



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ  
ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ Μ/Υ  
ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΠΕΙΡΑΙΩΣ  
ΣΧΟΛΗ ΝΑΥΤΙΛΙΑΣ ΚΑΙ ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΑΣ  
ΤΜΗΜΑ ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΚΗΣ ΔΙΟΙΚΗΣΗΣ & ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑΣ  
ΔΙΑΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΑΚΟ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΩΝ ΣΠΟΥΔΩΝ  
«ΤΕΧΝΟ-ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ»



ΔΙΕΠΙΣΤΗΜΟΝΙΚΟ – ΔΙΑΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΑΚΟ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ  
ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΩΝ ΣΠΟΥΔΩΝ  
«ΤΕΧΝΟ-ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ»

**Αξιολόγηση σύνδεσης συστήματος αποθήκευσης  
ενέργειας σε εν λειτουργία Φωτοβολταϊκό Σταθμό για τον  
περιορισμό των απωλειών ενέργειας**

ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Χαράλαμπος Π. Σκλαβούνος

**Επιβλέπων :** Ευάγγελος Μαρινάκης  
Επίκουρος Καθηγητής, ΕΜΠ

Αθήνα, Οκτώβριος 2024



ΔΙΕΠΙΣΤΗΜΟΝΙΚΟ – ΔΙΑΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΑΚΟ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ  
ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΩΝ ΣΠΟΥΔΩΝ  
«ΤΕΧΝΟ-ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ»

**Αξιολόγηση σύνδεσης συστήματος αποθήκευσης  
ενέργειας σε εν λειτουργία φωτοβολταϊκό σταθμό για τον  
περιορισμό των απωλειών ενέργειας**

ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΗ ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Χαράλαμπος Π. Σκλαβούνος

**Επιβλέπων :** Ευάγγελος Μαρινάκης  
Επίκουρος Καθηγητής, ΕΜΠ

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την 25<sup>η</sup> Οκτωβρίου 2024

.....  
Ευάγγελος Μαρινάκης  
Επίκουρος Καθηγητής ΕΜΠ

.....  
Ιωάννης Ψαρράς  
Καθηγητής ΕΜΠ

.....  
Δημήτριος Ασκούνης  
Καθηγητής ΕΜΠ

Αθήνα, Οκτώβριος 2024



.....  
Χαράλαμπος Π. Σκλαβούνος

Διπλωματούχος Ηλεκτρολόγος Μηχανικός και Μηχανικός Υπολογιστών Ε.Μ.Π.

Copyright © Χαράλαμπος Π. Σκλαβούνος, 2024.  
Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

Απαγορεύεται η αντιγραφή, αποθήκευση και διανομή της παρούσας εργασίας, εξ ολοκλήρου ή τμήματος αυτής, για εμπορικό σκοπό. Επιτρέπεται η ανατύπωση, αποθήκευση και διανομή για σκοπό μη κερδοσκοπικό, εκπαιδευτικής ή ερευνητικής φύσης, υπό την προϋπόθεση να αναφέρεται η πηγή προέλευσης και να διατηρείται το παρόν μήνυμα. Ερωτήματα που αφορούν τη χρήση της εργασίας για κερδοσκοπικό σκοπό πρέπει να απευθύνονται προς τον συγγραφέα.

Οι απόψεις και τα συμπεράσματα που περιέχονται σε αυτό το έγγραφο εκφράζουν τον συγγραφέα και δεν πρέπει να ερμηνευθεί ότι αντιπροσωπεύουν τις επίσημες θέσεις του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου.

*Στη Βίκη*

## Περίληψη

Με την αυξανόμενη διείσδυση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) στο μείγμα παραγωγής και λόγω της στοχαστικότητας των σταθμών ΑΠΕ, εμφανίζεται το πρόβλημα των περικοπών παραγωγής σε σταθμούς ΑΠΕ. Το πρόβλημα των περικοπών είναι εμφανέστερο στους Φωτοβολταϊκούς Σταθμούς Παραγωγής Ενέργειας (ΦΣΠΗΕ), καθώς υπάρχουν ώρες όπου η συμβολή των σταθμών είναι μεγάλη στο μείγμα της ενέργειας, ειδικά το μεσημέρι που οι τιμές της ηλιοφάνειας είναι στο μέγιστο σημείο της ημέρας. Σκοπός της διπλωματικής εργασίας είναι να εξεταστεί, με τη βοήθεια συγκεκριμένων κριτηρίων, η σύνδεση ενός συστήματος αποθήκευσης ενέργειας με μπαταρίες (ΣΑΗΕ) με τον σταθμό, ώστε την ενέργεια την οποία θα έχανε με τις περικοπές να την αποθηκεύει και να την αποδίδει στο δίκτυο μεταγενέστερα. Το ΣΑΗΕ θα λειτουργεί συζευγμένα με τον φωτοβολταϊκό σταθμό ως ένας νέος ενιαίος σταθμός ενέργειας. Επίσης, υπάρχουν τόσο εμπορικά, όσο και κοινωνικά και περιβαλλοντικά οφέλη από τη χρήση συστημάτων αποθήκευσης, καθώς μπορούν να υποστηρίξουν την εύρυθμη λειτουργία του δικτύου με την άμεση απόκρισή τους (FFR), αλλά και την αποθήκευση ενέργειας για χρήση, τόσο σε μεταγενέστερες ώρες, όσο και για εφεδρεία, τα οποία θα εξεταστούν για την αξιολόγηση της εγκατάστασης του υπό μελέτη σταθμού αποθήκευσης.

Λέξεις κλειδιά: Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, Φωτοβολταϊκός Σταθμός, Σύστημα Αποθήκευσης Ενέργειας, Περικοπές Ενέργειας, Αξιολόγηση Σταθμού Παραγωγής, Προσομοίωση Λειτουργίας





## **Abstract**

With the increasing penetration of Renewable Energy Sources (RES) in the energy mix and due to the stochastic nature of RES stations, the problem of production curtailment in RES stations is observed, mostly related to the stability of the grid. This problem is more evident in Photovoltaic Power Stations (PV) as there are hours where the contribution of these stations to the energy mix is significant, especially at noon when sunlight levels are at their peak. The purpose of this thesis is to examine, with the help of various criteria, the connection of a Battery Energy Storage System (BESS) to the station so that the energy, that would otherwise be lost due to curtailment, can be stored and later delivered to the grid. The BESS will operate together with the PV station as a new unified energy station. Additionally, there are both commercial and socio-environmental benefits from using storage systems, as they can help to ensure the smooth operation of the grid with their immediate response (FFR) and the storage of energy for use in later hours, as well as for reserves, which will be examined in the evaluation of the storage station's installation.

**Keywords:** Renewable Energy Sources, Photovoltaic Station, Energy Storage System, BESS, Energy Curtailment, Power Station Evaluation, Operational Simulation.



## **Ευχαριστίες**

Η διπλωματική αυτή εργασία εκπονήθηκε υπό την επίβλεψη του κ. Ευάγγελου Μαρινάκη, Επίκουρου Καθηγητή του ΕΜΠ, της σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών, στον οποίο οφείλω ιδιαίτερες ευχαριστίες για την ανάθεσή της.

Θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά τον διδάκτορα Γεώργιο Τραχανά για τη βοήθεια, τη συνεργασία και την εμπιστοσύνη του στην ολοκλήρωση της εργασίας.

Τέλος, θα ήθελα να ευχαριστήσω τους συμφοιτητές μου, Μελέτη, Στράτο και Χριστόφορο για τη βοήθεια τους, καθώς και τη σύζυγό μου, Βίκη, που με στήριξε στη διάρκεια των σπουδών.



## Πίνακας Περιεχομένων

1.	Ηλιακή Ενέργεια .....	22
1.1.	Ηλιακό Δυναμικό .....	22
1.2.	Ηλιακή ηλεκτρική ενέργεια .....	22
1.3.	Ηλιακό Ηλεκτρικό Δυναμικό .....	24
2.	Φωτοβολταϊκά Συστήματα .....	28
2.1.	Το φωτοβολταϊκό φαινόμενο .....	28
2.2.	Ηλιακή Κυψέλη / Κελί (Solar Cell).....	28
2.2.1.	Η ροή του ηλεκτρικού ρεύματος σε μια ηλιακή κυψέλη.....	30
2.3.	Φωτοβολταϊκό Πλαίσιο.....	34
2.3.1.	Φωτοβολταϊκά panels τύπου N και P .....	35
2.3.2.	Φωτοβολταϊκά πλαίσια διπλής όψης.....	36
2.3.3.	Σύνδεση Φωτοβολταϊκών panel .....	37
2.4.	Αντιστροφέας/Μετατροπέας (Inverter).....	38
2.4.1.	Τύποι αντιστροφέν βάσει της σύνδεσή τους.....	39
2.4.2.	Αντιστροφείς διασύνδεσης δικτύου (Grid Tied Inverters).....	39
2.4.3.	Τύποι ηλιακών αντιστροφέν.....	39
2.4.4.	Η «Πυκνότητα» MPPT.....	45
2.5.	Μετασχηματιστές .....	46
3.	Συστήματα αποθήκευσης ενέργειας.....	47
3.1.	Μηχανική Αποθήκευση Ενέργειας .....	47
3.1.1.	Υδροηλεκτρική ενέργεια .....	47
3.1.2.	Αντλησιοταμίευση.....	48
3.2.	Ηλεκτροχημική .....	49
3.2.1.	Επαναφορτιζόμενες Μπαταρίες .....	49
3.2.2.	Υδρογόνο .....	50
4.	Συστήματα Αποθήκευσης Ενέργειας Με Μπαταρίες ( ΣΑΗΕ   BESS) .....	50
4.1.	Εισαγωγή .....	50
4.2.	Τεχνολογία μπαταριών .....	51
4.3.	Περιβαλλοντικές Επιπτώσεις των Μπαταριών.....	51
4.4.	Το Σύστημα αποθήκευσης Ενέργειας .....	56
4.5.	Λειτουργία .....	57
4.6.	Βασικοί Δείκτες Λειτουργίας - Απόδοσης (KPIs): .....	57
5.	Υβριδικόι Σταθμοί (Solar Plus Storage - Ηλιακή Ενέργεια συν Αποθήκευση).....	60
5.1.	Αρχιτεκτονικές Φωτοβολταϊκό-συν-Μπαταρία (PV-plus-battery) συστημάτων .....	60

5.1.1.	AC συζευγμένο, αυτόνομο .....	61
5.1.2.	AC συζευγμένο, co-located .....	61
5.1.3.	DC-συζευγμένο σύστημα .....	62
5.2.	Τα Πλεονεκτήματα της Συνύπαρξης Ηλιακής Ενέργειας και Αποθήκευσης .....	62
5.3.	Εγκατάσταση συστήματος αποθήκευσης σε εν λειτουργία ΦΒ πάρκο .....	65
5.4.	Επιχειρηματικά μοντέλα στην εγκατάσταση συστήματος αποθήκευσης .....	65
5.5.	Η πρόκληση της διασύνδεσης .....	66
6.	Περικοπές Ενέργειας (Energy Curtailment) .....	68
6.1.	Αντιμετώπιση Περικοπών με Συστήματα Αποθήκευσης .....	69
6.2.	Περικοπές (Curtailment) και αύξηση εγκατεστημένης ισχύος φωτοβολταϊκών σταθμών .....	71
7.	Φωτοβολταϊκός Σταθμός .....	76
8.	Το σύστημα αποθήκευσης (BESS) .....	86
9.	Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ).....	91
10.	Προσομοίωση λειτουργίας συστήματος .....	97
10.1.	Διαστασιολόγηση ΣΑΗΕ και χαρακτηριστικά του συστήματος.....	98
10.2.	Λειτουργικό κόστος ΣΑΗΕ/BESS (O&M) .....	103
10.3.	Μεθοδολογία .....	105
10.4.	Λειτουργία ΣΑΗΕ .....	109
10.5.	Απόδοση ΣΑΗΕ .....	110
11.	Παρατηρήσεις – Συμπεράσματα .....	113
12.	Βιβλιογραφία .....	117
13.	Παράρτημα.....	125

## Πίνακας Εικόνων

Εικόνα 1 Παγκόσμια Οριζόντια Ακτινοβολία (Global Horizontal Irradiation   GHI kWh/m <sup>2</sup> ) (SolarGIS, n.d.).....	24
Εικόνα 2 Οριζόντια Ακτινοβολία - Ελλάδα ( kWh/m <sup>2</sup> ) (Joint Research Centre, n.d.).....	25
Εικόνα 3 Φωτοβολταϊκό Δυναμικό Ηλεκτρικής Ενέργειας (Photovoltaic Electricity Potential   kWh/kWp) (SolarGIS, n.d.).....	26
Εικόνα 4 Φωτοβολταϊκό Δυναμικό Ηλεκτρικής Ενέργειας υπό βέλτιστη κλίση συστήματος - Ελλάδα (kWh/kWp) (Joint Research Centre, n.d.).....	27
Εικόνα 5 Η Ηλιακή Κυψέλη   Το Ηλιακό κελί (Solar Cell) (Dey et al., 2016).....	29
Εικόνα 6 Λειτουργία Ηλιακής Κυψέλης (U.S. Energy Information Administration, n.d.).....	30
Εικόνα 7 Πολυκρυσταλλικό και μονοκρυσταλλικό ηλιακό κελί: χρησιμοποιούνται αντίστοιχα για την κατασκευή πολυκρυσταλλικών και μονοκρυσταλλικών ηλιακών πάνελ ((Skaaland et al., 2011)).....	32
Εικόνα 8 Ηλιακές Κύψέλες (Forleaves, 2023).....	33
Εικόνα 9 Μέγιστη απόδοση ανά τεχνολογία (Statista, n.d.).....	33
Εικόνα 10 Μέγιστη απόδοση ανά τεχνολογία ανά έτος (Liu et al., 2018).....	34
Εικόνα 11 Διαδικασία κατασκευής Φ/Β panel (International Energy Agency, 2024).....	34
Εικόνα 12 Solar Cell, PV Module, PV Panel, PV Array (Muliadi et al., 2021).....	35
Εικόνα 13 Δομή του P-type (αριστερά) και του N-type (δεξιά) ΦΒ Κυψέλης (Gangopadhyay, Roy, Garain, Jana, & Das, 2012).....	36
Εικόνα 14 Φωτοβολταϊκά πλαίσια διπλής όψης (Stein et al., 2021).....	37
Εικόνα 15 Φ/Β πλαίσια συνδεδεμένα παράλληλα (Oketola, 2022).....	38
Εικόνα 16 Φ/Β πλαίσια συνδεδεμένα σε σειρά (Oketola, 2022).....	38
Εικόνα 17 Φωτοβολταϊκός Σταθμός με Κεντρικούς Αντιστροφείς (Αριστερά) και Αντιστροφείς Σειράς (Δεξιά) (Lusson, 2024).....	40
Εικόνα 18 Καμπύλη I-V και MPPT (Sarang et al., 2024).....	42
Εικόνα 19 Ανάλυση κόστους ενός Φ/Β Σταθμού – 2019 (Höller, Gudopp, & Leschinsky, 2019) (Höller, Gudopp, & Leschinsky, 2019).....	44
Εικόνα 20 Ανάλυση κόστους Φ/Β σταθμού (Utility Scale - \$/W) – 2021 (Ramasamy et al., 2022) (Ramasamy et al., 2022).....	44
Εικόνα 21 Πτώση απόδοσης Φ/Β πλαισίων (%/έτος) (Lusson, 2024).....	45
Εικόνα 22 Κεντρικός Inverter συνδεδεμένος με Μ/Σ ΧΤ/ΜΤ (Skid) (SMA Solar Technology AG, n.d).....	46
Εικόνα 23 Σύστημα αντλησιοταμίευσης (Te Roopu Taurima, 2016).....	48
Εικόνα 24 Κανονικοποιημένα Δεδομένα για Παραγωγή μπαταριών (για παραγωγή 100kg) (McManus, 2012).....	53
Εικόνα 25 Απόδοση των μπαταριών συμπεριλαμβανομένης της παραγωγής και της μεταφοράς της φόρτισης της μπαταρίας και του μετατροπέα. Περίπτωση 1: διάρκεια ζωής περιορισμένη από τον κύκλο ζωής, T=25°C, υλικά μπαταρίας 100% ανακυκλώσιμα (Torabi & Ahmadi, 2020).....	54
Εικόνα 26 Χωρητικότητα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας μεγάλης κλίμακας σε παγκόσμιο επίπεδο. (DNV, 2024).....	55
Εικόνα 27 Πρόβλεψη σύστασης αγοράς BESS (Wood Mackenzie, 2024).....	55
Εικόνα 28 ΣΑΗΕ   BESS (Close, Barnard, Chew, & Perera, 2024).....	56
Εικόνα 29 AC συζευγμένο σύστημα αυτόνομη αποθήκευση ενέργειας (AC coupled, standalone system) (Mashal & Sloane, n.d.).....	61
Εικόνα 30 AC coupled, co-located σύστημα (Mashal & Sloane, n.d.).....	61

Εικόνα 31 DC coupled, co-located σύστημα (Mashal & Sloane, n.d.).....	62
Εικόνα 33 Ποσοστό Παραγωγής από Φωτοβολταϊκούς Σταθμούς (Ember, 2024) .....	69
Εικόνα 34 Αξία στην αγορά Ενέργειας των Φωτοβολταϊκών με βάση την τιμή Ηλεκτρικής Ενέργειας .....	69
Εικόνα 35 Πρόβλεψη Αξίας Ηλεκτρικής Ενέργειας από ΦΒ σταθμό με και χωρίς ΣΑΗΕ (Ember, 2024) .....	70
Εικόνα 36 Μηνιαίες περικοπές ανεξάρτητων παραγωγών στην Καλιφόρνια (U.S. Energy Information Administration, 2024).....	72
Εικόνα 37 Εγκατεστημένη Ισχύς ΦΣΠΗΕ – Καλιφόρνια (California Energy Commission, n.d.)..	72
Εικόνα 38 Συσχέτιση φορτίου αιχμής και παραγωγής από ΦΒ (California, 2018) (Denholm & Margolis, 2018) .....	72
Εικόνα 39 Συσχέτιση περικοπών και μεταβλητής παραγωγής (International Energy Agency, 2023) .....	73
Εικόνα 40 Παραγόμενη από ΑΠΕ Ενέργεια που απορρίφθηκε λόγω περικοπών, 2024 (The Green Tank, 2024).....	73
Εικόνα 41 Ποσοστό παραγωγής ενέργειας ανά τεχνολογία παραγωγής,2023 (ENTSO-E, 2023) .....	74
Εικόνα 42 Πρόβλεψη περικοπών σύμφωνα με διαφορετικά σενάρια του δείκτη FHR,(πηγή: ΡΑΕΕΥ (RAE, 2022)) .....	74
Εικόνα 43 Απόδοση ΦΒ σταθμών ανά μήνα.....	77
Εικόνα 44 Ετήσιες ώρες παραγωγής.....	78
Εικόνα 45 Χάρτης ηλιοφάνειας σύμφωνα με το μοντέλο Meteororm (Meteororm, n.d.).....	79
Εικόνα 46 Φωτοβολταϊκός σταθμός 1 (Βοιωτία). .....	81
Εικόνα 47 Φωτοβολταϊκός σταθμός 2 (Ηλεία).....	82
Εικόνα 48 Φωτοβολταϊκός σταθμός 3 (Κοζάνη).....	83
Εικόνα 49 Πρόβλεψη εξέλιξης τιμών συστημάτων αποθήκευσης (National Renewable Energy Laboratory, 2023).....	87
Εικόνα 50 Εξέλιξη τιμών μπαταριών (BloombergNEF, 2024) .....	89
Εικόνα 51 Ακαθάριστη ζήτηση και ηλεκτροπαραγωγή (LTS 2050).....	91
Εικόνα 52 Ισχύς των ΑΠΕ και της συμβατικής παραγωγής για τα διάφορα σενάρια (LTS 2050)	92
Εικόνα 53 Σύνοψη των προβολών του ΕΣΕΚ για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (LTS 2050) .....	93
Εικόνα 54 Σύνοψη των προβολών του ΕΣΕΚ για την Ισχύ των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (LTS 2050) .....	94
Εικόνα 55 Πρόβλεψη διείσδυσης ΑΠΕ σύμφωνα με το ανανεωμένο ΕΣΕΚ (LTS 2050).....	95
Εικόνα 56 Πρόβλεψη εξέλιξης κόστους ηλεκτρικής Ενέργειας (€/MWh) (LTS 2050) .....	96
Εικόνα 57 Εκτίμηση State of Health (SOH) του ΣΑΗΕ (MPinarada, 2020) .....	100
Εικόνα 58 Εκτίμηση State of Health (SOH) του ΣΑΗΕ (Battery Germany, 2022) .....	100
Εικόνα 59 Datasheet κυψέλης συστήματος BESS (CATL, 2024) .....	101
Εικόνα 60 Πτώση χωρητικότητας ανά κύκλους ζωής (Preger et al., 2020).....	101
Εικόνα 61 Εξέλιξη SOH ΣΑΗΕ .....	102
Εικόνα 62 Εξέλιξη κόστους λειτουργίας και συντήρησης (O&M) ΣΑΗΕ (National Renewable Energy Laboratory, 2024) .....	103
Εικόνα 63 Προφίλ λειτουργίας ΣΑΗΕ σε συνδυασμό με ΦΒ σταθμό (Schleifer, Murphy, Cole, & Denholm, 2021) .....	109



