόρτισης σε βάθος 80%. Η ειδική ενέργεια των μπαταριών NiMH είναι εν γένει 30 - 50% μεγαλύτερη από των μπαταριών NiCd, με μία αντιπροσωπευτική τιμή 70Wh/kg. Το σημαντικότερο μειονέκτημα έναντι της τεχνολογίας NiCd είναι τα υψηλότερα ποσοστά αυτοεκφόρτισης που κυμαίνεται μεταξύ 5 - 10% την πρώτη μέρα και σταθεροποιείται περίπου σε 0,5 - 1% ανά ημέρα, σε θερμοκρασία δωματίου. Επιπλέον μειονεκτήματα είναι η χαμηλή αποδοτικότητα των κελίων τους, ο σχετικά χαμηλός βαθμός αξιοπιστίας, η υψηλή θερμοκρασία που δημιουργείται κατά την φόρτιση και το υψηλό τους κόστος, το οποίο όμως αναμένεται να μειωθεί δραματικά στο μέλλον.

Η τεχνολογία NiMH έχει φτάσει σε μεγάλο βαθμό ωριμότητας για μία ποικιλία εμπορικών εφαρμογών μεταξύ των οποίων εφαρμογές μικρής ισχύος όπως κινητά τηλέφωνα, φορητοί

υπολογιστές και εργαλεία με κινητήρα, μέχρι εφαρμογές μεγάλης ισχύος όπως αεροδιαστημικές εφαρμογές και υβριδικά ηλεκτρικά οχήματα. Ακόμα, μέχρι σήμερα έχουν υλοποιηθεί επιτυχώς μερικά αποθηκευτικά συστήματα μεγάλης κλίμακας με τεχνολογία NiMH για σταθερά συστήματα εφεδρείας ηλεκτρικής ισχύος και εφαρμογές διεσπαρμένης παραγωγής. Παράλληλα, γίνονται δοκιμαστικές εφαρμογές της τεχνολογίας ως αποθηκευτικό μέσο σε φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις, ως εφεδρεία σε τηλεπικοινωνιακά συστήματα, καθώς και σε συστήματα κάλυψης αιχμής (peak shaving).

7.1.2.6. Μπαταρίες οξέος μολύβδου - Lead-Acid

Η πλέον χρησιμοποιημένη τεχνολογία με τεράστιο εύρος εφαρμογών είναι οι μπαταρίες μολύβδου οξέος (lead-acid) που εφευρέθηκαν το 1859. Αποτελούν την παλαιότερη και πιο διαδεδομένη μορφή επαναφορτιζόμενων ηλεκτροχημικών συσκευών. Έχουν χρησιμοποιηθεί ευρέως, χαρακτηρίζονται από περιορισμένες απαιτήσεις συντήρησης και από χαμηλή αυτοεκφόρτιση. Παρουσιάζουν μη ικανοποιητική ενεργειακή πυκνότητα και περιορισμένη διάρκεια ζωής. Επίσης ο μολύβδος (Pb) αποτελεί επιβάρυνση για το περιβάλλον.

Διαδεδομένη είναι η χρήση τους σε πολλά αυτόνομα υβριδικά συστήματα και αποτελούν πλέον πολύ ώριμη τεχνολογία. Στην κατάσταση πλήρους φόρτισης αποτελούνται από ένα ηλεκτρόδιο μολύβδου (άνοδος) και ένα ηλεκτρόδιο διοξειδίου του μολύβδου (κάθοδος) βυθισμένα σε έναν ηλεκτρολύτη με περιεκτικότητα περίπου 37% σε θειικό οξύ. Σε κατάσταση πλήρους εκφόρτισης και τα δύο ηλεκτρόδια αποτελούνται από θειικό μολύβδο. η τάση στα άκρα του στοιχείου μηδενίζεται και ο ηλεκτρολύτης δεν περιέχει πλέον θειικό οξύ και ουσιαστικά μετατρέπεται σε νερό. Η βασικότερη αιτία της τόσο ευρείας διάδοσης των μπαταριών μολύβδου οξέος είναι το μικρό κόστος τους συγκριτικά με άλλες τεχνολογίες μπαταριών (\$200 - 400 ανά kWh). σε συνδυασμό με την εμπορική διαθεσιμότητα. αλλά και η πολυετής συσσωρευμένη λειτουργική εμπειρία. Επιπρόσθετα. οι μπαταρίες αυτές χαρακτηρίζονται από υψηλούς βαθμούς απόδοσης (roundtrip efficiency) της τάξης του 70 - 90%. καθώς και από υψηλή αξιοπιστία [21]. Η εμπειρία έχει δείξει ότι ο ρυθμός αστοχίας των μπαταριών μολύβδου οξέος είναι μικρότερος από 0,25%. Επίσης, πολύ σημαντικά πλεονεκτήματα της τεχνολογίας αυτής είναι οι μικροί ρυθμοί αυτοεκφόρτισης που παρουσιάζει και η εξαιρετική συμπεριφορά στην παροχή βηματικής τάσης. Για το τελευταίο, οι μπαταρίες αυτές μπορούν να παρακολουθήσουν αποτελεσματικά τις γρήγορες αλλαγές του φορτίου, ιδιότητα που τις καθιστά κατάλληλες για εφαρμογές ποιότητας ισχύος: Σε UPS, διατήρησης στρεφόμενης εφεδρείας, ως ενεργειακές γέφυρες (power bridge) σε υβριδικά συστήματα που χρησιμοποιούν ΑΠΕ και σε υβριδικά οχήματα.

Οι εφαρμογές τους για διαχείριση ενέργειας μεγάλης κλίμακας είναι πολύ περιορισμένες εξαιτίας της μικρής διάρκειας ζωής τους και της χαμηλής ειδικής ενέργειας. που εν γένει κυμαίνεται μεταξύ 25 και 50Wh/kg. Επιπρόσθετα αρνητικά χαρακτηριστικά αποτελούν η μειωμένη απόδοση σε πολύ χαμηλές και πολύ υψηλές θερμοκρασίες (σύνηθες

θερμοκρασιακό εύρος -20°C έως 50°C). η χρήση μη φιλικών προς το περιβάλλον υλικών, η ανάγκη για συχνή αναπλήρωση νερού και το συνιστώμενο μικρό βάθος εκφόρτισης.

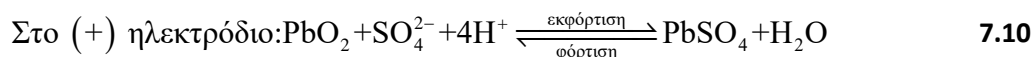
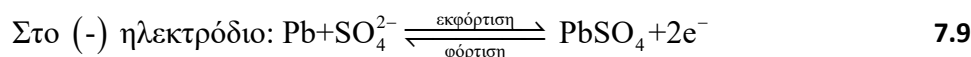
Γενικά μπορούμε να πούμε ότι οι μπαταρίες μολύβδου οξέος είναι ελκυστικές ως διατάξεις αποθήκευσης ενέργειας για εφαρμογές ισχύος 100kW έως 10MW. Επίσης εφαρμογές

Συνοπτικά μπορούμε να πούμε για τις μπαταρίες μολύβδου ότι τα τεχνολογικά τους χαρακτηριστικά είναι παρόμοια με εκείνα των μπαταριών Νικελίου Καδμίου:

Σύνθεση:

- Άνοδος Οξείδιο του μολύβδου, PbO₂.
- Κάθοδος (+) μέταλλο μολύβδου, Pb.
- Ηλεκτρολύτης: Υδατικό διάλυμα 37% w/v, θειικού οξέος.

Οι αντιδράσεις οξειδοαναγωγής που συμβαίνουν στα ηλεκτρόδια είναι οι εξής:



Κατά την εκφόρτιση, τα ηλεκτρόδια καλύπτονται από PbSO₄. Οι κρύσταλλοι αυτοί είναι δυσδιάλυτοι (ίζημα) και ελάχιστα ανακυκλώνονται κατά τον κύκλο φόρτισης, με αποτέλεσμα χαμηλό κύκλο ζωής (~1.200-1.500 κύκλοι), χαμηλή απόδοση και πρόωρη γήρανση της μπαταρίας.

- απόδοση: 72 – 78%.
- αρχικό κόστος: 50 – 150€/kWh.
- διάρκεια ζωής: 200 – 300 κύκλοι με βάθος εκφόρτισης 80%.
- θερμοκρασία λειτουργίας: -5 – 40°C.
- ενεργειακή πυκνότητα: 30 – 50Wh/kg.
- αυτοεκφόρτιση: 2 – 5% ανά μήνα.
- χαμηλή συντήρηση, φορητός, περισσότερο ασφαλής.

Χαρακτηριστικά μπαταριών υγρού οξέος μολύβδου ανοιχτού τύπου (Flooded Lead Acid):

- απόδοση: 72 – 78%.
- αρχικό κόστος: 50 – 150€/kWh.
- διάρκεια ζωής: 1.000 – 2.000 κύκλοι με βάθος εκφόρτισης 70%.
- θερμοκρασία λειτουργίας: -5 – 40°C.
- ενεργειακή πυκνότητα: 25Wh/kg.
- αυτοεκφόρτιση: 2 – 5% ανά μήνα.

- συχνή συντήρηση για αναπλήρωση απωλειών νερού.
- Μεγάλο βάρος.

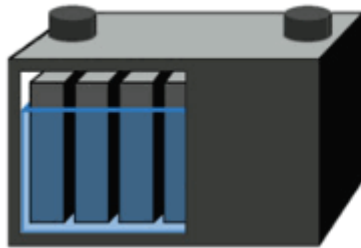


Figure 2: Deep-cycle battery

The deep-cycle battery has thick plates for improved cycling abilities. The deep-cycle battery generally allows about 300 cycles.

Courtesy of Cadex

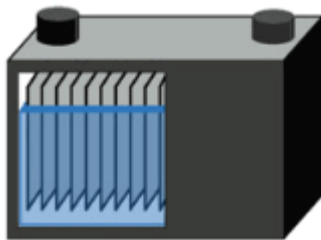


Figure 1: Starter battery

The starter battery has many thin plates in parallel to achieve low resistance with high surface area. The starter battery does not allow deep cycling.

Courtesy of Cadex

Εικόνα 145: Σύγκριση μπαταριών οξέος Pb για εκκίνηση (διαφορετικός τρόπος κατασκευής). Μπαταρία οξέος Pb βαθιάς εκφόρτισης (Deep Operation Discharge – DOD) (επάνω) και Μπαταρία οξέος Pb εκκίνησης (κάτω). Πηγή: [43]

Πλεονεκτήματα που παρουσιάζουν:

1. Γρήγορη απόκριση.
2. Χαμηλό ρυθμό ημερήσιας αυτοεκφόρτισης ($< 0,3\%$ της ολικής χωρητικότητας).
3. Σχετικά υψηλή απόδοση ανά κύκλο λειτουργίας (63-90%).
4. Χαμηλό κόστος επένδυσης (50-600\$/kWh).

Μειονεκτήματα που παρουσιάζουν:

- Σχετικά μικρό χρόνο ζωής (Μέγιστο 2.000 κύκλους φόρτισης/εκφόρτισης).
- Χαμηλή ενεργειακή πυκνότητα (50-90Wh/L).
- Χαμηλή specific energy (25-50Wh/Kg).
- Κακή συμπεριφορά σε χαμηλές θερμοκρασίες.

7.1.2.7. Μπαταρίες Νατρίου Θείου - Sodium-Sulfur (NAS)

Οι μπαταρίες νατρίου - θείου (NaS) αποτελούν μία νέα τεχνολογία αποθήκευσης που προς το παρόν καταλαμβάνει ένα σχετικά μικρό μερίδιο της αγοράς, αλλά εκτιμάται ότι στο μέλλον θα γίνει εξαιρετικά δημοφιλής. Κατασκευαστικά περιλαμβάνουν ένα θετικό και ένα αρνητικό ηλεκτρόδιο με ενεργά στοιχεία τηγμένο θείο και τηγμένο νάτριο αντίστοιχα, τα οποία διαχωρίζονται από έναν στερεό κεραμικό ηλεκτρολύτη από β-οξείδιο του αργιλίου

(solid beta alumina ceramic electrolyte), ο οποίος επιτρέπει μόνο στα θετικά ιόντα νατρίου να περάσουν διαμέσου αυτού. Κατά τη διάρκεια της εκφόρτισης ενός κελιού, το νάτριο δίνει ηλεκτρόνια στο εξωτερικό κύκλωμα παρέχοντας τάση περίπου 2V, ενώ τα κατιόντα νατρίου που προκύπτουν μετακινούνται μέσω του ηλεκτρολύτη προς το ηλεκτρόδιο τηγμένου θείου σχηματίζοντας πολυθειούχο νάτριο. Αυτή η διαδικασία είναι αντιστρέψιμη, καθώς κατά τη φόρτιση το εξωτερικό ρεύμα αναγκάζει το πολυθειούχο νάτριο να ελευθερώσει το κατιόν νατρίου στον ηλεκτρολύτη, ώστε να γίνει πάλι στοιχειακό νάτριο στο αρνητικό ηλεκτρόδιο.

Στα θετικά της τεχνολογίας συμπεριλαμβάνονται οι μεγάλες τιμές πυκνότητα ενέργειας και ισχύος που κυμαίνονται μεταξύ 100-240 Wh/kg και 150-230W/kg αντίστοιχα. Η τυπική διάρκεια ζωής τους είναι περίπου 2500 κύκλοι, χαρακτηρίζονται από υψηλή απόδοση (75-90%) και από ικανότητα παροχής βηματικής ισχύος για 30s πάνω από έξι φορές μεγαλύτερη από την συνεχή ονομαστική ικανότητα. Η τελευταία ιδιότητα καθιστά κατάλληλες και οικονομικές τις μπαταρίες NaS σε εφαρμογές που συνδυάζουν ποιότητα ισχύος και κάλυψη φορτίου. Ακόμα, εξαιτίας της ύπαρξης του κεραμικού ηλεκτρολύτη που χαρακτηρίζεται από μηδενική αγωγιμότητα ηλεκτρονίων, εξαιρείται το φαινόμενο της αυτοεκφόρτισης. Ταυτόχρονα, χρησιμοποιούν υλικά φιλικά προς το περιβάλλον, το κόστος τους θεωρείται σχετικά χαμηλό (\$350/kWh), οι ανάγκες συντήρησης ασήμαντες και η περίοδος λειτουργίας πολύ ικανοποιητική. Από την άλλη μεριά, σημαντικό μειονέκτημα της τεχνολογίας αποτελεί η μη καταλληλότητά της για συγκεκριμένες εφαρμογές, δεδομένης της ανάγκης να διατηρείται η θερμοκρασία λειτουργίας τους σε υψηλά επίπεδα (μεταξύ 300°C και 350°C), ώστε να είναι δυνατή η πραγματοποίηση του ηλεκτροχημικού φαινομένου [45].

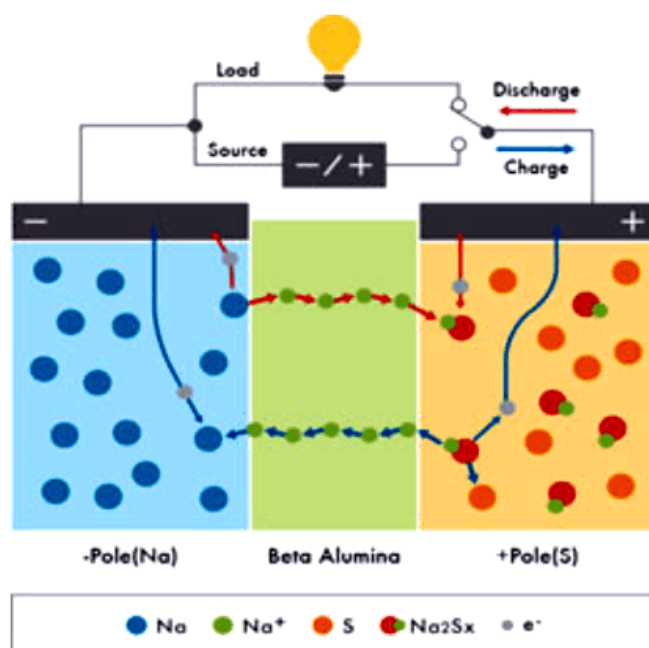
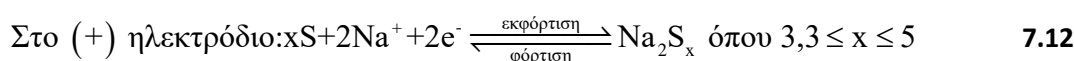
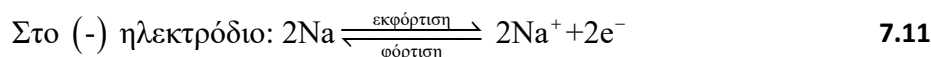
Σε γενικές γραμμές οι μπαταρίες NaS είναι περισσότερο κατάλληλες για σταθερές εφαρμογές μεγάλης ισχύος και μέχρι σήμερα έχουν χρησιμοποιηθεί για κάλυψη φορτίου (load leveling), peak shaving, παροχή έκτακτης ισχύος, UPS, βελτίωση ποιότητας ισχύος σε βιομηχανικές μονάδες και υποβοήθηση μονάδων ΑΠΕ. Στην Ιαπωνία μόνο, έχουν γίνει έργα σε πάνω από 30 εγκαταστάσεις με συνολική ονομαστική ισχύ 20MW και αποθηκευμένη ενέργεια κατάλληλη για κάλυψη φορτίου για 8h καθημερινά. Παραδείγματα αποτελούν η μονάδα 6MW/8h στην επιχείρηση ηλεκτρικής ισχύος του Τόκυο και η μονάδα 8MW/7,25 h στο εργοστάσιο της Hitachi [45]. Η μεγαλύτερης ισχύος εγκατάσταση μπαταριών NaS είναι 34 MW/245MWh για σταθεροποίηση της ισχύος εξόδου αιολικού πάρκου 51 MW στη βόρεια Ιαπωνία. Το 2002 στις ΗΠΑ ξεκίνησε η πρώτη επίδειξη συστήματος NaS στο Ohio με χωρητικότητα 7,2MWh και δυνατότητα απόδοσης ισχύος έως 1,2MW. Επίσης στην Ιαπωνία, το 2001 ο οργανισμός NEDO ανέπτυξε ένα υβριδικό σύστημα αποτελούμενο από μία ανεμογεννήτρια ισχύος 500 kW και σύστημα αποθήκευσης με μπαταρίες NaS ισχύος 400 kW, με βασικό στόχο την σταθεροποίηση των διαταραχών μικρής και μεγάλης διάρκειας της ισχύος εξόδου αλλά και την ενίσχυση της αξιοπιστίας.

Συνοπτικά περιγράφονται με τα ακόλουθα χαρακτηριστικά:

Σύνθεση: Τήγματα θειούχου νατρίου, και τήγμα νατρίου και θείου ως υγρά ηλεκτρόδια. Ως στερεό ηλεκτρόδιο β- Alumina ή β-Al₂O₃. Όπως και κάθοδοι από CS με υγρό οργανικό ηλεκτρολύτη.

Οι αντιδράσεις οξειδοαναγωγής στα ηλεκτρόδια συμβαίνουν σε συνθήκες θερμοκρασίας 300-350°C (574-624°K), προκειμένου να εξασφαλίζεται η ύπαρξη τηγμάτων και είναι οι εξής:

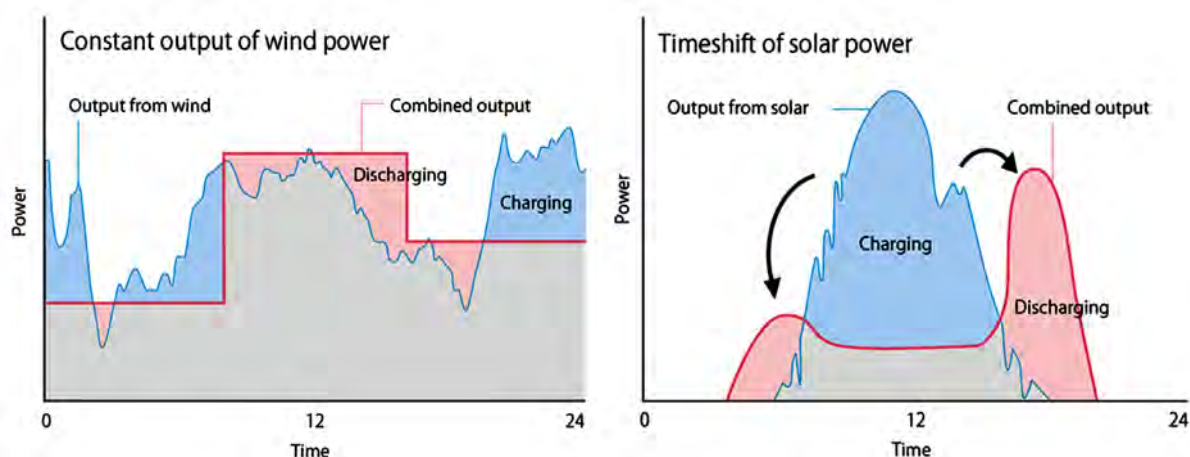
Κατά την εκφόρτιση, το τήγμα Na δίνει ηλεκτρόνια στην άνοδο και οδεύει στην υγρή κάθοδο μέσω της στερεής β-Al που ξεχωρίζει τα δύο υγρά ηλεκτρόδια, δρα σαν superionic αγωγός. Ο όγκος του υγρού στην άνοδο μειώνεται, ενώ ο όγκος στην κάθοδο αυξάνεται. Κατά την φόρτιση συμβαίνει η αντίστροφη διαδικασία.



Εικόνα 146: Σχηματικό διάγραμμα τυπικής μπαταρίας NaS. Πηγή: [45].

Voltage	2V
Energy density	367 Wh/l 222 Wh/kg
Power density	36 W/kg
C-rate	1 / 6 = 0.17
Optimal temperature range	300 - 340°C
Maximal temperature range	290 - 360°C
Life time	4500 cycles 15 years

Εικόνα 147: Τυπικά χαρακτηριστικά (αριστερά) και τομή (δεξιά) τυπικής μπαταρίας NaS. Πηγή: [45].



Εικόνα 148: Ο κύκλος απορρόφησης/απόδοσης ενέργειας των NAS από ΑΠΕ όπως αιολικά και ΦΒ πάγκα διαρκεί περίπου έξι ώρες το 24ωρο. Πηγή: [45].

Χαρακτηριστικά μπαταριών τύπου NaS:

- απόδοση: 89% (στους 325°C).
- αρχικό κόστος: 200 – 300€/kWh.
- διάρκεια ζωής: 2.500 κύκλοι με βάθος εκφόρτισης 100%.
- θερμοκρασία λειτουργίας: 325°C.
- ενεργειακή πυκνότητα: 100Wh/kg.
- αυτοεκφόρτιση: 5 – 20% ανά μήνα.
- σε κατάσταση αναμονής (stand-by mode) οι μπαταρίες θα πρέπει να θερμαίνονται, λόγω της υψηλής θερμοκρασίας λειτουργίας, με αποτέλεσμα τη μείωση της συνολικής απόδοσης.

Πλεονεκτήματα:

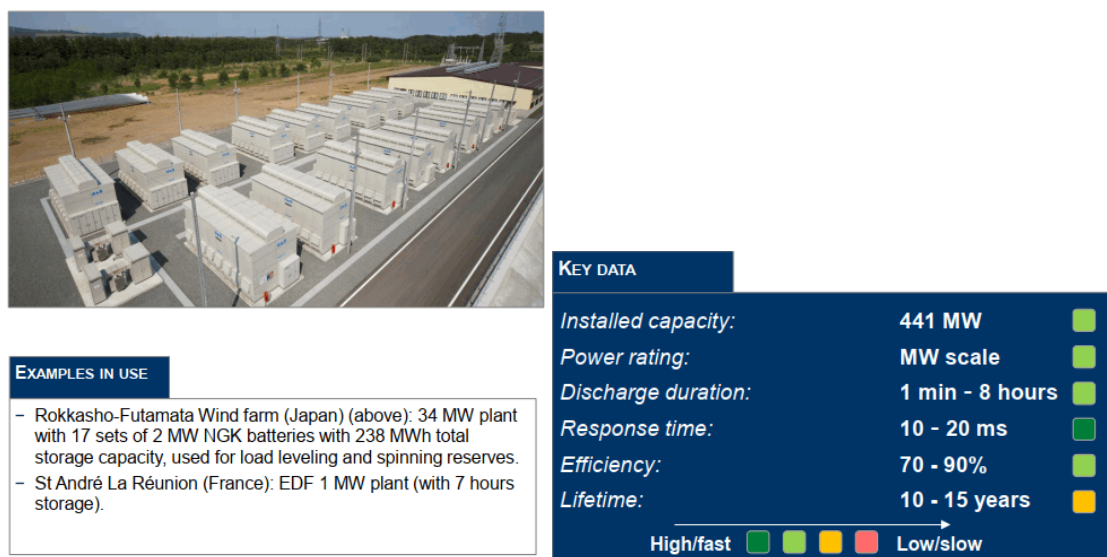
1. Πολύ υψηλή ενεργειακή πυκνότητα (150 – 300Wh/L) και υψηλή χωρητικότητα ενέργειας, σε σχέση με άλλες μπαταρίες.
2. Μηδενική αυτοεκφόρτιση.
3. Βαθμό απόδοσης της τάξης του 85%.
4. Ικανοποιητική διάρκεια ζωής, φθηνή πρώτη ύλη, μη τοξική για το περιβάλλον, ανακυκλώνεται κατά 99%).
5. Περιορισμένες απαιτήσεις συντήρησης.

Μειονεκτήματα:

1. Απαιτεί ξεχωριστό σύστημα για διατήρηση του περιβάλλοντος λειτουργίας σε θερμοκρασίες άνω των 300°C.

2. Υψηλό κόστος λειτουργίας (80\$/kW/Year).

Ο συγκεκριμένος τύπος είναι ιδιαίτερα δημοφιλής στην Ιαπωνία, με εγκατεστημένες μονάδες της τάξης των 20MW, με πρόβλεψη για μονάδες των 300MW. Στα Αραβικά Εμιράτα, στο Abu Dhabi, υπάρχει εγκατεστημένη μονάδα με μπαταρίες NaS χωρητικότητας 40MW [23].



Εικόνα 149: Παράδειγμα εφαρμογής μπαταριών NaS. Πηγή: [23].