Εικόνα 64 Τάσεις περικοπών ΦΒ σταθμών στην πολιτεία της Καλιφόρνια (California Independent System Operator, n.d.).....	116
Εικόνα 65 Προφίλ περικοπών ΦΒ σταθμών ανάλογα με την ώρα παραγωγής για την πολιτεία της Καλιφόρνια (California Independent System Operator [CAISO], 2023).....	116

## Πίνακας Πινάκων

Πίνακας 1 Χαρακτηρισμός επίπτωσης ανά kg παραγόμενου προϊόντος (McManus, 2012) .....	53
Πίνακας 2 Σύνοψη DC vs AC coupled συστημάτων (Mashal & Sloane, n.d.) .....	64
Πίνακας 3 Σύγκριση σύνδεσης συστήματος.....	66
Πίνακας 4 Απόδοση ΦΒ σταθμών σύμφωνα με το σχεδιαστικό πρόγραμμα. ....	76
Πίνακας 5 Ανάλυση παραγωγής και απωλειών των Φ/Β σταθμών. ....	80
Πίνακας 6 Αναμενόμενη απόδοση για τον κύκλο ζωής των ΦΒ σταθμών (kWh/kW). ....	85
Πίνακας 7 Πρόβλεψη εξέλιξης τιμών BESS (NREL).....	88
Πίνακας 8 Πρόβλεψη εξέλιξης τιμών με ενημερωμένα στοιχεία τιμών μπαταριών .....	90
Πίνακας 9 Πρόβλεψη ηλεκτροπαραγωγής σύμφωνα με το ανανεωμένο ΕΣΕΚ και διείσδυση ΑΠΕ (LTS 2050).....	94
Πίνακας 10 Πρόβλεψη εξέλιξης κόστους ηλεκτρικής Ενέργειας (€/MWh) (LTS 2050) .....	96
Πίνακας 11 Σενάρια περικοπών ενέργειας σε ΦΒ σταθμούς.....	97
Πίνακας 12 Σενάρια Λειτουργίας ΣΑΗΕ .....	98
Πίνακας 13 Απώλειες Επιμέρους στοιχείων ΣΑΗΕ .....	99
Πίνακας 14 ΣΑΗΕ SOH .....	102
Πίνακας 15 Εξέλιξη κόστους λειτουργίας ΣΑΗΕ .....	104
Πίνακας 16 Αποζημίωση Ενέργειας με βάση το έτος κατασκευής του Σταθμού.....	106
Πίνακας 17 Εξέλιξη κόστους κατασκευής και λειτουργίας ΣΑΗΕ .....	107
Πίνακας 18 Τρόπος Υπολογισμού Εσόδων ΣΑΗΕ.....	108
Πίνακας 19 EBA ανάλογα με το έτος κατασκευής του ΦΒ σταθμού και έτος κατασκευής του ΣΑΗΕ: 2025.....	110
Πίνακας 20 EBA ανάλογα το έτος κατασκευής του ΦΒ σταθμού και έτος κατασκευής του ΣΑΗΕ: 2026.....	111
Πίνακας 21 EBA ανάλογα το έτος κατασκευής του ΦΒ σταθμού και έτος κατασκευής του ΣΑΗΕ: 2027.....	112
Πίνακας 22 EBA (μέση τιμή.) για έτος κατασκευής ΦΒ σταθμού και ΣΑΗΕ (M3).....	114
Πίνακας 23 IRR (μ.ό.) για έτος κατασκευής ΦΒ σταθμού και ΣΑΗΕ (M2).....	114
Πίνακας 24 EBA (μέση τιμή) για έτος κατασκευής ΦΒ σταθμού και ΣΑΗΕ (M1).....	115

## Συντομογραφίες (Abbreviations)

PV: Photovoltaic

ΦΒ: Φωτοβολταϊκό

ΦΣΠΗΕ: Φωτοβολταϊκός Σταθμός Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας

ΑΠΕ: Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

RES: Renewable Energy Sources

PERC: Passivated Emitter and Rear Contact

PERT: Passivated Emitter Rear Totally Diffused

HJT: Heterojunction Technology

BOS: balance of system

AC: Alternating Current

ΕΡ: Εναλλασσόμενο Ρεύμα

DC: Direct Current

ΣΡ: Συνεχές Ρεύμα

MPPT: Maximum Power Point Tracking

GTI: Grid Tied Inverters

$V_{oc}$ : V – Open Circuit | Τάση Ανοιχτού Κυκλώματος

$I_{sc}$ : I – Short Circuit | Ρεύμα Βραχυκύκλωσης

PSH: Pumped Storage Hydropower | Αντλημένη Υδροηλεκτρική Ενέργεια

BESS: Battery Energy Storage System

ΣΑΗΕ: Σταθμός Αποθήκευσης Ηλεκτρικής Ενέργειας

ΔΑ: Δείκτης Απόδοσης

KPI: Key Performance Indicator

BMS: Battery Management System

SoC: State of Charge | Κατάσταση Φόρτισης

SoH State of Health - Κατάσταση Υγείας του συστήματος

PCS: Power Conversion System | Μετατροπέας

EMS: Energy Management System | Σύστημα Διαχείρισης Ενέργειας

CCTV: Closed Circuit TV | Κλειστό Κύκλωμα Τηλεόρασης

FFR: Fast Frequency Response

RTE: Round-Trip Efficiency

DoD: Depth of Discharge | “Βάθος” Αποφόρτισης

C-rate: Charge/Discharge Rate - Ρυθμός Φόρτισης/Αποφόρτισης

AV: Availability

OPEX: Operational Expenses | Λειτουργικές Δαπάνες

CfD: Contract-for-Difference

PPA: Power Purchase Agreement | Συμβάσεις Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας

ΕΣΕΚ: Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα

LTS 2050: Long-term strategies 20250

IRR: Internal Rate of Return

EBA: Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης



## 1. Ηλιακή Ενέργεια

Η ηλιακή ενέργεια είναι ακτινοβολία φωτός και θερμότητας η οποία προέρχεται από τον Ήλιο και είναι εκμεταλέυσιμη για διάφορες χρήσεις, όπως είναι η παραγωγή ηλεκτρισμού, η ηλιακή θερμική ενέργεια (συμπεριλαμβανομένης της θέρμανσης νερού), ηλιακή αρχιτεκτονική κ.α. Αποτελεί μια ουσιαστική πηγή ανανεώσιμης ενέργειας και οι σχετικές τεχνολογίες της, χαρακτηρίζονται γενικά ως παθητική ηλιακή ή ενεργητική ηλιακή, ανάλογα με τον τρόπο που συλλέγουν και διανέμουν την ηλιακή ενέργεια ή τη μετατρέπουν σε ισχύ. Οι τεχνικές ενεργητικής ηλιακής ισχύος περιλαμβάνουν τη χρήση φωτοβολταϊκών συστημάτων, τη συγκεντρωτική ηλιακή ενέργεια (Concentrated Solar Power, CSP) και την ηλιακή θέρμανση νερού για την αξιοποίηση της ενέργειας. Οι παθητικές ηλιακές τεχνικές περιλαμβάνουν τον προσανατολισμό ενός κτιρίου προς τον Ήλιο, την επιλογή υλικών με ευνοϊκή θερμική μάζα ή ιδιότητες διάχυσης φωτός και τον σχεδιασμό χώρων που κυκλοφορούν φυσικά τον αέρα.

Το 2011, ο Διεθνής Οργανισμός Ενέργειας δήλωσε ότι «η ανάπτυξη προσιτών, ανεξάντλητων και καθαρών τεχνολογιών ηλιακής ενέργειας θα έχει τεράστια οφέλη μακροπρόθεσμα». Θα αυξήσει την ενεργειακή ασφάλεια των χωρών μέσω της εξάρτησης από μια εγχώρια, ανεξάντλητη και κυρίως ανεξάρτητη από εισαγωγές πηγή, θα ενισχύσει τη βιωσιμότητα, θα μειώσει τη ρύπανση και θα μειώσει το κόστος των μέτρων αντιμετώπισης της παγκόσμιας θέρμανσης.

### 1.1. Ηλιακό Δυναμικό

Η Γη δέχεται 174 petawatts (PW) εισερχόμενης ηλιακής ακτινοβολίας (insolation) στην ανώτερη ατμόσφαιρα (Smil, 1991). Περίπου το 30% αντανακλάται πίσω στο διάστημα, ενώ το υπόλοιπο, δηλαδή 122 PW, απορροφάται από τα σύννεφα, τους ωκεανούς και τις επιφάνειες του εδάφους. Το φάσμα του ηλιακού φωτός στην επιφάνεια της Γης είναι κυρίως εξαπλωμένο στα ορατά και κοντινά υπέρυθρα εύρη, με ένα μικρό μέρος του φωτός να βρίσκεται στο κοντινό υπεριώδες. Οι περισσότεροι άνθρωποι του κόσμου ζουν σε περιοχές με επίπεδα ηλιοφάνειας 150 – 300 W/m<sup>2</sup>, ή 3,5 – 7,0 kWh/m<sup>2</sup> ανά ημέρα (Karuppu, Sitaraman, & NVICO, 2019).

Η συνολική ηλιακή ενέργεια που απορροφάται από την ατμόσφαιρα, τους ωκεανούς και τις επιφάνειες των εδαφών της Γης είναι περίπου 122 PW ανά 1 έτος που αντιστοιχεί σε 3.850.000 exajoules (EJ) (Smil, 2010). Η φωτοσύνθεση απορροφά περίπου 3,000 EJ ανά έτος σε βιομάζα.

### 1.2. Ηλιακή ηλεκτρική ενέργεια

Η ηλιακή ενέργεια, γνωστή και ως ηλιακή ηλεκτρική ενέργεια, είναι η μετατροπή ενέργειας από το ηλιακό φως σε ηλεκτρικό ρεύμα, είτε άμεσα με τη χρήση φωτοβολταϊκών πάνελ (PV) είτε έμμεσα με τη χρήση συγκεντρωτικής ηλιακής ενέργειας. Τα ηλιακά πάνελ χρησιμοποιούν το φωτοβολταϊκό φαινόμενο για να μετατρέψουν το φως σε ηλεκτρικό

ρεύμα (Department of Energy, 2011). Τα συστήματα συγκεντρωτικής ηλιακής ενέργειας (CSP) χρησιμοποιούν φακούς ή καθρέπτες και συστήματα παρακολούθησης του ηλίου για να εστιάσουν μια μεγάλη περιοχή ηλιακού φωτός σε ένα θερμό σημείο, συνήθως για να κινήσουν μια ατμο-τουρμπίνα.

Τα φωτοβολταϊκά πάνελ (PVs) αρχικά χρησιμοποιήθηκαν αποκλειστικά ως πηγή ηλεκτρικής ενέργειας για μικρές και μεσαίες εφαρμογές, από τον υπολογιστή που λειτουργεί με μία μόνο ηλιακή κυψέλη μέχρι απομονωμένα σπίτια που τροφοδοτούνται από ένα αυτόνομο φωτοβολταϊκό σύστημα. Οι πρώτοι εμπορικοί συγκεντρωτικοί ηλιακοί σταθμοί ενέργειας αναπτύχθηκαν τη δεκαετία του 1980. Από τότε, καθώς το κόστος των ηλιακών πάνελ μειώνεται, η χωρητικότητα και η παραγωγή των συνδεδεμένων με το δίκτυο φωτοβολταϊκών συστημάτων διπλασιάζεται, περίπου κάθε τρία χρόνια. Πλέον, τα τρία τέταρτα της παραγωγικής δυναμικότητας είναι ηλιακά (Gabbatiss, 2024), με πολλές εγκαταστάσεις σε οροφές και φωτοβολταϊκούς σταθμούς μεγάλης κλίμακας (Utility Scale) να συνεχίζουν να κατασκευάζονται.

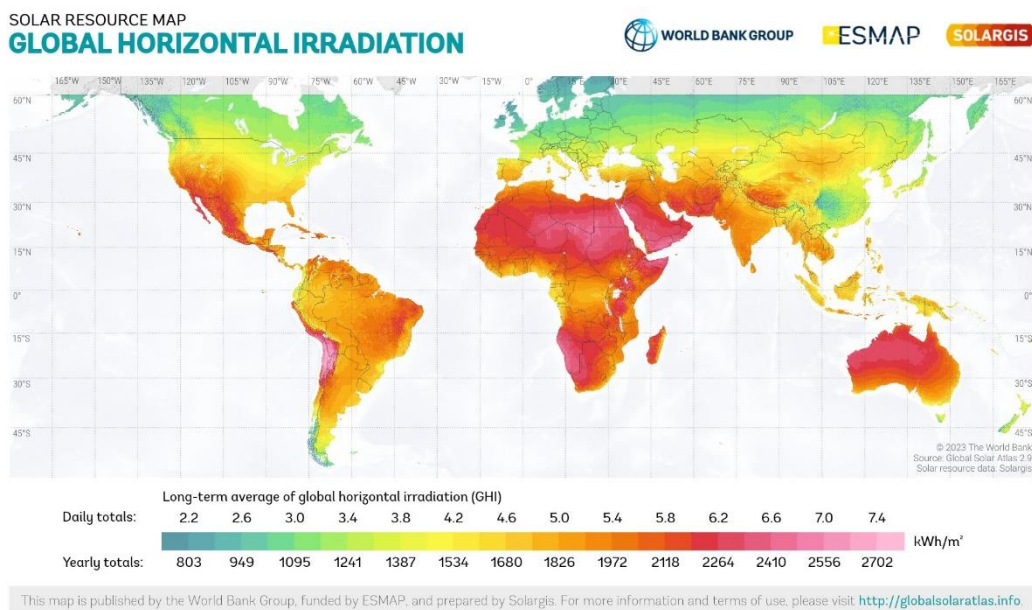
Το 2023, τα συστήματα ηλιακής ενέργειας παρήγαγαν το 5% της ηλεκτρικής ενέργειας του κόσμου, σε σύγκριση με το 1% το 2015 (IEA, 2024a), όταν και υπογράφηκε η Συμφωνία του Παρισιού για τον περιορισμό της κλιματικής αλλαγής (Ember, 2022). Μαζί με την αιολική ενέργεια στην ξηρά, στις περισσότερες χώρες, το φθηνότερο σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας (LCOE | Levelized Cost Of Energy) για νέες εγκαταστάσεις είναι η ηλιακή ενέργεια από φωτοβολταϊκά συστήματα μεγάλης κλίμακας (Lazard, 2023).

Σχεδόν η μισή ονομαστική ηλιακή ενέργεια που εγκαταστάθηκε το 2022 ήταν σε οροφές (rooftop) (Norman, 2023). Παρά την μεγάλη ανάπτυξη των ΑΠΕ, χρειάζεται πολύ περισσότερη ενέργεια χαμηλών ρύπων για τον περιορισμό της κλιματικής αλλαγής. Ο Διεθνής Οργανισμός Ενέργειας (International Energy Agency: IEA) το 2022 αναφέρει ότι απαιτούνται περισσότερες προσπάθειες για την ένταξη στο δίκτυο και την αντιμετώπιση των προκλήσεων που προκύπτουν από ζητήματα πολιτικών, ρυθμιστικά και χρηματοδότησης (IEA, 2022).

### 1.3. Ηλιακό Ηλεκτρικό Δυναμικό

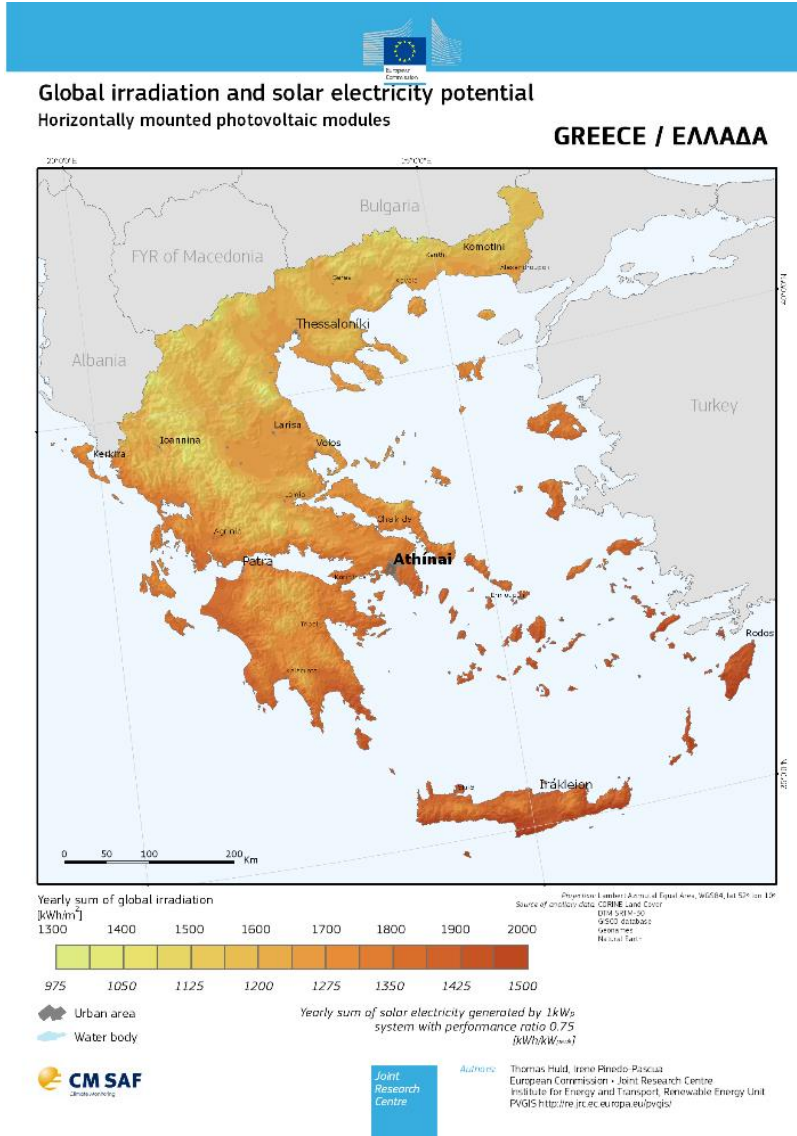
Η γεωγραφία επηρεάζει σημαντικά το δυναμικό της ηλιακής ενέργειας, καθώς διαφορετικές τοποθεσίες λαμβάνουν διαφορετικές ποσότητες ηλιακής ακτινοβολίας. Συγκεκριμένα, με κάποιες παραλλαγές, οι περιοχές που βρίσκονται πιο κοντά στον ισημερινό λαμβάνουν γενικά υψηλότερες ποσότητες ηλιακής ακτινοβολίας. Ωστόσο, οι ηλιακοί συλλέκτες που μπορούν να ακολουθούν τη θέση του Ήλιου μπορούν να αυξήσουν σημαντικά το δυναμικό της ηλιακής ενέργειας σε περιοχές που βρίσκονται πιο μακριά από τον ισημερινό (Goldemberg, 2001). Η συννεφιά που παρατηρείται κατά τη διάρκεια της ημέρας, μπορεί να μειώσει το φως που είναι διαθέσιμο για τους φωτοβολταϊκούς σταθμούς. Η διαθεσιμότητα του εδάφους έχει επίσης μεγάλη επίδραση στη διαθέσιμη ηλιακή ενέργεια.