7.1.2.8. Μπαταρίες ιόντων λιθίου (Li-ion) και λιθίου πολυμερούς (Li-poly)

Οι μπαταρίες που βασίζονται στο λίθιο συνιστούν μία σχετικά νέα τεχνολογία η οποία σήμερα εφαρμόζεται κυρίως σε φορητές συσκευές, αλλά στο σύντομο μέλλον αναμένεται η χρήση τους σε υβριδικά και ηλεκτρικά οχήματα. Η τεχνολογία περιλαμβάνει δύο κύριους τύπους μπαταριών: τις ιόντων λιθίου (Li-ion) και τις λιθίου πολυμερούς (Li-poly). Στις πρώτες, η κάθοδος κατασκευάζεται από μεταλλικό οξείδιο λιθίου που συνήθως είναι LiCoO_2 , LiMO_2 ή LiNiO_2 , η άνοδος από γραφιτικό άνθρακα με δομή στοιβάδας, ενώ ο ηλεκτρολύτης από τη διάλυση αλάτων λιθίου (όπως το LiPF_6) σε οργανικούς ανθρακικούς διαλύτες. Κατά τη φάση της φόρτισης, τα άτομα λιθίου στην κάθοδο μετατρέπονται σε ιόντα και μετακινούνται διαμέσου του ηλεκτρολύτη προς την άνοδο, όπου συνδυάζονται με ηλεκτρόνια από το εξωτερικό κύκλωμα και τοποθετούνται ως άτομα λιθίου μεταξύ των ανθρακικών στοιβάδων. Αυτή η διαδικασία αντιστρέφεται κατά τη διάρκεια της εκφόρτισης. Η σημαντικότερη διαφορά των μπαταριών Li-poly είναι ότι ο διαλύτης είναι από στερεό πολυμερές και χρησιμοποιείται ταυτόχρονα και ως διαχωριστής. Το βασικότερο πλεονέκτημα της τεχνολογίας αυτής είναι οι πολύ υψηλές τιμές ειδικής ενέργειας που κυμαίνονται μεταξύ 80 - 150 Wh/kg για τις μπαταρίες Li-ion και 100 - 150 Wh/kg για τις Li-poly, καθώς και οι πολύ μεγάλοι βαθμοί απόδοσης που μπορεί να αγγίξουν και το 100%. Πιο συγκεκριμένα, οι μπαταρίες Li-ion εμφανίζουν αξιοσημείωτη διάρκεια ζωής συνδυασμένη με αρκετά βαθιές εκφορτίσεις, καθώς 3000 κύκλοι φόρτισης-εκφόρτισης με βάθη εκφόρτισης 80% αποτελούν

τυπικές τιμές. Επιπρόσθετα πλεονεκτήματα αποτελούν ο χαμηλός ρυθμός αυτοεκφόρτισης (<5% ανά μήνα), η μικρή ανάγκη για συντήρηση και η ικανότητα παροχής ρευμάτων πολύ υψηλής τιμής. Ωστόσο, η διάρκεια ζωής τους επηρεάζεται αρνητικά σε μεγάλο βαθμό από τις υψηλές θερμοκρασίες, ενώ μπορεί να μειωθεί δραστικά σε περίπτωση υπερβολικά βαθιάς εκφόρτισης, γεγονός που τις καθιστά ακατάλληλες για εφαρμογές εφεδρείας. Επιπλέον αρνητικά στοιχεία αποτελούν ο περιορισμένος ρυθμός φόρτισης και εκφόρτισης για λόγους αποφυγής δημιουργίας metallic lithium plating και η μεγάλη ευαισθησία σε περίπτωση υπερφόρτισης. Οι μπαταρίες Li- poly πλεονεκτούν έναντι των Li-ion από άποψη βάρους και ασφάλειας, καθώς σε αντίθεση με τις τελευταίες δεν εμφανίζουν κίνδυνο αυτανάφλεξης. Από την άλλη μεριά, το σημαντικότερο πρόβλημα που παρουσιάζουν είναι η περιορισμένη διάρκεια ζωής (περίπου 600 κύκλοι) και το πιο στενό θερμοκρασιακό εύρος λειτουργίας σε σχέση με τις μπαταρίες Li-ion [23].

Κοινό πλεονέκτημα και των δύο τεχνολογιών είναι ότι η ονομαστική τάση του κελιού είναι 3,7V, δηλαδή μεγαλύτερη από τις άλλες τεχνολογίες. Για αυτό το λόγο απαιτείται η σύνδεση μικρότερου αριθμού κελιών σε σειρά ώστε να επιτευχθεί το επιθυμητό επίπεδο τάσης, οδηγώντας ίσως έτσι σε μικρότερο τελικό κόστος κατασκευής. Αντίθετα, σημαντικό κοινό μειονέκτημα συνιστά ο μικρότερος βαθμός αξιοπιστίας συγκριτικά με τις συμβατικές τεχνολογίες οξέος μολύβδου και νικελίου καδμίου. Σήμερα, οι μπαταρίες ιόντων λιθίου καλύπτουν το 50% της αγοράς των μικρών φορητών συσκευών αν και υπάρχουν προκλήσεις για την επέκτασή τους σε εφαρμογές μεγάλης ισχύος. Το μεγαλύτερο εμπόδιο είναι το μεγάλο κόστος εξαιτίας της ακριβής παραγωγής και συσκευασίας, καθώς και της παρουσίας ειδικών κυκλωμάτων προστασίας από υπερφόρτιση.

Η σύγχρονη έρευνα στις μπαταρίες τεχνολογίας λιθίου επικεντρώνεται κυρίως στη μείωση του κόστους που κυμαίνεται γενικά μεταξύ 900 – 1.300\$/kWh με τη χρήση φθηνότερων υλικών, την αύξηση της διάρκειας ζωής και τη μείωση του κινδύνου αυτανάφλεξης στην περίπτωση της τεχνολογίας Li-ion. Αρκετές εταιρίες προσπαθούν να μειώσουν το κόστος παραγωγής των μπαταριών Li-ion με σκοπό την επέκτασή τους στην αγορά μεγάλης κλίμακας ισχύος και προς αυτήν την κατεύθυνση έχουν παραχθεί μοντέλα επίδειξης ισχύος 3kW. Το υπουργείο Ενέργειας των ΗΠΑ έχει χρηματοδοτήσει ένα έργο των εταιριών SAFT και SatCon για τη σχεδίαση και την κατασκευή συστήματος αποθήκευσης αποτελούμενου από μία μπαταρία Li-ion ικανότητας παροχής ισχύος 100kW για ένα λεπτό, για χρήση παροχής ποιότητας ισχύος για διασυνδεδεμένες μικροτουρμπίνες [23].

7.1.3. Αποθήκευση ενέργειας με αντλησιοταμίευση και αναστρέψιμα υδροηλεκτρικά (Pumped Hydro Storage – PHS)

Η τεχνολογία αποθήκευσης ενέργειας με αντλησιοταμίευση και αναστρέψιμα υδροηλεκτρικά (Pumped Hydro Storage – PHS) βασίζεται στην αποθήκευση νερού σε ικανό υψόμετρο και εκμετάλλευση της δυναμικής ενέργειάς του. Αναστρέψιμες αντλίες χρησιμοποιούνται ως υδροστρόβιλοι κατά τη φάση της παραγωγής ενέργειας (εκροή) και ως αντλίες κατά τη φάση της αποθήκευσης (άντληση). Απαραίτητη προϋπόθεση είναι η ύπαρξη

φυσικών ή τεχνητών (με αυξημένο όμως κόστος επένδυσης) ταμιευτήρων με ικανή υψομετρική διαφορά. Είναι ώριμη τεχνολογία, με εμπειρία εφαρμογών σε διεθνές επίπεδο και καλύπτουν ευρύ πεδίο ισχύος από λίγα MW έως GW [8].

Για παράδειγμα, μονάδα αποθήκευσης αναστρέψιμου υδροηλεκτρικού, χωρητικότητας περίπου 1.300MWh, αφορά κατασκευή δεξαμενή ωφέλιμου όγκου περίπου 1.700.000m³, που βρίσκεται σε υψομετρική διαφορά 300m από την δεξαμενή άντλησης. Στην περίπτωση μας, 1m³ νερού, όταν εκρέει από ύψος 100m αποδίδει 0,27kWh ενέργειας.

Οι σταθμοί αντλησιοταμίευσης χαρακτηρίζονται από μεγάλη διάρκεια ζωής, η οποία υπερβαίνει τα 50 έτη. Επίσης παρουσιάζουν χαμηλό μεταβλητό κόστος λειτουργίας και συντήρησης, της τάξης του 1-2% του αρχικού επενδυτικού κόστους. Λόγω της ωριμότητας της τεχνολογίας τους, δεν αναμένονται αξιόλογες διαφοροποιήσεις στο κόστος υλοποίησης και λειτουργίας των σταθμών αυτών τα επόμενα έτη. Ωστόσο σημειώνονται τεχνολογικές εξελίξεις, με κυριότερη την υιοθέτηση μονάδων μεταβλητών στροφών (κυρίως αντλιοστροβίλων), τεχνολογία που άρχισε να αναπτύσσεται στην Ιαπωνία και ήδη χρησιμοποιείται σε έναν αριθμό εν λειτουργία σταθμών. Βασικά πλεονεκτήματα της τεχνολογίας αυτής είναι η μειωμένη συχνότητα κινήσεων-στάσεων, τα βελτιωμένα χαρακτηριστικά εκκίνησης, η βελτιωμένη απόδοση όπως επίσης η αυξημένη ευελιξία και η δυνατότητα συμβολής στη ρύθμιση συχνότητας. Από την άλλη πλευρά, το επενδυτικό κόστος μπορεί να είναι αισθητά υψηλότερο, ωστόσο μέρος του πρόσθετου κόστους αντισταθμίζεται από την εξοικονόμηση που επιτυγχάνεται στα συστήματα ομαλής εκκίνησης που χρησιμοποιούνται για τις συμβατικές μονάδες.

Βασικό μειονέκτημα των ΑΤΣ αποτελεί ο μεγάλος χρόνος ανάπτυξης των έργων, που μπορεί να ξεπεράσει τα 10 έτη, εισάγοντας σημαντικές επενδυτικές αβεβαιότητες λόγω της πιθανής μεταβολής των οικονομικών δεδομένων και των παραμέτρων της αγοράς σε τέτοιους ορίζοντες. Το μέγεθος των παρεμβάσεων για την υλοποίηση των δεξαμενών, καθώς και οι αναγκαίες γεωμορφολογικές συνθήκες (υψομετρική απόσταση), αποτελούν επίσης ζητήματα που δυσχεραίνουν την ανάπτυξή τους. Αντίθετα, στα θετικά των σταθμών προσμετρώνται οφέλη που μπορεί να δημιουργούνται από την αξιοποίηση των ταμιευτήρων τους για άλλους σκοπούς πλην της ενεργειακής παραγωγής.

Οι σταθμοί αντλησιοταμίευσης γνώρισαν ιδιαίτερη ανάπτυξη κατά την περίοδο 1960-1990, ιδίως μετά τη σημαντική αύξηση των τιμών του πετρελαίου στις αρχές της δεκαετίας 1970, όπως επίσης και ως εργαλεία ευελιξίας σε συστήματα με μεγάλη βάση άκαμπτης θερμικής παραγωγής (πυρηνικά και ανθρακικοί σταθμοί). Στη συνέχεια και ειδικότερα κατά την περίοδο μετά το 1990, όταν τόσο οι τιμές καυσίμου όσο και το επενδυτικό κόστος των λοιπών ευέλικτων μονάδων ηλεκτροπαραγωγής, κυρίως μονάδων συνδυασμένου κύκλου φυσικού αερίου (ΣΚΦΑ), μειώθηκαν σημαντικά, σημειώθηκε κάμψη στην ανάπτυξη νέων σταθμών αποθήκευσης. Σημαντικό ρόλο σε αυτό έπαιξε και η απουσία θεσμικού και ρυθμιστικού πλαισίου για την αποζημίωση του συνόλου των υπηρεσιών που παρείχαν, πέρα από την εξομάλυνση της καμπύλης φορτίου και την κάλυψη των αιχμών. Με τη μεγάλη αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ που σημειώνεται κατά τη διάρκεια της τελευταίας 10ετίας, ιδίως στην

Ευρώπη, το ενδιαφέρον για την ανάπτυξη νέων έργων ΑΤΣ έχει αναθερμανθεί σημαντικά. Οι ΑΤΣ χαρακτηρίζονται από στοιχεία κόστους αντίστοιχα των ΥΗΣ μεγάλου μεγέθους. Με βάση στοιχεία της βιβλιογραφίας για υφιστάμενους και προτεινόμενους ΑΤΣ στην Ευρώπη, το επενδυτικό κόστος κυμαίνεται από περίπου 500 έως 2.200€/kW, με την πλειονότητα των έργων να βρίσκεται στην περιοχή 500-1.000€/kW. Το κόστος είναι σημαντικά χαμηλότερο για επεκτάσεις ή repowering υφιστάμενων έργων, για σταθμούς pump-back και για έργα που αξιοποιούν υφιστάμενους ταμιευτήρες.

Πλεονεκτήματα:

1. Συνολικός βαθμός απόδοσης της τάξης 70-80%.
2. Σημαντικά μικρό ανηγμένο κόστος ανά παραγόμενη μονάδα ενέργειας και βαθμό απόδοσης στη διάρκεια ζωής (€/kWh·cycles·h).
3. Άμεση απόκριση.
4. Όριμη τεχνολογία.

Μειονεκτήματα

1. Δεν υπάρχουν συχνά φυσικές συνθήκες κατάλληλες και πρέπει να γίνει κατασκευή των ταμιευτήρων.
2. Δεν είναι η κατάλληλη τεχνολογία για εφαρμογή σε κατανεμημένα δίκτυα ;
3. Σχετικά χαμηλή ενεργειακή πυκνότητα, σε σχέση με τις περιβαλλοντικές επιπτώσεις.

Σήμερα προωθείται η κατασκευή υπόγειων ταμιευτήρων και η χρησιμοποίηση της θάλασσας ως κάτω ταμιευτήρα με εν δυνάμει συνεργασία με αιολικά πάρκα σε υβριδικά συστήματα, απορροφώντας την περίσσεια ενέργειας για άντληση του νερού [8]. Είναι οικονομικά αποδοτικότερα όσο αυξάνει το μέγεθος της εγκατάστασης.

7.1.4. Άλλες τεχνολογίες αποθήκευσης ενέργειας

Άλλες διαθέσιμες τεχνολογίες αποθήκευσης για τη διαχείριση μεγάλων ποσοτήτων ενέργειας και την επαρκή συνδυασμένη λειτουργία τους με ΑΠΕ, στα πλαίσια ανάπτυξης ενός υβριδικού σταθμού, είναι οι : (α) Σταθμοί αποθήκευσης συμπιεσμένου αέρα (Compressed Air Energy Storage Systems – CAES) και (β) Αναστρέψιμα υδροηλεκτρικά – αντλησιοταμιευτήρας (Pumped Storage Systems – PSS).

7.1.4.1. Αποθήκευση συμπιεσμένου αέρα: Συστήματα Αποθήκευσης Συμπιεσμένου Αέρα - Compressed Air Energy Storage Systems (CAES)

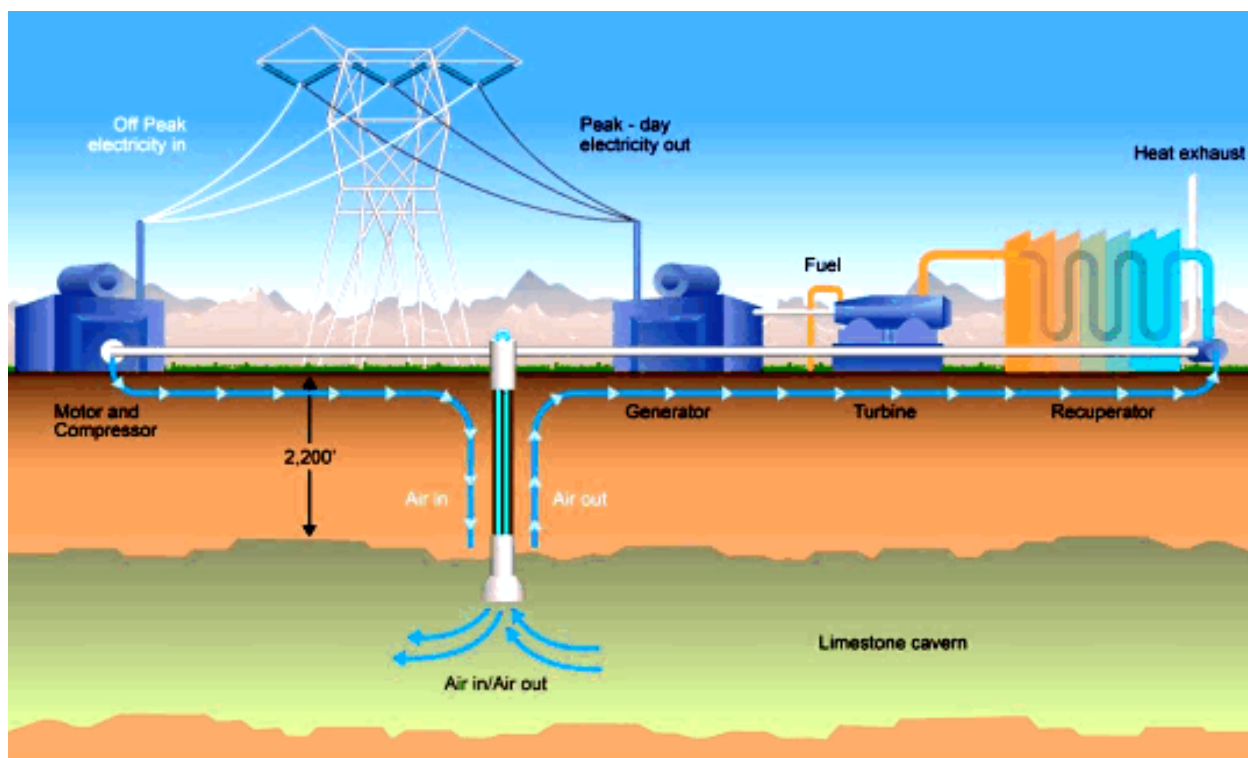
Η τεχνολογία CAES (Compressed Air Energy Storage) αποτελεί μαζί με την αντλησιοταμίευση την μόνη εμπορικά διαθέσιμη τεχνολογία που έχει δυνατότητα αποθήκευσης πολύ μεγάλων ποσοτήτων ενέργειας. Σε αυτά τα συστήματα ποσότητες αέρα συμπιέζονται μηχανικά (ελαστική συμπίεση) για την αποθήκευσή τους σε υπόγειους θύλακες σε πιέσεις έως και 75 bar με τη βοήθεια συστήματος συμπιεστών, σε θερμοκρασίες κοντά στη θερμοκρασία

περιβάλλοντος. Όταν ποσότητα αέρα απελευθερώνεται, θερμαίνεται διερχόμενη από θάλαμο καύσης με φυσικό αέριο και εν συνεχεία διεγείρει ηλεκτρογεννήτρια μέσω εκτόνωσης σε στρόβιλο. Η αποθήκευση του συμπιεσμένου αέρα σε μονάδες μεγάλης ισχύος γίνεται στο υπέδαφος, όπου απαιτείται ευνοϊκή εδαφική μορφολογία ως προς την αντοχή, την αεροστεγανότητά τους, και τον υδροφόρο ορίζοντα. Κατάλληλοι χώροι είναι εγκαταλειμμένα ορυχεία και μη διαπερατοί υπόγειοι. Μια εναλλακτική επιλογή αποθήκευσης είναι η χρήση υπόγειων σωληνώσεων υψηλής πίεσης (20–100bar) [46].

Για τη συμπίεση του ατμοσφαιρικού αέρα χρησιμοποιούνται:

- αξονικοί συμπιεστές, με τους οποίους επιτυγχάνονται λόγοι συμπίεσης της τάξης του 20 για παροχές που ανέρχονται στα 1,4Mm³/h
- ακτινικοί συμπιεστές, με μέγιστες παροχές συμπίεσης έως 100.000m³/h και μέγιστη πίεση συμπίεσης έως 1.000bar.

Με τη σημερινή διαθέσιμη τεχνολογία, η συμπίεση του αέρα επιτυγχάνεται σε δύο βαθμίδες με ενδιάμεση ψύξη, σε θερμοκρασίες που κυμαίνονται από 40°C έως 200°C. Ο συμπιεσμένος αέρας εκτονώνεται τελικά σε αεριοστροβίλους με λόγους εκτόνωσης έως 22 και μέγιστη θερμοκρασία εισαγωγής μέσου έως 1.230°C.



Εικόνα 150: Σχηματικό διάγραμμα τεχνολογίας CAES. Πηγή: [30]

Τα CAES, ως προς την τεχνολογία λειτουργίας τους διακρίνονται σε δύο κατηγορίες:

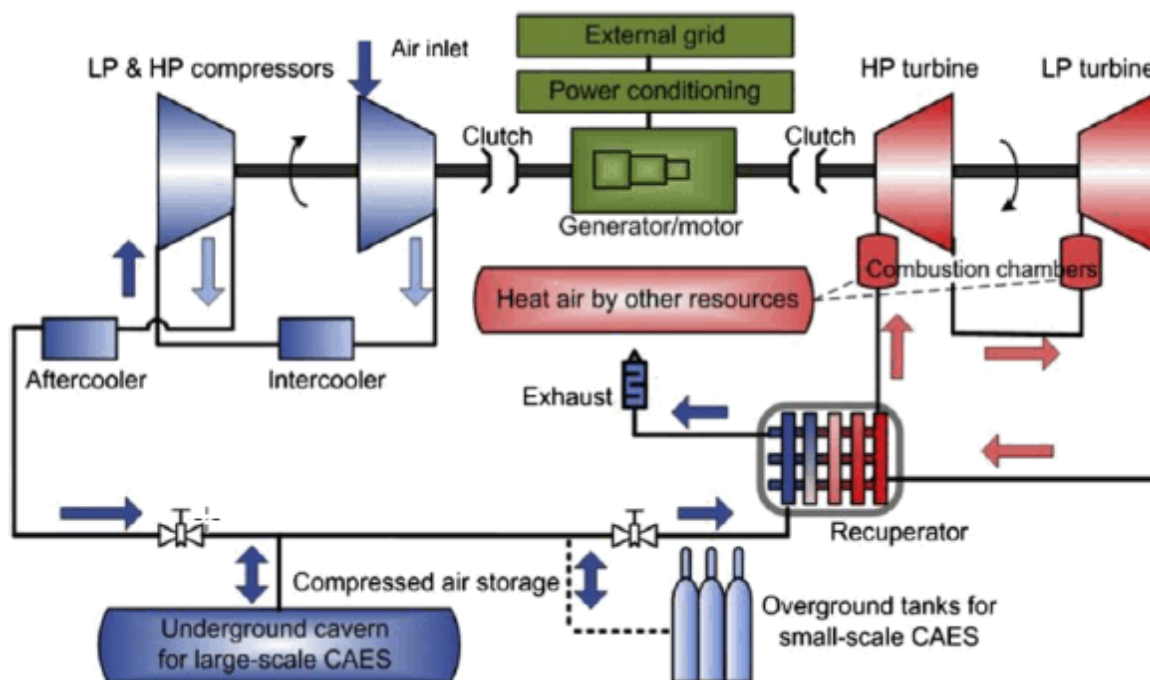
- τα **συμβατικά** CAES και
- τα **αδιαβατικά** (AA-CAES).

Η διαδικασία λειτουργίας **αποθήκευσης ενέργειας ενός συμβατικού CAES** είναι η εξής: Στην περίπτωση περίσσειας ενέργειας από τη μονάδα ΑΠΕ του υβριδικού σταθμού, η ενέργεια χαμηλού φορτίου χρησιμοποιείται για τη συμπίεση αέρα (περίπου 75bar) εντός ενός στεγανού αποθηκευτικού χώρου με τη βοήθεια ενός συμπιεστή, αφού προηγουμένως ψυχθεί ώστε να εξασφαλίζεται η μέγιστη δυνατή αποθήκευση. Αναλυτικότερα, η ενέργεια από το ΑΠΕ διατίθεται σε ένα διβάθμιο συμπιεστή. Το εργαζόμενο μέσο είναι αέρας περιβάλλοντος. Ο συμπιεσμένος αέρας, μετά την έξοδό του από το συμπιεστή, ψύχεται ξανά, με σκοπό τη διατήρηση της θερμοκρασίας του κοντά στη θερμοκρασία περιβάλλοντος. Η διατήρηση της θερμοκρασίας του αέρα σε χαμηλές τιμές αποσκοπεί στην ελαχιστοποίηση της πυκνότητάς του, συνεπώς και του όγκου του, και στην τελική αποθήκευση κατά το δυνατόν μεγαλύτερης μάζας αέρα στο διαθέσιμο όγκο του χώρου αποθήκευσης. Κατά το τελικό στάδιο αποθήκευσης, ο κρύος και συμπιεσμένος αέρας αποθηκεύεται σε μία υπόγεια δεξαμενή.

Η διαδικασία λειτουργίας **εκφόρτωσης ενέργειας ενός συμβατικού CAES** είναι η εξής: Ο συμπιεσμένος αέρας συγκεκριμένης παροχής, η οποία, προφανώς, εξαρτάται από την απαιτούμενη παραγωγή ισχύος, ελευθερώνεται από τη δεξαμενή αποθήκευσης, θερμαίνεται σε ένα καυστήρα με σκοπό την αύξηση της ειδικής ενθαλπίας του και οδηγείται προς εκτόνωση σε ένα διβάθμιο στρόβιλο, με ενδιάμεση αναθέρμανση του εργαζόμενου μέσου ανάμεσα στις δύο βαθμίδες του. Κατά τις ώρες αιχμής, η αναγκαία ποσότητα αέρα για την κάλυψη του φορτίου ελευθερώνεται από το χώρο αποθήκευσης, προθερμαίνεται, αναμιγνύεται με μικρή ποσότητα καυσίμου και οδηγείται στο θάλαμο καύσης της εγκατάστασης. Τα αέρια εξόδου του θαλάμου καύσης εκτονώνονται σε έναν αεριοστρόβιλο που είναι συνδεδεμένος με γεννήτρια, η οποία παράγει την απαιτούμενη ηλεκτρική ενέργεια

Σε ένα **αδιαβατικό σταθμό αποθήκευσης συμπιεσμένου αέρα (AA-CAES)**, η αφαιρούμενη θερμότητα από τον αέρα κατά τη συμπίεσή του, αντί να απορρίπτεται στο περιβάλλον, αποθηκεύεται σε μία ανεξάρτητη δεξαμενή αποθήκευσης θερμότητας. τα AA-CAES εκμηδενίζεται η κατανάλωση συμβατικών καυσίμων για την αναθέρμανση του αέρα πριν την εκτόνωσή του στις βαθμίδες του στρόβιλου. Το σημαντικό αυτό όφελος αποτελεί το βασικό λόγο ανάπτυξης των AA-CAES.