Στις Εικόνες 1 και 2 αποτυπώνεται η οριζόντια ηλιακή ακτινοβολία που δέχεται κάθε περιοχή της Γη και η Ελλάδα, αντίστοιχα, καθώς και το αντίστοιχο Φωτοβολταϊκό Δυναμικό Ηλεκτρικής Ενέργειας (Photovoltaic Electricity Potential) (Εικόνες 3 & 4) (SolarGIS, n.d.) (Joint Research Centre, n.d.).

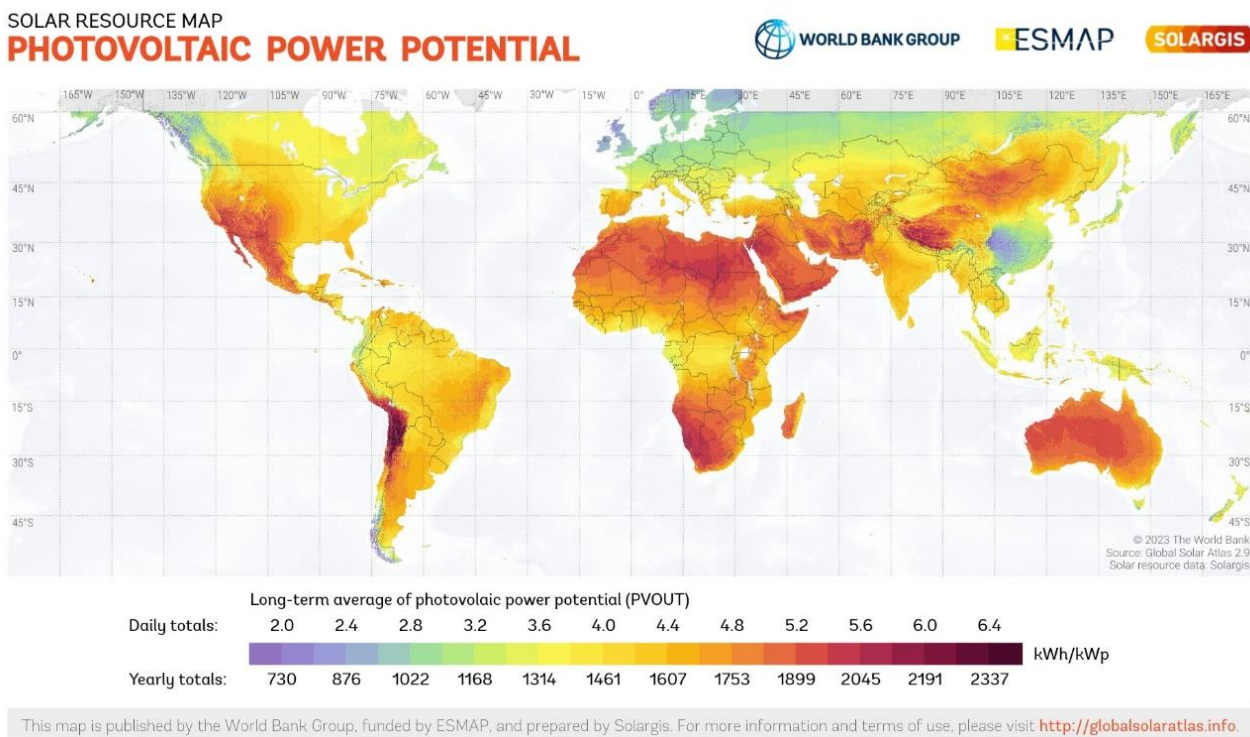


Εικόνα 1 Παγκόσμια Οριζόντια Ακτινοβολία (Global Horizontal Irradiation | GHI kWh/m<sup>2</sup>) (SolarGIS, n.d.)

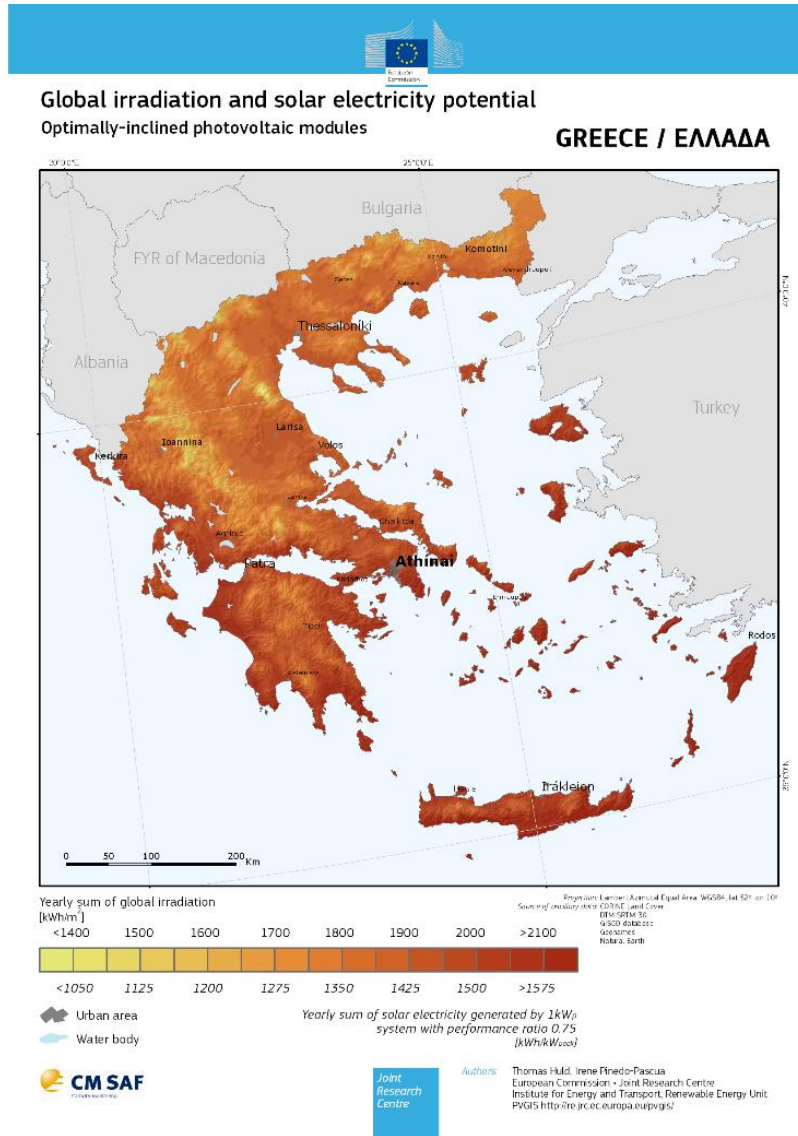




Εικόνα 2 Οριζόντια Ακτινοβολία - Ελλάδα ( kWh/m<sup>2</sup>) (Joint Research Centre, n.d.)



*Εικόνα 3 Φωτοβολταϊκό Δυναμικό Ηλεκτρικής Ενέργειας (Photovoltaic Electricity Potential | kWh/kWp) (SolarGIS, n.d.)*



Εικόνα 4 Φωτοβολταϊκό Δυναμικό Ηλεκτρικής Ενέργειας υπό βέλτιστη κλίση συστήματος - Ελλάδα (kWh/kWp) (Joint Research Centre, n.d.)

## 2. Φωτοβολταϊκά Συστήματα

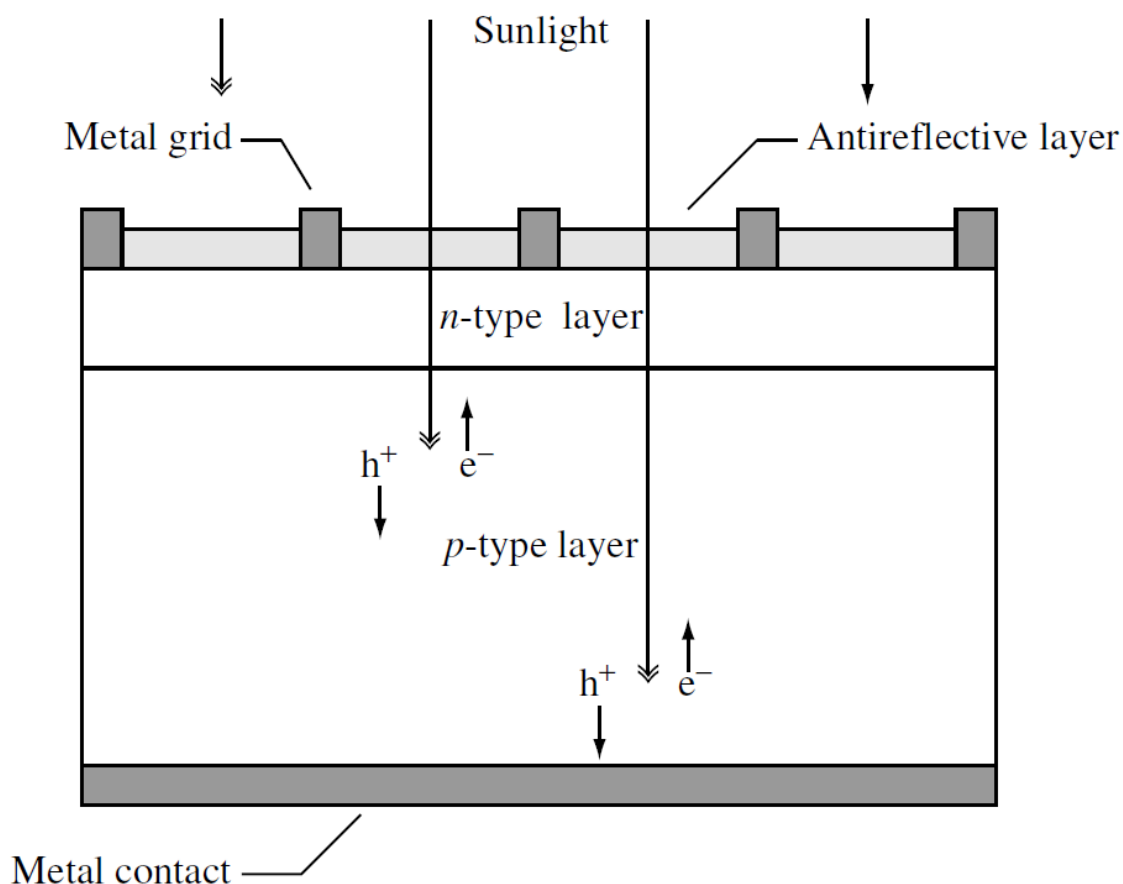
### 2.1. Το φωτοβολταϊκό φαινόμενο

Το φωτοβολταϊκό φαινόμενο ορίζεται ως η παραγωγή τάσης και ηλεκτρικού ρεύματος σε ένα υλικό κατά την έκθεση σε φως και αποτελεί φυσικό φαινόμενο (Böer, 2015).

Το φωτοβολταϊκό φαινόμενο σχετίζεται στενά με το φωτοηλεκτρικό φαινόμενο. Για τα δύο φαινόμενα, το φως απορροφάται, προκαλώντας την διέγερση ενός ηλεκτρονίου ή άλλου φορέα φορτίου σε μια κατάσταση υψηλότερης ενέργειας. Η κύρια διάκριση είναι ότι ο όρος φωτοηλεκτρικό φαινόμενο χρησιμοποιείται πλέον όταν το ηλεκτρόνιο εκτοξεύεται έξω από το υλικό (συνήθως σε κενό), ενώ το φωτοβολταϊκό φαινόμενο χρησιμοποιείται όταν ο διεγερμένος φορέας φορτίου παραμένει εντός του υλικού. Σε κάθε περίπτωση, παράγεται ηλεκτρική τάση (ή τάση πιο απλά) από τον διαχωρισμό φορτίων, και το φως πρέπει να έχει επαρκή ενέργεια για να ξεπεράσει το φράγμα δυναμικού για διέγερση. Η «φυσική» ουσιαστική διαφορά είναι ότι η φωτοηλεκτρική εκπομπή διαχωρίζει τα φορτία μέσω βαλλιστικής αγωγιμότητας και η φωτοβολταϊκή εκπομπή τα διαχωρίζει μέσω διάχυσης.

### 2.2. Ηλιακή Κυψέλη / Κελί (Solar Cell)

Οι Ηλιακές Κυψέλες ημιαγωγών είναι θεμελιωδώς αρκετά απλές κατασκευές. Οι ημιαγωγοί έχουν την ικανότητα να απορροφούν το φως και να αποδίδουν ένα μέρος της ενέργειας των απορροφημένων φωτονίων στους φορείς του ηλεκτρικού ρεύματος – ηλεκτρόνια και οπές. Μια δίοδος ημιαγωγού διαχωρίζει και συλλέγει τους φορείς και διαχειρίζεται το παραγόμενο ηλεκτρικό ρεύμα προς μια συγκεκριμένη κατεύθυνση. Έτσι, μια ηλιακή κυψέλη είναι απλώς μια δίοδος ημιαγωγού που έχει σχεδιαστεί και κατασκευαστεί προσεκτικά για να απορροφά και να μετατρέπει αποτελεσματικά την ενέργεια του φωτός από τον ήλιο σε ηλεκτρική ενέργεια. Μια απλή συμβατική δομή ηλιακής κυψέλης απεικονίζεται στην Εικόνα 5.



Εικόνα 5 Η Ηλιακή Κυψέλη | Το Ηλιακό κελί (Solar Cell) (Dey et al., 2016)

Το ηλιακό φως προσπίπτει από την κορυφή στο μπροστινό μέρος του ηλιακού κελιού. Ένα μεταλλικό πλέγμα, το οποίο αποτελεί μία από τις ηλεκτρικές επαφές της διόδου, επιτρέπει στο φως να εισέλθει στον ημιαγωγό ανάμεσα στις γραμμές του πλέγματος και έτσι να απορροφηθεί και να μετατραπεί σε ηλεκτρική ενέργεια. Ένα αντι-ανακλαστικό στρώμα τοποθετείται ανάμεσα στις γραμμές του πλέγματος, με σκοπό την αύξηση της ποσότητας του φωτός που μεταδίδεται στον ημιαγωγό. Η διόδος του ημιαγωγού διαμορφώνεται όταν ένας ημιαγωγός τύπου n και ένας ημιαγωγός τύπου p φέρονται μαζί για να δημιουργήσουν μια μεταλλουργική διασύνδεση. Αυτό συνήθως επιτυγχάνεται μέσω διάχυσης ή εμφύτευσης συγκεκριμένων προσμίξεων ή μέσω μιας διαδικασίας εναπόθεσης. Η άλλη ηλεκτρική επαφή της διόδου διαμορφώνεται από ένα μεταλλικό στρώμα στο πίσω μέρος του ηλιακού κελιού (Luque & Hegedus, 2011).

Όλη η ηλεκτρομαγνητική ακτινοβολία, συμπεριλαμβανομένου του ηλιακού φωτός, αποτελείται από σωματίδια που ονομάζονται φωτόνια, τα οποία μεταφέρουν

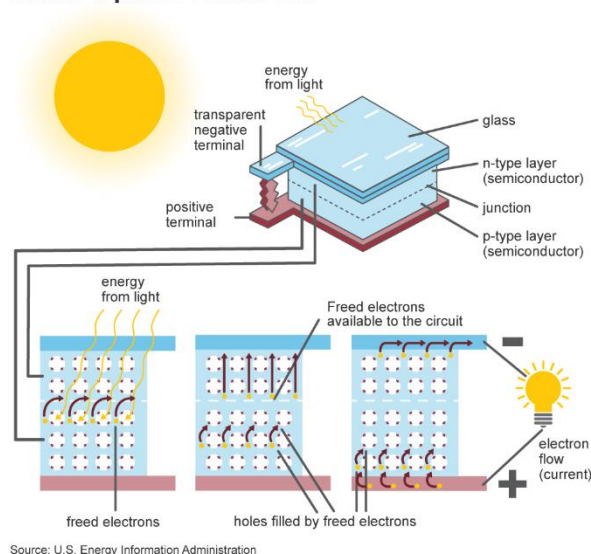
συγκεκριμένες ποσότητες ενέργειας που καθορίζονται από τις φασματικές ιδιότητες της πηγής τους.

Όταν τα φωτόνια «χτυπήσουν» μια φωτοβολταϊκή κυψέλη, μπορεί να ανακλαστούν από αυτήν, να την διαπεράσουν ή να απορροφηθούν από το ημιαγώγιμο υλικό. Μόνο τα απορροφημένα φωτόνια παρέχουν ενέργεια για την παραγωγή ηλεκτρισμού. Όταν το ημιαγώγιμο υλικό απορροφά αρκετό ηλιακό φως (ηλιακή ενέργεια), τα ηλεκτρόνια αποκολλώνται από τα άτομα του υλικού. Η ειδική επεξεργασία της επιφάνειας του υλικού κατά την κατασκευή κάνει τη μπροστινή επιφάνεια του κελιού πιο ανταποκρίσιμη στα αποκολλημένα, ή ελεύθερα, ηλεκτρόνια ώστε τα ηλεκτρόνια να μεταναστεύουν φυσικά προς την επιφάνεια του κελιού.

### 2.2.1. Η ροή του ηλεκτρικού ρεύματος σε μια ηλιακή κυψέλη

Η κίνηση των ηλεκτρονίων, τα οποία φέρουν αρνητικό φορτίο, προς τη εμπρόσθια επιφάνεια της φωτοβολταϊκής ηλιακής κυψέλης δημιουργεί μια ανισορροπία ηλεκτρικού φορτίου μεταξύ αυτής και της πίσω επιφάνειας. Αυτή η ανισορροπία, με τη σειρά της, δημιουργεί μια τάση δυναμικού, όμοια με τα αρνητικά και θετικά άκρα μιας μπαταρίας. Οι ηλεκτρικοί αγωγοί στην κυψέλη απορροφούν τα ηλεκτρόνια. Όταν οι αγωγοί συνδέονται σε ένα ηλεκτρικό κύκλωμα με εξωτερικό φορτίο, όπως μια μπαταρία, το ηλεκτρικό ρεύμα ρέει μέσα από το κύκλωμα.