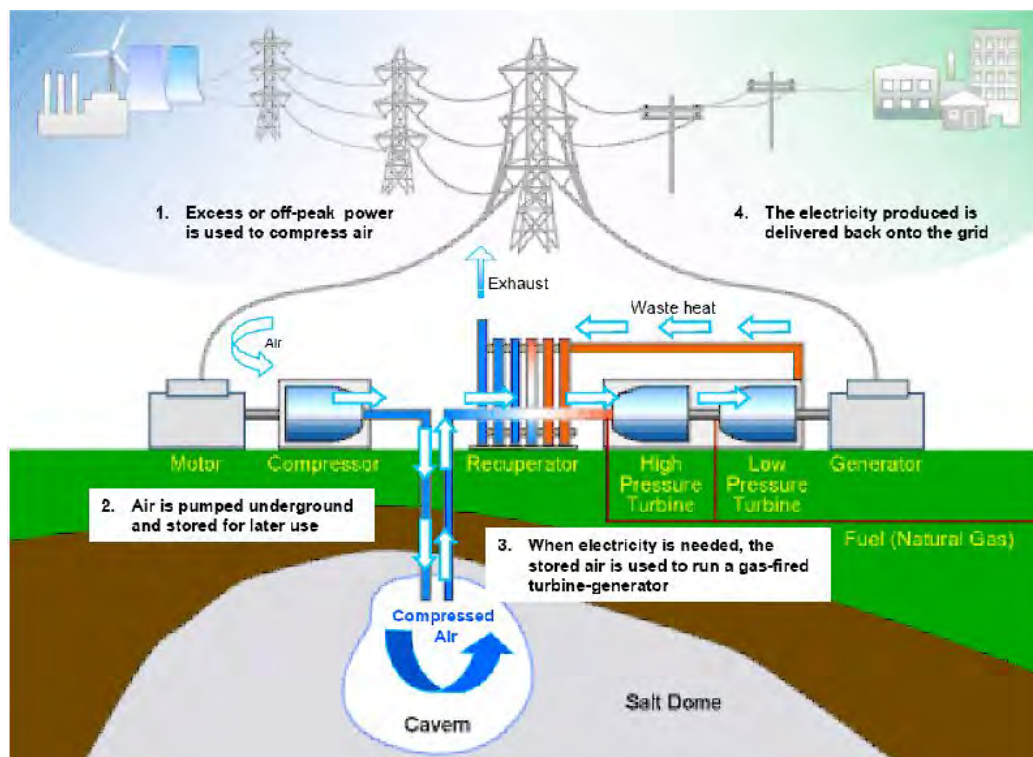
Με τα αδιαβατικά CAES, ο συνολικός βαθμός απόδοσης του κύκλου αποθήκευσης – παραγωγής μπορεί να ανέλθει σε τιμές της τάξης του 70%, προσεγγίζοντας έτσι τις αντίστοιχες τιμές της απόδοσης που επιτυγχάνεται σε ένα αναστρέψιμο υδροηλεκτρικό.



Εικόνα 151: Σχηματικό διάγραμμα δομής και λειτουργίας ενός συμβατικού συστήματος CAES. Πηγή: [46].

Τα μέρη που αποτελούν ένα συμβατικό CAES είναι (Εικόνα 151):

- κινητήρας σε σύμπλεξη με τον συμπιεστή και μία γεννήτρια συνδεδεμένη με τους αεριοστρόβιλους υψηλής και χαμηλής πίεσης.
- συμπιεστής που ίσως περιλαμβάνει δύο ή περισσότερα στάδια, ενδιάμεσους ψύκτες (intercoolers) και συμπληρωματικούς ψυκτήρες (after-coolers), ώστε να επιτυγχάνεται οικονομία στην συμπίεση και να μειώνεται το ποσοστό υγρασίας.
- προθερμαντήρας, ένας αεριοστρόβιλο υψηλής και ένας χαμηλής πίεσης.
- Εξοπλισμός για τον έλεγχο των στοιχείων του συστήματος καθώς και για τη μετάβαση από λειτουργία παραγωγής σε λειτουργία αποθήκευσης.
- Σύστημα αποθήκευσης του καυσίμου και διάφοροι εναλλάκτες θερμότητας.



Εικόνα 152: Σχηματικό διάγραμμα ενός συμβατικού συστήματος CAES. Πηγή: [46].

Ο κύριος περιοριστικός παράγοντας αυτής της τεχνολογίας είναι ότι μπορεί να χρησιμοποιηθεί μόνο σε εφαρμογές μεγάλης κλίμακας, ενώ επιπλέον απαραίτητη προϋπόθεση είναι η ύπαρξη εγκατάστασης αεριοστρόβιλου. Σημαντικό μειονέκτημα συνιστούν και οι διάφοροι γεωλογικοί περιορισμοί. Από την άλλη μεριά, οι τυπικές τιμές ονομαστικής ισχύος των συστημάτων CAES κυμαίνονται μεταξύ 50 - 300MW, ενώ επιπλέον υπάρχει η δυνατότητα μακράς αποθήκευσης, ίσως και πάνω από ένα έτος, λόγω των χαμηλών απωλειών. Επιπλέον πλεονέκτημα συνιστά ο γρήγορος χρόνος απόκρισης, δεδομένου ότι σε κανονικές συνθήκες λειτουργίας ένα σύστημα CAES μπορεί να αναλάβει φορτίο μέσα σε 12 λεπτά, τη στιγμή που ο ίδιος χρόνος για συμβατικό αεριοστρόβιλο κυμαίνεται μεταξύ 20 – 30min. Μη λαμβάνοντας υπόψη το ρόλο του αερίου και με βάση μόνο την απόδοση της εκτόνωσης και της συμπίεσης, ο ολικός ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης, που μπορεί ευθέως να συγκριθεί με τις άλλες τεχνολογίες αποθήκευσης, είναι περίπου 70% [46].

Η τεχνολογία CAES δεν είναι πράσινη, αφού κατά τη διάρκεια ενός κύκλου φόρτισης-εκφόρτισης 1 kWh παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας απαιτεί περίπου 0,75kWh ενέργειας συμπίεσης και 1,25kWh καυσίμου [36]. Αυτή η απαιτούμενη ποσότητα καυσίμου αποτελεί το κυριότερο θέμα αντιπαράθεσης σχετικά με την ανεπιθύμητη αποδοχή τέτοιων συστημάτων. Το κόστος των συστημάτων CAES εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από τη γεωλογία του υπεδάφους και τυπικά κυμαίνεται μεταξύ \$400 - \$800/kW. Πρέπει να σημειωθεί ότι βρίσκεται υπό ανάπτυξη και η τεχνολογία CAES μικρής κλίμακας (small scale CAES), στην οποία ο πεπιεσμένος αέρας αποθηκεύεται σε ειδικές δεξαμενές, αλλά το σημερινό της κόστος την καθιστά μη βιώσιμη. Άλλα χαρακτηριστικά της συγκεντρωτικά:

- Σε έναν συμβατικό σταθμό παραγωγής, τα 2/3 του φυσικού αερίου καταναλώνονται για την κίνηση του συμπιεστή. Για παράδειγμα, για την παραγωγή 1kWh απαιτούνται 4650kJ καυσίμου και 0,75kWh ηλεκτρικής ενέργειας.
- Παρουσιάζει απόκριση της τάξης των 10min για κρύα εκκίνηση.
- Έχει συνολικό βαθμό απόδοσης της τάξης του 70%.

Πλεονεκτήματα:

1. Υψηλή δυνατότητα αποθήκευσης ενέργειας.
2. Μεγάλη πυκνότητα αποθηκευμένης ενέργειας (kWh αποθηκευμένης ενέργειας ανά m³ όγκου δεξαμενής αποθήκευσης).
3. Σχετικά χαμηλό κόστος ανά kWh.
4. Κατάλληλο για αποκεντρωμένες μονάδες παραγωγής.
5. Επιπλέον, πλεονεκτήματα των αδιαβατικών CAES είναι η εξάλειψη της κατανάλωσης καυσίμου για την αναθέρμανση του αέρα πριν από την εκτόνωσή του στους στροβίλους, και η συμπίεση του αέρα χωρίς ενδιάμεση και τελική ψύξη, που επιτρέπει τη διατήρηση υψηλών θερμοκρασιών μετά τη συμπίεση και, συνεπώς, υψηλά ποσά αποθηκευόμενης θερμότητας στη δεξαμενή αποθήκευσης.

Μειονεκτήματα:

1. Περιορισμοί στην εύρεση κατάλληλου υπεδάφους για την εγκατάσταση.
2. Τα υπάρχοντα σχέδια βασίζονται ως επί το πλείστον σε καυστήρες αερίου.



EXAMPLES IN USE

Two large-scale commercial plants:

- Huntorf, Germany (above): power output of 290 MW, two caverns of 150,000 m³ for production over 4 hours. The power rating of the charging rate is 60 MW (*i.e.* it takes 12 hours to charge).
- McIntosh, Alabama (US): power output of 110 MW, discharge time of 26 hours. Air is stored in mined cavern of 283,000 m³.

KEY DATA

Installed capacity:	400 MW	■
Power rating:	10 - 1,000 MW	■
Discharge duration:	2 - 30 hours	■
Response time:	Sec - min	■
Efficiency:	40 - 75%	■
Lifetime:	20 - 30 years	■

High/fast ■ ■ ■ Low/slow

Εικόνα 153: Παράδειγμα εφαρμογής συστήματος CAES. Πηγή: [23].

7.1.4.2. Σφόνδυλοι (Flywheels) - Flywheel Energy Storage (FES)

Τα συστήματα FES αποθηκεύουν ενέργεια σε περιστρεφόμενη μάζα, σύμφωνα με τον υπολογισμό της κινητικής ενέργειας σε περιστροφική κίνηση από τη σχέση:

$$K = \frac{1}{2} I \omega^2 \quad 7.13$$

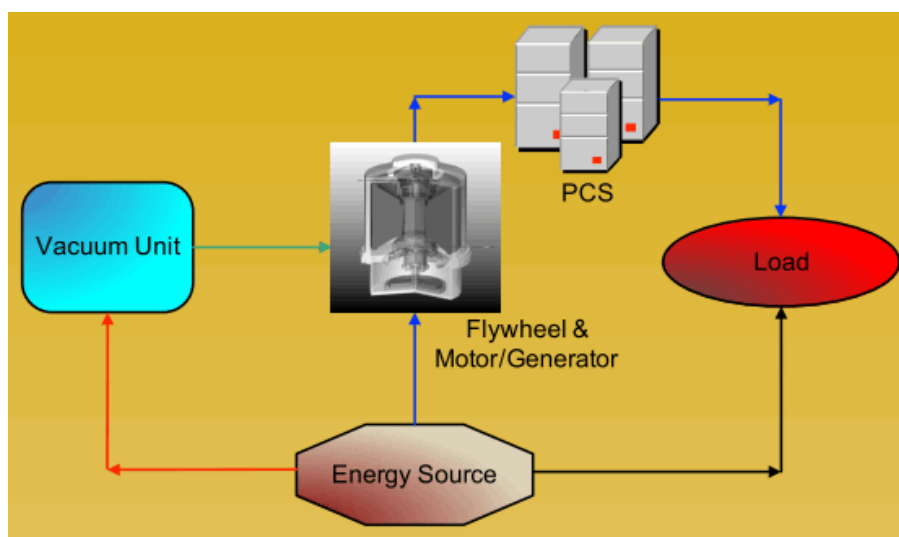
Όπου:

I είναι η ροπή αδράνειας του σώματος και είναι ανάλογη του τετραγώνου της ακτίνας περιστροφής.

Αυξάνοντας την ακτίνα περιστροφής, αυξάνεται η ενέργεια αποθήκευσης (kWh). Η ενέργεια κινητήρα ή γεννήτριας μπορεί να αποθηκευτεί σε αυτό. αποδίδουν καλά για αιχμές ισχύος εξόδου 100kW έως 2MW και για χρονικά διαστήματα εκφόρτισης από 12s έως 60s [47].

Στην Εικόνα 154 δείχνονται τα μέρη που συνιστούν ένα σύστημα Flywheel Energy Storage (FES). Αποτελείται από πέντε κύρια μέρη:

- Σφόνδυλο
- Έδρανα στήριξης
- Αντιστρέψιμο κινητήρα - γεννήτρια
- Μονάδα ηλεκτρονικών ισχύος
- Θάλαμο κενού αέρα



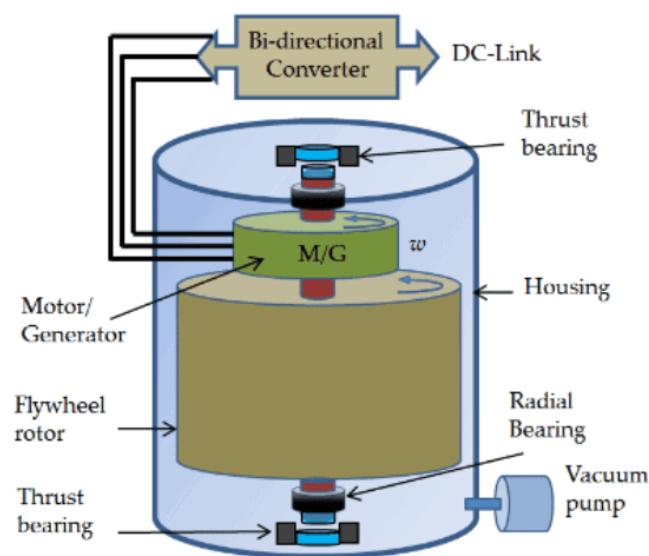
Εικόνα 154: Σχηματικό διάγραμμα FES. Πηγή: [47].

Ο περιστρεφόμενος συμπαγής δίσκος (σφόνδυλος) είναι προσαρμοσμένος σε άξονα περιστροφής. Ο δίσκος συγκρατείται με τη βοήθεια μαγνητικών εδράνων. Τα μαγνητικά έδρανα υποστηρίζουν το βάρος της μάζας του δίσκου λόγω απωθητικών δυνάμεων. Ο σφόνδυλος βρίσκεται σε θάλαμο κενού για την ελαχιστοποίηση των τριβών. Η καλύτερη λειτουργία τους είναι σε χαμηλές θερμοκρασίες, για αυτό ψύχονται με υγρό άζωτο (βλέπε

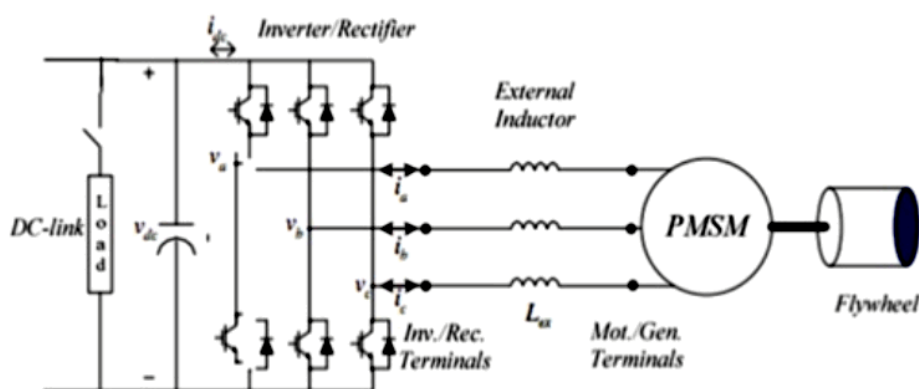
και Εικόνα 155). Οι απώλειες κατά τη λειτουργία χωρίς φορτίο είναι έως και 2%. Είναι κατάλληλοι για εφαρμογές αδιάλειπτης παροχής και διασφάλισης ποιότητας ισχύος.

Το σύστημα αποθηκεύει ενέργεια όταν ο σφόνδυλος περιστρέφεται σε υψηλές ταχύτητες περιστροφής από τον κινητήρα. Αποδίδει ενέργεια χρησιμοποιώντας την κινητική του ενέργεια λόγω της ροπής αδράνειας του περιστρεφόμενου σφονδύλου σε ταχύτητες περιστροφής $>20.000\text{rpm}$ έως και 100.000rpm και διεγείροντας την ηλεκτρογεννήτρια.

Παρουσιάζει άμεση απόκριση. Εμφανίζονται σε εφαρμογές ισχύος που από $10\text{kW} - 10\text{MW}$, με ειδικό κόστος περίπου $300\$/\text{kW}$.

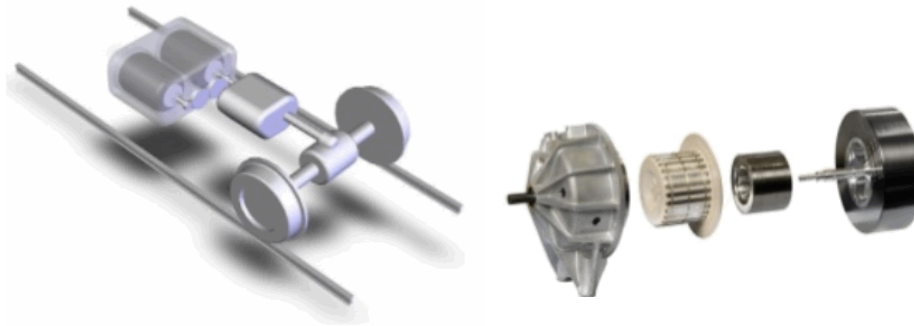


Εικόνα 155: Διάγραμμα κατασκευής και λειτουργίας ενός FES. Πηγή: [47].

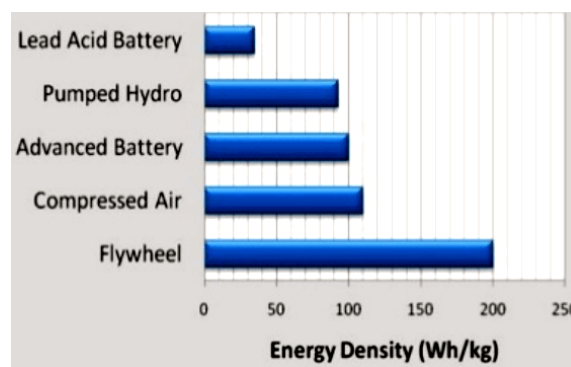


Εικόνα 156: Κύκλωμα ηλεκτρονικών ισχύος για την σύνδεση του FES με ηλεκτρικό φορτίο. Πηγή: [47].

Κυρίαρχος περιορισμός: η αντοχή του υλικού κατασκευής του δίσκου. Όσο πιο ανθεκτικός ο δίσκος, τόσο πιο γρήγορα μπορεί να περιστραφεί και τόσο περισσότερη ενέργεια μπορεί να αποθηκεύσει. Όταν ξεπεράσουμε το όριο θραύσης ο σφόνδυλος θα συντριβεί απελευθερώνοντας άμεσα όλη την αποθηκευμένη ενέργεια.



Εικόνα 157: Εφαρμογή FES σε ηλεκτρικό όχημα. Πηγή: [47].



Εικόνα 158: Σύγκριση FES με άλλες μονάδες αποθήκευσης ενέργειας ως προς την πυκνότητα ενέργειας. Πηγή: [47].



EXAMPLES IN USE

- Stephentown, New York US (above): 20 MW plant with 200 flywheels providing frequency regulation with 4 second response time, storing 5 MWh over 15 minutes with a 85% round-trip efficiency.
- Okinawa (Japan): 23 MW plant from Toshiba, regulating frequency since 1996.

KEY DATA

Installed capacity:	45 MW	Yellow
Power rating:	1 - 1,000 kW	Red
Discharge duration:	sec - hour	Yellow
Response time:	10 - 20 ms	Green
Efficiency:	70 - 95%	Green
Lifetime:	15 - 20 years	Light Green

High/fast ■ ■ ■ ■ Low/slow

Εικόνα 159: Παράδειγμα εφαρμογής ενός συστήματος FES. Πηγή: [23].

7.1.4.3. Αποθήκευση σε υπεραγωγούς σε μαγνητικό πεδίο - *Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES)*

Η ενέργεια αποθηκεύεται σε μαγνητικό πεδίο που αναπτύσσεται λόγω της ροής ρεύματος γύρω από υπεραγωγίμο πηνίο. Αποθήκευση γίνεται σε μαγνητικό πεδίο σε πολύ χαμηλές θερμοκρασίες -218°C έως -196°C (55-77°K) όπου η ωμική αντίσταση των αγωγών είναι μηδενική. Η αποθήκευση ενέργειας συμβαίνει χωρίς χημικές αντιδράσεις, αποθηκεύεται στα πηνία με μορφή μαγνητικού πεδίου, και υπολογίζεται από τη σχέση:

$$U = \frac{1}{2} LI^2 \quad 7.14$$

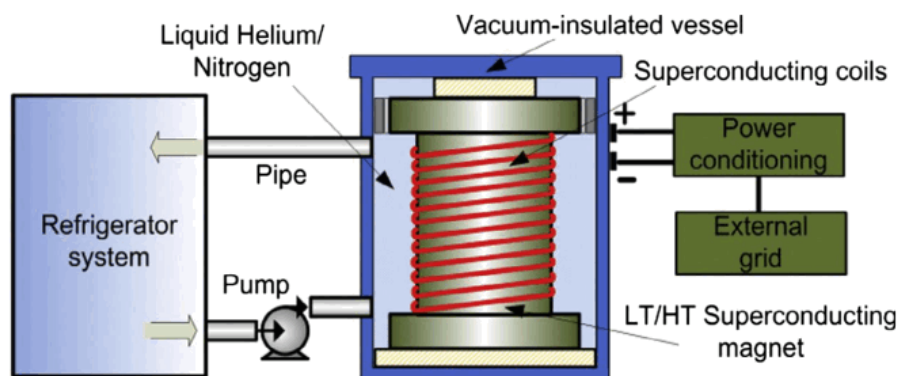
Όπου:

I είναι η ένταση του συνεχούς ρεύματος (DC)

L η αυτεπαγωγή του πηνίου. Βασίζεται στο φαινόμενο υπεραγωγιμότητας υπό συνθήκες κρυογένειας και υψηλού κενού.

Για την απαιτούμενη ψύξη γίνεται χρήση δεξαμενών υγρού ηλίου. Τα υπεραγωγίμα υλικά μπορεί να είναι: κράματα νιοβίου-τιτανίου, νιοβίου- κασσιτέρου. Τα SMES είναι κατάλληλα για εφαρμογές αδιάλειπτης παροχής και διασφάλισης ποιότητας ισχύος

Οι μελέτες [47] δείχνουν δυνατότητα κατασκευής μονάδας SMES με απόδοση ισχύος της τάξης των 2GW.



Εικόνα 160: Σχηματικό διάγραμμα SMES. Πηγή: [47].

Πλεονεκτήματα:

1. Πολύ γρήγορη απόκριση στην απόδοση ισχύος και την φόρτιση, από 100ms έως 60s.
2. Υψηλή ενεργειακή πυκνότητα (4000W/L).
3. Υψηλός βαθμός απόδοσης 97-98%.
4. Χαμηλή συντήρηση (χρόνος ζωής μεγαλύτερος από 30 χρόνια).

Μειονεκτήματα:

1. Το υψηλό κόστος (\$1.000/kg, 10k\$/kWh, ή 7,2k\$/kW) που οφείλεται στην παρουσία των ηλεκτρονικών ισχύος.
2. Πολυπλοκότητα κατασκευής.
3. Ανάγκη να διατηρείται σε χαμηλές θερμοκρασίες με υγρό άζωτο.

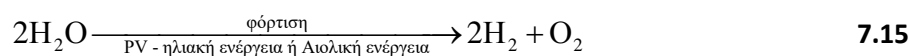


Εικόνα 161: Παράδειγμα εφαρμογής ενός συστήματος SMES. Πηγή: [23].

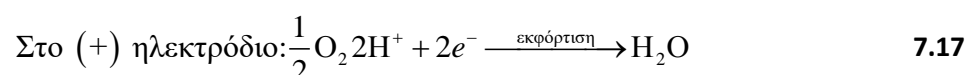
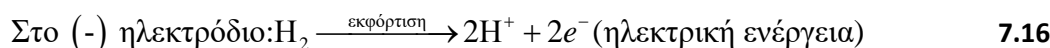
7.1.4.4. Αποθήκες Υδρογόνου, Κυψέλες Καυσίμου - Hydrogen Storage, Fuel Cell

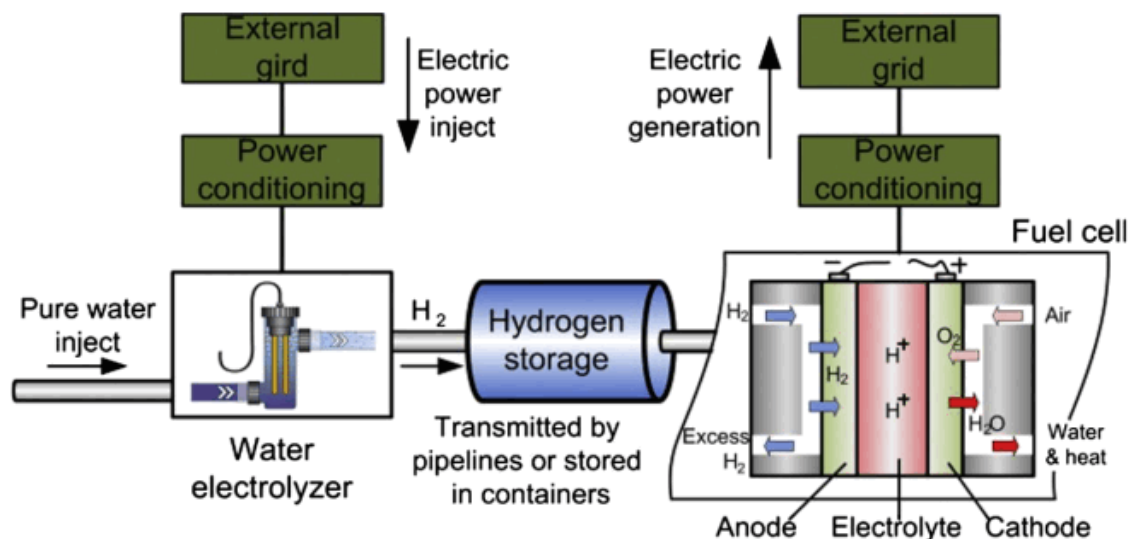
Σε μία κυψέλη καυσίμου παράγονται. Η χημική αλληλουχία είναι τέτοια, ώστε τα αντιδρώντα στοιχεία εισέρχονται στην κυψέλη, ενώ ταυτόχρονα τα προϊόντα της αντίδρασης εξέρχονται από αυτή, με τον ηλεκτρολύτη να παραμένει εντός της κυψέλης (Εικόνα 162). Στην περίπτωση που το υδρογόνο αποθηκεύεται με σκοπό να εξασφαλιστεί συνεχής παροχή ισχύος από την κυψέλη καυσίμου, τότε η όλη διάταξη ονομάζεται ως αναγεννούμενη κυψέλη καυσίμου (regenerative fuel cell – RFC).

Κατά την διάρκεια φόρτισης το νερό διασπάται σε υδρογόνο και οξυγόνο:



Κατά την διάρκεια εκφόρτισης οι αντιδράσεις στα ηλεκτρόδια είναι οι εξής





Εικόνα 162: Σχηματικό διάγραμμα Hydrogen Storage, Fuel Cell. Πηγή: [47].

Ανάλογα με τον ηλεκτρολύτη, οι διαθέσιμοι τύποι κυψελών καυσίμου είναι:

- αλκάλια (alkaline – AFC),
- μεμβράνη ανταλλαγής πρωτονίων (proton exchange membrane – PEMFC),
- άμεσης μεθανόλης (direct methanol – DMFC),
- άμεσης αιθανόλης (direct ethanol – DEFC),
- φωσφορικό οξύ (phosphoric acid – PAFC),
- τηγμένα ανθρακικά άλατα (molten carbonate – MCFC),
- στερεοποιημένα οξείδια (solide oxide – SOFC)

Πλεονεκτήματα:

1. Κατάλληλο για εφαρμογές μικρής και μεγάλης κλίμακας.
2. Χαμηλή επίδραση με το περιβάλλον.

Μειονεκτήματα:

1. Χαμηλή απόδοση (35-45 %) παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.
2. Υψηλό κόστος επένδυσης.
3. Τήρηση συνθηκών ασφάλειας, ευαισθησία στη μόλυνση του υδρογόνου.
4. Χαμηλή ενεργειακή πυκνότητα σε συνθήκες περιβάλλοντος.



EXAMPLES

- Utsira project in Norway: excess of power from two 600 kW wind turbines is converted into hydrogen by a 48 kW electrolyzer and stored in compressed tanks (2,400 m³ at 200 bar) and can supply a 55 kW hydrogen combustion engine.

KEY DATA

Installed capacity:	~2 MW	■
Power rating:	kW - GW	■
Discharge duration:	Min - Weeks	■
Response time:	sec - min	■
Efficiency:	25 - 45%	■
Lifetime:	5 - 30 years	■

High/fast ■ ■ ■ ■ Low/slow

Εικόνα 163: Παράδειγμα εφαρμογής συστήματος Hydrogen Storage, Fuel Cell. Πηγή: [23].



EXAMPLES

- E.ON Falkenhagen project: 2 MW electrolyzers supplied by excess wind power have been built to generate up to 360 m³ per hour of hydrogen, which will be injected into the Ontras transmission gas network at a maximum pressure of 55 bar.

KEY DATA

Installed capacity:	~2 MW	■
Power rating:	kW - GW	■
Discharge duration:	Hours - Weeks	■
Response time:	sec - min	■
Efficiency:	25 - 50%	■
Lifetime:	30 years	■

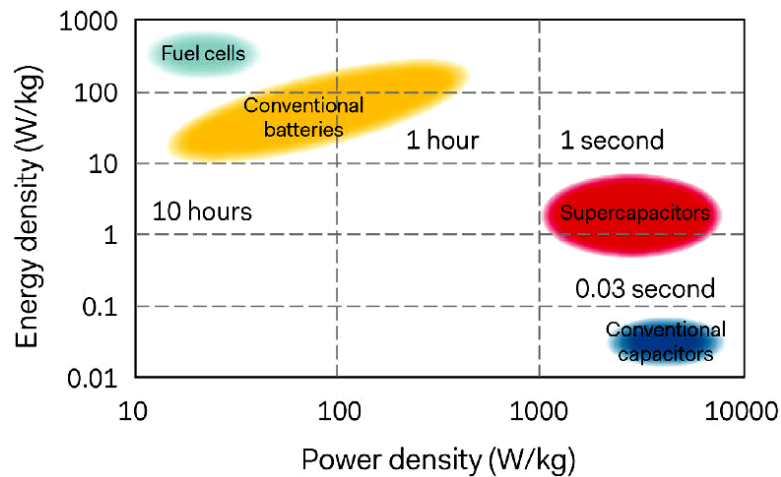
High/fast ■ ■ ■ ■ Low/slow

Εικόνα 164: Άλλο ένα παράδειγμα εφαρμογής συστήματος Hydrogen Storage, Fuel Cell. Πηγή: [23].

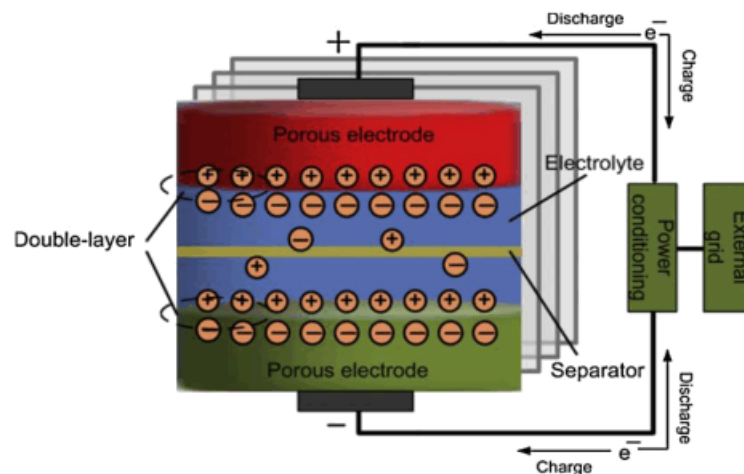
7.1.4.5. Υπερπυκνωτές - Capacitors and Super capacitors

Οι υπερπυκνωτές έχουν αρχή λειτουργίας αντίστοιχη εκείνης των πυκνωτών αλλά με δυνατότητα μεγαλύτερης αποθήκευσης ενέργειας, χρησιμοποιώντας για τη δημιουργία διηλεκτρικού στρώματος λεπτά φιλμ πολυμερών. Τα ηλεκτρόδια κατασκευάζονται από πορώδη άνθρακα. Χωρητικότητα και ενεργειακή πυκνότητα χιλιάδες-εκατομμύρια φορές μεγαλύτερη από τις αντίστοιχες των κοινών πυκνωτών (5F/cm² έναντι των 40μF/cm²).

Παρουσιάζουν ταχεία φόρτιση (60-80% της μέγιστης χωρητικότητάς του από 30s έως 60s). Οι περισσότερες εφαρμογές τους αφορούν σε οχήματα (boost για εκκίνηση), ενώ είναι δημοφιλής τεχνολογία σε υβριδικά αυτοκίνητα.



Εικόνα 165: Σύγκριση χαρακτηριστικών διαφορετικών τεχνολογιών αποθήκευσης ενέργειας που τοποθετεί στο κόκκινο σημείο τους υπερπυκνωτές.



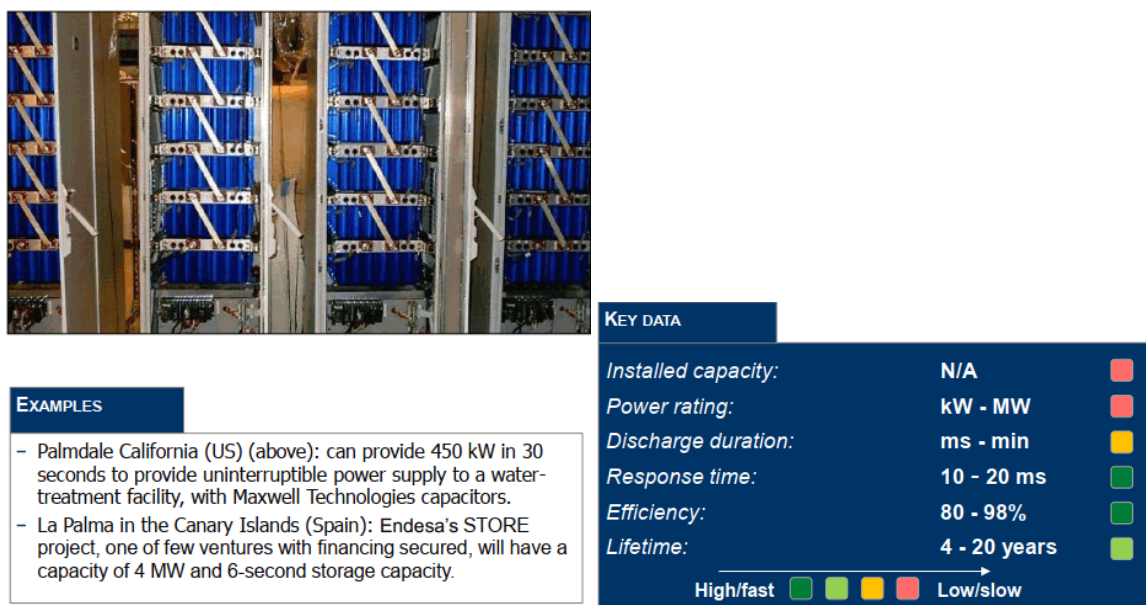
Εικόνα 166: Σχηματικό διάγραμμα δομής και λειτουργίας υπερπυκνωτή. Πηγή: [47].

Πλεονεκτήματα:

1. Μεγάλη απόδοση.
2. Αντοχή σε πολλούς κύκλους λειτουργίας.
3. Κατάλληλο για όλες τις κλίμακες έργων.
4. Υψηλής ισχύος.

Μειονεκτήματα:

1. Χαμηλή ενέργεια.
2. Απαιτεί συνεχή ενέργεια προκειμένου να διατηρεί σταθερή έξοδο ρεύματος.
3. Σχετικά υψηλό κόστος ανά μονάδα χωρητικότητας.



Εικόνα 167: Παράδειγμα εφαρμογής συστήματος υπερπυκνωτών. Πηγή: [23].

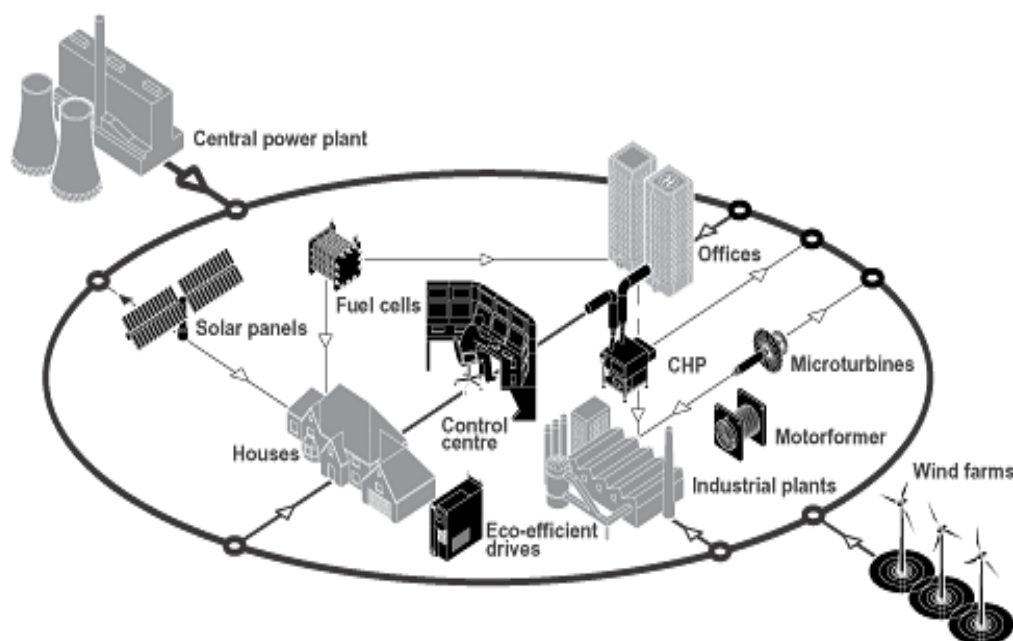
7.1.5. Συμπεράσματα που αφορούν στις τεχνολογίες αποθήκευσης ενέργειας

1. Οι ηλεκτροχημικοί συσσωρευτές, είναι ανταγωνιστικοί ως προς τις τεχνολογίες αποθήκευσης μεγάλου μεγέθους, όταν η ζήτηση ισχύος που καλείται να καλύψει ο υβριδικός σταθμός είναι μικρού μεγέθους, οπότε αποκλείονται τεχνολογίες όπως αναστρέψιμου υδροηλεκτρικού ή ενός σταθμού συμπιεσμένου αέρα.
2. Πρακτικά, για μεγέθη ισχύος άνω των 2MW η χρήση ηλεκτροχημικών συσσωρευτών δεν ενδείκνυται, ούτε για ενεργειακούς – τεχνικούς, ούτε για οικονομικούς λόγους.
3. Για παράδειγμα, το κόστος κατασκευής της μονάδας αποθήκευσης ενός υβριδικού σταθμού για την 100% κάλυψη των αναγκών μιας χαμηλής ζήτησης ισχύος, με ετήσια αιχμή γύρω στα 500kW, εκτιμάται:
4. Περίπου στα 8.000.000€, στην περίπτωση που κατασκευαστεί αναστρέψιμο υδροηλεκτρικό με δεξαμενές νερού χωρητικότητας 150.000m³ σε μανομετρικά της τάξης των 120m.
5. Περίπου στα 5.500.000€ στην περίπτωση που κατασκευαστεί σταθμός συμπιεσμένου αέρα με δεξαμενή αποθήκευσης συμπιεσμένου αέρα της τάξης των 10.000m³ σε πίεση 70bar.
6. Περίπου στο 1.500.000€ συνολικά, συμπεριλαμβανομένων των αντικαταστάσεων κατά τη διάρκεια ζωής του υβριδικού σταθμού, στην περίπτωση που χρησιμοποιηθούν ηλεκτροχημικοί συσσωρευτές οξέος μολύβδου.

7.2. Διεσπαρμένη Παραγωγή Ενέργειας (ΔΠΕ)

Διεσπαρμένη Παραγωγή Ενέργειας (ΔΠΕ) ή στα αγγλικά Distributed Energy Generation, (DEG) ορίζεται ως η παραγωγή ενέργειας μικρής κλίμακας από μια ποικιλία συσκευών που είναι συνδεδεμένες κοντά στα σημεία κατανάλωσης, δηλαδή μέσα στο δίκτυο χαμηλής τάσης. Η παραγωγή αυτή στα περισσότερα κράτη ορίζεται στα επίπεδα του 1kW έως τα 100kW.

Ουσιαστικά ιδιώτες επενδυτές, απλοί καταναλωτές αλλά και ο κεντρικός φορέας θα μπορούν να εγκαθιστούν μικρές μονάδες παραγωγής υψηλής απόδοσης ή ΑΠΕ σε διάφορα σημεία μέσα στο δίκτυο. Η ενέργεια αυτή στην περίπτωση των καταναλωτών (πλέον και παραγωγών ταυτόχρονα) θα μπορεί να αυτό-καταναλώνεται είτε να διατίθεται στο δίκτυο. Στην Εικόνα 168 βλέπουμε ένα πιθανό σενάριο διεσπαρμένου δικτύου.



Εικόνα 168: Σχηματική απεικόνιση ενός πιθανού σεναρίου διεσπαρμένου δικτύου. Πηγή: Διαδίκτυο.

Η ΔΠΕ μπορεί να έχει εφαρμογή και να καλύψει πολλές σημερινές τυπικές ανάγκες:

1. Οικιακή
2. Εμπορική
3. Ισχύς δικτύου
4. Βιομηχανική
5. Περιφερειακή θέρμανση
6. Αγροτική Ανάπτυξη

Σε όλους τους παραπάνω κλάδους θα μπορέσουμε να κάνουμε καλύτερη διαχείριση της ενέργειας. Έτσι θα έχουμε μείωση του κόστους ενέργειας, καθώς οι καταναλωτές θα μπορούν να αυτό-καταναλώνουν τη δική τους ενέργεια ή να την διαθέτουν σε συμφέρουσα

τιμή στο δίκτυο. Επίσης θα έχουμε υψηλής ποιότητας ρεύμα κοντά σε μονάδες που το χρειάζονται, όπως κλινικές για τα ιατρικά μηχανήματα, τηλεπικοινωνιακά κέντρα, βιομηχανίες υψηλής τεχνολογίας κ.λπ., καθώς και μονάδες μηχανικής υποστήριξης ασθενών σε κατοικίες.

Από την σκοπιά της εθνικής στρατηγικής, με την ανάπτυξη ενός διεσπαρμένου μοντέλου ενέργειας, μπορεί να επιτευχθεί ως ένα βαθμό η εθνική ενεργειακή μας αυτάρκεια. Θα έχουμε ολοένα και μικρότερη εξάρτηση από εισαγόμενα ορυκτά καύσιμα που συχνά καθορίζουν και σημαντικότερα ζητήματα πέραν της τιμής του καυσίμου.

Βέβαια πέραν των σημαντικών πλεονεκτημάτων, η ευρεία χρήση διεσπαρμένης ενέργειας, έχει και εμφανή μειονεκτήματα αλλά και δυσκολίες υλοποίησης που όμως με την εξέλιξη της τεχνολογίας μπορούν να ξεπεραστούν.

Τα βασικότερα μειονεκτήματα και δυσκολίες εντοπίζονται στα ακόλουθα:

- Με τα σημερινά δεδομένα έχουμε ένα αρκετά υψηλό κόστος κεφαλαίου ανά παραγόμενη kW συγκριτικά με τις υπάρχουσες κεντρικές εγκαταστάσεις συμβατικών καυσίμων. Βέβαια υπάρχουν και μεγάλες διακυμάνσεις στα κόστη κεφαλαίου ανάλογα την επιλογή της τεχνολογίας διεσπαρμένης παραγωγής.
- Λόγω της μεγάλης συμμετοχής ΑΠΕ σε ένα τέτοιο δίκτυο είναι αδύνατη η ακριβής πρόβλεψη της παραγωγής. Αυτό συμβαίνει γιατί η παραγωγή επηρεάζεται από τον καιρό. Αν και έχουμε πλέον αρκετά ακριβείς προβλέψεις για τον καιρό, αυτό δεν μπορεί να μεταφραστεί σε ακριβείς πρόβλεψη για την ποσότητα ισχύος που θα παραχθεί. Οπότε πρέπει πάντα να υπολογίζουμε σε μια σημαντική απόκλιση και να έχουμε συστήματα ασφαλείας και εφεδρείας σε περιπτώσεις βύθισης υποσταθμών.
- Θα έχουμε ένα αρκετά υψηλό κόστος αρχικής αποθήκευσης συμβατικών ορυκτών πόρων ως εφεδρεία του διεσπαρμένου δικτύου ενέργειας. Ειδικά σε απομονωμένες περιοχές, χωρίς διασύνδεση σε κεντρικό δίκτυο, είναι κρίσιμο το να έχουμε αρκετά αποθέματα ανά πάσα στιγμή.
- Η αμφίδρομη ροή ενέργειας στο υπάρχον δίκτυο. Όταν σχεδιάστηκε το δίκτυο μεταφοράς και διανομής ενέργειας, υπήρχε μόνο το κλασσικό μοντέλο από πάνω προς τα κάτω. Δηλαδή μεταφορά ενέργειας από τα κεντρικά εργοστάσια στον τελικό καταναλωτή. Πλέον όμως θα έχουμε και παραγωγή σε χαμηλότερες βαθμίδες, μέση και χαμηλή τάση, και ανταλλαγή αυτής μέσα σε αυτές. Γι' αυτό το λόγο υπάρχει σημαντική ερευνητική δουλειά που ασχολείται με τα απαραίτητα μέτρα ασφαλείας που θα χρειαστούν για να μην προκαλέσει ατυχήματα και βλάβες η αμφίδρομη αυτή ροή.
- Η διεσπαρμένη παραγωγή, όπως είδαμε στα πλεονεκτήματα, μειώνει σημαντικά τους άμεσους ρύπους στο περιβάλλον. Δεν συμβαίνει όμως το ίδιο και με την έμμεση ρύπανση. Η έμμεση ρύπανση έχει να κάνει με τις εκπομπές κατά την διάρκεια κατασκευής και εγκαταστάσεις των απαραίτητων εξοπλισμών. Καθώς επίσης και της

αισθητικής ρύπανσης καθώς οπτικά μπορούν να αλλοιώσουν ολόκληρες περιοχές και θα πρέπει να γίνεται προσεκτική μελέτη. Τέλος είναι πιθανή και η ηχορύπανση αφού μιλάμε για παραγωγή κοντά στα κέντρα κατανάλωσης.

- Ένας παράγοντας που ανησυχεί και οδηγεί σε σκεπτικισμό είναι τι θα γίνει με την υπάρχουσα αγορά ορυκτών καυσίμων, καθώς διαφαίνεται ότι θα ανεβεί σημαντικά η εξάρτηση από το φυσικό αέριο λόγω της χρήσης του από τις αναπτυσσόμενες διασπαρμένες τεχνολογίας ενέργειας.
- Πέραν της αμφίδρομης ροής του ρεύματος υπάρχει και η τεχνική δυσκολία του εντοπισμού των γραμμών που αντιμετωπίζουν πρόβλημα. Είναι δηλαδή πιθανό, λόγω της συνεισφοράς στο ρεύμα βραχυκύκλωσης από τις διεσπαρμένες γεννήτριες, να παραμείνουν διεγερμένες γραμμές που αντιμετωπίζουν βλάβη και να μην μπουν σε διαδικασία αυτό-απόσβεσης σφαλμάτων ή να επανασυνδεθούν αποκομμένες γεννήτριες που έχουν χάσει τον συγχρονισμό τους. Αυτό μπορεί να προκαλέσει ζημιά στις γεννήτριες αλλά και στις συσκευές του καταναλωτή λόγω αποκλίσεων στην ονομαστική τάση και συχνότητα.

Βάζοντας λοιπόν κάτω τα πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα της διεσπαρμένης παραγωγής αλλά και τις κοινωνικοπολιτικές εξελίξεις, η επιστημονική κοινότητα έχει μεγάλες προσδοκίες ότι θα αποτελέσει κινητήριο δύναμη στις υποδομές του μέλλοντος. Συνοψίζοντας, οι προσδοκίες αυτές έχουν βάσει λόγω των παρακάτω υποθέσεων:

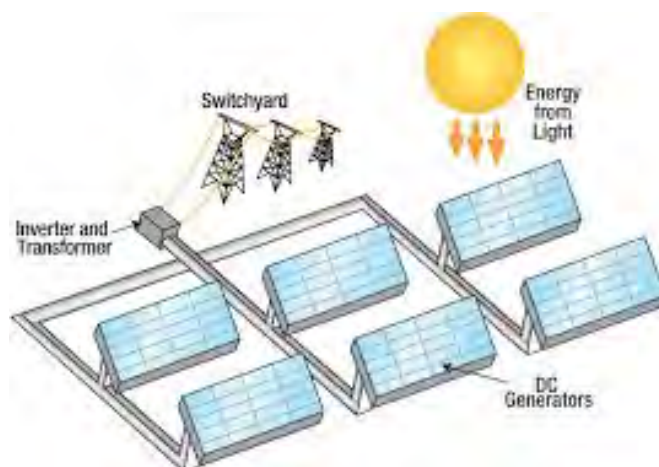
- Θα υπάρξει μεγάλη βελτίωση στις υπάρχουσες τεχνολογίες τόσο ως προς το κόστος παραγωγής αλλά τόσο ως και προς τις επιδόσεις τους.
- Η σημερινή μορφή του μακροδικτύου θα αποδειχθεί πολύ δαπανηρή ως προς την συντήρηση της αλλά και απαγορευτική για περιβαλλοντολογικούς λόγους.
- Η διάδοση της τεχνολογίας συμπαραγωγής που θα αναλύσουμε παρακάτω θα απαιτεί παραγωγή ενέργειας όσο το δυνατόν πιο κοντά στην κατανάλωση.
- Θα υπάρξει μεγάλη ζήτηση για ποιοτική και σταθερή ενέργεια.
- Η ζήτηση της ενέργειας θα είναι πιο αργή από την αύξηση ζήτησης, σε σύγκριση με την οικονομική ανάπτυξη.

7.3. Τεχνολογίες μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για DG δίκτυα

Φυσικά η υλοποίηση ενός δικτύου διεσπαρμένης παραγωγής μπορεί να αναπτυχθεί και να υλοποιηθεί με απεριόριστους τρόπους. Ας δούμε λοιπόν αρχικά τις διαθέσιμες, σήμερα, τεχνολογικές επιλογές που έχουμε για παραγωγή διεσπαρμένης ενέργειας.

7.3.1. Φωτοβολταϊκά Συστήματα

Τα φωτοβολταϊκά (ΦΒ) κελιά ή ηλιακά στοιχεία ή πλαίσια ή φωτοβολταϊκές γεννήτριες είναι ομαδοποιημένοι επεξεργασμένοι ημιαγωγοί μικρού πάχους σε επίπεδη επιφάνεια. Η πρόσπτωση της ηλιακής ακτινοβολίας πάνω σε αυτή την επίπεδη επιφάνεια δημιουργεί ηλεκτρική τάση. Τα φωτοβολταϊκά συνδέονται μεταξύ τους ηλεκτρολογικά για να μας δώσουν την επιθυμητή ισχύ που θέλουμε σχηματίζοντας φωτοβολταϊκές συστοιχίες (PV arrays).



Εικόνα 169: Σχηματική απεικόνιση μιας φωτοβολταϊκής συστοιχίας. Πηγή: Διαδίκτυο.

Υπάρχουν δύο βασικές κατηγορίες φωτοβολταϊκών. Τα κρυσταλλικού πυριτίου και τα λεπτών μεμβρανών. Και στις δύο κατηγορίες το πυρίτιο αποτελεί την βάση, όπως άλλωστε και για άνω του 90% των διαθέσιμων Φ/Β που παράγουμε παγκοσμίως.

Ένα ΦΒ σύστημα αποτελείται από τα παρακάτω δομικά στοιχεία:

- Τη φωτοβολταϊκή γεννήτρια με τη μηχανική υποστήριξη και πιθανόν ένα σύστημα παρακολούθησης της ηλιακής τροχιάς.
- Μπαταρίες για αποθήκευση αν το επιθυμούμε. Γενικώς δεν χρησιμοποιούνται, εκτός σε απομακρυσμένες εγκαταστάσεις όπως είναι εξοχικές κατοικίες και ειδικές εφαρμογές όπως φάρους. Γενικώς η σύνδεση του πάνελ γίνεται απευθείας με το υφιστάμενο δίκτυο της ΔΕΗ.
- Καθορισμό ισχύος και συσκευή ελέγχου που περιλαμβάνει φροντίδα για μέτρηση και παρατήρηση.

- Εφεδρική γεννήτρια. Η επιλογή του πώς και ποια από αυτά τα στοιχεία ολοκληρώνονται μέσα στο σύστημα εξαρτάται από ποικίλες εκτιμήσεις.

Υπάρχουν δυο κύριες κατηγορίες συστημάτων ως προς τον τρόπο διασύνδεσής τους. Το διασυνδεδεμένο με το δίκτυο και το αυτόνομο.

Η απλούστερη μορφή του δεύτερου εκ των δυο αποτελείται απλώς από μια φωτοβολταϊκή γεννήτρια, η οποία μόνη της τροφοδοτεί με συνεχές ρεύμα ένα φορτίο οποτεδήποτε υπάρχει επαρκής φωτεινότητα. Αυτού του τύπου το σύστημα είναι κοινό σε εφαρμογές άντλησης. Σε άλλες περιπτώσεις το σύστημα περιέχει συνήθως μια φροντίδα για αποθήκευση ενέργειας από τις μπαταρίες. Συχνά συμπεριλαμβάνεται κάποια μορφή ρύθμισης της ισχύος, όπως στην περίπτωση που απαιτείται εναλλασσόμενο ρεύμα να εξέρχεται από το σύστημα. Σε μερικές περιπτώσεις το σύστημα περιέχει μια εφεδρική γεννήτρια.

Τα συνδεδεμένα στο δίκτυο συστήματα μπορούν να χωριστούν σε 2 κατηγορίες. Σε εκείνα στα οποία το δίκτυο ενεργεί απλώς ως μια βοηθητική τροφοδοσία (εφεδρικό δίκτυο) και εκείνα τα οποία μπορούν να λάβουν επίσης πρόσθετη ισχύ από τη ΦΒ γεννήτρια (αλληλοεπιδρώμενο δίκτυο). Μέσα στους ΦΒ σταθμούς όλη η παραγόμενη ισχύς τροφοδοτείται στο δίκτυο.