Inside a photovoltaic cell



Εικόνα 6 Λειτουργία Ηλιακής Κυψέλης (U.S. Energy Information Administration, n.d.)

Το πιο κοινό υλικό στην παραγωγή ηλιακών κυψελών είναι το πυρίτιο το οποίο μπορεί να χρησιμοποιηθεί με διάφορους τρόπους.



### *2.2.1.1. Μονοκρυσταλλικές Φωτοβολταϊκές Κυψέλες*

Οι Μονοκρυσταλλικές Φωτοβολταϊκές Κυψέλες πυριτίου κατασκευάζονται από πλάκες πυριτίου που κόβονται από κυλινδρικά εργαλεία μονοκρυσταλλικού πυριτίου. Οι στρογγυλές κυψέλες πρέπει να κοπούν για να σχηματίσουν σχεδόν τετραγωνικά κελιά, τα οποία μπορούν να ενσωματωθούν εύκολα σε ένα πλαίσιο (module). Έτσι, το πυρίτιο χρησιμοποιείται στη διαδικασία παραγωγής κυψελών. Το υλικό που παράγεται κατά τη διαδικασία τετραγωνισμού συνήθως ανακυκλώνεται στην παραγωγή πολυκρυσταλλικών πλακών ή χρησιμοποιείται ως εισερχόμενο υλικό για την παραγωγή πολυπυριτίου, λόγω του υψηλότερου κόστους καθαρισμού, για άμεση τροφοδότηση στη διαδικασία κρυστάλλωσης CZ-mono.

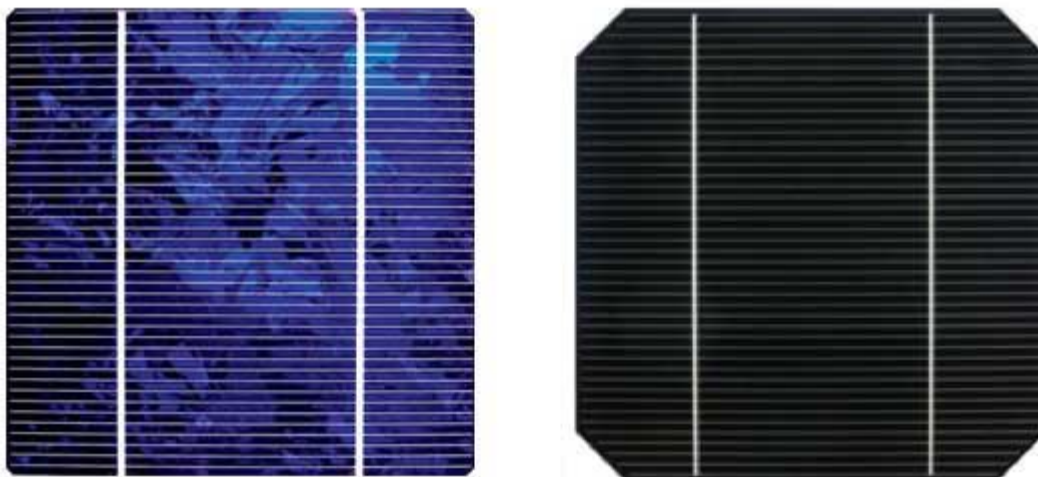
Το μονοκρυσταλλικό πυρίτιο εμφανίζει προβλέψιμη και ομοιόμορφη συμπεριφορά, αλλά, λόγω των απαιτητικών και αργών διαδικασιών παραγωγής που απαιτούνται, είναι επίσης ο πιο ακριβός τύπος πυριτίου.

Ο αργός χρόνος και η υψηλή κατανάλωση ενέργειας στη διαδικασία κρυστάλλωσης CZ αντισταθμίζονται από το πλεονέκτημα της κοπής λεπτότερων πλακών στη διαδικασία κοπής με διαμαντένιο σύρμα. Καθώς το υλικό πολυκρυσταλλικής πλάκας θα προκαλέσει υψηλότερα σπασίματα κελιών κάτω από 180 micron, το μονοκρυσταλλικό πυρίτιο μπορεί να είναι λεπτό ως 120-160 micron.

Τα πλαίσια από μονοκρυσταλλικές κυψέλες πυριτίου φτάνουν εμπορικές αποδόσεις μεταξύ 15 και 24%.

### *2.2.1.2. Πολυκρυσταλλικές Φωτοβολταϊκές Κυψέλες*

Τα πολυκρυσταλλικά ή πολυμορφικά κελιά πυριτίου PV κατασκευάζονται από χυτά τετράγωνα μεγάλα μπλοκ λιωμένου πυριτίου που κρυστώνουν και στερεοποιούνται προσεκτικά. Είναι λιγότερο δαπανηρά στην παραγωγή από τα μονοκρυσταλλικά κελιά πυριτίου, αλλά είναι οριακά λιγότερο αποδοτικά, με αποδόσεις μετατροπής μεταξύ 13% και 16%.



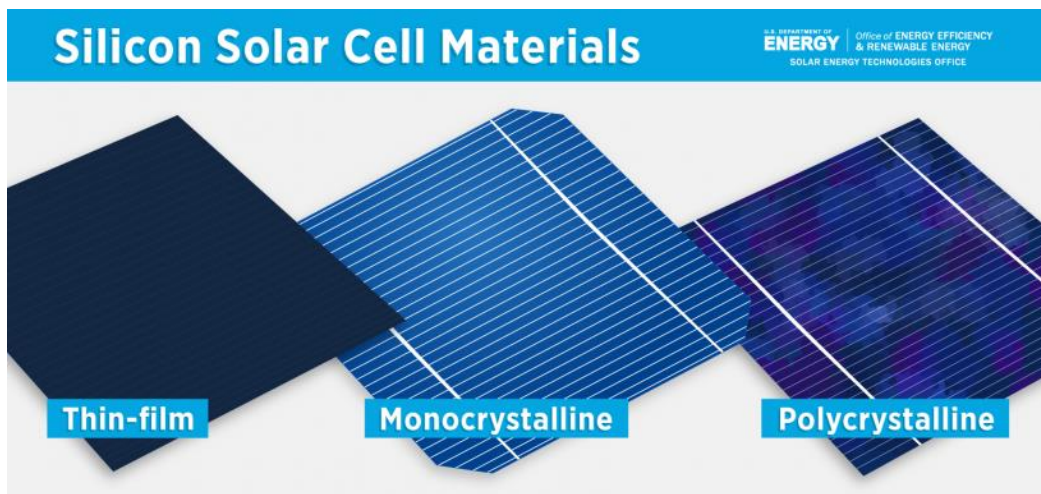
*Εικόνα 7 Πολυκρυσταλλικό και μονοκρυσταλλικό ηλιακό κελί: χρησιμοποιούνται αντίστοιχα για την κατασκευή πολυκρυσταλλικών και μονοκρυσταλλικών ηλιακών πάνελ ((Skaaland et al., 2011))*

### 2.2.1.3. Φωτοβολταϊκές κυψέλες λεπτού υμενίου

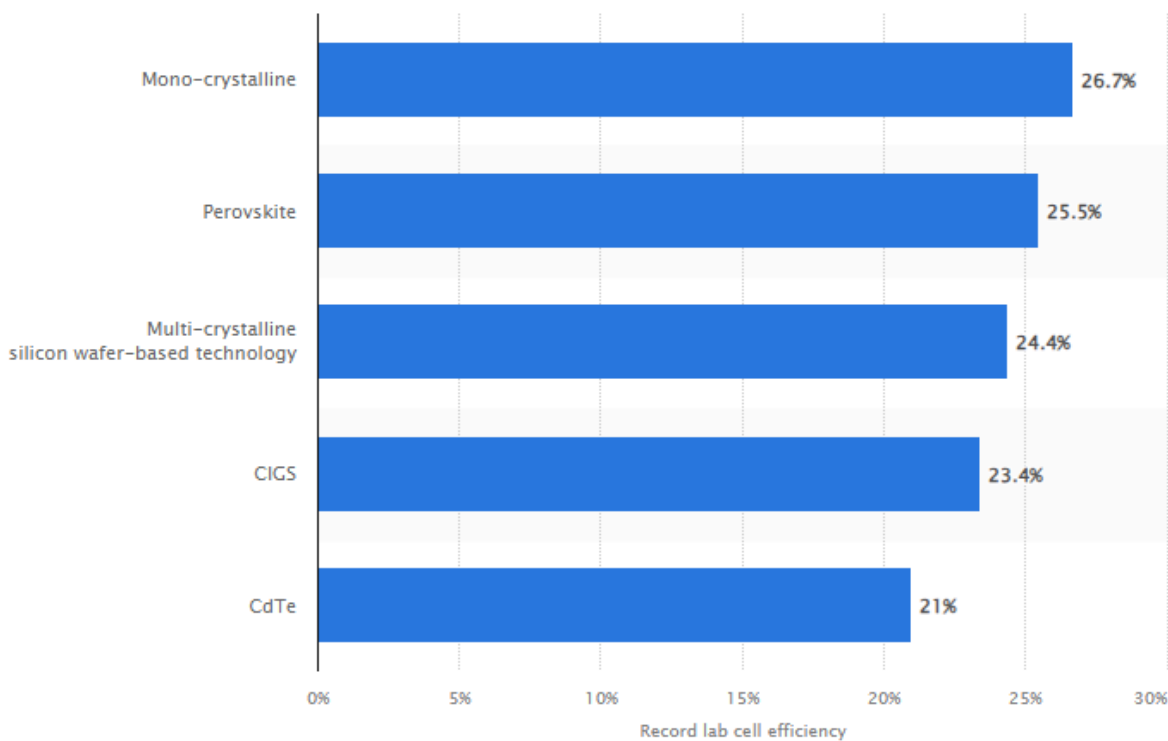
Οι διάφορες τεχνολογίες λεπτού υμενίου (thin film) μειώνουν την ποσότητα (ή τη μάζα) του υλικού που απορροφά το φως και απαιτείται για τη δημιουργία ενός ηλιακού κελιού. Αυτό μπορεί να οδηγήσει σε μειωμένο κόστος επεξεργασίας σε σχέση με τα υλικά μεγαλύτερου όγκου (στην περίπτωση των λεπτών ταινιών πυριτίου) αλλά τείνει επίσης να μειώσει την αποδοτικότητα μετατροπής ενέργειας (μέση αποδοτικότητα μονάδας 6% έως 12%).

Τα φωτοβολταϊκά Λεπτού Υμενίου (Thin Film) κατασκευάζονται με την τοποθέτηση εξαιρετικά λεπτών στρωμάτων φωτοβολταϊκών ημιαγώγιμων υλικών σε υποστηρικτικό υλικό όπως το γυαλί, ο ανοξείδωτος χάλυβας ή το πλαστικό. Τα υλικά που χρησιμοποιούνται εμπορικά είναι το άμορφο πυρίτιο (a-Si), το Κάδμιο - Τελλούριο (CdTe) και ο Χαλκός-ινδίου-γαλλίου-σεληνιδίου (CIGS).

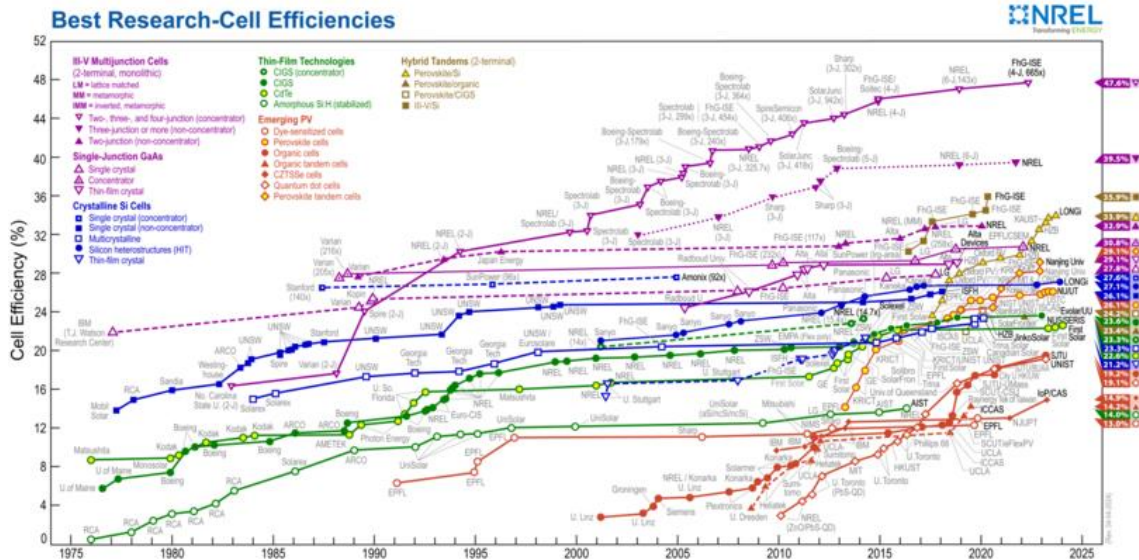




Εικόνα 8 Ηλιακές Κύψέλες (Forleaves, 2023)



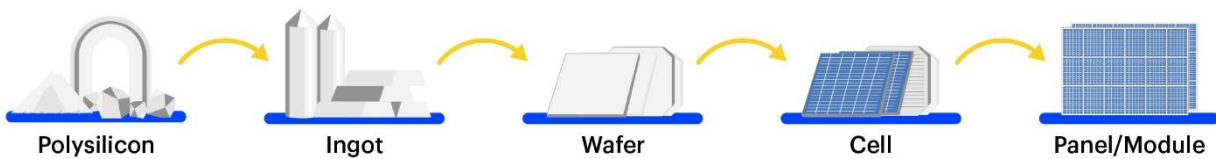
Εικόνα 9 Μέγιστη απόδοση ανά τεχνολογία (Statista, n.d.)



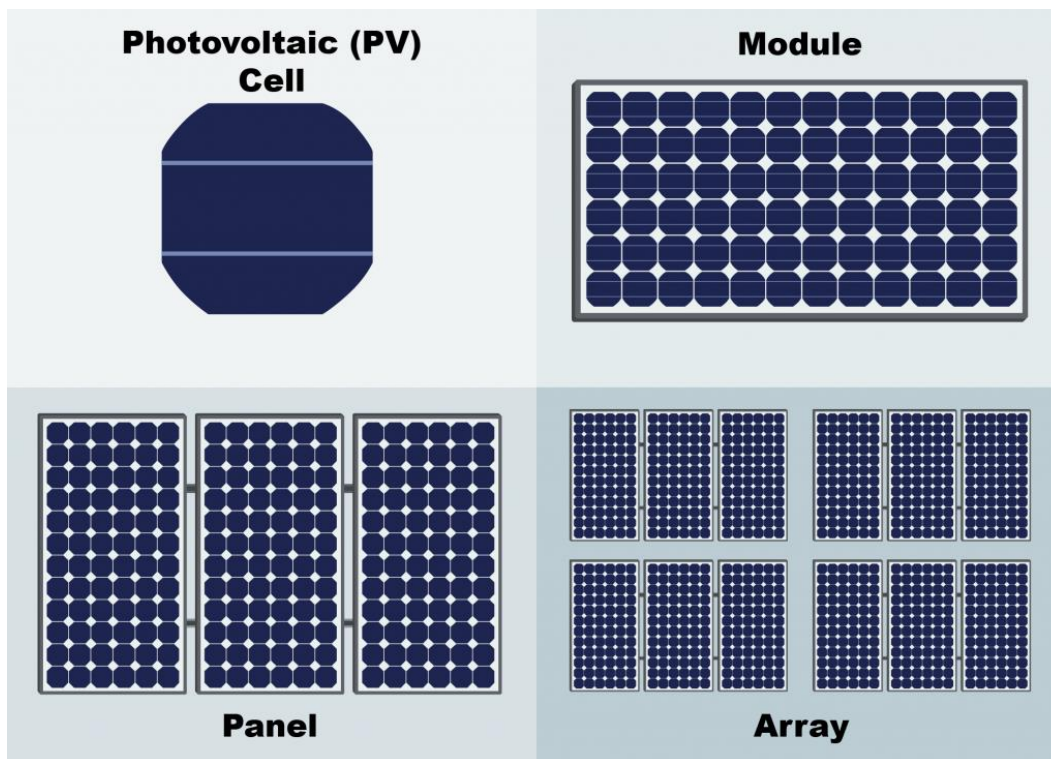
Εικόνα 10 Μέγιστη απόδοση ανά τεχνολογία ανά έτος (Liu et al., 2018)

### 2.3. Φωτοβολταϊκό Πλαίσιο

Τα φωτοβολταϊκά κελιά συνδέονται ηλεκτρικά σε σειριακά ή/και παράλληλα κυκλώματα για την παραγωγή υψηλότερων τάσεων, ρευμάτων και επιπέδων ισχύος. Τα φωτοβολταϊκά πλαίσια (modules) αποτελούνται από κυκλώματα ηλιακών κυψελών οι οποίες είναι σφραγισμένες σε ένα προστατευτικό πολυμερές και αποτελούν τα κύρια δομικά στοιχεία των Φωτοβολταϊκών Συστημάτων (PV). Τα φωτοβολταϊκά πάνελ περιλαμβάνουν μία ή περισσότερες φωτοβολταϊκές κυψέλες συναρμολογημένες ως μια προκαλωδιωμένη, εγκαταστάσιμη στο πεδίο μονάδα. Μία φωτοβολταϊκή συστοιχία είναι η πλήρης μονάδα παραγωγής ισχύος, που αποτελείται από οποιοδήποτε αριθμό φωτοβολταϊκών πανέλων (modules) (University of Central Florida, n.d.).



Εικόνα 11 Διαδικασία κατασκευής Φ/Β panel (International Energy Agency, 2024)



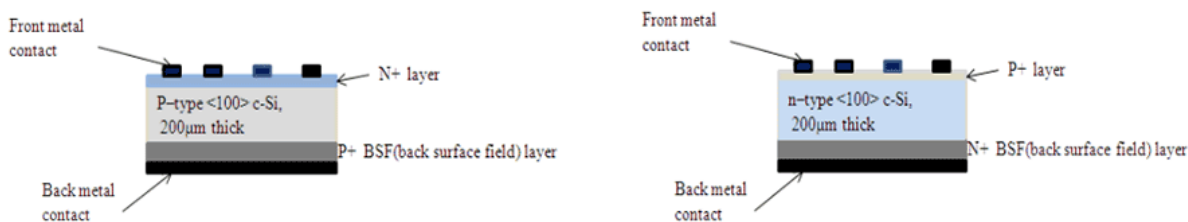
Εικόνα 12 Solar Cell, PV Module, PV Panel, PV Array (Muliadi et al., 2021)

### 2.3.1. Φωτοβολταϊκά panels τύπου N και P

Τα περισσότερα φωτοβολταϊκά κελιά τύπου N και P είναι σχεδόν όμοια, με μικρές διαφορές στην κατασκευή.

Τα φωτοβολταϊκά πλαίσια μπορούν να χωριστούν σε δύο κατηγορίες: τύπου P και τύπου N. Οι κυψέλες τύπου P είναι ενισχυμένες με άτομα που έχουν ένα ηλεκτρόνιο λιγότερο από το πυρίτιο, όπως το βόριο, με αποτέλεσμα ένα θετικό φορτίο (p). Οι N-τύπου κυψέλες, από την άλλη πλευρά, έχουν προσμείξεις με άτομα που έχουν ένα επιπλέον ηλεκτρόνιο από το πυρίτιο, καθιστώντας τις αρνητικές (n). Ενώ οι κυψέλες τύπου-N

προσφέρουν υψηλότερο δυναμικό απόδοσης από τις τύπου-P, είναι πιο ακριβές κατά την κατασκευή τους.