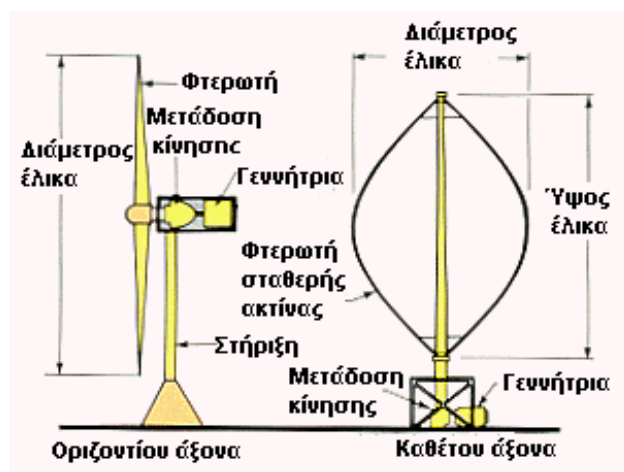
Αυτή τη χρονική στιγμή στην Ελλάδα είναι πλήρως διαδεδομένο και γνωστό το φαινόμενο των φωτοβολταϊκών στις στέγες. Με τα φωτοβολταϊκά σε στέγες η Ευρωπαϊκή Ένωση θέλησε να ωθήσει τους πολίτες της να αξιοποιήσουν την ηλιακή ενέργεια. Έτσι ξεκίνησε το Πρόγραμμα «Φωτοβολταϊκά σε Στέγες» με πολύ ευνοϊκές ρυθμίσεις και πολλά κίνητρα. Το Πρόγραμμα αφορά στέγες και δώματα στα οποία μπορούν να τοποθετηθούν φωτοβολταϊκά συνολικής ισχύος 10kWp. Σε αυτό μπορούν να μετέχουν όλοι οι πολίτες και, προκειμένου για την Ελλάδα, να πωλούν το ρεύμα που παράγουν στη ΔΕΗ. Το κέρδος για τον κάτοχο φωτοβολταϊκών είναι μεγάλο καθώς εισπράττει χρήματα από τη ΔΕΗ για το ρεύμα σε τιμή μεγαλύτερη από ότι αγοράζει.

Στο τέλος του έτους 2014 ψηφίστηκε από την ελληνική Βουλή και η νέα εφαρμογή net metering. Το net metering ουσιαστικά θα δίνει την δυνατότητα να συμψηφίζει ο παραγωγός – καταναλωτής το ρεύμα που παράγει με το ρεύμα που καταναλώνει. Αυτό θα γίνεται σε επίπεδο ρεύματος στους λογαριασμούς της ΔΕΗ και όχι σε επίπεδο χρημάτων. Αυτό έχει το πλεονέκτημα ότι δεν υπάρχει φόβος μη πληρωμής της παραγωγής μας. Επίσης δεν θα υπάρχει άγχος από τις ενδεχόμενες αυξήσεις στα τιμολόγια της ΔΕΗ καθώς ο χρήστης θα συμψηφίζει πάντα ρεύμα. Βέβαια θέλει προσοχή στην εγκατάσταση καθώς δεν πρέπει να έχουμε πλεονασματική παραγωγή, καθώς αυτή δεν πληρώνεται.

7.3.2. Αιολικά συστήματα

Αιολική ενέργεια λέμε την ενέργεια που παράγεται από την εκμετάλλευση του ανέμου. Η ενέργεια αυτή συγκαταλέγεται στις «ήπιες μορφές ενέργειας» καθώς περιλαμβάνεται στις "καθαρές" πηγές, όπως συνηθίζονται να λέγονται οι πηγές ενέργειας που δεν εκπέμπουν ή δεν προκαλούν ρύπους. Ο άνθρωπος είχε εντοπίσει από τα αρχαία χρόνια την αξία της

αιολικής ενέργειας και πρώτη γνωστή χρήση ήταν τα ιστία των πρώτων ιστιοφόρων πλοίων. Αργότερα κάναμε χρήση της ενέργειας αυτής μετατρέποντας στην σε μηχανική στους ανεμόμυλους στην ξηρά. Η ονομασία αιολική προέρχεται από τον θεό του ανέμου, Αίοιο, της ελληνική μυθολογίας.



Εικόνα 170: Σχηματική απεικόνιση δύο ειδών ανεμογεννητριών. Πηγή: Διαδίκτυο

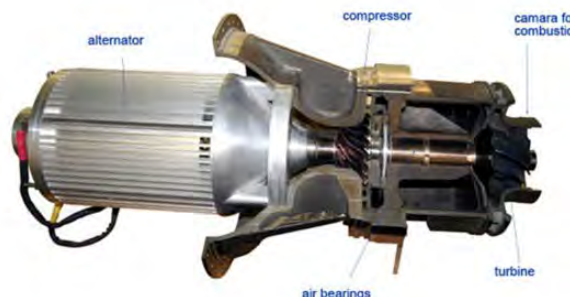
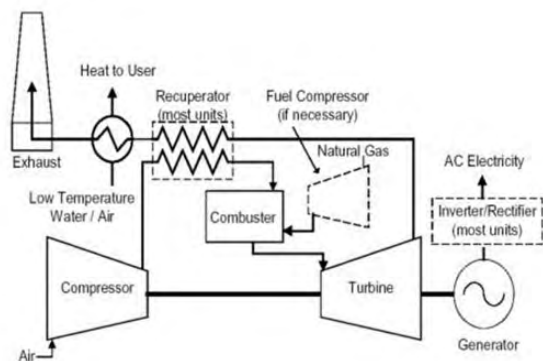
Η αιολική ενέργεια αποτελεί σήμερα μια πολύ ελκυστική λύση για την διαδικασία ηλεκτροπαραγωγής καθώς έχει πολύ σημαντικά πλεονεκτήματα. Η «πρώτη ύλη» είναι άφθονη, αποκεντρωμένη, πράσινη και δωρεάν. Δεν εκλύονται αέρια θερμοκηπίου και άλλοι ρύποι, και οι επιπτώσεις στο περιβάλλον είναι μικρές σε σύγκριση με τα εργοστάσια ηλεκτροπαραγωγής από συμβατικά καύσιμα. Επίσης, τα οικονομικά οφέλη μιας περιοχής από την ανάπτυξη της αιολικής βιομηχανίας είναι αξιοσημείωτα. Η σημερινή τεχνολογία βασίζεται σε ανεμογεννήτριες οριζοντίου ή κάθετου άξονα 2 ή 3 πτερυγίων, με αποδιδόμενη ηλεκτρική ισχύ 200 έως 400kW. Πρώτα εντοπίζεται μια ανεμώδης περιοχή και μετά γίνονται εκτενείς μετρήσεις και μελέτες. Εφόσον βρεθεί υψηλό αιολικό δυναμικό τοποθετούνται ανεμογεννήτριες, οι οποίες απαρτίζουν ένα «αιολικό πάρκο». Το μέγεθος του αιολικού πάρκου κρίνεται από τα γεωγραφικά χαρακτηριστικά της περιοχής. Η εγκατάσταση κάθε ανεμογεννήτριας διαρκεί κατά μέσω όρο 1 έως 3 μήνες.

Αρχικά κατασκευάζουμε τα θεμέλια, όπου πάνω ανυψώνεται τμηματικά ο πύργος. Μετά τοποθετείται η άτρακτος στην κορυφή του πύργου. Στη βάση του πύργου συναρμολογείται ο ρότορας ή δρομέας (οριζοντίου άξονα, πάνω στον οποίο είναι προσαρτημένα τα πτερύγια), ο οποίος αποτελεί το κινητό μέρος της ανεμογεννήτριας. Η άτρακτος περιλαμβάνει το σύστημα μετατροπής της μηχανικής ενέργειας σε ηλεκτρική. Στη συνέχεια ο ρότορας ανυψώνεται και συνδέεται στην άτρακτο. Τέλος, γίνονται οι απαραίτητες ηλεκτρικές συνδέσεις. Υπάρχουν και ανεμογεννήτριες κάθετου άξονα όπως φαίνεται στην παραπάνω εικόνα αλλά δεν είναι ιδιαίτερα διαδεδομένοι.

7.3.3. Μικροτουρμπίνες

Οι μικροτουρμπίνες είναι μικρές τουρμπίνες που συνήθως παράγουν ισχύ σε κλίμακα από 25 έως 500kW. Οι μικροτουρμπίνες είναι μικρογραφίες τεχνολογιών που εφαρμόζονται σε

φορτηγά ή τουρμπίνες αεροσκαφών. Παράγουν ενέργεια με την χρήση περιστροφικών μηχανών λόγω της ροή αερίου υπό πίεση. Συνήθως έχουν έναν συμπιεστή που συνδέεται με μια τουρμπίνα μέσω ενός θαλάμου καύσης.



Εικόνα 171: Σχηματικό διάγραμμα και εικόνα μιας τυπικής μικροτουρμπίνας. Πηγή: Διαδίκτυο.

Οι μικροτουρμπίνες χωρίζονται σε δύο κατηγορίες ανάλογα με τον τρόπο που λειτουργούν:

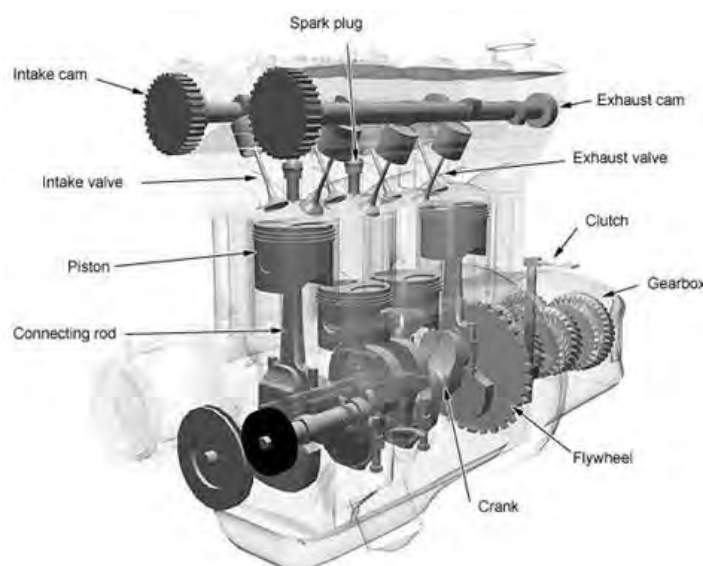
1. Αυτές που λειτουργούν με τη μέθοδο του **απλού κύκλου**, όπου προστίθεται ενέργεια μέσα στον καυστήρα στο ρεύμα αερίου και έτσι αέρας αναμιγνύεται με καύσιμο και αναφλέγεται. Από την ανάμειξη αέρα και καυσίμου πετυχαίνουμε καύση η οποία αυξάνει την πτητικότητα, την θερμοκρασία και τον όγκο του αερίου με αποτέλεσμα αυτό να κατευθύνεται προς τις λεπίδες της τουρμπίνας. Έτσι ενεργοποιεί τον συμπιεστή μέσω της περιστροφής. Οι μικροτουρμπίνες απλού κύκλου έχουν χαμηλότερο κόστος, υψηλότερη αξιοπιστία και περισσότερη θερμότητα διαθέσιμη για τις εφαρμογές συμπαραγωγής.
2. Αυτές που λειτουργούν μέσω της **ανάκτησης θερμότητας**. Οι μονάδες αυτές χρησιμοποιούν έναν εναλλάκτη θερμότητας που αποτελείται από φύλλα μετάλλου και έτσι ανακτά τμήμα της θερμότητας από το ρεύμα αέρα που κατευθύνεται προς την εξάτμιση και το επιστρέφει στο εισερχόμενο κρύο ρεύμα αέρα. Έτσι στην επόμενη καύση έχουμε προθερμασμένο αέρα. Με αυτό τον τρόπο μειώνουμε την ποσότητα των απαιτούμενων καυσίμων για την επίτευξη της θερμοκρασίας που είναι απαραίτητη στην είσοδο του στροβίλου. Στις μονάδες αυτές παράγουμε περισσότερη ηλεκτρική από ότι θερμική ενέργεια σε σχέση με την τεχνολογία χωρίς ανάκτηση. Επιπλέον, έχουμε εξοικονόμηση καυσίμων σε επίπεδα 30% με 40%, από την προθέρμανση.

Οι μικροτουρμπίνες διαθέτουν τα εξής πλεονεκτήματα:

- Αθόρυβη λειτουργία λόγω λίγων δονήσεις
- Χαμηλά επίπεδα εκπομπής καυσαερίων
- Υψηλές θερμικές αποδοτικότητες
- Μικρές ανάγκες συντήρησης
- Υψηλή αξιοπιστία.

7.3.4. Μηχανές εσωτερικής καύσης

Μηχανές εσωτερικής καύσης ονομάζονται οι κινητήριες θερμικές μηχανές στις οποίες γίνεται καύση στο εσωτερικό σώμα τους. Οι πιο γνωστές κατηγορίες μηχανών εσωτερικής καύσης (ΜΕΚ) είναι οι αεριομηχανές, οι βενζινομηχανές, οι πετρελαιομηχανές και οι αεριοστρόβιλοι. Το κύριο χαρακτηριστικό τους είναι η χρήση ανάφλεξης υπό πίεση για την καύση του καυσίμου, το οποίο εισάγεται στο θάλαμο καύσης κατά τη διάρκεια του τελικού σταδίου της συμπίεσης. Μπορούν να έχουν και παραλλαγές όπως οι βενζινομηχανές όπου έχουμε και είσοδο αέρα πριν την καύση αλλά και χρήση μπουζί για τον σπινθήρα. Μελέτες έχουν δείξει ότι οι τρέχοντες περιορισμοί στις ώρες λειτουργίας τους δεν τις καθιστούν ανταγωνιστικές υποψηφίους για συμπαραγωγή. Συνεπώς οι ΜΕΚ μπορούν να χρησιμοποιηθούν μόνο για παραγωγή ηλεκτρικού και μάλιστα πρέπει να επιβάλλουμε περιορισμούς χρήσης σύμφωνα με τους κανονισμούς ελέγχου της ποιότητας του αέρα.



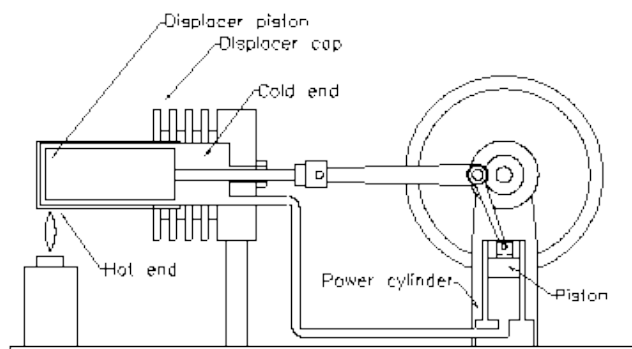
Εικόνα 172: Εικόνα μιας τυπικής μηχανής εσωτερικής καύσης. Πηγή: Διαδίκτυο.

7.3.5. Μηχανές Stirling

Με τις μηχανές Stirling μπορούμε να παράγουμε ηλεκτρισμό αλλά και θερμότητα. Η διάδοση των μηχανών αυτών δεν είναι ιδιαίτερα έντονη αλλά αναπτύσσεται ένα έντονο ενδιαφέρον γύρω τους τον τελευταίο καιρό λόγω των συγκριτικών πλεονεκτημάτων που έχουν σε σχέση με κινητήρες ντίζελ, αεριοστρόβιλων ή ατμοστροβίλων. Παρέχουν δυνατότητα υψηλότερου βαθμού απόδοσης, πολλές επιλογές καυσίμου, καλή και εύρυθμη συμπεριφορά σε ύπαρξη μόνο μερικού φορτίου, χαμηλές εκπομπές ρύπων, χαμηλή επίπεδο ηχορύπανσης και κραδασμών.

Καθώς τα συστήματα Stirling δεν ήταν ιδιαίτερα δημοφιλή ως σήμερα δεν διαθέτουμε ιδιαίτερα συγκεντρωμένα στοιχεία για τη διαθεσιμότητα και την αξιοπιστία τους. Όμως λόγω της μεγάλης έρευνας που υπάρχει γύρω τους θα διαθέτουμε σύντομα στοιχεία. Πάντως από τα πρώτα δείγματα φαίνεται να είναι συγκρίσιμη με εκείνη των κινητήρων ντίζελ. Οι μηχανές

αυτές έχουν εξωτερική καύση και κλειστό κύκλο λειτουργίας, με αποτέλεσμα τα κινούμενα μέρη του κινητήρα να μην εκτίθενται στα προϊόντα της καύσης και έτσι οι φθορές είναι περιορισμένες. Αυτό που θέλει ιδιαίτερη προσοχή είναι η ύπαρξη ικανών στεγνωτικών διατάξεων τέτοιων, ώστε να αποφευχθεί διαρροή του αερίου υψηλής πίεσης προς το εξωτερικό του κυλίνδρου αλλά και λιπαντικού λαδιού προς το εσωτερικό του κυλίνδρου. Για αυτόν τον λόγο η κατασκευή διατάξεων με ικανοποιητική διάρκεια ζωής είναι ακόμα υπό έρευνα.



Εικόνα 173: Σχηματική απεικόνιση μηχανής Stirling. Πηγή: Διαδίκτυο.

Όπως είδαμε, οι μηχανές Stirling έχουν το πλεονέκτημα χρήσης διαφόρων καυσίμων λόγω της εξωτερικής καύσης. Ενδεικτικά μπορούμε να χρησιμοποιήσουμε:

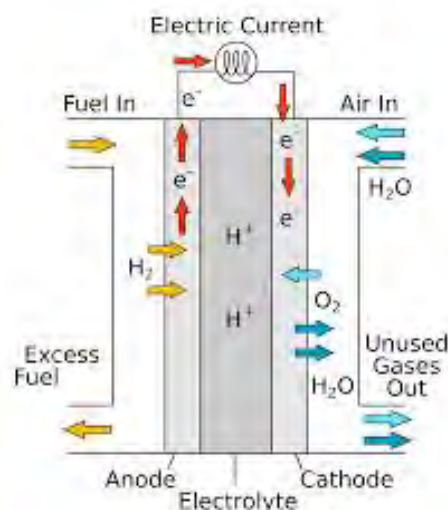
- υγρά ή αέρια καύσιμα.
- αέρια ή υγρά με βάση άνθρακα.
- καύσιμα από βιομάζα.
- καύσιμα από απορρίμματα.

Φυσικά ένα ακόμα πλεονέκτημα αποτελεί η δυνατότητα εναλλαγής καυσίμου χωρίς διακοπή της λειτουργίας.

7.3.6. Κυψέλες Καυσίμου

Η κυψέλη καυσίμου (fuel cell) είναι μια ηλεκτροχημική συσκευή, που μετατρέπει τη χημική ενέργεια του καυσίμου σε ηλεκτρισμό χωρίς τη μεσολάβηση της καύσης. Στη βασική της μορφή λειτουργεί ως εξής : υδρογόνο και οξυγόνο αντιδρούν με την παρουσία ηλεκτρολύτη και παράγουν νερό, ενώ ταυτόχρονα αναπτύσσεται ένα ηλεκτροχημικό δυναμικό που προκαλεί ροή ηλεκτρικού ρεύματος στο εξωτερικό κύκλωμα (φορτίο). Καθώς η αντίδραση είναι εξώθερμη, παράγεται θερμότητα που μπορεί να χρησιμοποιηθεί ωφέλιμα.

Το απαιτούμενο υδρογόνο παράγεται από ορυκτά καύσιμα και συνήθως μεθάνιο (CH_4), που αποτελεί το κύριο συστατικό του φυσικού αερίου. Ορισμένοι τύποι κυψελών μπορούν να λειτουργήσουν επίσης και με διοξείδιο του άνθρακα ή υδρογονάνθρακες.



Εικόνα 174: Σχηματική απεικόνιση κυψέλης καυσίμου. ντίζελ. Πηγή: Διαδίκτυο.

Πρόκειται για τεχνολογία που βρίσκεται στο στάδιο της έρευνας και ανάπτυξης.εν είναι πλατιά γνωστή και διαδεδομένη ακόμη αλλά έχει πολύ καλές προοπτικές εφαρμογών στη συμπαραγωγή. Οι κυψέλες καυσίμου είναι κατάλληλες για συμπαραγωγή στον βιομηχανικό και εμπορικό-κτιριακό τομέα (ιδιαίτερα σε συνδυασμό με το φυσικό αέριο).

Κύρια πλεονεκτήματά τους είναι τα ακόλουθα :

- αρθρωτή (modular) δομή, που διευκολύνει την κατασκευή μονάδων με την επιθυμητή ισχύ,
- διατήρηση υψηλού ηλεκτρικού βαθμού απόδοσης ακόμα και σε μερικό φορτίο (δηλ. φορτίο μικρότερο του ονομαστικού),
- ευκολία αυτοματισμού,
- χαμηλές εκπομπές ρύπων,
- χαμηλή στάθμη θορύβου.

Οι χαμηλές εκπομπές ρύπων και η χαμηλή στάθμη θορύβου κάνουν τις κυψέλες καυσίμου πιο κατάλληλες από άλλα συστήματα για εγκατάσταση και λειτουργία σε κατοικημένες περιοχές και σε κτίρια όπως ξενοδοχεία, νοσοκομεία, κ.λπ.

Μειονεκτήματα, που εμποδίζουν προς το παρόν την πλατιά διάδοσή τους, είναι το υψηλό κόστος κατασκευής και η σχετικά μικρή διάρκεια ζωής.

Οι προσπάθειες για αντιμετώπιση των προβλημάτων αυτών συνεχίζονται με προγράμματα έρευνας και ανάπτυξης καθώς και με κατασκευή επιδεικτικών μονάδων.

7.3.7. Γεωθερμία

Σε περιοχές με σχετικά πρόσφατη ηφαιστειότητα διάπυρο υλικό από το εσωτερικό της γης έχει κινηθεί προς την επιφάνεια και το υπέδαφος έχει θερμανθεί. Η θερμότητα αυτή μεταφέρεται σε τυχόν υδροφόρους σχηματισμούς της περιοχής. Τα νερά θερμαίνονται και

κυκλοφορούν μέσα στα πετρώματα φθάνοντας σε πολλές περιπτώσεις μέχρι την επιφάνεια. Κάποιες άλλες φορές τα νερά εγκλωβίζονται σε μη υδατοπερατά πετρώματα και αποκτούν θερμοκρασίες που ξεπερνούν τους 350°C.

Η γεωθερμική ενέργεια υψηλής ενθαλπίας χρησιμοποιείται κυρίως για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Η εγκατεστημένη ισχύς των γεωθερμικών μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στον κόσμο ανέρχεται σε 6.000 MW περίπου. Η γεωθερμική ενέργεια χαμηλής και μέσης ενθαλπίας βρίσκεται σε διεθνές επίπεδο πολλές εφαρμογές στη γεωργία, τη γεωργική βιομηχανία, την κτηνοτροφία –ιχθυοκαλλιέργεια και τη θέρμανση χώρων. Η τεχνολογία που απαιτείται για την εκμετάλλευση των γεωθερμικών ρευστών αυτής της κατηγορίας έχει αναπτυχθεί σε σημαντικό βαθμό και είναι ευρύτατα γνωστή. Συνιστάται κυρίως στη χρήση εναλλακτών θερμότητας ή σε μερικές περιπτώσεις, στην απευθείας χρήση των γεωθερμικών ρευστών.

Η περιφερειακή θέρμανση οικισμών και πόλεων ευρίσκει εφαρμογή σε πολλές χώρες. Με την εφαρμογή τηλεθέρμανσης με γεωθερμική ενέργεια δύνανται να δημιουργηθούν ιδιαίτερα ευνοϊκές συνθήκες εκμετάλλευσης διότι η παραγωγή θερμικής ενέργειας εξασφαλίζεται από εγκαταστάσεις χαμηλού κόστους κατασκευής, συντηρήσεως και, κυρίως, λειτουργίας. Οι θερμικές απαιτήσεις εξαρτώνται από τις κλιματολογικές συνθήκες, ενώ οι θερμοκρασίες σχεδιασμού από τη χρήση (κατοικίες 18-20°C, γραφεία 17-18°C κ.λπ.).

Για να γίνει συνδυασμός τηλεθέρμανσης και κάλυψης αναγκών σε ζεστό νερό πρέπει η θερμοκρασία του γεωθερμικού ρευστού να είναι τουλάχιστον 65°C. Για να είναι οικονομικά συμφέρουσα μια εκμετάλλευση τηλεθέρμανσης με τη χρήση γεωθερμικής ενέργειας χαμηλής ενθαλπίας πρέπει το κόστος της γεωθερμικής ενέργειας να αντιστοιχεί στο 50-60% του κόστους πετρελαίου.

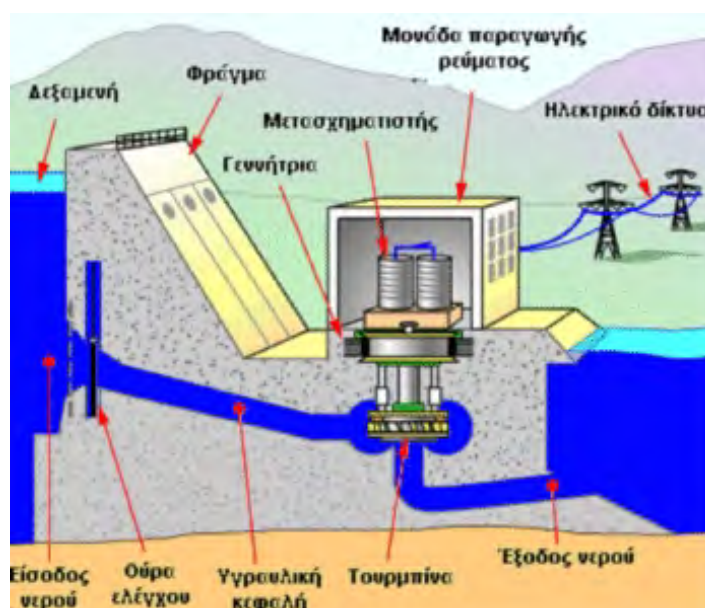
Αφαλάτωση θαλασσινού νερού με γεωθερμικά ρευστά σαν θερμαντικό μέσο δύνανται να επιτευχθεί με τη μέθοδο της πολυσταδιακής εξάτμισης εν κενό (MES). Για να είναι οικονομικά συμφέρουσα η αφαλάτωση πρέπει η θερμοκρασία των γεωθερμικών ρευστών να είναι τουλάχιστον 60°C. Η θερμοκρασία απόρριψης σχεδιάζεται να είναι 40-50°C.

Η απαραίτητη θερμοκρασία στο νερό της δεξαμενής της ιχθυοκαλλιέργειας κυμαίνεται από 14 έως 30°C, ανάλογα με το είδος της. Η ιχθυοκαλλιέργεια μπορεί να γίνει είτε μεμονωμένα με γεωθερμικά ρευστά σαν θερμαντικό μέσο, θερμοκρασίας 25 έως 35°C, είτε από το απορριπτόμενο νερό από τη θέρμανση θερμοκηπίων. Στη δεύτερη περίπτωση εκτιμάται ότι από τα απορριπτόμενα νερά 5 στρεμμάτων γυάλινου θερμοκηπίου με τριαντάφυλλα δύναται να θερμανθεί δεξαμενή χελοτροφείου όγκου 500m³.

Η χώρα μας λόγω των ειδικών γεωλογικών συνθηκών της είναι πλούσια σε γεωθερμική ενέργεια. Μέχρι το 1980, οι έρευνες στη χώρα μας περιορίζονταν στον εντοπισμό γεωθερμικών ρευστών χαμηλής ενθαλπίας, με σκοπό την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Το γεωθερμικό δυναμικό υψηλής ενθαλπίας εντοπίστηκε κυρίως κατά μήκος του ηφαιστειακού τόξου του Νοτίου Αιγαίου (Μήλος, Νίσυρος κ.λπ.). Παράλληλα όμως, είχαμε και τον εντοπισμό ρευστών μέσης και χαμηλής ενθαλπίας.

7.3.8. Μικρά υδροηλεκτρικά

Υδροηλεκτρική ενέργεια είναι η ενέργεια που προέρχεται από την πτώση του νερού από κάποιο ύψος. Η πηγή της ενέργειας είναι η βαρύτητα. Καθώς πέφτει το νερό από κάποιο ύψος η δυναμική του ενέργεια μετατρέπεται σε κινητική, στη συνέχεια σε μηχανική και τελικά σε ηλεκτρική ενέργεια. Η ενέργεια του νερού, την οποία και αξιοποιούμε, είναι ανανεώσιμη και προέρχεται από την ηλιακή ενέργεια, που προκαλεί την εξάτμιση και στη συνέχεια τις βροχοπτώσεις. Το φαινόμενο αυτό καλείται υδρολογικός κύκλος.



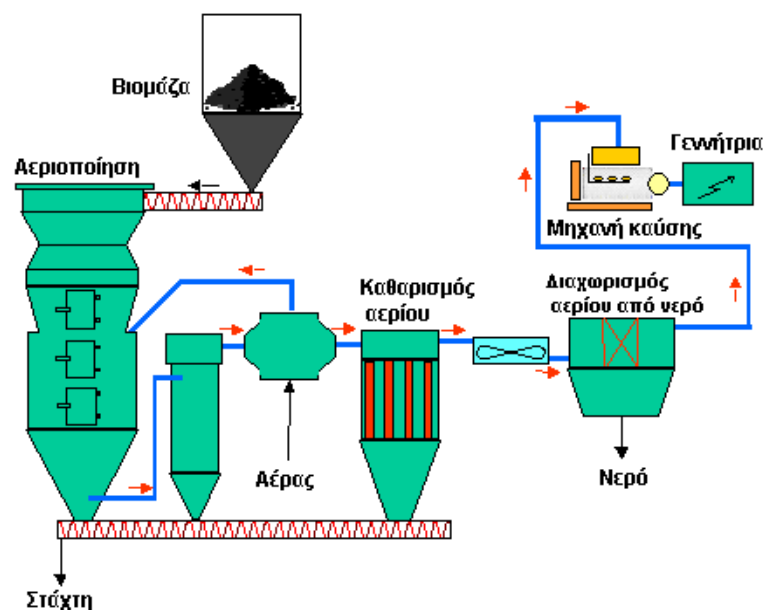
Εικόνα 175: Σχηματική απεικόνιση ενός μικρού υδροηλεκτρικού. Πηγή: Διαδίκτυο.

7.3.9. Βιομάζα

Ο όρος βιομάζα χρησιμοποιείται για να υποδηλώσει:

1. Τα υλικά ή τα υποπροϊόντα και κατάλοιπα της φυσικής, ζωικής δασικής και αλιευτικής παραγωγής,
2. τα υποπροϊόντα τα οποία προέρχονται από τη βιομηχανική επεξεργασία των υλικών αυτών,
3. τα αστικά λύματα και σκουπίδια,
4. τις φυσικές ύλες που προέρχονται είτε από φυσικά οικοσυστήματα π.χ., αυτοφυή φυτά δάση είτε από τεχνητές φυτείες αγροτικού ή δασικού τύπου.

Η βιομάζα είναι ανανεώσιμη αφού αποτελεί αποθήκη ενέργειας της οποίας πηγή είναι ο ήλιος και επίσης κατά την καύση της δεν παράγεται CO₂. Μετατρέπουμε την ενέργεια ξηρής βιομάζας σε ισοδύναμο πετρέλαιο με τον ακόλουθο τρόπο: Η ξηρή βιομάζα (0% υγρασία) έχει ενέργεια 4.000kcal/kg. Το πετρέλαιο έχει ενέργεια 10.000kcal/kg. Συνεπώς ο συντελεστής 0,4 μετατρέπει την ενέργεια ξηρής βιομάζας σε ισοδύναμη ενέργεια πετρελαίου.



Εικόνα 176: Σχηματικό διάγραμμα μιας τυπικής εγκατάστασης επεξεργασίας βιομάζας. Πηγή: Διαδίκτυο.

7.3.10. Ενέργεια από κύματα

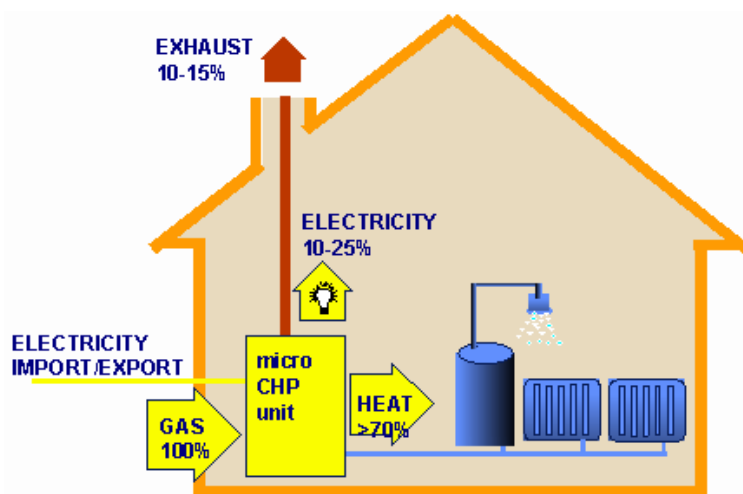
Η κυματική ενέργεια και η εκμετάλλευση της παλιρροιακή ενέργειας είναι μάλλον στα πρώτα βήματα τους. Η ηλεκτρική παραγωγή από κυματική ενέργεια, είναι πολύ πιο προβλέψιμη από την παραγωγή αιολικής καθώς τα κύματα, από την στιγμή που δημιουργούνται, συνεχίζουν να μεταδίδουν ενέργεια για αρκετή ώρα και απόσταση – περίπου 8h είναι η συνήθης περίοδος μέσα στην οποία η θαλάσσια κατάσταση μπορεί να προβλεφθεί με ακρίβεια.

Για την αξιοποίηση της κυματικής ενέργειας υπάρχουν διαφόρων ειδών αναπτυσσόμενες τεχνολογίες. Ορισμένες χρησιμοποιούν ταλαντευόμενες στήλες νερού. Άλλες έχουν κατασκευαστεί ώστε να επιπλέουν και να κινούνται από τα κύματα. Μια από τις ελπιδοφόρες κατασκευές ονομάζεται «πάπια». Αποτελείται από μια σειρά από πτερύγια που κινούνται από τα κύματα πάνω-κάτω, όπως οι πάπιες. Η κίνησή τους γίνεται με άξονα μια κοιλότητα που περιέχει λάδι. Με την κίνηση τους αντλούν το λάδι και δίνουν κίνηση σε έναν στρόβιλο που με τη σειρά του κινεί μια γεννήτρια. Το πρόβλημα είναι ότι η γραμμή των πτερυγίων πρέπει να έχει μήκος μεγαλύτερο από ένα χιλιόμετρο.

7.4. Συμπαραγωγή (CHP)

Συμπαραγωγή ή CHP ονομάζεται η συνδυασμένη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και θερμότητας από την ίδια αρχική πηγή ενέργειας. Με τον συμβατικό τρόπο παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, δηλαδή χρησιμοποιώντας τη χημική ενέργεια των υδρογονανθράκων ή την ενέργεια σχάσης κάποιου πυρηνικού καυσίμου, μεγάλες ποσότητες θερμότητας (περίπου τα 2/3 της ενέργειας του χρησιμοποιούμενου καυσίμου) αποβάλλονται στο περιβάλλον, είτε μέσω των ψυκτικών κυκλωμάτων (συμπυκνωτές, πύργοι ψύξης κ.λπ.), είτε μέσω των καυσαερίων (αεροστρόβιλοι κ.λπ.). Με τη μέθοδο της συμπαραγωγής, σημαντικό μέρος της θερμότητας αυτής ανακτάται και χρησιμοποιείται προς όφελος του παραγωγού βελτιώνοντας τη χρήση της εκλυόμενης ενέργειας του καυσίμου. Το χρησιμοποιούμενο καύσιμο μπορεί να είναι οποιοδήποτε ορυκτό καύσιμο ή βιομάζα. Το συνηθέστερο, τόσο για οικονομικούς όσο και για περιβαλλοντικούς λόγους είναι το φυσικό αέριο.

Για να αξιοποιηθεί πλήρως ένα σύστημα συμπαραγωγής πρέπει να καλύπτει τις ανάγκες σε θέρμανση αλλά και ψύξη της εγκατάστασης στην οποία εφαρμόζεται. Η επέκταση των συστημάτων συμπαραγωγής για την κάλυψη και των ψυκτικών φορτίων (ψύξη και κλιματισμός) είναι σχετικά πρόσφατη. Η ταυτόχρονη παραγωγή ηλεκτρικής, θερμικής και ψυκτικής ενέργειας από την ίδια ενεργειακή πηγή είναι γνωστή ως Τριπααραγωγή.



Εικόνα 177: Σχηματικό διάγραμμα μιας τυπικής εγκατάστασης Συμπαραγωγής. Πηγή: Διαδίκτυο.

Τα συστήματα συμπαραγωγής έχουν δύο εφαρμογές. Η πρώτη είναι η κάλυψη των θερμικών και ηλεκτρικών αναγκών μιας αστικής περιοχής, μέσω συστημάτων τηλεθέρμανσης, δηλαδή δικτύων μεταφοράς και παροχής ύδατος, σε θερμοκρασίες 80-150°C, για τη θέρμανση χώρων. Η δεύτερη είναι η εγκατάσταση σε ενεργοβόρες βιομηχανίες και στον τριτογενή τομέα (νοσοκομεία, ξενοδοχεία, μεγάλα κτίρια, αθλητικά κέντρα, κ.λπ.) όπου καλύπτουν τις θερμικές ανάγκες μέσω εκτονωμένου ατμού ή απομαστεύσεων ατμοστροβίλων (ή από ατμό παρεχόμενο από λέβητα που χρησιμοποιεί τα καυσαέρια ενός αεριοστροβίλου για τη θέρμανση του ύδατος).

Τελευταία εξετάζεται και η εγκατάσταση πολύ μικρών μονάδων συμπαραγωγής, για την κάλυψη φορτίων του οικιακού τομέα, τα λεγόμενα μικρο-CHP.

Η χρήση της συμπαραγωγής φαίνεται να έχει πολύ σημαντικά πλεονεκτήματα αλλά και διάφορα ηχηρά μειονεκτήματα που θα πρέπει να επιλύσουμε.

Πλεονεκτήματα:

1. Η χρήση των διεσπαρμένων ενεργειακών πηγών αυτή την στιγμή παρουσιάζει σημαντικές ενεργειακές απώλειες και όχι την επιθυμητά υψηλή απόδοση. Αυτό λοιπόν είναι που κάνει τη συμπαραγωγή ένα πολλά υποσχόμενο σύμμαχο στην προσπάθεια για απαλλαγή από τα παραδοσιακά εργοστάσια παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Το σημερινό συγκεντρωτικό σύστημα παραγωγής και διανομής ισχύος έχει μια μέση απόδοση περίπου στο 33%, που σημαίνει απώλειες της τάξης του 67% από την αρχική ενέργεια που εισήχθη στο σύστημα. Αντιθέτως, ένα καλά σχεδιασμένο σύστημα συμπαραγωγής προσφέρει αποδόσεις της τάξεως του 70-90% ως αποτέλεσμα της ανακύκλωσης της θερμικής ενέργειας που απάγεται από τις μηχανές και της μείωσης των ηλεκτρικών απωλειών. Αυτό, λόγω καλύτερης αξιοποίησης των καυσίμων μεταφράζεται και σε σημαντική μείωση των εκπομπών, ειδικά του CO₂, παράγοντα πολύ σημαντικού από περιβαλλοντικής σκοπιάς αφού οι αυξημένες εκπομπές CO₂ είναι η βασική αιτία του φαινομένου του θερμοκηπίου. Έτσι, η χρήση συμπαραγωγής γίνεται ακόμα πιο δελεαστική στην περίπτωση που αξιοποιούνται οι διατάξεις του Πρωτοκόλλου του Κιότο για τη φορολογία άνθρακα όπως γίνεται στη συγκεκριμένη εργασία.
2. Η ενεργειακή αξιοπιστία και ασφάλεια βελτιώνονται σημαντικά με την εφαρμογή συμπαραγωγής. Μειώνονται οι πιθανότητες οι καταναλωτές να μείνουν χωρίς ηλεκτρική ή/και θερμική ενέργεια.
3. Η συμπαραγωγή προσφέρει διάφορα οικονομικά οφέλη. Η ηλεκτρική ενέργεια και η θερμότητα παρέχονται σε χαμηλότερες τιμές με αποτέλεσμα σημαντική εξοικονόμηση πόρων. Επίσης, η μειωμένη ανάγκη σε καύσιμα μειώνει την εξάρτηση από τις εισαγωγές. Τέλος, μειώνεται η ανεργία αφού δημιουργούνται νέες θέσεις απασχόλησης.
4. Απομακρυσμένες περιοχές, και ειδικότερα σε αναπτυσσόμενες χώρες, μπορούν να ωφεληθούν από τη συμπαραγωγή αφού χωρίς αυτή δε θα είχαν ηλεκτρική ενέργεια λόγω έλλειψης πόρων της εταιρίας παροχής. Προωθεί αποκεντρωμένες λύσεις ηλεκτροπαραγωγής, αφού οι σταθμοί ΣΗΘ σχεδιάζονται να ανταποκρίνονται στις ανάγκες των τοπικών καταναλωτών, παρέχοντας υψηλή απόδοση, αποφεύγοντας απώλειες μεταφοράς της ενέργειας και αυξάνοντας την ευελιξία στη χρήση του ηλεκτρικού συστήματος. Το πλεονέκτημα αυτό είναι ιδιαίτερα σημαντικό, όταν το φυσικό αέριο χρησιμοποιείται σαν κύριο καύσιμο. Αυξάνεται ο ανταγωνισμός στην ηλεκτροπαραγωγή καθώς αυξάνεται η ποικιλία των σταθμών ηλεκτρικής ενέργειας.

Η συμπαραγωγή παρέχει ένα από τα σημαντικότερα μέσα για την προώθηση της απελευθέρωσης της αγοράς ενέργειας.

Μειονεκτήματα:

1. Μεγάλη αύξηση της πολυπλοκότητας τόσο του μοντέλου του προβλήματος όσο και της υλοποίησης του. Ηλεκτρισμός από οποιαδήποτε πηγή μπορεί να φτάσει στον πελάτη μέσω του υπάρχοντος ηλεκτρικού συστήματος ενός κτιρίου, απαιτώντας απλά μια διάταξη ηλεκτρονικών ισχύος για την επικοινωνία μεταξύ των γεννητριών και της καλωδίωσης του κτιρίου. Η συμπαραγωγή όμως, εκτός του ότι αυξάνει τις απαιτήσεις εξοπλισμού, απαιτεί και την εγκατάσταση κατάλληλων αντλιών και σωληνώσεων για τη μεταφορά του ζεστού νερού στα θερμικά σημεία χρήσης και χειριστήρια για να διατηρείται το απαιτούμενο επίπεδο θερμικής εισόδου.
2. Αν και με τη χρήση συμπαραγωγής, η συνολική συμβολή της χώρας στην υπερθέρμανση του πλανήτη μειώνεται, η βελτίωση της ποιότητας του αέρα τοπικά δεν είναι εξασφαλισμένη. Επίσης, είναι πιθανό να μειώνεται ένας ρύπος αλλά να αυξάνεται κάποιος άλλος. Το αποτέλεσμα εξαρτάται από τις τεχνολογίες και τα καύσιμα που χρησιμοποιούνται. Τα τοπικά περιβαλλοντικά προβλήματα μπορούν να αμβλυνθούν μέσω κατάλληλης τοποθέτησης στο χώρο, σχεδίασης, λειτουργίας και σωστής συντήρησης των εγκαταστάσεων συμπαραγωγής.

7.5. Dynamic Pricing ή Contract Pricing ή Net Metering

7.5.1. Dynamic Pricing

Ο όρος dynamic pricing έρχεται να αλλάξει εντελώς την νοοτροπία τιμολόγησης που γνωρίζουμε ως σήμερα. Στο dynamic pricing δεν υπάρχει σταθερή ή κλιμακούμενη χρέωση αλλά δίνεται η δυνατότητα στον πελάτη να επιλέγει πότε θα αγοράσει βάσει των τιμών που ανακοινώνονται σε πραγματικό επίπεδο για τις επόμενες ώρες ή μέρες. Για τον υπολογισμό της τιμής στο dynamic pricing συνυπολογίζονται η τιμή στην χονδρική αγορά, το κόστος για την χρήση των δικτύων, το κέρδος του παρόχου και άλλες χρεώσεις. Με τον τρόπο αυτό βέβαια έχουμε το μειονέκτημα ότι οι καταναλωτές παίρνουν πλήρως στο ρίσκο της τιμής που διαμορφώνεται ανά πάσα στιγμή, αλλά αποκτούν το πλεονέκτημα ότι μειώνεται η χρέωση καθώς η εταιρία παροχής δεν έχει να διαχειριστεί το ρίσκο της πιθανής ξαφνικής μεταβολής τιμών στο ενεργειακό «χρηματιστήριο» [14].

Οι σύγχρονες αγορές ηλεκτρικής ενέργειας (χονδρική αγορά) δεν είναι αρκετά αποτελεσματικές όσον αφορά τον ανταγωνισμό κυρίως εξαιτίας αδυναμίας των πελατών της λιανικής αγοράς και των φορτίων τους, να συμμετέχουν σε αυτές. Η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας στην χονδρική αγορά μεταβάλλεται συνεχώς, παρουσιάζοντας συχνά και μεγάλες αυξομειώσεις του επιπέδου 30% με 50% μέσα σε μία μέρα. Οι λόγοι για τους οποίους η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας παρουσιάζει αυτήν την συμπεριφορά είναι:

1. Το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας διαφέρει ανάλογα με τον τεχνολογία που χρησιμοποιείται. (Για παράδειγμα οι υδροηλεκτρικές μονάδες και εκείνες που χρησιμοποιούν την πυρηνική ενέργεια έχουν κόστος κάτω των 10\$/MWh, ενώ το κόστος για μία συμβατική μονάδα ορυκτών καυσίμων ανέρχεται περίπου στα 100\$/MWh).
2. Το φορτίο του συστήματος, μεταβάλλεται από ώρα σε ώρα.
3. Η ηλεκτρική ενέργεια δεν μπορεί να αποθηκευτεί με οικονομικό τρόπο, και έτσι πρέπει να καταναλώνεται την ίδια στιγμή που παράγεται.
4. Συμβάντα όπως ξαφνική απώλεια μονάδων, του δικτύου ή ακραία καιρικά φαινόμενα, συχνά προκαλούν ανισορροπίες μεταξύ της ζήτησης και της προσφοράς. Μάλιστα, η επαναφορά του συστήματος είναι ακριβή διαδικασία.
5. Η λειτουργία των μονάδων διέπεται από τεχνικούς περιορισμούς. Κάποιες φορές όταν το φορτίο είναι πολύ χαμηλό, η τιμή στην αγορά μηδενίζεται ή γίνεται ακόμα και αρνητική. Αυτό συμβαίνει διότι είναι οικονομικότερο να μείνει μία μονάδα σε λειτουργία (ακόμα και αν αυτό δεν είναι απαραίτητο) παρά να κλείσει και να επαναλειτουργήσει αργότερα.

Η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας στην λιανική αγορά αποτελείται από δύο κύριους παράγοντες, οι οποίοι όμως θα έπρεπε να τιμολογούνται ξεχωριστά:

1. το προϊόν «ηλεκτρικό ρεύμα»
2. την προστασία του καταναλωτή από την μεταβλητότητα της τιμής στην χονδρική αγορά

Οι πελάτες θα έπρεπε να έχουν την ευκαιρία να παρακολουθούν αυτές τις τιμές. Επιτρέποντας τους αυτό, η αγορά γίνεται πολύ πιο ανταγωνιστική, οικονομικά πιο αποτελεσματική, τα δίκτυα πιο σταθερά και ασφαλή ενώ παράλληλα μειώνονται και οι περιβαλλοντικές επιπτώσεις από την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Το να έχει την δυνατότητα ο καταναλωτής να επιλέξει μέσα από μία πληθώρα τιμολογιακών πολιτικών, είναι κάτι ουσιαστικό για τον πραγματικό ανταγωνισμό. Μπορεί να επωφεληθεί με δύο τρόπους:

1. να μην πληρώνει για την προστασία από την μεταβλητότητα της τιμής, αφού πλέον θα είναι και αυτός εκτεθειμένος σε αυτήν
2. να ρυθμίζει την κατανάλωσή του ανάλογα με τα επίπεδα των τιμών, δηλαδή να μειώνει το φορτίο του όταν οι τιμές είναι αυξημένες και αντιστρόφως.

Οι καταναλωτές που ρυθμίζουν το φορτίο τους με βάση τις μεταβολές της τιμής, βοηθούν και στον περιορισμό του μεγέθους των αιχμών της, ως επακόλουθο της μειωμένης παραγωγής των μονάδων τις ώρες αιχμής, όπου το σύστημα είναι συνήθως πολύ πιεσμένο. Μάλιστα, τις μειώσεις στις τιμές αυτές απολαμβάνουν όλοι οι καταναλωτές και όχι μόνο εκείνοι που ρυθμίζουν την κατανάλωσή τους.

7.5.2. Contract Pricing

Προσυμφωνημένη τιμή αγοράς και πώλησης

Αυτό που γίνεται σήμερα ουσιαστικά με τα συμβόλαια αγοράς όλων μας, όπου έχουμε προκαθορισμένες βαθμίδες χρεώσεις ανάλογα με τον όγκο κατανάλωσης. Το ίδιο συμβαίνει και με την πώληση σήμερα που τα συμβόλαια προκαθορίζουν τις τιμές πώλησης της ενέργειας που παράγονται από τις ιδιωτικές ΑΠΕ επενδύσεις.

Εθελοντικά προγράμματα διακοπής/μείωσης του φορτίου

Σε αυτά τα προγράμματα ο πάροχος προσφέρει στον πελάτη του ένα συμβόλαιο με βάση το οποίο συμφωνείται μία προκαθορισμένη τιμή αλλά ταυτόχρονα μοιράζεται μαζί του, τα κέρδη που πιθανώς προκύπτουν από την εθελοντική μείωση του φορτίου, τις ώρες αιχμής που οι τιμές στην χονδρική αγορά είναι υψηλές. Για παράδειγμα, έστω πως η εταιρία και ο πελάτης συμφωνούν έτσι ώστε ο δεύτερος να μειώσει εθελοντικά το φορτίο του κατά 2MW όταν οι τιμές ξεπεράσουν τα 200\$/MWh, ενώ η προκαθορισμένη τιμή είναι στα 50\$/MWh. Αν η τιμή στην χονδρική αγορά φτάσει τις 300\$/MWh, και ο πελάτης όντως μειώσει το φορτίο του, τα δύο αντισυμβαλλόμενα μέρη θα μοιραστούν τα κέρδη, δηλαδή τα 250\$/MWh.

Εκπτώσεις στους πελάτες για την παροχή βοηθητικών υπηρεσιών

Με αυτά τα προγράμματα, ο πάροχος προσφέρει εκπτώσεις στους πελάτες τους όταν αυτοί μειώνουν το φορτίο τους ως εναλλακτική λύση έναντι των λεγόμενων spinning reserves, που εξασφαλίζουν την εύρυθμη και αδιάκοπη λειτουργία του δικτύου. Οι καταναλωτές ενημερώνονται τότε κρίνεται απαραίτητη η συμμετοχή τους στον περιορισμό του συνολικού φορτίου ενώ η εθελοντική τους συμμετοχή, συμβάλλει στην ευστάθεια του συστήματος με αντάλλαγμα εκπτώσεις στον λογαριασμό τους.

7.5.3. Net Metering

Το net metering ουσιαστικά θα δίνει την δυνατότητα να συμψηφίζει ο παραγωγός – καταναλωτής το ρεύμα που παράγει με το ρεύμα που καταναλώνει. Αυτό θα γίνεται σε επίπεδο ρεύματος στους λογαριασμούς της ΔΕΗ και όχι σε επίπεδο χρημάτων. Αυτό έχει το πλεονέκτημα ότι δεν υπάρχει φόβος μη πληρωμής της παραγωγής μας. Επίσης δεν θα υπάρχει άγχος από τις ενδεχόμενες αυξήσεις στα τιμολόγια της ΔΕΗ καθώς ο χρήστης θα συμψηφίζει πάντα ρεύμα. Βέβαια θέλει προσοχή στην εγκατάσταση καθώς δεν πρέπει να έχουμε πλεονασματική παραγωγή, καθώς αυτή δεν πληρώνεται. Στην Ελλάδα, το net metering επιτράπηκε με ψήφιση νόμου, ΦΕΚ 3583, 31 Δεκεμβρίου 2014. Όλοι οι παραπάνω τρόποι τιμολόγησης έχουν λόγο ύπαρξης και φυσικά ο ένας δεν αποκλείει τον άλλο. Αυτό που χρειάζεται η σημερινή αγορά ενέργειας είναι ένας μικτός κύκλος παραγωγής ενέργειας που θα συνδυάζεται με έναν μικτό κύκλο τιμολόγησης που θα αφήνει ελευθερία στον καταναλωτή να επιλέξει με ποιον τρόπο θα επιλέξει να τιμολογηθεί.

Βιβλιογραφία

- [1] T. Ajadi, V. Cuming, R. Boyle, D. Strahan, M. Kimmel, M. Logan, A. McCrone και others, «Global Trends in Renewable Energy Investment 2020,» 2020.
- [2] Z. Er και I. B. Turna, «Future Expectation of the Photovoltaics Role in Compensating Energy Demand,» *Acta Physica Polonica A*, τόμ. 129, p. 865–868, 2016.
- [3] L. Ward, «How to re-energise investment in Europe's renewable industry,» τόμ. 17, pp. 180-181, 2016.
- [4] M. Pickard, «Global investment in renewable energy projects: How the whole world is jumping on the renewables bandwagon,» τόμ. 17, pp. 229-230, 2016.
- [5] C. Grüning και U. Moslener, «Tackeling the barriers to Climate Friendly Investment,» 2016.
- [6] K. Andriosopoulos, Επιμ., Greek Energy Market report 2019, (HAEE), Hellenic Association for Energy Economics, National Bank of Greece, 2019.
- [7] K. N. Σταμπολής, «Greece's Energy Sector - Annual Report 2019,» 2019.
- [8] D. Katsaprakakis, Σύνθεση ενεργειακών συστημάτων, S. Kalligeros, Επιμ., Kallipos publications, 2015.
- [9] ΔΕΔΔΗΕ, «ΔΕΔΔΗΕ - Διαχειριστής του Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας,» ΔΕΔΔΗΕ, 2020. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.deddie.gr/>.
- [10] ΑΔΜΗΕ, «ΑΔΜΗΕ, Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας,» ΑΔΜΗΕ, 2020. [Ηλεκτρονικό]. Available: <http://www.admie.gr/>.
- [11] E. Koutroulis, D. Kolokotsa, A. Potirakis και K. Kalaitzakis, «Methodology for optimal sizing of stand-alone photovoltaic/wind-generator systems using genetic algorithms,» *Solar Energy*, τόμ. 80, p. 1072–1088, 9 2006.
- [12] S. S. Torbaghan, N. Blaauwbroek, D. Kuiken, M. Gibescu, M. Hajighasemi, P. Nguyen, G. J. M. Smit, M. Roggenkamp και J. Hurink, «A market-based framework for demand side flexibility scheduling and dispatching,» *Sustainable Energy, Grids and Networks*, τόμ. 14, p. 47–61, 6 2018.
- [13] T. Vijayapriya και D. P. Kothari, «Smart Grid: An Overview,» *Smart Grid and Renewable Energy*, τόμ. 02, p. 305–311, 2011.
- [14] M. Pau, E. Patti, L. Barbierato, A. Estebarsari, E. Pons, F. Ponci και A. Monti, «A cloud-based smart metering infrastructure for distribution grid services and automation,» *Sustainable Energy, Grids and Networks*, τόμ. 15, p. 14–25, 9 2018.