Εικόνα 13 Δομή του P-type (αριστερά) και του N-type (δεξιά) ΦΒ Κυψέλης (Gangopadhyay, Roy, Garain, Jana, & Das, 2012)

Τα φωτοβολταϊκά πάνελ τύπου P είναι ο πιο συνηθισμένος και δημοφιλής τύπος μονάδων στην αγορά. Μία φωτοβολταϊκή κυψέλη τύπου P (P-type) κατασκευάζεται χρησιμοποιώντας μια (P-type) θετική περιοχή μάζας c-Si, με πυκνότητα  $10^{16} \text{ cm}^{-3}$  και πάχος 200μm.

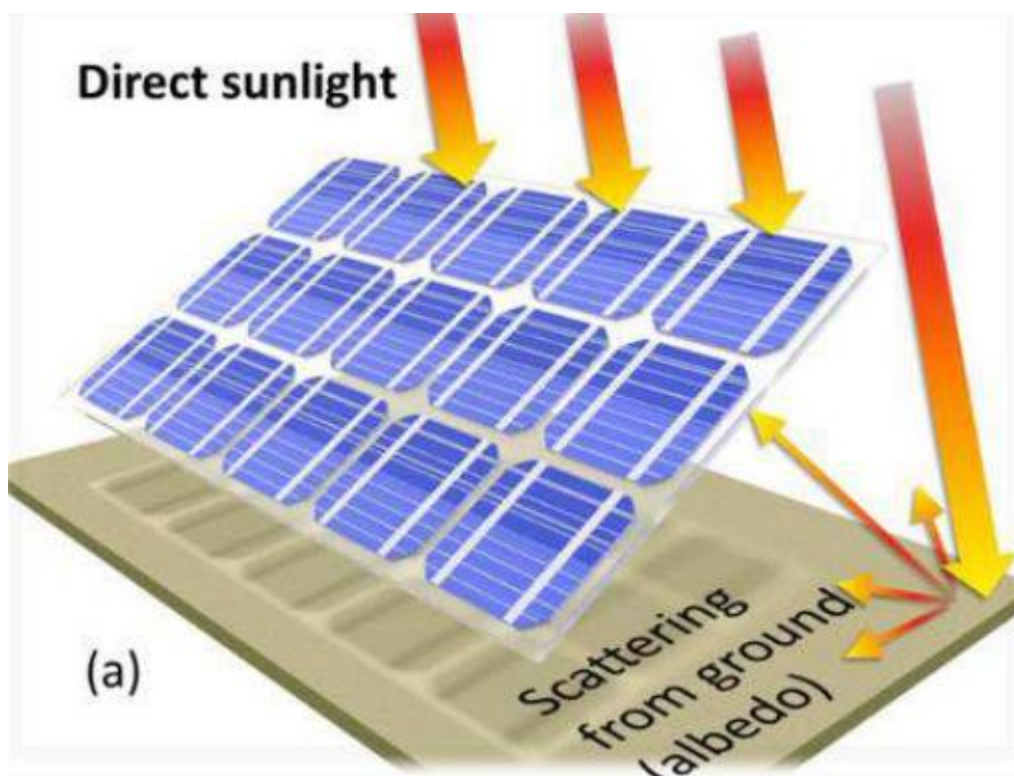
Τα φωτοβολταϊκά πάνελ τύπου N έχουν αρκετά πλεονεκτήματα σε σχέση με το φωτοβολταϊκό πάνελ τύπου P. Το φωτοβολταϊκό κύτταρο τύπου N διαθέτει μια αρνητική (N-type) περιοχή μάζας c-Si με πάχος 200μm και πυκνότητα δόπανσης  $10^{16} \text{ cm}^{-3}$ .

Συνοψίζοντας, το κύριο στοιχείο που διαφοροποιεί τις φωτοβολταϊκές κυψέλες τύπου N με τις αντίστοιχες P είναι η τεχνική που χρησιμοποιείται για την περιοχή μάζας και για τον εκπομπό. Όταν χρησιμοποιείται φώσφορος για την αρνητική πόλωση της περιοχής μάζας, αυτό δημιουργεί ένα φωτοβολταϊκό κύτταρο N-type, ενώ όταν χρησιμοποιείται βόριο για τη θετική πόλωση του κρυσταλλικού πυριτίου στην περιοχή μάζας, αυτό καθιστά το πάνελ P-type.

### 2.3.2. Φωτοβολταϊκά πλαίσια διπλής όψης

Μέχρι πρόσφατα, οι περισσότερες φωτοβολταϊκές κυψέλες από κρυσταλλικό πυρίτιο ήταν κατασκευασμένες από πυρίτιο τύπου P με μία όπισθεν ηλεκτρική επαφή από αλουμίνιο που είναι αδιαφανής στο φως. Αυτές οι κυψέλες, που ονομάζονται κυψέλες με πίσω επιφάνεια από αλουμίνιο (Al-BSF), είναι μονοπρόσωπες: μπορούν να δεχτούν φως μόνο από την μπροστινή πλευρά. Πιο προηγμένα σχέδια κυψελών—όπως η κυψέλη με παθητικοποιημένο εκπομπό και πίσω πλευρά (PERC), η πλήρως διαχυμένη παθητικοποιημένη πίσω πλευρά εκπομπού (PERT), η τοπικά διαχυμένη παθητικοποιημένη πίσω πλευρά εκπομπού, και η “ετεροδομή” πυριτίου με 15 λεπτές στρώσεις (HJT) - μπορούν να χρησιμοποιήσουν τοπική πίσω επαφή που απαιτεί την μεταλλοποίηση τμημάτων μόνο της πίσω πλευράς της κυψέλης. Αυτές οι προηγμένες κυψέλες είναι διπλής όψης, ικανές να δεχτούν φως τόσο από την πίσω όσο και από την μπροστινή πλευρά, όπως φαίνεται παρακάτω:





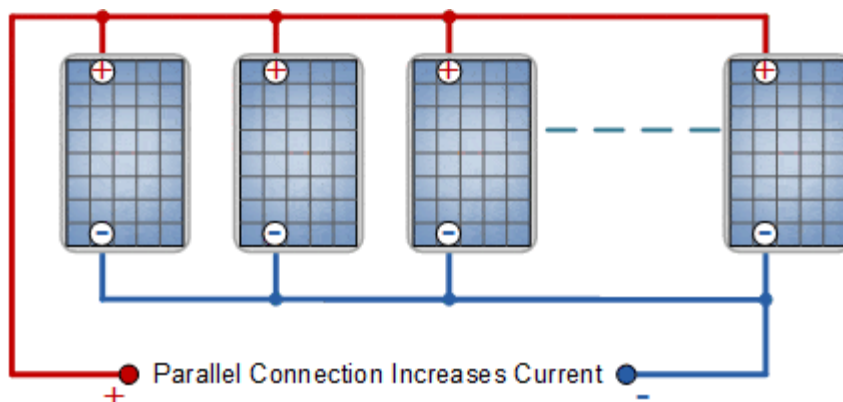
Εικόνα 14 Φωτοβολταϊκά πλαίσια διπλής όψης (Stein et al., 2021)

### 2.3.3. Σύνδεση Φωτοβολταϊκών panel

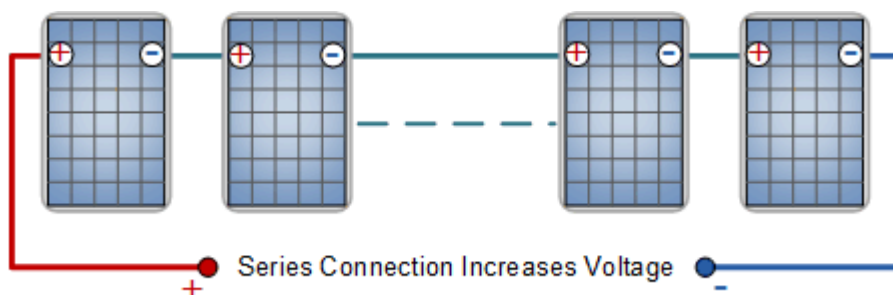
Ο τρόπος σύνδεσης των φωτοβολταϊκών πάνελ επηρεάζει την απόδοση του συστήματός, καθώς και την επιλογή αντιστροφέα.

Τα φωτοβολταϊκά πάνελ που συνδέονται σε σειρά αυξάνουν την τάση, αλλά η ένταση [Ampere] παραμένει η ίδια. Οι αντιστροφείς φωτοβολταϊκών μπορεί να έχουν μια ελάχιστη λειτουργική τάση, έτσι η σύνδεση σε σειρά επιτρέπει στο σύστημα να φτάσει σε αυτό το κατώτατο όριο. Όταν τα φωτοβολταϊκά πάνελ συνδέονται παράλληλα, η ένταση αυξάνεται ενώ η τάση παραμένει ίδια, επιτρέποντάς στο σύστημα να παράγει την ενέργεια που χρειάζεται χωρίς να υπερβαίνει τα όρια τάσης του αντιστροφέα.

Τα περισσότερα συστήματα φωτοβολταϊκών μεγάλης κλίμακας σχεδιάζονται με συνδέσεις σε σειρά, καθώς επιφέρουν σημαντικά πλεονεκτήματα ως προς το κόστος (χαμηλότερα ρεύματα, επομένως μικρότερες διατομές καλωδίων).



Εικόνα 15 Φ/Β πλαίσια συνδεδεμένα παράλληλα (Oketola, 2022)



Εικόνα 16 Φ/Β πλαίσια συνδεδεμένα σε σειρά (Oketola, 2022)

## 2.4. Αντιστροφέας/Μετατροπέας (Inverter)

Ένας ηλιακός αντιστροφέας ή φωτοβολταϊκός (PV) αντιστροφέας είναι ένας τύπος αντιστροφή ισχύος που μετατρέπει τη μεταβλητή έξοδο άμεσου ρεύματος (DC) ενός φωτοβολταϊκού ηλιακού πάνελ σε εναλλασσόμενο ρεύμα (AC) συχνότητας ίδιας με του δικτύου στο οποίο συνδέεται το σύστημα. Το ρεύμα που παράγεται από το σύστημα μπορεί να τροφοδοτηθεί σε ένα εμπορικό ηλεκτρικό δίκτυο ή να χρησιμοποιηθεί από ένα τοπικό, αυτόνομο ηλεκτρικό δίκτυο. Ο αντιστροφέας αποτελεί ένα κρίσιμο στοιχείο ισορροπίας του συστήματος (BOS) σε ένα φωτοβολταϊκό σύστημα, επιτρέποντας τη χρήση κοινού εξοπλισμού που λειτουργεί με AC. Οι ηλιακοί μετατροπείς έχουν ειδικές λειτουργίες προσαρμοσμένες για χρήση σε φωτοβολταϊκά συστήματα, συμπεριλαμβανομένου του εντοπισμού του μέγιστου σημείου ισχύος (MPPT) και της προστασίας από απομόνωση (anti-islanding).

## 2.4.1. Τύποι αντιστροφών βάσει της σύνδεσής τους

### 2.4.1.1. Αυτόνομοι αντιστροφείς

Αυτόνομοι αντιστροφείς είναι οι αντιστροφείς που χρησιμοποιούνται σε αυτόνομα συστήματα ισχύος, όπου ο αντιστροφέας αντλεί την ενέργειά του (DC) από μπαταρίες που φορτίζονται από φωτοβολταϊκά συστήματα. Πολλοί αυτόνομοι αντιστροφείς ενσωματώνουν επίσης φορτιστές μπαταριών για να αναπληρώσουν την μπαταρία από μια πηγή AC, όταν αυτή είναι διαθέσιμη. Κανονικά, οι αντιστροφείς αυτοί, δεν διασυνδέονται με το δημόσιο δίκτυο κατά κανέναν τρόπο και ως εκ τούτου δεν απαιτείται να έχουν προστασία από απομόνωση.

### 2.4.1.2. Αντιστροφείς διασύνδεσης δικτύου (Grid-tied Inverters)

Είναι οι αντιστροφείς οι οποίοι προσαρμόζουν τη φάση εξόδου τους με αυτήν του δικτύου στο οποίο συνδέονται. Οι αντιστροφείς διασύνδεσης δικτύου είναι σχεδιασμένοι να απενεργοποιούνται αυτόματα κατά την απώλεια τροφοδοσίας από το δίκτυο (anti-islanding), για λόγους ασφαλείας. Δεν παρέχουν αντίστροφη ισχύ κατά τις διακοπές της παροχής ενέργειας.

## 2.4.2. Αντιστροφείς διασύνδεσης δικτύου (Grid Tied Inverters)

Ο κύριος ρόλος των αντιστροφών δικτύου-αλληλεπίδρασης ή συγχρονισμού ή απλά των αντιστροφών σύνδεσης στο δίκτυο (GTI) είναι να συγχρονίζουν τη φάση, την τάση και τη συχνότητα της γραμμής ισχύος με αυτή του δικτύου. Οι αντιστροφείς σύνδεσης στο δίκτυο σχεδιάζονται για να αποσυνδέονται γρήγορα από το δίκτυο εάν το δίκτυο παρουσιάσει κάποια δυσλειτουργία (πχ υπόταση). Αυτό είναι ένα απαιτούμενο μέτρο που εξασφαλίζει ότι, σε περίπτωση διακοπής ρεύματος, ο αντιστροφέας δικτύου θα απενεργοποιηθεί για να αποτρέψει την ενέργεια που παράγει από το να βλάψει οποιονδήποτε έρθει σε επαφή με το δίκτυο ισχύος (anti-islanding).

Οι αντιστροφείς δικτύου περιλαμβάνουν συμβατικούς τύπους, χαμηλής συχνότητας με σύζευξη μετασχηματιστή, νεότερους τύπους υψηλής συχνότητας, επίσης με σύζευξη μετασχηματιστή, και τύπους χωρίς μετασχηματιστή (transformerless).

Οι αντιστροφείς χωρίς μετασχηματιστή, οι οποίοι είναι διαδεδομένοι στην Ευρώπη, είναι ελαφρύτεροι, μικρότεροι και πιο αποδοτικοί από τους αντιστροφείς με μετασχηματιστές. Οι αντιστροφείς αυτοί συναντιούνται κυρίως στη σύνδεση στη Χαμηλή Τάση (400V-800V).

## 2.4.3. Τύποι ηλιακών αντιστροφών

Υπάρχουν δύο κύριοι τύποι αντιστροφών (Lusson, 2024): οι κεντρικοί αντιστροφείς (Central Inverters) και οι αντιστροφείς σειράς (String Inverters). Οι κεντρικοί αντιστροφείς, συνδέουν πολλές στοιχειοσειρές (strings) φωτοβολταϊκών πάνελ και μετατρέπουν το ηλεκτρικό ρεύμα DC σε AC. Μια στοιχειοσειρά - ο όρος που χρησιμοποιείται για ηλιακά

πάνελ που συνδέονται σε σειρά (string) - συνήθως έχει έως τριάντα ηλιακά πάνελ. Πολλαπλές σειρές συνδέονται παράλληλα σε ένα κοινό σημείο (Combiner Box - DCB - ή Junction Box) και το ηλεκτρικό ρεύμα εισάγεται μέσω των στοιχείων αυτών στον αντιστροφέα.

Είναι κατάλληλοι για τα φωτοβολταϊκά συστήματα μεγάλης κλίμακας. Μεγάλες εγκαταστάσεις ηλιακών πάνελ συνδέονται όλες στο Combiner Box και από εκεί όλη η συνεχής (DC) ισχύς κατευθύνεται προς τον κεντρικό αντιστροφέα.

Στους αντιστροφέις σειράς, οι στοιχειοσειρές των Φ/Β πάνελ συνδέονται απευθείας στον αντιστροφέα, όπου εκεί γίνεται ο παραλληλισμός τους.



*Εικόνα 17 Φωτοβολταϊκός Σταθμός με Κεντρικούς Αντιστροφέις (Αριστερά) και Αντιστροφέις Σειράς (Δεξιά) (Lusson, 2024)*

Ένας αντιστροφέας σειράς έχει πολύ μικρότερη χωρητικότητα από έναν κεντρικό αντιστροφέα. Οι αντιστροφέις σειράς σχεδιάζονται να είναι «αρθρωτοί» (modular) και «επεκτάσιμοι». Αυτό σημαίνει ότι κατασκευάζονται για να συνδέονται μεταξύ τους ώστε να εργάζονται από κοινού για να επιτύχουν μια συγκεντρωτική υψηλή ισχύ εναλλασσόμενου ρεύματος (AC). Οι αντιστροφέις σειράς συνδέονται με παρόμοιο τρόπο με αυτόν των στοιχειοσειρών. Αυτή είναι μια κατανεμημένη αρχιτεκτονική ενός φωτοβολταϊκού σταθμού επειδή οι αντιστροφέις μπορούν να διανεμηθούν σε όλο το φωτοβολταϊκό πάρκο.

Οι κεντρικοί αντιστροφέις έχουν πολύ μεγαλύτερη χωρητικότητα από έναν αντιστροφέα σειράς. Πήραν το όνομα κεντρικοί αντιστροφέις επειδή τείνουν να κεντρικοποιούν τις μακρές σειρές φωτοβολταϊκών, αντί για την κατανεμημένη αρχιτεκτονική που βλέπουμε με τους αντιστροφέις σειράς.

Η τάση στη χωρητικότητα κάθε τύπου κινείται προς το μέσο: οι αντιστροφέις σειράς έχουν αυξηθεί σε μέγεθος και τώρα μπορούν να κυμαίνονται από 1 kW έως περίπου 350 kW έκαστος, ενώ οι κεντρικοί αντιστροφέις έχουν μικρύνει σε μέγεθος και πλέον κυμαίνονται σε μέγεθος από 500 kW έως 4,5 MW.

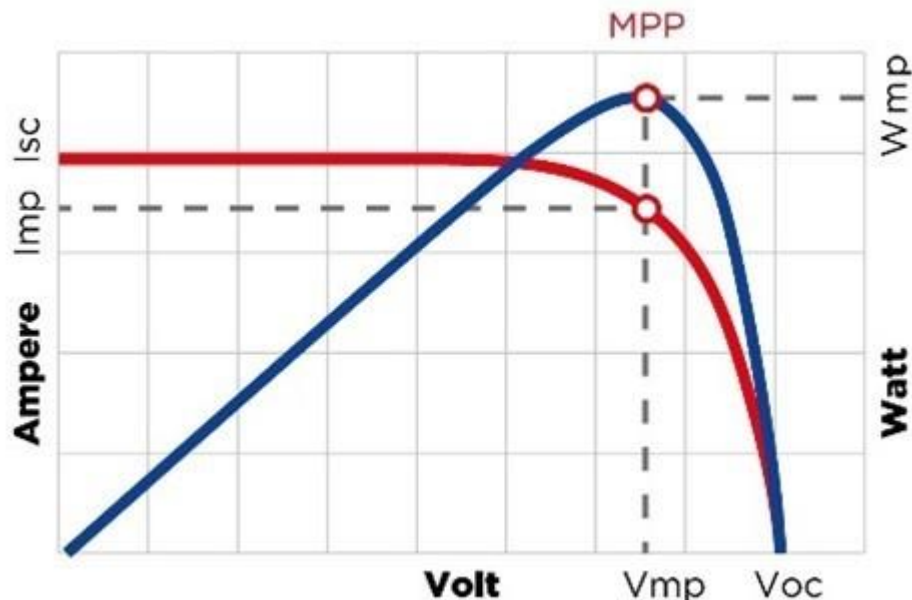


Οι αρχικοί κεντρικοί αντιστροφείς είναι σχετικά ακριβοί και έχουν σχετικά χαμηλή απόδοση, αλλά έχει αποδειχθεί ότι είναι αρκετά ανθεκτικοί (robust). Η εμπειρία με αυτούς τους πρώιμους κεντρικούς αντιστροφείς είναι ότι συνεχίζουν να λειτουργούν μέσα από πολλά εμπόδια και καιρικές συνθήκες. Προϊόντος του χρόνου, έγιναν βήματα για να μειωθούν οι δαπάνες των κεντρικών αντιστροφέων και να αυξηθεί η απόδοσή τους.