- [15] B. Aluisio, M. Dicorato, G. Forte και M. Trovato, «An optimization procedure for Microgrid day-ahead operation in the presence of CHP facilities,» *Sustainable Energy, Grids and Networks*, τόμ. 11, p. 34–45, 9 2017.
- [16] N. Hatziaargyriou, *Microgrids: Architectures and Control*, Wiley, 2014.
- [17] F. A. Mohamed, «Microgrid modeling and online management,» 2008.
- [18] A. H. Hubble και T. S. Ustun, «Composition, placement, and economics of rural microgrids for ensuring sustainable development,» *Sustainable Energy, Grids and Networks*, τόμ. 13, p. 1–18, 3 2018.
- [19] P. V. Aubel και E. Poll, «Smart metering in the Netherlands: What, how, and why,» *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, τόμ. 109, p. 719–725, 7 2019.
- [20] A. Barbato, A. Dedè, D. D. Giustina, G. Massa, A. Angioni, G. Lipari, F. Ponci και S. Repo, «Lessons learnt from real-time monitoring of the low voltage distribution network,» *Sustainable Energy, Grids and Networks*, τόμ. 15, p. 76–85, 9 2018.
- [21] O. Zinaman, A. Aznar, C. Linvill, N. Darghouth, T. Dubbeling και E. Bianco, «Grid-Connected Distributed Generation: Compensation Mechanism Basics,» 2017.
- [22] I. Koumparou, G. C. Christoforidis, V. Efthymiou, G. K. Papagiannis και G. E. Georghiou, «Configuring residential PV net-metering policies – A focus on the Mediterranean region,» *Renewable Energy*, τόμ. 113, p. 795–812, 12 2017.
- [23] A. Vassallo, Επιμ., *Electricity Storage*, SBC Energy Institute, 2013.
- [24] T. Khatib, A. Mohamed και K. Sopian, «A review of photovoltaic systems size optimization techniques,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, τόμ. 22, p. 454–465, 6 2013.
- [25] A. Kornelakis και Y. Marinakis, «Contribution for optimal sizing of grid-connected PV-systems using PSO,» *Renewable Energy*, τόμ. 35, p. 1333–1341, 6 2010.
- [26] «Harnessing Variable Renewables: a Guide to the Balancing Challenge,» 2011.
- [27] Β. Χαράλαμπος, «Τεχνοοικονομική μελέτη, διαστασιολόγηση και μελέτη υβριδικού συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας στη νήσο Γαύδο,» 2014.
- [28] Γ. Τριανταφύλλης, «Η Ανάπτυξη του Ελληνικού Υδροδυναμικού & η Τεχνογνωσία της ΔΕΗ Α.Ε.,» 2006.
- [29] P. M. D. O.-D. Jesus και C. H. Antunes, «Economic valuation of smart grid investments on electricity markets,» *Sustainable Energy, Grids and Networks*, τόμ. 16, p. 70–90, 12 2018.

- [30] Δ. Κατσαπρακάκης, «Υβριδικοί σταθμοί ηλεκτρικής ενέργειας,» Αιολική Γη Α.Ε., 2020. [Ηλεκτρονικό]. Available: <http://www.aiolikigi.gr/el/e-learning/hybrid-power-plants-for-electricity-production/>.
- [31] R. Dufo-López, J. L. Bernal-Agustín, J. M. Yusta-Loyo, J. A. Domínguez-Navarro, I. J. Ramírez-Rosado, J. Lujano και I. Aso, «Multi-objective optimization minimizing cost and life cycle emissions of stand-alone PV–wind–diesel systems with batteries storage,» *Applied Energy*, τόμ. 88, p. 4033–4041, 11 2011.
- [32] Σ. Παπαθανασίου, «Σημειώσεις Οικονομικής Αξιολόγησης Επενδύσεων Ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ,» Αθήνα, 2012.
- [33] ΔΕΗ, «Ναέρας - Υβριδικό ενεργειακό έργο Ικαρίας,» ΔΕΗ Ανανεώσιμες, 2019. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.ppcr.gr/el/announcements/news/335-naeras-gyvidiko-ergo-ikarias>.
- [34] «TILOS- Technology Innovation for the Local Scale, Optimum Integration of Battery Energy Storage,» Πανεπιστήμιο Δυτικής Αττικής, 2020. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.tiloshorizon.eu>.
- [35] «Πιλοτικό Έργο Μετατροπής του Άη Στράτη σε «Πράσινο» Νησί,» energia.gr, 2019. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.energia.gr/article/167570/diethnhs-diagonismos-gia-pilotiko-ergo-metatrophs-toy-ah-strath-se-prasino-nhsi>.
- [36] «Meteonorm,» 2020. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://meteonorm.com/en/>.
- [37] HOMER ENERGY, «Photovoltaic (PV) Library,» HOMER ENERGY, 2020. [Ηλεκτρονικό]. Available: www.homerenergy.com/products/pro/docs/3.10/photovoltaic_pv_library.html.
- [38] D. C. Carmichael, «Cost analyses of modular flat-panel and concentrator photovoltaic array fields,» *Conf. Rec. IEEE Photovoltaic Spec. Conf.; (United States)*, 9 1982.
- [39] V. Osyenko και V. Kaplun, «On Modeling-Based Elements of an Intelligent System for Cost-Effective Dispatching of Energy Islands with Photovoltaic Sourcing,» σε *2018 IEEE 13th International Scientific and Technical Conference on Computer Sciences and Information Technologies (CSIT)*, 2018.
- [40] G. Shushnar, J. Caldwell, R. Reinhoehl και J. Wilson, «Balance of System Costs for a 5 MW Photovoltaic Generating System,» *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Τόμ. %1 από %2PAS-104, p. 2006–2011, 8 1985.
- [41] IRENA, Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030, International Renewable Energy Agency, 2017.

- [42] DOE, «DOE OE Global Energy Storage Database,» 2020. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.energystorageexchange.org/>.
- [43] M. Sufyan, N. A. Rahim, C. Tan, M. A. Muhammad και S. R. S. Raihan, «Optimal sizing and energy scheduling of isolated microgrid considering the battery lifetime degradation,» *PLOS ONE*, τόμ. 14, p. e0211642, 2 2019.
- [44] C. Ju και P. Wang, «Energy management system for microgrids including batteries with degradation costs,» σε *2016 IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON)*, 2016.
- [45] NGK, «NGK insulators,» 2020. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.ngk-insulators.com/en/index.html>.
- [46] X. Luo, J. Wang, M. Dooner και J. Clarke, «Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation,» *Applied Energy*, τόμ. 137, p. 511–536, 1 2015.
- [47] Z. Long και Q. Zhiping, «Review of Flywheel Energy Storage System,» σε *Proceedings of ISES World Congress 2007 (Vol. I – Vol. V)*, Berlin, 2009.

**Την εργασία μας συμπληρώνουν στη συνέχεια συνημμένες
οι δύο αναφορές (pdf) των ισάριθμων λογισμικών (trial εκδόσεις)
που χρησιμοποιήσαμε στο Κεφάλαιο 6
(Homer Pro και PVsyst).**



System Simulation Report



File: Gavdos_test_01.homer

Author: SK

Location: Unnamed Road, Gavdos 730 01, Greece (34°50.6'N, 24°3.2'E)

Total Net Present Cost: €1,443,310.00

Levelized Cost of Energy (€/kWh): €0.151

Notes:

Sensitivity variable values for this simulation

Variable	Value	Unit
Diesel Fuel Price	1.28	€/L



Table of Contents

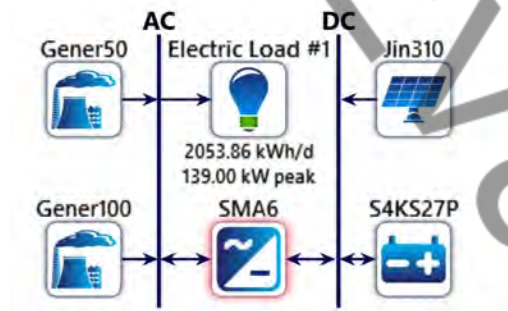
System Architecture	3
Cost Summary	4
Cash Flow	5
Electrical Summary	6
PV: Jinko Solar310JKMS310M-72	7
Storage: Surrette 4 KS 27P	8
Converter: SMA America SB6000TL-US-12 (240V)	9



System Architecture

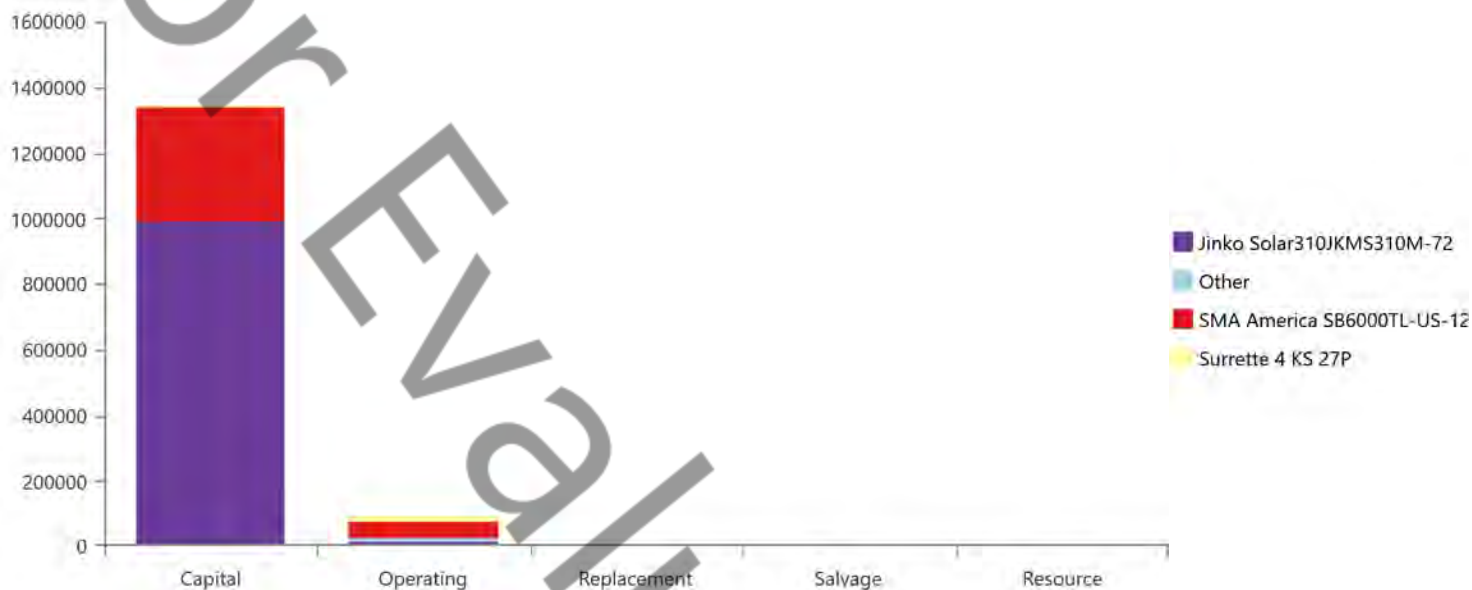
Component	Name	Size	Unit
PV	Jinko Solar310JKMS310M-72	772	kW
Storage	Surrette 4 KS 27P	1,491	strings
System converter	SMA America SB6000TL-US-12 (240V)	153	kW
Dispatch strategy	HOMER Cycle Charging		

Schematic





Cost Summary



Net Present Costs

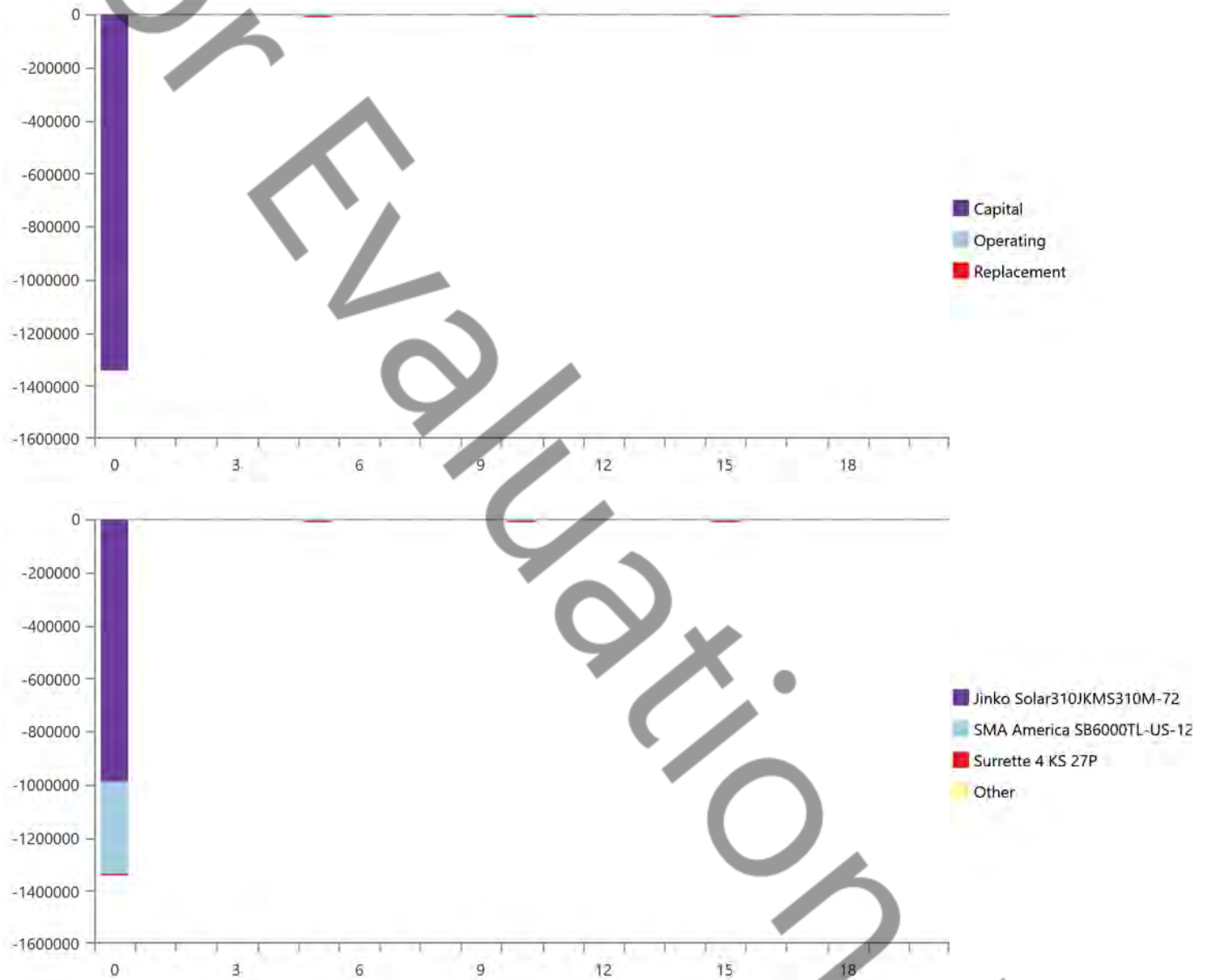
Name	Capital	Operating	Replacement	Salvage	Resource	Total
Jinko Solar310JKMS310M-72	€987,519	€14,107	€0.00	€0.00	€0.00	€1.00M
Other	€0.00	€12,785	€0.00	€0.00	€0.00	€12,785
SMA America SB6000TL-US-12 (240V)	€352,096	€48,931	€0.00	€0.00	€0.00	€401,028
Surrette 4 KS 27P	€3,376	€17,984	€6,511	€0.00	€0.00	€27,871
System	€1.34M	€93,808	€6,511	€0.00	€0.00	€1.44M

Annualized Costs

Name	Capital	Operating	Replacement	Salvage	Resource	Total
Jinko Solar310JKMS310M-72	€77,238	€1,103	€0.00	€0.00	€0.00	€78,341
Other	€0.00	€1,000	€0.00	€0.00	€0.00	€1,000
SMA America SB6000TL-US-12 (240V)	€27,539	€3,827	€0.00	€0.00	€0.00	€31,366
Surrette 4 KS 27P	€264.04	€1,407	€509.24	€0.00	€0.00	€2,180
System	€105,041	€7,337	€509.24	€0.00	€0.00	€112,887



Cash Flow





Electrical Summary

Excess and Unmet

Quantity	Value	Units
Excess Electricity	499,923	kWh/yr
Unmet Electric Load	583	kWh/yr
Capacity Shortage	721	kWh/yr

Production Summary

Component	Production (kWh/yr)	Percent
Jinko Solar310JKMS310M-72	1,363,536	100
Total	1,363,536	100

Consumption Summary

Component	Consumption (kWh/yr)	Percent
AC Primary Load	749,074	100
DC Primary Load	0	0
Deferrable Load	0	0
Total	749,074	100



PV: Jinko Solar310JKMS310M-72

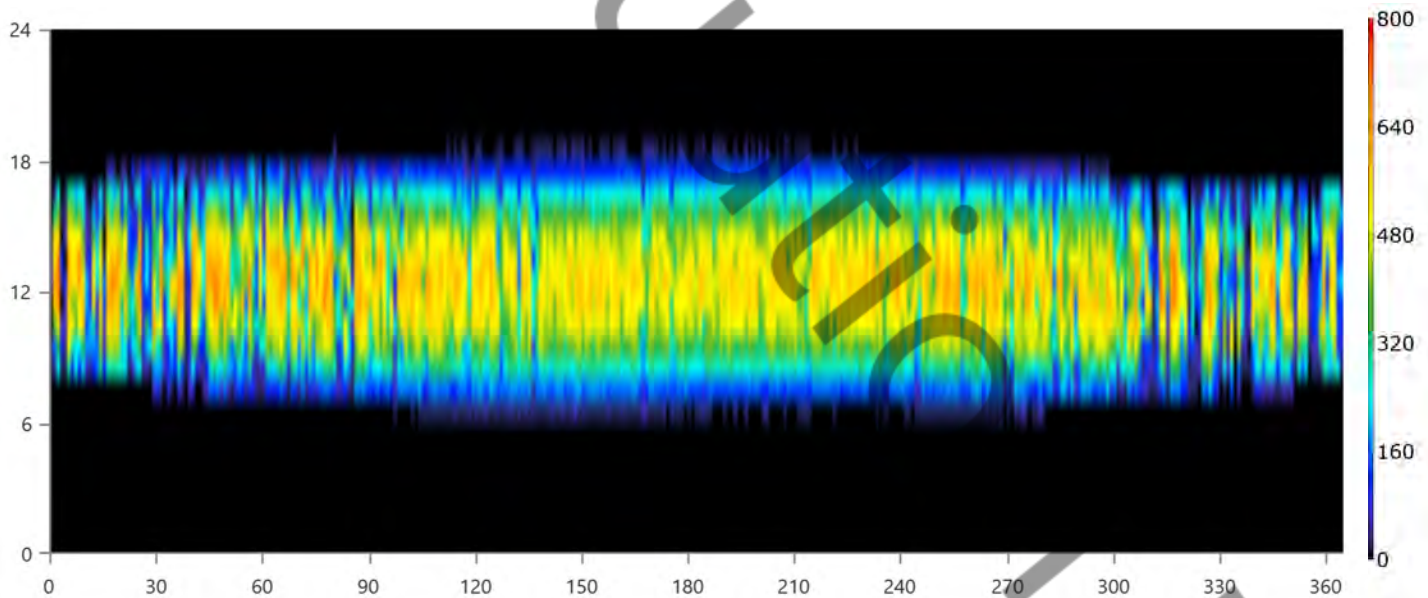
Jinko Solar310JKMS310M-72 Electrical Summary

Quantity	Value	Units
Minimum Output	0	kW
Maximum Output	727	kW
PV Penetration	182	%
Hours of Operation	4,382	hrs/yr
Levelized Cost	0.0575	€/kWh

Jinko Solar310JKMS310M-72 Statistics

Quantity	Value	Units
Rated Capacity	772	kW
Mean Output	156	kW
Mean Output	3,736	kWh/d
Capacity Factor	20.2	%
Total Production	1,363,536	kWh/yr

Jinko Solar310JKMS310M-72 Output (kW)



Storage: Surrette 4 KS 27P

Surrette 4 KS 27P Properties

Quantity	Value	Units
Batteries	1,491	qty.
String Size	1.00	batteries
Strings in Parallel	1,491	strings
Bus Voltage	4.00	V

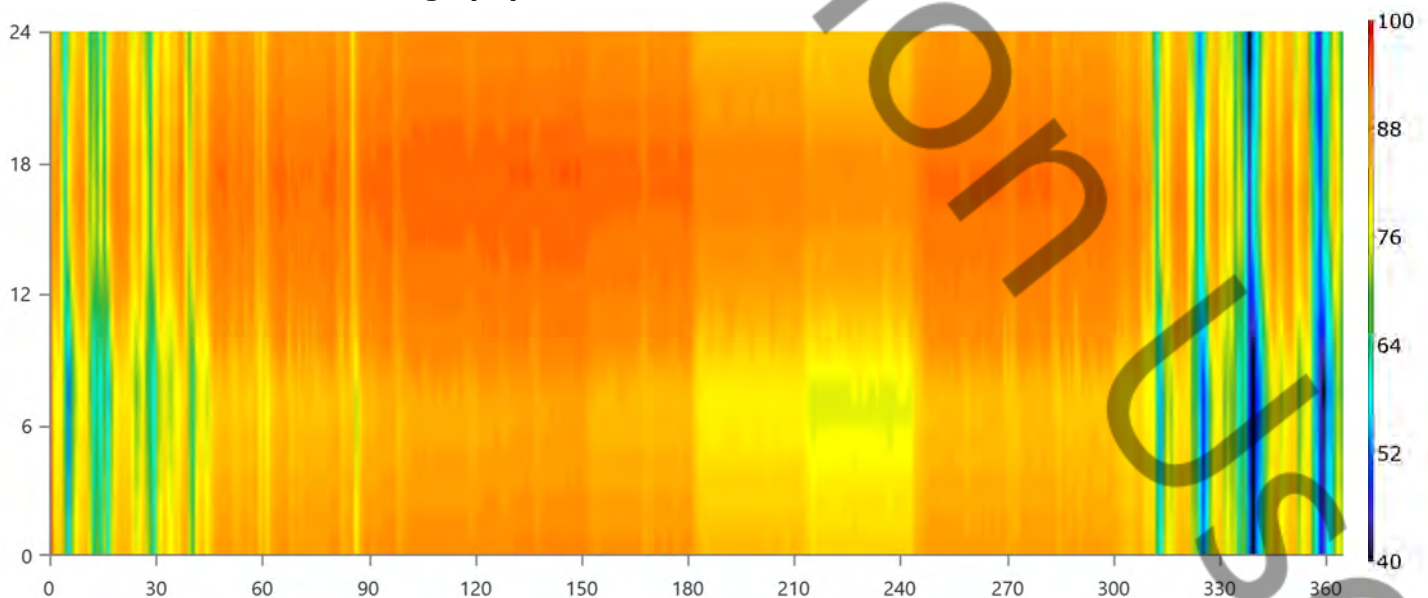
Surrette 4 KS 27P Result Data

Quantity	Value	Units
Average Energy Cost	0	€/kWh
Energy In	533,707	kWh/yr
Energy Out	430,576	kWh/yr
Storage Depletion	4,036	kWh/yr
Losses	107,168	kWh/yr
Annual Throughput	481,398	kWh/yr

Surrette 4 KS 27P Statistics

Quantity	Value	Units
Autonomy	88.3	hr
Storage Wear Cost	0.000214	€/kWh
Nominal Capacity	12,592	kWh
Usable Nominal Capacity	7,555	kWh
Lifetime Throughput	2,406,992	kWh
Expected Life	5.00	yr

Surrette 4 KS 27P State of Charge (%)



Converter: SMA America SB6000TL-US-12 (240V)

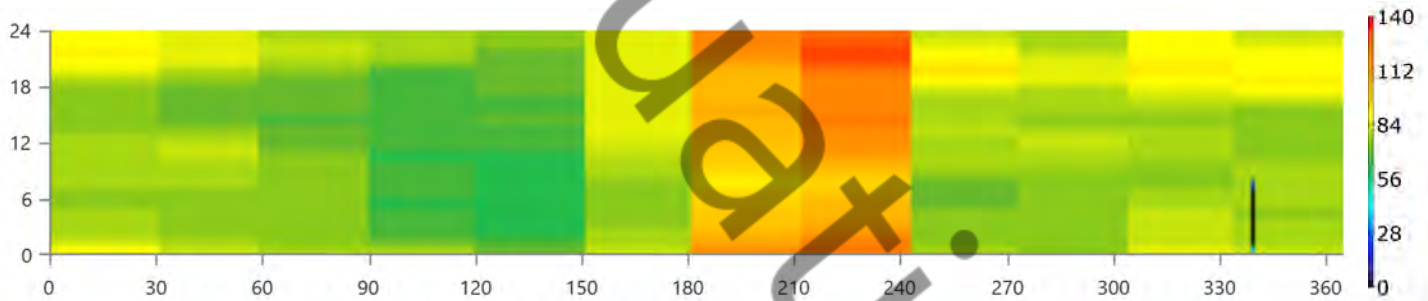
SMA America SB6000TL-US-12 (240V) Electrical Summary

Quantity	Value	Units
Hours of Operation	8,754	hrs/yr
Energy Out	749,074	kWh/yr
Energy In	760,482	kWh/yr
Losses	11,407	kWh/yr

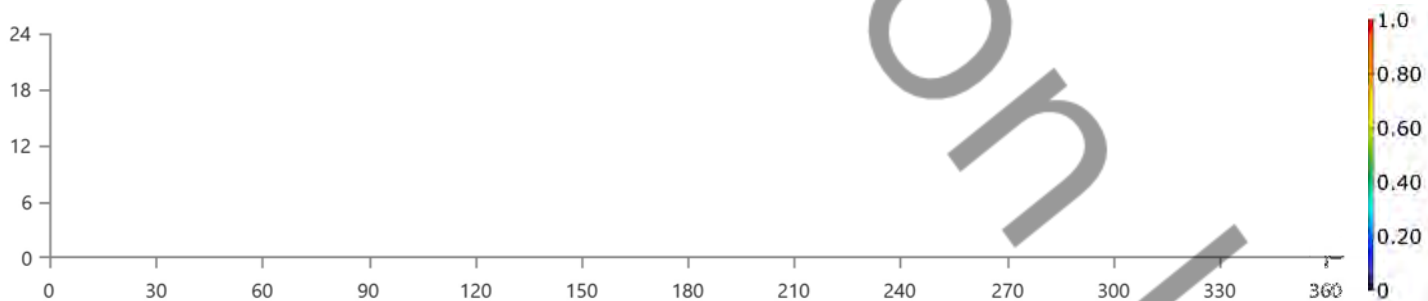
SMA America SB6000TL-US-12 (240V) Statistics