Ταυτόχρονα, οι αντιστροφείς σειράς έγιναν επίσης δημοφιλείς και χρησιμοποιούνταν όλο και περισσότερο σε μικρά και μεγάλα ηλιακά έργα. Οι αντιστροφείς σειράς χρησιμοποιούνταν κυρίως για οικιακές εφαρμογές και στη συνέχεια σταδιακά σε μεγαλύτερα έργα. Έπειτα προεκτάθηκαν σε όλο και μεγαλύτερα έργα και τελικά σε έργα μεγάλης κλίμακας (Utility scale). Με την πάροδο του χρόνου η τιμή τους μειώθηκε σημαντικά και τους κατέστησε ανταγωνιστικούς ως προς τους κεντρικούς.

Οι αντιστροφείς σειράς αναπτύχθηκαν σύντομα με μια τοπολογία χωρίς μετασχηματιστή, που σημαίνει ότι δεν απαιτείται μετασχηματιστής μέσα στον αντιστροφέα. Η εσωτερική μεταβολή τάσης επιτυγχάνεται μέσω ηλεκτρονικών ισχύος. Αυτό βελτίωσε σημαντικά την απόδοση, αφού δεν υπάρχουν απώλειες μετασχηματιστή μέσα στον αντιστροφέα. Επίσης, επέτρεψε τη μείωση του μεγέθους και του βάρους των αντιστροφέων. Η αδυναμία της τοπολογίας χωρίς μετασχηματιστή είναι ότι απαιτεί κάποια επιπλέον χαρακτηριστικά ασφαλείας, ιδίως συσκευές προστασίας από κεραυνούς (SPD). Οι μοντέρνοι κεντρικοί και οι αντιστροφείς σειράς διαθέτουν αυτά τα χαρακτηριστικά ενσωματωμένα, αν και εξωτερικές SPD χρησιμοποιούνται συχνά ακόμα, ειδικά σε χώρες όπου κάτι τέτοιο επιβάλλεται από τη νομοθεσία (πχ Κύπρος).

Η επόμενη σημαντική πρόοδος ήταν η ανάπτυξη της τεχνολογίας MPPT (Maximum Power Point Tracking). Το MPPT είναι ένας πολυσημειακός προσανατολισμός ενέργειας. Αυτό αυξάνει σημαντικά την απόδοση των αντιστροφέων.



Εικόνα 18 Καμπύλη I-V και MPPT (Sarang et al., 2024)

Στην Εικόνα 18 φαίνονται η καμπύλη I-V και η καμπύλη ισχύος ενός φωτοβολταϊκού module. Ο κατακόρυφος άξονας στα αριστερά είναι το ρεύμα, και ο οριζόντιος άξονας στο κάτω μέρος είναι η τάση. Η κόκκινη γραμμή δείχνει πώς σχετίζονται το ρεύμα και η τάση. Στη μέγιστη τάση ( $V_{oc}$ ), το ρεύμα είναι μηδέν, και στο μέγιστο ρεύμα ( $I_{sc}$ ), η τάση είναι μηδέν. Το μέγιστο σημείο ισχύος είναι το σημείο συμβιβασμού μεταξύ τάσης και ρεύματος που οδηγεί στην παραγωγή της μεγαλύτερης ισχύος. Η μπλε καμπύλη δείχνει την τάση κατά μήκος του κάτω μέρους και των Watt με τον κάθετο άξονα, και την ισχύ που παράγεται στο μέγιστο σημείο ισχύος. Κάθε πάνελ έχει μια μοναδική καμπύλη ισχύος ανά πάσα στιγμή της ημέρας, πράγμα που σημαίνει ότι κάθε μονάδα έχει ένα μοναδικό μέγιστο σημείο ισχύος ανά δεδομένη στιγμή.

Σε μια φωτοβολταϊκή εγκατάσταση, τα πάνελ συνδέονται σε μακριές σειρές με πολλά πάνελ που συνδέονται σε σειρά. Όλα τα πάνελ σε μια σειρά λειτουργούν σε ένα μοναδικό σημείο ισχύος. Αυτό σημαίνει ότι υπάρχει απώλεια απόδοσης επειδή το “αδύναμο” πάνελ σε μια σειρά θα περιορίσει το σημείο ισχύος και, συνεπώς, θα περιορίσει την παραγωγή από όλα τα άλλα πάνελ. Υπάρχουν πολλοί λόγοι για τους οποίους ένα πάνελ μπορεί να περιορίζει τα άλλα πάνελ στην ίδια σειρά, όπως σκιές, νέφη, πτηνά, λάσπη, διαφορές θερμοκρασίας, κρυφές ρωγμές και άλλοι παράγοντες. Βασικά, θεωρώντας περισσότερα MPPT και μικρότερες σειρές θα οδηγηθούμε σε μεγαλύτερη απόδοση και θα δοθεί επίσης περισσότερη ευελιξία για το σχεδιασμό Φ/Β πάρκων χρησιμοποιώντας διαφορετικές προσανατολίσεις πανέλων, διαφορετικές υψώσεις, διαφορετικές ώρες ηλιοφάνειας και διαφορετικά προφίλ σκίασης χωρίς να θυσιάζεται η παραγωγή. Ιδανικά, κάθε μονάδα θα μπορούσε να λειτουργεί στο δικό της μέγιστο σημείο ισχύος, αλλά αυτό θα απαιτούσε βελτιωτές PV ή μικρο-αντιστροφείς, και αυτό έχει αποδειχθεί ότι είναι υπερβολικά

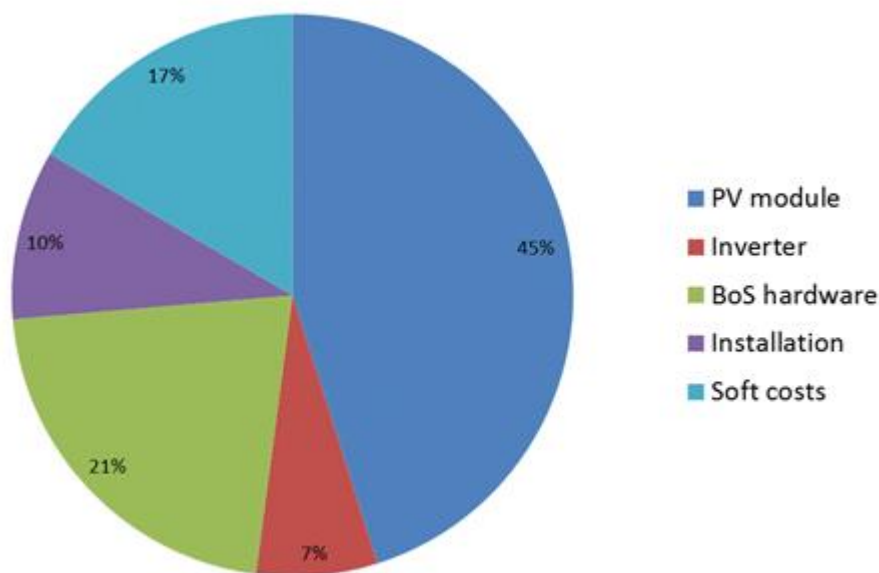
δαπανηρό σε φωτοβολταϊκούς σταθμούς μεγάλης κλίμακας. Ο συμβιβασμός είναι να υπάρχουν περισσότερα MPPT ενσωματωμένα στους αντιστροφείς.

Οι αντιστροφείς σειράς άρχισαν να έχουν ολοένα και περισσότερα MPPT, που σημαίνει ολοένα και περισσότερη αποδοτική παραγωγή ενέργειας, αλλά επίσης και σχετική αύξηση του κόστους. Οι κεντρικοί αντιστροφείς συνήθως δεν έχουν πολλά MPPT. Πολλοί κεντρικοί αντιστροφείς έχουν μόνο 1 ή 2 MPPT ανά αντιστροφέα, ενώ οι αντιστροφείς σειράς μπορούν να έχουν έως και 10 MPPT ανά αντιστροφέα.

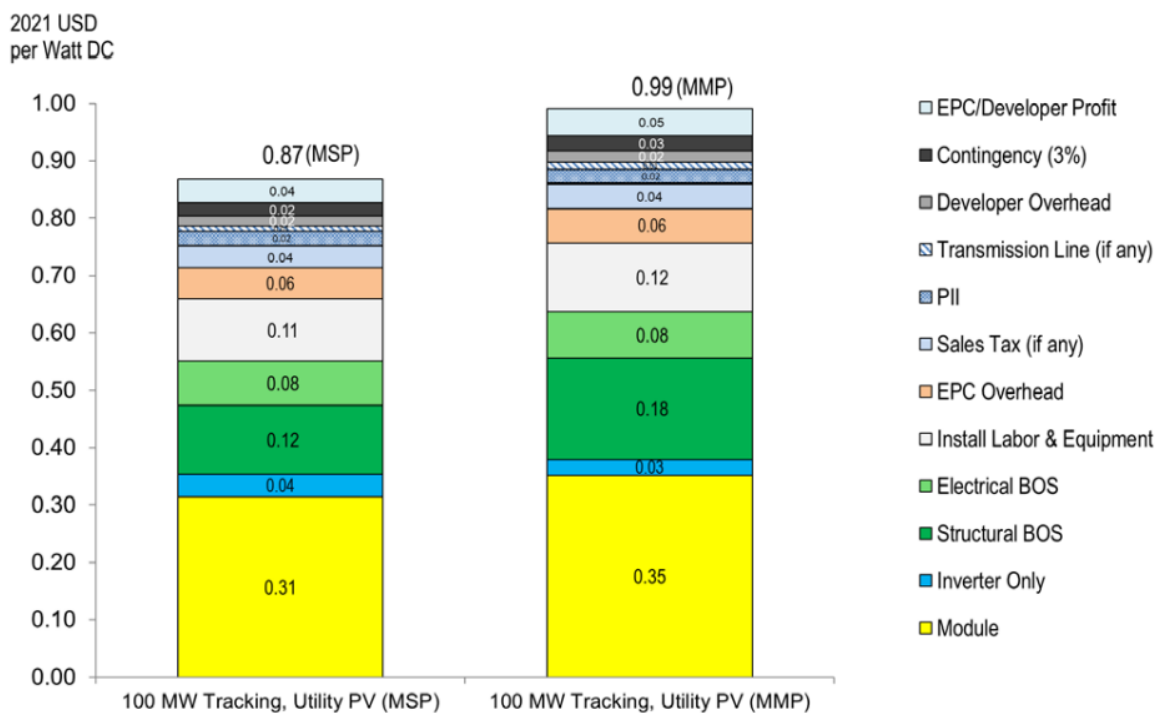
Ήδη από το 2010 υπήρξε μια σημαντική αύξηση των αντιστροφικών σειράς για φωτοβολταϊκούς σταθμούς μεγάλης κλίμακας και αποτέλεσε αφορμή για τη συζήτηση, σχετικά με το ποια τεχνολογία είναι πιο αποτελεσματική σε αυτήν την κλίμακα. Από τότε, οι αντιστροφείς σειράς απέκτησαν ολοένα και μεγαλύτερο μερίδιο αγοράς στους φωτοβολταϊκούς σταθμούς μέχρι περίπου το 2019, όταν το μερίδιο αγοράς ήταν σχεδόν εξίσου διανεμημένο. Έκτοτε, οι αντιστροφείς σειράς έχουν ξεπεράσει τους κεντρικούς αντιστροφείς, αλλά η τάση αύξησης έχει επιβραδυνθεί και παραμένει σταθερή στο περίπου 50% αντιστροφείς σειράς και 50% κεντρικοί αντιστροφείς.

Άλλες εξελίξεις στην τεχνολογία των αντιστροφικών σειράς και των κεντρικών αντιστροφικών περιλαμβάνουν τα ενσωματωμένα χαρακτηριστικά ασφαλείας, την προηγμένη απομακρυσμένη παρακολούθηση, τα προηγμένα χαρακτηριστικά προγραμματισμού δικτύου, την προηγμένη ανίχνευση βλάβης και άλλες καινοτομίες.

Όταν συγκρίνουμε το κόστος των κεντρικών και των αντιστροφικών σειράς, οι κεντρικοί αντιστροφείς είναι σημαντικά φθηνότεροι (€/W). Μερικές φορές το κόστος των αντιστροφικών σειράς μπορεί να είναι σχεδόν διπλάσιο από το κόστος της αντίστοιχης χωρητικότητας των κεντρικών αντιστροφικών. Ωστόσο, οι αντιστροφείς αντιπροσωπεύουν τυπικά περίπου 5-7% του συνολικού κόστους του φωτοβολταϊκού σταθμού, επομένως αυτό το αυξημένο κόστος του αντιστροφέα συνήθως μπορεί να απορροφηθεί.



Εικόνα 19 Ανάλυση κόστους ενός Φ/Β Σταθμού – 2019 (Höller, Gudorp, & Leschinsky, 2019) (Höller, Gudorp, & Leschinsky, 2019)

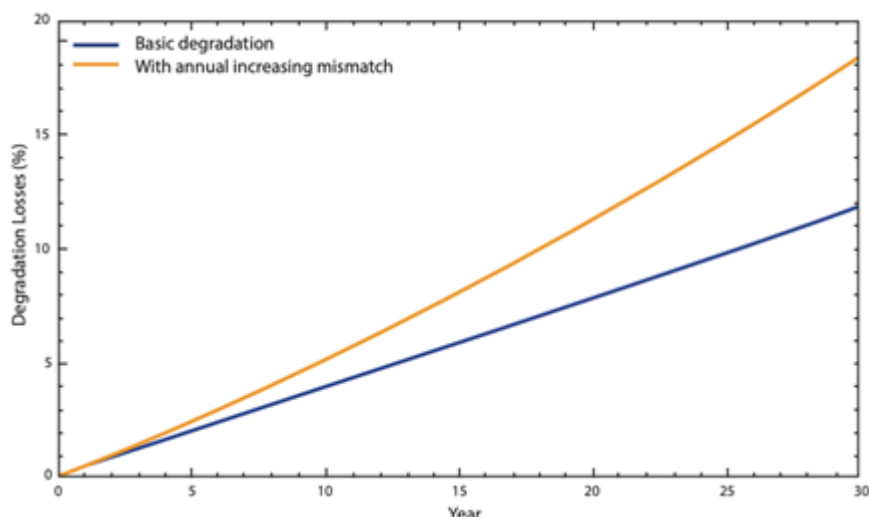


Εικόνα 20 Ανάλυση κόστους Φ/Β σταθμού (Utility Scale - \$/W) – 2021 (Ramasamy et al., 2022) (Ramasamy et al., 2022)

#### 2.4.4. Η «Πυκνότητα» MPPT

Οι περισσότεροι κεντρικοί αντιστροφείς έχουν ένα μόνο MPPT ή δύο MPPTs. Αυτό σημαίνει ότι όλες οι σειρές λειτουργούν σε ένα μόνο σημείο ισχύος. Με έναν κεντρικό αντιστροφέα είναι σύνηθες ότι περίπου 2000 έως 4500 πάνελ ή και περισσότερα μπορεί να λειτουργούν σε αυτό το μοναδικό MPPT. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα σημαντικές απώλειες απόδοσης και αποτελεσματικότητας λόγω της μη αρμονίας των panel.

Είναι βέβαιο ότι η μη-αρμονία των panel μειώνεται σημαντικά με τους αντιστροφείς σειράς. Ακόμη, μπορεί να αυξηθεί με την πάροδο του χρόνου με την διαφορετική μείωση της απόδοσης των φωτοβολταϊκών πάνελ, καθώς η απόδοση κάθε πάνελ υποβαθμίζεται με διαφορετικό ρυθμό, ανάλογα και με τις συνθήκες, η ανισορροπία του μοντέλου αυξάνεται με τον χρόνο. Οι διαφορετικές καιρικές συνθήκες επίσης συμβάλλουν σε μια υψηλότερη ανισορροπία των μοντέλων λόγω των διαφορών θερμοκρασίας στα πάνελ και άλλων αιτιών (πχ ο άνεμος επιδρά στην ψύξη των panel, οι διαφορετικές σκιάσεις, κλπ.). Αυτό αυξάνει τη διαφορά στο ποσοστό απόδοσης και παραγωγής μεταξύ των αντιστροφέων, τόσο σειράς όσο και κεντρικών.



Εικόνα 21 Πτώση απόδοσης Φ/Β πλαισίων (%/έτος) (Lusson, 2024)

Άλλοι παράγοντες που αυξάνουν την ανισορροπία μεταξύ των σειρών και, επομένως, αυξάνουν το πλεονέκτημα των αντιστροφέων σειράς είναι τα σύννεφα και τα «διπλά» φωτοβολταϊκά πάνελ. Εάν η τοποθεσία έχει σύννεφα οποιαδήποτε στιγμή της ημέρας κατά τη διάρκεια οποιασδήποτε περιόδου του έτους, η ανισορροπία του μοντέλου θα αυξηθεί κατά τη διάρκεια αυτής της περιόδου, και έτσι η διαφορά στην απόδοση μεταξύ των αντιστροφέων σειράς και των κεντρικών θα είναι μεγαλύτερη κατά τη διάρκεια αυτής της περιόδου. Τα «διπλά» φωτοβολταϊκά πάνελ είναι πάνελ που έχουν τις φωτοβολταϊκές κυψέλες στο επάνω και στο κάτω μέρος του πάνελ, και είναι γνωστό ότι αυτό αυξάνει σημαντικά την ανισορροπία των μοντέλων (MPPT), και επομένως οι αντιστροφείς σειράς

με τα πολλαπλά MPPTs τους θα λειτουργήσουν καλύτερα με διπλά φωτοβολταϊκά πάνελ από τους κεντρικούς αντιστροφείς.

Κάθε αντιστροφέας σε ένα σύστημα σειράς μπορεί να έχει έως και 10 MPPT, και ένα σύστημα αντιστροφέα σειράς μπορεί να έχει 4 ή 5 αντιστροφείς για κάθε MW. Αυτό σημαίνει ότι για 1MW αντιστροφέων σειράς μπορούν να υπάρχουν 45MPPTs, σε σύγκριση με 1 ή 2 MPPTs ενός κεντρικού αντιστροφέα. Αυτό ονομάζεται υψηλή πυκνότητα MPPT. Δηλαδή, όσο περισσότερα MPPTs υπάρχουν σε μία συστοιχία, τόσο υψηλότερη είναι η πυκνότητα MPPT, και τόσο μεγαλύτερη είναι η απόδοση. Η υψηλή πυκνότητα MPPT προσφέρει αυξημένη ευελιξία σχεδιασμού. Ο μεγαλύτερος αριθμός MPPTs σημαίνει ότι μπορεί να υπάρξει μεγαλύτερη ποικιλία στις σειρές PV χωρίς να θυσιάζεται η παραγωγή.

## 2.5. Μετασχηματιστές

Οι μετασχηματιστές είναι κρίσιμα στοιχεία της παραγωγής και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας. Υπάρχουν διάφοροι τύποι μετασχηματιστών που χρησιμοποιούνται σε Φωτοβολταϊκά συστήματα, συμπεριλαμβανομένων των Μ/Σ διανομής, σταθμού, υποσταθμού και ιδιοκαταναλώσεων.

Ιδιαίτερα στα Φ/Β συστήματα μεγάλης κλίμακας, χρειάζονται Μ/Σ για τη σύνδεση του σταθμού στο δίκτυο διανομής/μεταφοράς (Μέση Τάση ή Υψηλή Τάση). Ακόμη, οι Μ/Σ είναι σημαντικοί για το εσωτερικό δίκτυο των Φ/Β σταθμών, καθώς ένα έργο μεγάλης κλίμακας, θα χρειαστεί Μ/Σ για τη σύνδεση των αντιστροφέων με τον κεντρικό Υ/Σ.



*Εικόνα 22 Κεντρικός Inverter συνδεδεμένος με Μ/Σ XT/MT (Skid) (SMA Solar Technology AG, n.d)*

### 3. Συστήματα αποθήκευσης ενέργειας

Η αποθήκευση ενέργειας είναι η συλλογή της ενέργειας που παράγεται σε ένα χρονικό σημείο για χρήση μετέπειτα, με σκοπό τη μείωση των ανισοροπιών μεταξύ της ζήτησης και της παραγωγής ενέργειας. Μία συσκευή που αποθηκεύει ενέργεια ονομάζεται συσσωρευτής ή μπαταρία. Η ενέργεια παρουσιάζεται σε πολλές μορφές, συμπεριλαμβανομένης της ακτινοβολίας, της χημικής, της δυναμικής, της ηλεκτρικής, υψηλής θερμοκρασίας και της κινητικής. Η αποθήκευση ενέργειας περιλαμβάνει τη μετατροπή ενέργειας από μορφές που είναι δύσκολο να αποθηκευτούν σε μορφές πιο βολικές ή οικονομικά αποθηκεύσιμες.

Ορισμένες τεχνολογίες παρέχουν αποθήκευση ενέργειας για μικρό χρονικό διάστημα, ενώ άλλες τεχνολογίες μπορούν να προσθέσουν αποθήκευση ενέργειας η οποία θα διαρκέσει πολύ περισσότερο. Η αποθήκευση ενέργειας μεγάλης κλίμακας κυριαρχείται προς το παρόν από τα υδροηλεκτρικά φράγματα. Η αποθήκευση ενέργειας δικτύου είναι μια συλλογή μεθόδων που χρησιμοποιούνται για την αποθήκευση ενέργειας σε μεγάλη κλίμακα εντός ενός δικτύου ηλεκτρικής ισχύος.

Συνήθη παραδείγματα αποθήκευσης ενέργειας είναι η επαναφορτιζόμενη μπαταρία, η οποία αποθηκεύει χημική ενέργεια που μπορεί εύκολα να μετατραπεί σε ηλεκτρισμό, το υδροηλεκτρικό φράγμα, το οποίο αποθηκεύει ενέργεια σε ένα υδάτινο αποθεματικό ως δυναμική ενέργεια βαρύτητας, και οι δεξαμενές αποθήκευσης πάγου, οι οποίες αποθηκεύουν πάγο που παράγεται με φθηνότερη ενέργεια τη νύχτα για να καλύψει την αιχμηρή ζήτηση κατά τη διάρκεια της ημέρας για ψύξη. Τα ορυκτά καύσιμα όπως ο άνθρακας και η βενζίνη αποθηκεύουν ενέργεια που προέρχεται από την ηλιακή ακτινοβολία από οργανισμούς που αργότερα πέθαναν, έμειναν θαμμένοι και με την πάροδο του χρόνου μετατράπηκαν σε αυτά τα καύσιμα.

#### 3.1. Μηχανική Αποθήκευση Ενέργειας

Η μηχανική αποθήκευση ενέργειας περιλαμβάνει διάφορες μεθόδους για την αποθήκευση ενέργειας με μηχανικά μέσα. Η ενέργεια μπορεί να αποθηκευτεί στο νερό που αντλείται σε μεγαλύτερο υψόμετρο χρησιμοποιώντας τεχνικές αποθήκευσης με αντλίες ή μεταφέροντας στερεά υλικά σε υψηλότερες τοποθεσίες (μπαταρίες βαρύτητας). Άλλες εμπορικές μηχανικές μέθοδοι περιλαμβάνουν τη συμπίεση του αέρα και τους τροχούς ελεύθερης περιστροφής που μετατρέπουν την ηλεκτρική ενέργεια σε εσωτερική ενέργεια ή κινητική ενέργεια και αντίστροφα, κατά τη διάρκεια των κορυφών της ηλεκτρικής ζήτησης.

##### 3.1.1. Υδροηλεκτρική ενέργεια

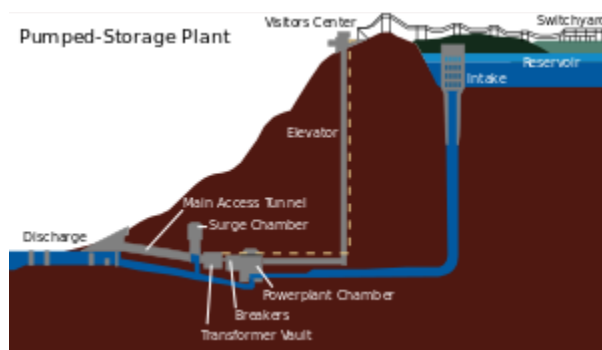
Τα υδροηλεκτρικά φράγματα με υδάτινες δεξαμενές μπορούν να λειτουργούν για την παροχή ηλεκτρισμού κατά τις ώρες αιχμής ζήτησης. Το νερό αποθηκεύεται στη δεξαμενή κατά τη διάρκεια των περιόδων χαμηλής ζήτησης και απελευθερώνεται όταν η ζήτηση

είναι υψηλή. Το καθαρό αποτέλεσμα είναι παρόμοιο με την αποθήκευση με αντλίες, αλλά χωρίς την απώλεια αντλίας.

Ενώ ένα υδροηλεκτρικό φράγμα δεν αποθηκεύει άμεσα ενέργεια από άλλες μονάδες παραγωγής, συμπεριφέρεται αντίστοιχα με τη μείωση της ισχύος κατά τις περιόδους υπερβολικής ηλεκτρικής ενέργειας από άλλες πηγές. Σε αυτήν τη λειτουργία, τα φράγματα είναι μια από τις πιο αποδοτικές μορφές αποθήκευσης ενέργειας, διότι μόνο ο χρόνος παραγωγής τους αλλάζει. Οι υδροηλεκτρικές τουρμπίνες έχουν χρόνο εκκίνησης της τάξης λίγων λεπτών.

### 3.1.2. Αντλησιοταμίευση

Παγκοσμίως, η αντλημένη υδροηλεκτρική ενέργεια (PSH) είναι η μορφή ενεργητικής αποθήκευσης ενέργειας με τη μεγαλύτερη διαθέσιμη χωρητικότητα. Σύμφωνα με το Ινστιτούτο Ηλεκτρικής Ενέργειας (EPRI), έως τον Μάρτιο του 2012, η PSH αποτελούσε περισσότερο από το 99% της χωρητικότητας αποθήκευσης μεγάλης κλίμακας παγκοσμίως, με ισχύ της τάξεως των 127.000 MW. Η απόδοση της ενέργειας PSH διαφέρει στην πράξη και κυμαίνεται μεταξύ 70% και 80%, ενώ σε περιπτώσεις μπορεί να φτάσει έως και 87%.



Εικόνα 23 Σύστημα αντλησιοταμίευσης (Te Roopu Taurima, 2016)

Σε περιόδους χαμηλής ηλεκτρικής ζήτησης, η περίσσεια ηλεκτρική ενέργεια από την παραγωγή, χρησιμοποιείται, από το σύστημα, για να αντλήσει νερό από μια χαμηλότερη δεξαμενή σε μια υψηλότερη. Όταν η ζήτηση αυξάνεται, το νερό απελευθερώνεται πίσω στη χαμηλότερη δεξαμενή (ή ποταμό ή σώμα νερού) μέσω μιας τουρμπίνας, παράγοντας ηλεκτρισμό. Οι αντιστρέψιμες συσκευές τουρμπίνας-γεννήτριας λειτουργούν τόσο ως αντλία όσο και ως γεννήτρια (συνήθως: σχεδιασμός τουρμπίνας Francis). Σχεδόν όλες οι εγκαταστάσεις χρησιμοποιούν την υψομετρική διαφορά μεταξύ δύο υδάτινων σωμάτων. Οι καθαρές εγκαταστάσεις αντλιών-αποθήκευσης μεταφέρουν το νερό μεταξύ των δεξαμενών, ενώ η προσέγγιση «επιστροφής» είναι μια συνδυασμένη αποθήκευση με αντλίες και συμβατικές υδροηλεκτρικές εγκαταστάσεις που χρησιμοποιούν φυσικές ροές ρευμάτων.



## 3.2. Ηλεκτροχημική

### 3.2.1. Επαναφορτιζόμενες Μπαταρίες

Μια επαναφορτιζόμενη μπαταρία αποτελείται από μία ή περισσότερες ηλεκτροχημικές κυψέλες. Είναι γνωστή ως «δευτερογενής κυψέλη» επειδή οι ηλεκτροχημικές της αντιδράσεις είναι ηλεκτρικά αντιστρέψιμες. Οι επαναφορτιζόμενες μπαταρίες υπάρχουν σε πολλά σχήματα και μεγέθη, από μπαταρίες κουμπιών έως συστήματα δικτύου μεγάλα.

Οι επαναφορτιζόμενες μπαταρίες έχουν χαμηλότερο συνολικό κόστος χρήσης και περιβαλλοντικό αποτύπωμα από τις μη επαναφορτιζόμενες μπαταρίες. Κάποιοι τύποι επαναφορτιζόμενων μπαταριών είναι διαθέσιμοι στην ίδια μορφή με τις συμβατικές. Οι επαναφορτιζόμενες μπαταρίες έχουν υψηλότερο αρχικό κόστος αλλά μπορούν να επαναφορτιστούν πολύ φθηνά και να χρησιμοποιηθούν πολλές φορές.

Οι υπάρχουσες τεχνολογίες των επαναφορτιζόμενων μπαταριών περιλαμβάνουν τις ακόλουθες:

#### 3.2.1.1. Μπαταρία μολύβδου-οξέως (*Lead–acid battery*):

Οι μπαταρίες μολύβδου-οξέως κατέχουν το μεγαλύτερο μερίδιο της αγοράς των ηλεκτρικών αποθηκευτικών προϊόντων. Μία μόνο κυψέλη παράγει περίπου 2V όταν φορτίζεται. Στην φορτισμένη κατάσταση, το μεταλλικό αρνητικό ηλεκτρόδιο (μόλυβδος) και το θετικό ηλεκτρόδιο (θειικού μολύβδου) βρίσκονται βυθισμένα σε διάλυμα διοξειδίου του θείου ( $H_2SO_4$ ). Κατά τη διαδικασία εκφόρτισης, τα ηλεκτρόνια εξάγονται από το κύτταρο καθώς σχηματίζεται θειικός μολύβδος στο αρνητικό ηλεκτρόδιο, ενώ ο ηλεκτρολύτης μειώνεται σε νερό.

#### 3.2.1.2. Μπαταρία νικελίου-καδμίου (*Nickel–cadmium battery | NiCd*):

Οι μπαταρίες νικελίου-καδμίου, χρησιμοποιούν το Νικέλιο και το κάδμιο ως ηλεκτρόδια. Το κάδμιο είναι ένα τοξικό στοιχείο και απαγορεύτηκε στις περισσότερες χρήσεις από την Ευρωπαϊκή Ένωση το 2004. Οι μπαταρίες νικελίου-καδμίου έχουν σχεδόν εξ ολοκλήρου αντικατασταθεί από τις μπαταρίες νικελίου-μετάλλου υδρογόνου (NiMH).

#### 3.2.1.3. Μπαταρία νικελίου-μετάλλου υδρογόνου (*Nickel–metal hydride battery | NiMH*):

Οι πρώτοι εμπορικοί τύποι ήταν διαθέσιμοι το 1989. Πλέον είναι μια κοινή καταναλωτική και βιομηχανική κατηγορία. Η μπαταρία διαθέτει ένα κράμα που απορροφά υδρογόνο για το αρνητικό ηλεκτρόδιο αντί για κάδμιο.

#### 3.2.1.4. Μπαταρία ιόντων λιθίου (Lithium-ion battery):

Επιλέγεται σε πολλές καταναλωτικές συσκευές και διαθέτει ένα από τα καλύτερα ποσοστά ενέργειας προς μάζα καθώς και μια πολύ αργή αυτο-εκφόρτιση όταν δεν χρησιμοποιείται.

#### 3.2.2. Υδρογόνο

Το υδρογόνο μπορεί να αποτελέσει μια μορφή αποθηκευμένης ενέργειας. Το υδρογόνο μπορεί να παράγει ηλεκτρισμό μέσω μίας κυψέλης καυσίμου υδρογόνου (hydrogen fuel cell). Το πράσινο υδρογόνο, από την ηλεκτρολύση του νερού, είναι ένα οικονομικό μέσο αποθήκευσης ανανεώσιμης ενέργειας μακροπρόθεσμα όσον αφορά τις κεφαλαιακές δαπάνες σε σύγκριση με την αντλησιοταμίευση ή τις μπαταρίες.

## 4. Συστήματα Αποθήκευσης Ενέργειας Με Μπαταρίες (ΣΑΗΕ | BESS)

### 4.1. Εισαγωγή

Ένα σύστημα αποθήκευσης ενέργειας με μπαταρίες (BESS) είναι ένας τύπος σταθμού ενέργειας αποθήκευσης που χρησιμοποιεί μια ομάδα μπαταριών για να αποθηκεύει ηλεκτρική ενέργεια. Η αποθήκευση μπαταριών είναι η γρηγορότερα ανταποκρίνομενη πηγή ενέργειας στα ηλεκτρικά δίκτυα και χρησιμοποιείται για τη σταθεροποίηση αυτών των δικτύων, καθώς η αποθήκευση μπαταριών μπορεί να μεταβεί από την αναμονή στην πλήρη ισχύ σε λιγότερο από ένα δευτερόλεπτο για να αντιμετωπίσει εκτάκτους λόγους στο δίκτυο.

Οι σταθμοί ενέργειας αποθήκευσης μπαταριών σχεδιάζονται γενικά για να μπορούν να εξάγουν την πλήρη ισχύ τους για αρκετές ώρες. Η αποθήκευση μπαταριών μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την παροχή εναλλακτικής ισχύος σε βραχυπρόθεσμη βάση και υπηρεσίες βοηθητικής χρήσης, όπως η εφεδρεία και ο έλεγχος συχνότητας για την ελαχιστοποίηση των πιθανοτήτων διακοπής ρεύματος. Συχνά τοποθετούνται κοντά σε άλλους ενεργούς ή μη σταθμούς παραγωγής ισχύος και μπορεί να μοιράζονται την ίδια σύνδεση δικτύου για τη μείωση των δαπανών. Δεδομένου ότι οι εγκαταστάσεις αποθήκευσης μπαταριών δεν απαιτούν παραδόσεις καυσίμου, είναι συμπαγείς σε σύγκριση με τους σταθμούς παραγωγής και δεν έχουν καμινάδες ή μεγάλα συστήματα ψύξης, μπορούν να εγκατασταθούν γρήγορα και να τοποθετηθούν αν χρειαστεί εντός αστικών περιοχών, κοντά στο φορτίο του καταναλωτή.

Το 2021, η ισχύς και η χωρητικότητα των μεγαλύτερων σταθμών ενέργειας αποθήκευσης μπαταριών είναι μίας τάξης μεγέθους μικρότερη από αυτήν των μεγαλύτερων αντλιών αποθήκευσης ισχύος, την πιο συνηθισμένη μορφή αποθήκευσης ενέργειας του δικτύου. Για παράδειγμα, ο σταθμός αποθήκευσης μεταφοράς νερού Bath County, ο δεύτερος μεγαλύτερος στον κόσμο, μπορεί να αποθηκεύσει 24GWh ηλεκτρικής ενέργειας και να αποστείλει 3GW, ενώ η πρώτη φάση του έργου αποθήκευσης ενέργειας Moss Landing

της εταιρείας Vistra Energy μπορεί να αποθηκεύσει 1.2GWh και να αποστείλει 300MW. Ωστόσο, οι μπαταρίες του δικτύου δεν χρειάζεται να είναι μεγάλες, καθώς μεγάλος αριθμός μικρότερων συστημάτων μπορεί να τοποθετηθεί ευρέως σε ένα δίκτυο για μεγαλύτερη εφεδρεία και μεγαλύτερη συνολική χωρητικότητα.

Το 2019, η αποθήκευση ενέργειας μπαταριών ήταν φθηνότερη από την ανοιχτή κύκλωση του τουρμπίνων αερίου για συστήματα αποθήκευσης έως δύο ώρες (Energy Storage News, 2020), και υπήρχαν περίπου 365 GWh αποθήκευσης μπαταριών που εγκαταστάθηκαν παγκοσμίως, με ταχείς ρυθμούς. Το σταθμισμένο κόστος αποθήκευσης (LCOS) διαφέρει ανάλογα με το είδος της μπαταρίας που χρησιμοποιείται για την αποθήκευση.

## 4.2. Τεχνολογία μπαταριών

Τα επαναφορτιζόμενα συστήματα αποθήκευσης μπαταριών αποτελούνται από μια ευρεία γκάμα τεχνολογιών. Κατηγοριοποιούνται βάσει του τύπου των ηλεκτροδίων και των ηλεκτρολυτών που χρησιμοποιούνται στις διατάξεις τους συστήματος αποθήκευσης. Το σύστημα μπαταριών αποτελείται από ηλεκτροχημικές κυψέλες που είναι συνδεδεμένες σε σειρά, τα οποία παράγουν ηλεκτρική ενέργεια σε συγκεκριμένη τάση μέσω μιας ηλεκτροχημικής αντίδρασης. Κάθε ηλεκτροχημική κυψέλη έχει δύο ηλεκτρόδια (anode & cathode) και έναν ηλεκτρολύτη. Μια ηλεκτροχημική κυψέλη μπορεί να μετατρέψει ενέργεια από ηλεκτρική σε χημική ενέργεια και αντίστροφα. Κατά την αποφόρτιση, οι ηλεκτροχημικές αντιδράσεις συμβαίνουν στα δύο ηλεκτρόδια ταυτόχρονα. Έτσι, τα ηλεκτρόνια παρέχονται από τις ανόδους και συλλέγονται στις καθόδους στο εξωτερικό κύκλωμα. Κατά την κατάσταση φόρτισης, συμβαίνουν οι αντίστροφες αντιδράσεις και η μπαταρία φορτίζεται μέσω μιας εξωτερικής τάσης που εφαρμόζεται στα ηλεκτρόδια. Οι δημοφιλείς τεχνολογίες μπαταριών περιλαμβάνουν τις μπαταρίες μολύβδου-οξέος (lead-acid), νατρίου-θείου (Na-S), νατρίου-νικελίου χλωριού ( $\text{NaNiCl}_2$ ), νικελίου-καδμίου (Ni-Cd), ιόντων λιθίου (Li-ion), ψευδαργύρου-βρωμίου (Zn-Br), βρωμίου -πολυθειού (PSB) και μπαταρία οξειδοαναγωγής βαναδίου (VRFB).