Quantity	Value	Units
Capacity	153	kW
Mean Output	85.5	kW
Minimum Output	0	kW
Maximum Output	139	kW
Capacity Factor	55.9	%

SMA America SB6000TL-US-12 (240V) Inverter Output (kW)



SMA America SB6000TL-US-12 (240V) Rectifier Output (kW)



PVSYST 7.0.5			15/07/20			Page 1/9			
Grid-Connected System: Simulation parameters									
Project :		GAVDOS_GC							
Geographical Site		Gavdos			Country		Greece		
Situation		Latitude		34.84° N		Longitude		24.05° E	
Time defined as		Legal Time		Time zone UT+2		Altitude		345 m	
		Albedo		0.20					
Meteo data:		Ámpelos		Meteonorm 7.3 (1986-2005), Sat=100% - Synthetic					
Simulation variant :		New simulation variant2							
		Simulation date		15/07/20 19h43					
Simulation parameters		System type		No 3D scene defined, no shadings					
Collector Plane Orientation		Tilt		28°		Azimuth		0°	
Models used		Transposition		Perez		Diffuse		Perez, Meteonorm	
						Circumsolar		separate	
Horizon		Free Horizon							
Near Shadings		No Shadings							
Storage		Kind		Self-consumption					
		Charging strategy		When excess solar power is available					
		Discharging strategy		As soon as power is needed					
User's needs :		daily profile		Seasonal modulation					
		average		731 kWh/Day					
PV Array Characteristics									
PV module		Si-poly		Model		JKM 310PP-72-V			
Original PVsyst database		Manufacturer		Jinkosolar					
Number of PV modules		In series		18 modules		In parallel		25 strings	
Total number of PV modules		nb. modules		450		Unit Nom. Power		310 Wp	
Array global power		Nominal (STC)		140 kWp		At operating cond.		126 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)		U mpp		596 V		I mpp		211 A	
Total area		Module area		873 m²		Cell area		788 m²	
Inverter		Model		TRIO-TM-50_0-400					
Original PVsyst database		Manufacturer		ABB					
Characteristics		Unit Nom. Power		50.0 kWac		Oper. Voltage		300-950 V	
Inverter pack		Total power		150 kWac		Pnom ratio		0.93	
		Nb. of inverters		3 units					
Total		Total power		150 kWac		Pnom ratio		0.93	
Battery		Model		4-CS-17PS					
		Manufacturer		Rolls					
Battery Pack Characteristics		Nb. of units		11 in series x 28 in parallel					
		Voltage		44 V		Nominal Capacity		12684 Ah (C10)	
		Discharging min. SOC		20.0%		Stored energy		446.5 kWh	
		Temperature		Fixed (20°C)					
Battery input charger		Model		Generic					
		Max. charging power		150.0 kWdc		Max./ Euro efficiency		97.0/95.0%	
Battery to Grid inverter		Model		Generic					
		Max. discharging power		140.0 kWac		Max./ Euro efficiency		97.0/95.0%	
PV Array loss factors									
Thermal Loss factor		Uc (const)		20.0 W/m²K		Uv (wind)		0.0 W/m²K / m/s	

Grid-Connected System: Simulation parameters

Wiring Ohmic Loss	Global array res.	48 m	Loss Fraction	1.5 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction	-0.8 %
Module mismatch losses			Loss Fraction	1.0 % at MPP
Strings Mismatch loss			Loss Fraction	0.10 %
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	$1 - b_o (1/\cos i - 1)$	b_o Param.	0.05

PVsyst TRIAL

PVsyst TRIAL

PVsyst TRIAL

PVsyst TRIAL

Grid-Connected System: Detailed User's needs

Project : **GAVDOS_GC**

Simulation variant : **New simulation variant2**

Main system parameters

PV Field Orientation

PV modules

PV Array

Inverter

Inverter pack

User's needs

System type

tilt

No 3D scene defined, no shadings

28°

azimuth 0°

Model

JKM 310PP-72-V

Pnom

310 Wp

Nb. of modules

450

Pnom total

140 kWp

Model

TRIO-TM-50_0-400

Pnom

50.0 kW ac

Nb. of units

3.0

Pnom total

150 kW ac

daily profile

Seasonal modulation

Global

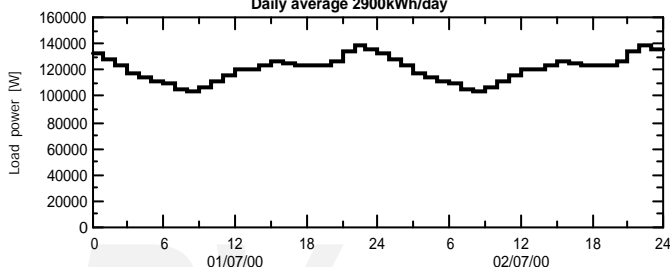
267 MWh/year

daily profile, Seasonal modulation, average = 731 kWh/day

	0 h	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	6 h	7 h	8 h	9 h	10 h	11 h	
	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	
Summer	132.0	128.0	123.0	118.0	114.0	111.0	109.0	105.0	103.0	107.0	111.0	116.0	kW
	120.0	121.0	124.0	127.0	125.0	123.0	123.0	124.0	127.0	134.0	139.0	136.0	kW
Autumn	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	kW
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	kW
Winter	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	kW
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	kW
Spring	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	kW
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	kW

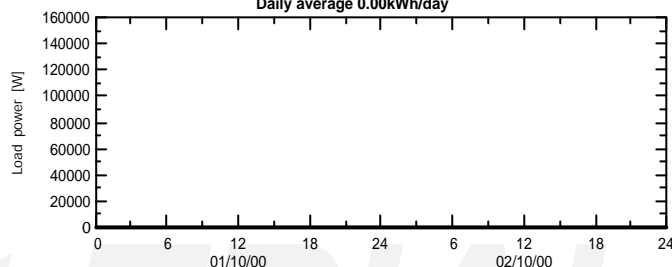
Summer (Jun-Aug)

Daily average 2900kWh/day



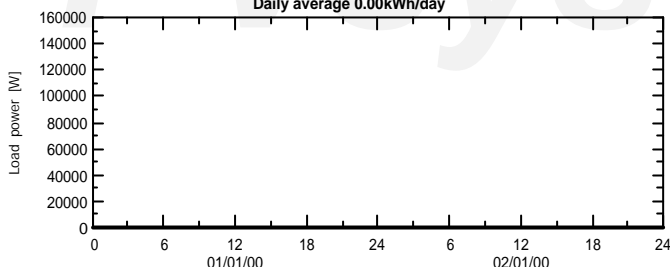
Autumn (Sep-Nov)

Daily average 0.00kWh/day



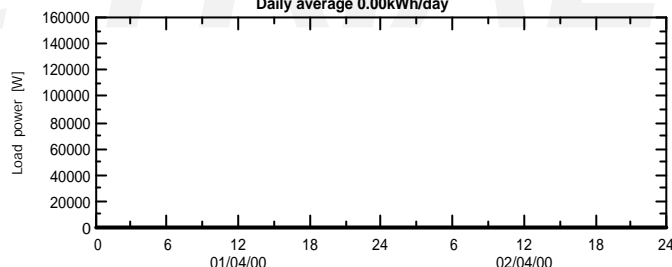
Winter (Dec-Feb)

Daily average 0.00kWh/day



Spring (Mar-May)

Daily average 0.00kWh/day



Grid-Connected System: Main results

Project : GAVDOS_GC
Simulation variant : New simulation variant2

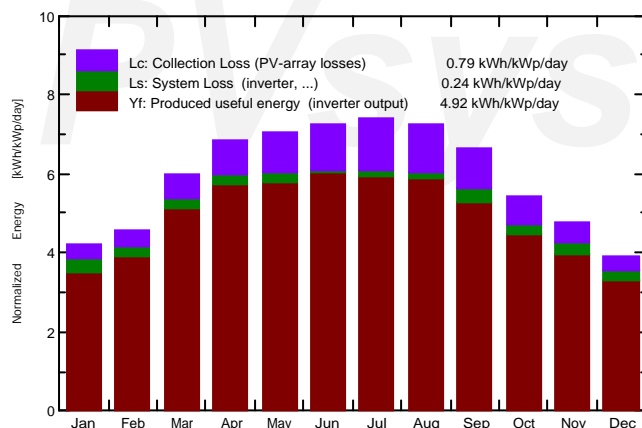
Main system parameters

PV Field Orientation	System type	No 3D scene defined, no shadings		
PV modules	tilt	28°	azimuth	0°
PV Array	Model	JKM 310PP-72-V	Pnom	310 Wp
Inverter	Nb. of modules	450	Pnom total	140 kWp
Inverter pack	Model	TRIO-TM-50_0-400	Pnom	50.0 kW ac
User's needs	Nb. of units	3.0	Pnom total	150 kW ac
	daily profile	Seasonal modulation	Global	267 MWh/year

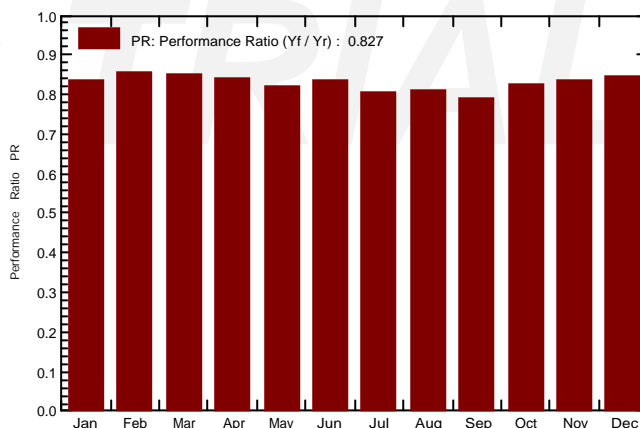
Main simulation results

System Production	Produced Energy	257.4 MWh/year	Specific prod.	1845 kWh/kWp/year
Battery aging (State of Wear)	Performance Ratio PR	82.66 %	Solar Fraction SF	28.70 %
	Cycles SOW	98.9%	Static SOW	93.3%
	Battery lifetime	15.0 years		
Investment	Global	573'595.00 EUR	Specific	4.11 EUR/Wp
Yearly cost	Annuities	0.00 EUR/yr	Running Costs	85'058.10 EUR/yr
LCOE		0.45 EUR/kWh	Payback period	9.3 years

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 140 kWp



Performance Ratio PR



New simulation variant2
Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_User MWh	E_Solar MWh	E_Grid MWh	EFrGrid MWh
January	85.5	29.44	11.20	130.7	127.7	16.68	0.00	0.00	15.22	0.00
February	95.3	37.37	10.73	127.8	125.1	16.26	0.00	0.00	15.23	0.00
March	154.7	56.80	13.27	186.0	181.7	23.23	0.00	0.00	22.07	0.00
April	190.9	65.48	15.54	204.7	199.9	25.10	0.00	0.00	23.97	0.00
May	225.1	69.26	19.67	218.1	212.3	26.11	0.00	0.00	24.93	0.00
June	235.0	64.23	23.91	217.7	211.2	25.47	87.00	25.32	0.00	61.68
July	242.8	59.70	27.00	229.1	222.2	26.29	89.90	25.77	0.00	64.13
August	218.8	60.19	26.56	225.2	219.4	26.00	89.90	25.48	0.00	64.42
September	172.3	50.27	22.97	199.7	195.1	23.56	0.00	0.00	22.02	0.00
October	129.6	48.45	19.71	167.7	163.9	20.40	0.00	0.00	19.27	0.00
November	95.0	30.67	15.81	142.6	139.2	17.78	0.00	0.00	16.67	0.00
December	77.2	30.74	12.76	121.2	118.2	15.43	0.00	0.00	14.33	0.00
Year	1922.3	602.60	18.31	2170.4	2115.8	262.31	266.80	76.56	173.71	190.24

Legends:	GlobHor	Global horizontal irradiation	GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings
	DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
	T_Amb	T amb.	E_User	Energy supplied to the user
	GlobInc	Global incident in coll. plane	E_Solar	Energy from the sun
			E_Grid	Energy injected into grid
			EFrGrid	Energy from the grid

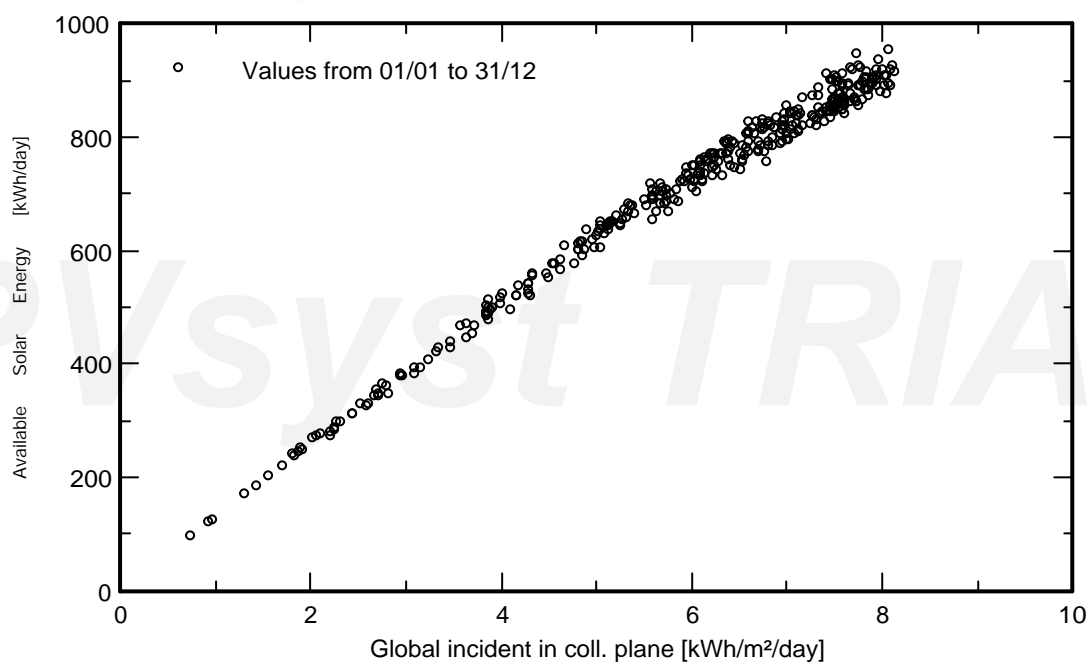
Grid-Connected System: Special graphs

Project : GAVDOS_GC

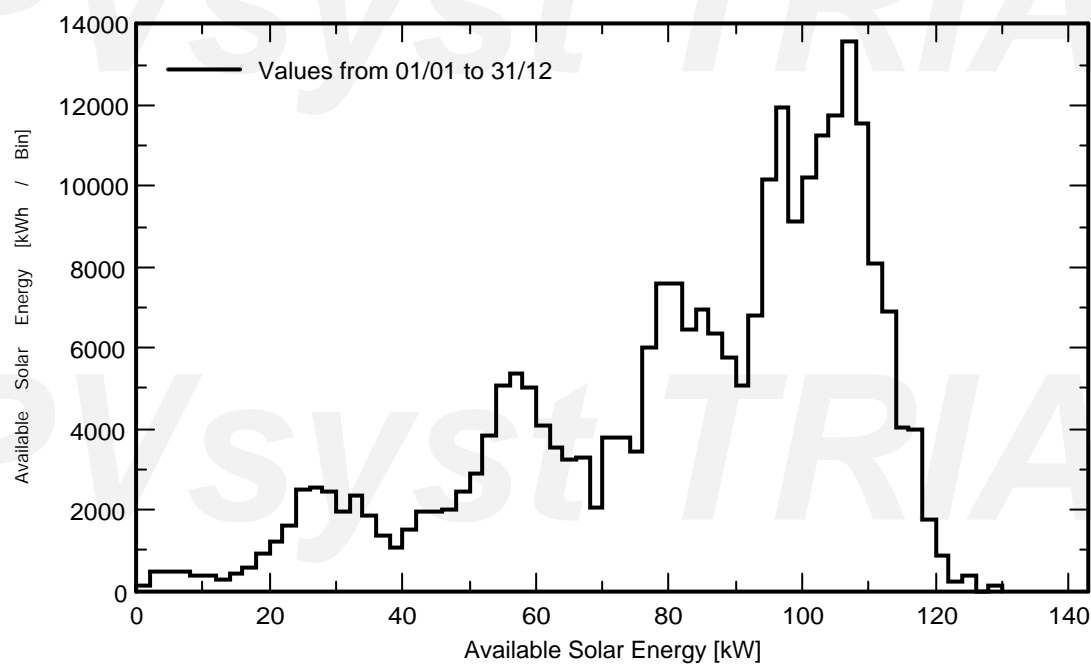
Simulation variant : New simulation variant2

Main system parameters	System type	No 3D scene defined, no shadings		
PV Field Orientation	tilt	28°	azimuth	0°
PV modules	Model	JKM 310PP-72-V	Pnom	310 Wp
PV Array	Nb. of modules	450	Pnom total	140 kWp
Inverter	Model	TRIO-TM-50_0-400	Pnom	50.0 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	3.0	Pnom total	150 kW ac
User's needs	daily profile	Seasonal modulation	Global	267 MWh/year

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution



Grid-Connected System: Loss diagram

Project : GAVDOS_GC
Simulation variant : New simulation variant2

Main system parameters

PV Field Orientation

PV modules

PV Array

Inverter

Inverter pack

User's needs

System type

tilt

Model

Nb. of modules

Model

Nb. of units

daily profile

No 3D scene defined, no shadings

tilt

JKM 310PP-72-V

450

TRIO-TM-50_0-400

3.0

Seasonal modulation

azimuth

0°

Pnom

310 Wp

Pnom total

140 kWp

Pnom

50.0 kW ac

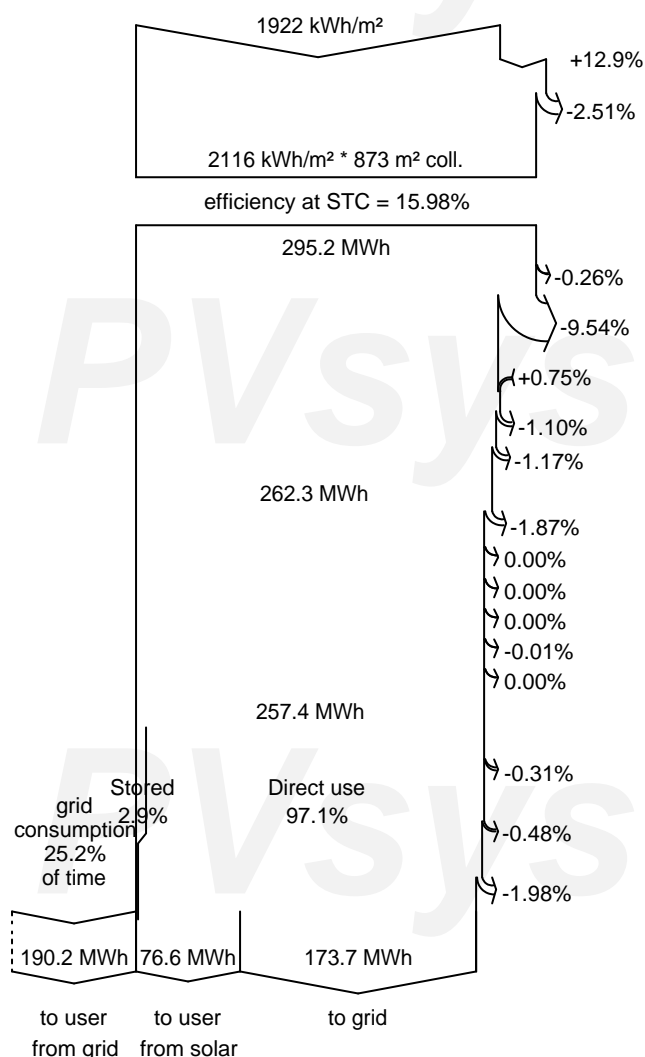
Pnom total

150 kW ac

Global

267 MWh/year

Loss diagram over the whole year



Global horizontal irradiation

Global incident in coll. plane

IAM factor on global

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Module quality loss

Mismatch loss, modules and strings

Ohmic wiring loss

Array virtual energy at MPP

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Available Energy at Inverter Output

Battery IN, charger loss

Battery Storage

Battery global loss
(18.69% of the battery contribution)

Battery OUT, inverter loss

Dispatch: user and grid reinjection

PVSYST 7.0.5				15/07/20	Page 7/9
Grid-Connected System: Cost of the system					
Project :		GAVDOS_GC			
Simulation variant :		New simulation variant2			
Main system parameters		No 3D scene defined, no shadings			
PV Field Orientation	System type	tilt	28°	azimuth	0°
PV modules	Model	JKM 310PP-72-V	Pnom	310 Wp	
PV Array	Nb. of modules	450	Pnom total	140 kWp	
Inverter	Model	TRIO-TM-50_0-400	Pnom	50.0 kW ac	
Inverter pack	Nb. of units	3.0	Pnom total	150 kW ac	
User's needs	daily profile	Seasonal modulation	Global	267 MWh/year	
Installation costs					
PV modules					
JKM 310PP-72-V	450 units	185.36 EUR/unit		83'412.00 EUR	
Inverters					
TRIO-TM-50_0-400	3 units	18'441.00 EUR/unit		55'323.00 EUR	
Batteries	308 units	120.00 EUR/unit		36'960.00 EUR	
Studies and analysis					
Engineering				119'160.00 EUR	
Permitting and other admin. Fees				100'000.00 EUR	
Installation					
Transport				49'650.00 EUR	
Wiring				99'300.00 EUR	
Grid connection				29'790.00 EUR	
			Total	573'595.00 EUR	
			Depreciable asset	175'695.00 EUR	
Operating costs					
Maintenance					
Salaries				5'000.00 EUR/year	
Cleaning				1'000.00 EUR/year	
Provision for battery replacement				51'128.00 EUR/year	
			Total (OPEX)	57'128.00 EUR/year	
			Including inflation (4.00%)	85'058.10 EUR/year	
System summary					
Total installation cost		573'595.00 EUR			
Operating costs (incl. inflation 4.00%/year)		85'058.10 EUR/year			
Unused energy		76.6 MWh/year			
Energy sold to the grid		174 MWh/year			
Cost of produced energy (LCOE)		0.455 EUR/kWh			

Grid-Connected System: Financial analysis

Project : GAVDOS_GC

Simulation variant : New simulation variant2

Main system parameters	System type	No 3D scene defined, no shadings		
PV Field Orientation	tilt	28°	azimuth	0°
PV modules	Model	JKM 310PP-72-V	Pnom	310 Wp
PV Array	Nb. of modules	450	Pnom total	140 kWp
Inverter	Model	TRIO-TM-50_0-400	Pnom	50.0 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	3.0	Pnom total	150 kW ac
User's needs	daily profile	Seasonal modulation	Global	267 MWh/year

Financial parameters

Simulation period

Project lifetime 20 years Start year 2021

Income variation over time

Inflation 4.00 %/year
 Production variation 0.00 %/year
 Discount rate 0.00 %/year

Income dependent expenses

Income tax rate 0.00 %/year
 Other income tax 0.00 %/year
 Dividends 0.00 %/year

Financing

Own funds 574'000.00 EUR

Electricity sale

Feed-in tariff 0.70 EUR/kWh
 Duration of tariff warranty 20 years
 Annual connection tax 0.00 EUR
 Annual tariff variation 0.0 %/year
 Feed-in tariff decrease after warranty 50.00 %

Self-consumption

Consumption tariff 0.10 EUR/kWh
 Tariff evolution 0.0 %/year

Return on investment

Payback period **9.3 years**
 Net present value (NPV) **309'849.59 EUR**
 Return on investment (ROI) **54.0 %**

Grid-Connected System: Financial analysis

Project : GAVDOS_GC
Simulation variant : New simulation variant2

Main system parameters

PV Field Orientation

PV modules

PV Array

Inverter

Inverter pack

User's needs

System type

No 3D scene defined, no shadings

tilt

28°

azimuth

0°

Model

JKM 310PP-72-V

Pnom

310 Wp

Nb. of modules

450

Pnom total

140 kWp

Model

TRIO-TM-50_0-400

Pnom

50.0 kW ac

Nb. of units

3.0

Pnom total

150 kW ac

daily profile

Seasonal modulation

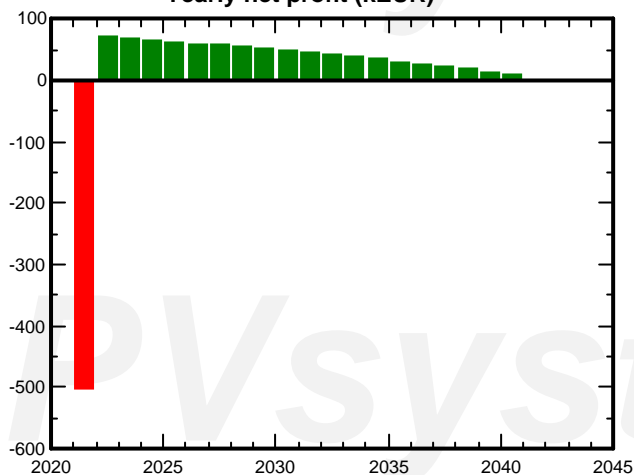
Global

267 MWh/year

Detailed economic results (EUR)

	Gross income	Run. costs	Deprec. allow.	Taxable income	Taxes	After-tax profit	Self-cons. saving	Cumul. profit	% amorti.
2021	121'594	57'128	0	64'466	0	64'466	7'656	-501'877	12.6%
2022	121'594	59'413	0	62'181	0	62'181	7'656	-432'040	24.7%
2023	121'594	61'790	0	59'804	0	59'804	7'656	-364'579	36.5%
2024	121'594	64'261	0	57'333	0	57'333	7'656	-299'590	47.8%
2025	121'594	66'832	0	54'762	0	54'762	7'656	-237'171	58.7%
2026	121'594	69'505	0	52'089	0	52'089	7'656	-177'425	69.1%
2027	121'594	72'285	0	49'309	0	49'309	7'656	-120'460	79.1%
2028	121'594	75'177	0	46'418	0	46'418	7'656	-66'386	88.5%
2029	121'594	78'184	0	43'410	0	43'410	7'656	-15'319	97.4%
2030	121'594	81'311	0	40'283	0	40'283	7'656	32'621	105.8%
2031	121'594	84'563	0	37'031	0	37'031	7'656	77'308	113.5%
2032	121'594	87'946	0	33'648	0	33'648	7'656	118'613	120.7%
2033	121'594	91'464	0	30'130	0	30'130	7'656	156'400	127.3%
2034	121'594	95'122	0	26'472	0	26'472	7'656	190'528	133.3%
2035	121'594	98'927	0	22'667	0	22'667	7'656	220'851	138.6%
2036	121'594	102'884	0	18'710	0	18'710	7'656	247'218	143.2%
2037	121'594	107'000	0	14'594	0	14'594	7'656	269'468	147.0%
2038	121'594	111'280	0	10'314	0	10'314	7'656	287'439	150.2%
2039	121'594	115'731	0	5'863	0	5'863	7'656	300'959	152.5%
2040	121'594	120'360	0	1'234	0	1'234	7'656	309'850	154.1%
Total	2'431'882	1'701'162	0	730'720	0	730'720	153'130	309'850	154.1%

Yearly net profit (kEUR)



Cumulative cashflow (kEUR)