## 4.3. Περιβαλλοντικές Επιπτώσεις των Μπαταριών

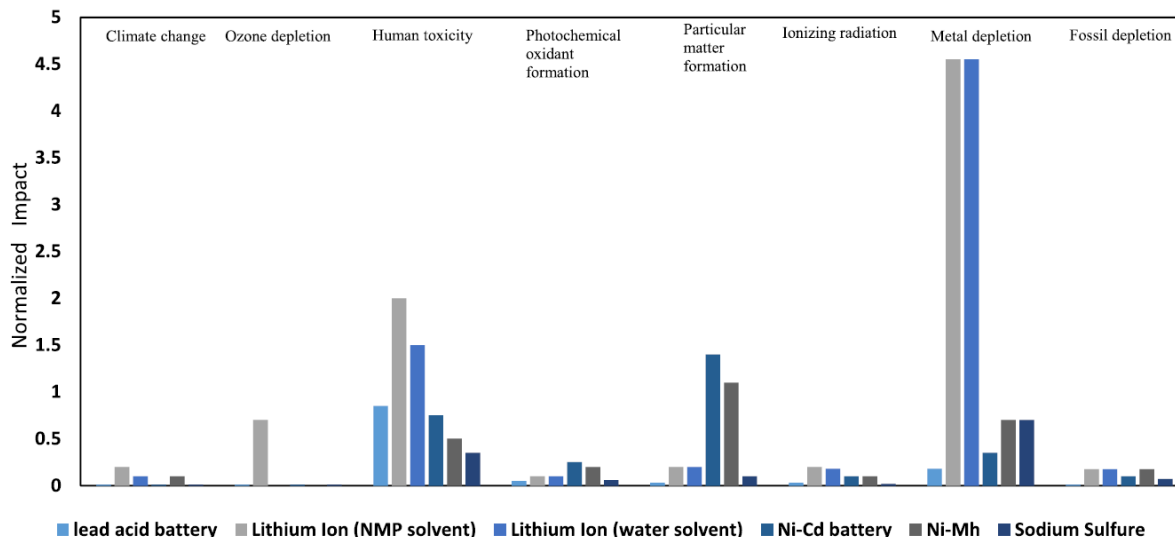
Οι περιβαλλοντικές επιπτώσεις των διαφόρων τύπων μπαταριών είναι σημαντικές και διαφέρουν ανάλογα με την τεχνολογία και τα υλικά που χρησιμοποιούνται. Μερικές από τις περιβαλλοντικές επιπτώσεις για κάθε τύπο μπαταρίας είναι οι εξής:

- Μπαταρίες Μολύβδου-Οξέος: Για την παραγωγή αυτού του τύπου μπαταριών συνήθως χρησιμοποιείται μόλυβδος, ο οποίος είναι τοξικός και μπορεί να προκαλέσει μόλυνση του εδάφους και του νερού. Επιπλέον, η παραγωγή και η διάθεση των μπαταριών μολύβδου-οξέος μπορεί να προκαλέσει ρύπανση του αέρα λόγω των εκπομπών από την καύση καυσίμων κατά την παραγωγή και τη μεταφορά τους.

- Μπαταρίες Ιόντων Λιθίου: Η παραγωγή των μπαταριών λιθίου μπορεί να επηρεάσει το περιβάλλον λόγω της εξόρυξης και της επεξεργασίας των ορυκτών υλικών που απαιτούνται για την κατασκευή τους. Επιπλέον, η απόρριψη και η ανακύκλωση των μπαταριών λιθίου μπορεί να προκαλέσει προβλήματα ρύπανσης του περιβάλλοντος, ειδικά αν δεν διεξαχθεί με ασφάλεια.
- Μπαταρίες Νικελίου-Μετάλλου Υδριδίου (NiMH): Η παραγωγή και η απόρριψη των μπαταριών NiMH επίσης μπορεί να προκαλέσει επιπτώσεις στο περιβάλλον λόγω των χημικών ουσιών που περιέχουν (όπως το νικέλιο) οι οποίες μπορούν να είναι τοξικές σε μεγάλες ποσότητες.
- Μπαταρίες Νάτριου-Θείου (Na-S): Οι μπαταρίες αυτού του τύπου είναι σφραγισμένες και έχουν μεγάλη διάρκεια ζωής, αλλά η παραγωγή τους μπορεί να απαιτεί χρήση ενέργειας και υλικών που επιφέρουν σημαντικό περιβαλλοντικό κόστος.

Κάθε τύπος μπαταρίας έχει τις δικές του μοναδικές περιβαλλοντικές επιπτώσεις, και η επιλογή μεταξύ αυτών εξαρτάται από πολλούς παράγοντες, συμπεριλαμβανομένων των απαιτήσεων απόδοσης, κόστους και διάρκειας ζωής.

Το 2012 πραγματοποιήθηκε μια εκτενής έρευνα (McManus, 2012) για τις περιβαλλοντικές συνέπειες της χρήσης μπαταριών σε συστήματα χαμηλών εκπομπών άνθρακα και τον αντίκτυπο της παραγωγής των μπαταριών αυτών. Το άρθρο βασίζεται σε προηγούμενες μελέτες παρέχοντας μια βάση πληροφοριών σχετικά με την παραγωγή έξι τύπων μπαταριών. Τα αποτελέσματα έδειξαν ότι οι μπαταρίες λιθίου έχουν τον πιο σημαντικό αντίκτυπο στην εξόρυξη μετάλλων. Το κύριο υλικό υπεύθυνο για αυτό είναι το φωσφορικό λιθίο (LiFe-PO<sub>4</sub>), αλλά υπάρχει επίσης αντίκτυπος στην εξάντληση των πόρων μετάλλων από τη χρήση του ηλεκτρονικού στοιχείου, του τρανζίστορ. Η Εικόνα 24 δείχνει τα κανονικοποιημένα δεδομένα για την παραγωγή μπαταριών.



Εικόνα 24 Κανονικοποιημένα Δεδομένα για Παραγωγή μπαταριών (για παραγωγή 100kg) (McManus, 2012)

Τα δεδομένα τα οποία αφορούν την επίδραση στη κλιματική αλλαγή, την εξάντληση μετάλλων και ορυκτών καυσίμων και τη συνολική ζήτηση ενέργειας αναφέρονται στον παρακάτω πίνακα. Αυτός ο πίνακας δείχνει ότι οι πιο ενεργοβόρες μπαταρίες ως προς την παραγωγή τους είναι οι μπαταρίες ιόντων λιθίου και οι μπαταρίες νικελίου-μετάλλου-υδριδίου. Οι μπαταρίες με τη χαμηλότερη συνολική ζήτηση ενέργειας είναι οι μπαταρίες μολύβδου-οξέος και νατρίου-θείου. Αυτό το πρότυπο επαναλαμβάνεται και σε άλλες κατηγορίες, με τις υψηλότερες εκπομπές CO<sub>2</sub>, εξάντληση μετάλλων και ορυκτών καυσίμων να προκύπτουν από την παραγωγή των μπαταριών λιθίου και νικελίου. Για να γίνουν κατανοητά τα πραγματικά σχετικά αποτελέσματα της παραγωγής των μπαταριών, πρέπει επίσης να εξεταστούν σε ενεργειακή βάση και γι' αυτό παρουσιάζονται εδώ σε κατά μονάδα χωρητικότητας MJ (megajoules).

	Climate change (Kg CO <sub>2</sub> eq)	Metal depletion (Kg Fe eq)	Fossil depletion (Kg oil eq)	Calmative energy demand (MJ/kg)
<b>Lead–acid battery</b>	0.9	0.4	0.3	17
<b>Lithium-Ion (NMP solvent)</b>	12.5	20	1.6	90
<b>Lithium-Ion (water solvent)</b>	4.4	20	1.5	88
<b>Ni–Cd battery</b>	2.1	1.5	0.7	37
<b>Ni–MH battery</b>	5.3	3.2	1.6	90
<b>Sodium–sulfur</b>	1.2	3.2	0.4	19

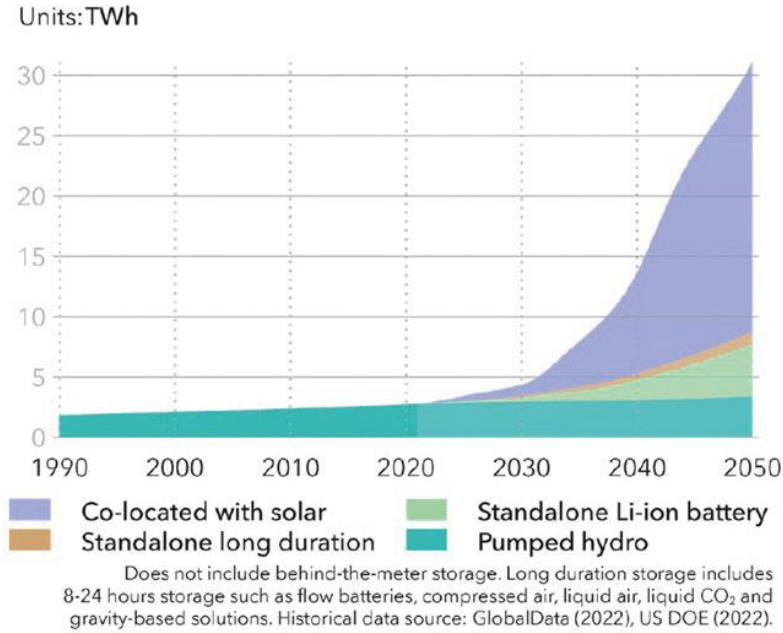
Πίνακας 1 Χαρακτηρισμός επίπτωσης ανά kg παραγόμενου προϊόντος (McManus, 2012)

Το 2017, διεξήχθη έρευνα (Akinyele, 2018) σχετικά με τις τεχνολογίες αποθήκευσης μπαταριών για ηλεκτρικές εφαρμογές και την επίδρασή τους σε αυτόνομα φωτοβολταϊκά συστήματα. Η μελέτη πρότεινε μια στρατηγική για την βέλτιστη διαστασιολόγηση και επιλογή τεχνολογίας μπαταριών και στη συνέχεια αξιολόγησε το περιβαλλοντικό αποτύπωμα των μπαταριών σε μια τυπική εφαρμογή, σε συνδυασμό με πηγή ανανεώσιμης ενέργειας, χρησιμοποιώντας ένα αυτόνομο φωτοβολταϊκό σύστημα ως παράδειγμα (case study). Η επίδραση των αερίων του θερμοκηπίου (GHG) των μπαταριών αξιολογήθηκε με βάση την παράμετρο του ποσοστού εκπομπών κατά τη διάρκεια του κύκλου ζωής.

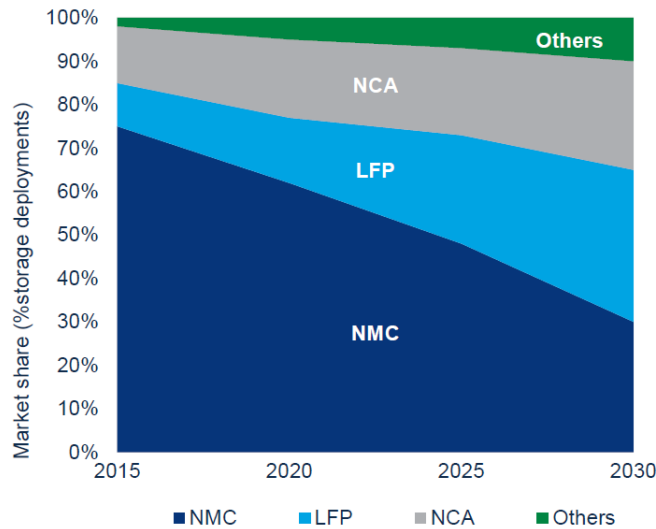


*Εικόνα 25 Απόδοση των μπαταριών συμπεριλαμβανομένης της παραγωγής και της μεταφοράς της φόρτισης της μπαταρίας και του μετατροπέα. Περίπτωση 1: διάρκεια ζωής περιορισμένη από τον κύκλο ζωής,  $T=25^{\circ}\text{C}$ , υλικά μπαταρίας 100% ανακυκλώσιμα (Torabi & Ahmadi, 2020)*

Οι μπαταρίες ιόντων λιθίου είναι η κυρίαρχη μπαταρία στην αγορά, με διάφορες υποκατηγορίες της, όπως το οξείδιο νικελίου μαγγάνιου κοβαλτίου (NMC), η μπαταρία φωσφορικού σιδήρου λιθίου (LFP) και η μπαταρία οξειδίου νικελίου κοβαλτίου αλουμινίου (NCA). Η σταθερή αποθήκευση προτιμά τη χρήση μπαταριών LFP, ενώ τα ηλεκτρικά οχήματα εξακολουθούν κυρίως να χρησιμοποιούν μπαταρίες τύπου NMC και NCA λόγω των υψηλότερων πυκνοτήτων ενέργειας και όγκου τους. Ωστόσο, οι κυψέλες LFP έχουν χαμηλότερο κόστος και χρησιμοποιούνται όλο και περισσότερο σε μοντέλα ηλεκτρικών οχημάτων χαμηλής κατηγορίας, όπου η απόδοση δεν είναι τόσο σημαντικός παράγοντας (DNV, 2024).



Εικόνα 26 Χωρητικότητα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας μεγάλης κλίμακας σε παγκόσμιο επίπεδο. (DNV, 2024).



Source: Wood Mackenzie Energy Storage Service

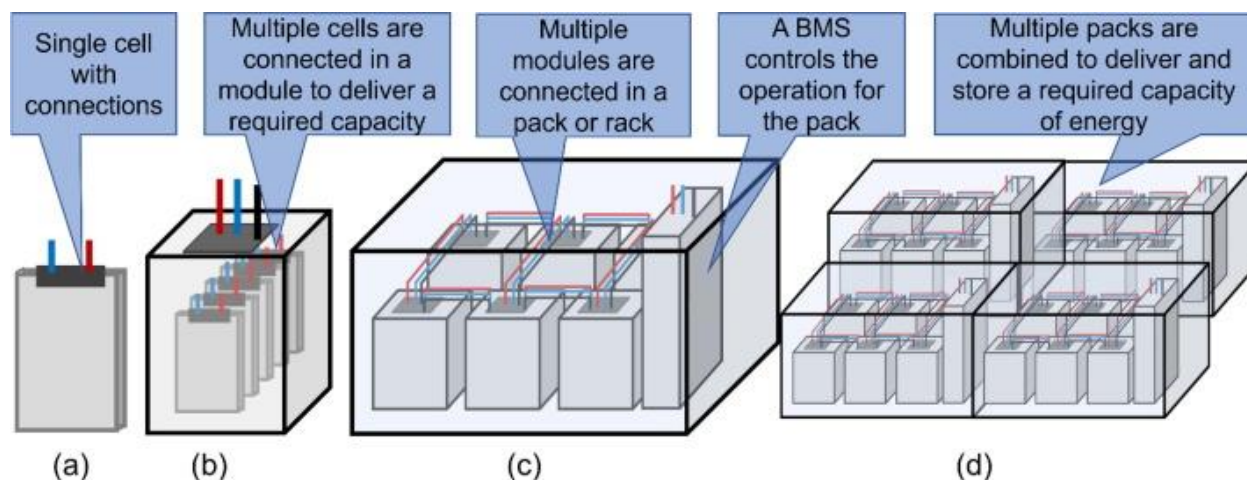
Εικόνα 27 Πρόβλεψη σύστασης αγοράς BESS (Wood Mackenzie, 2024)



#### 4.4. Το Σύστημα αποθήκευσης Ενέργειας

Τα συστήματα αποθήκευσης ενέργειας BESS περιλαμβάνουν τα ακόλουθα βασικά στοιχεία (Edina, n.d.):

Συστήματα μπαταριών ή μονάδες μπαταριών - περιλαμβάνουν μονάδες χαμηλής τάσης (cells) οι οποίες είναι τοποθετημένες σε “ράφια” (racks) εντός ενός περιβλήματος (module), σε μονάδα (rack) είτε σε εμπορευματοποιημένη λύση (container). Οι μπαταρίες μετατρέπουν τη χημική ενέργεια σε ηλεκτρική ενέργεια. Οι μπαταρίες συνδέονται σε σειρά και παράλληλα για να επιτύχουν την απαιτούμενη χωρητικότητα. Έπειτα τοποθετούνται σε container, είτε ως εξωτερική μονάδα είτε ως έτοιμη λύση μεγάλης κλίμακας (περισσότερα containers συνδεδεμένα).



Εικόνα 28 ΣΑΗΕ | BESS (Close, Barnard, Chew, & Perera, 2024)

Ένα Σύστημα Διαχείρισης Μπαταρίας (Battery Management System) εξασφαλίζει την ασφαλή λειτουργία της μπαταρίας, διασφαλίζοντας ότι λειτουργεί μέσα στα σωστά όρια φόρτισης και εκφόρτισης. Έτσι, το Σύστημα Διαχείρισης (BMS) παρακολουθεί το ρεύμα, την τάση και τη θερμοκρασία της μπαταρίας και εκτιμά την κατάσταση φόρτισης (SoC) και την κατάσταση της υγείας (SoH) των στοιχείων, για να αποτρέψει κινδύνους ασφάλειας και να εξασφαλίσει την αξιόπιστη λειτουργία και απόδοση του συστήματος.

Μετατροπέας (PCS): η μπαταρία παράγει συνεχές ρεύμα (DC), το οποίο ο μετατροπέας (PCS) μετατρέπει σε εναλλασσόμενο ρεύμα (AC) που χρησιμοποιείται για το δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας και εμπορικές ή βιομηχανικές εφαρμογές. Οι μετατροπείς επιτρέπουν τη φόρτιση και εκφόρτιση της μπαταρίας.

Σύστημα Διαχείρισης Ενέργειας (EMS): ελέγχει και παρακολουθεί τη ροή ενέργειας του συστήματος αποθήκευσης (BESS) και των υπολοίπων συστημάτων. Το Σύστημα Διαχείρισης Ενέργειας (EMS) συντονίζει το Σύστημα Διαχείρισης Μπαταρίας (BMS), τους μετατροπείς και τα υπόλοιπα στοιχεία του συστήματος μπαταριών, συλλέγοντας και



αναλύοντας δεδομένα που χρησιμοποιούνται για τη διαχείριση και τη βελτιστοποίηση της συνολικής απόδοσης του συστήματος.

Συστήματα Ασφαλείας: ανάλογα με τη λειτουργικότητα και τις συνθήκες λειτουργίας, ένα Σύστημα αποθήκευσης Ενέργειας (BESS) μπορεί να περιλαμβάνει σύστημα κατάσβεσης πυρκαγιάς, σύστημα ανίχνευσης καπνού, σύστημα ελέγχου θερμοκρασίας, συστήματα ψύξης, θέρμανσης και κλιματισμού. Ένα εξειδικευμένο σύστημα παρακολούθησης και ελέγχου εξασφαλίζει την ασφαλή λειτουργία του Συστήματος Αποθήκευσης Ενέργειας και την πρόληψη πυρκαγιών και επικίνδυνων συμβάντων. Το Σύστημα Αποθήκευσης Ενέργειας (BESS) φιλοξενείται σε ασφαλή περιοχή, με περιορισμένη πρόσβαση και μπορεί να περιλαμβάνει παρακολούθηση μέσω κλειστού κυκλώματος τηλεόρασης (CCTV).

#### **4.5. Λειτουργία**

Τα συστήματα μπαταριών δεν διαθέτουν μηχανικά μέρη, επομένως οι εγκαταστάσεις αποθήκευσης ενέργειας μπαταριών προσφέρουν εξαιρετικά σύντομους χρόνους ελέγχου και εκκίνησης, της τάξεως των 10 ms. Μπορούν, συνεπώς, να βοηθήσουν στην αντιμετώπιση των γρήγορων ταλαντώσεων που παρουσιάζονται όταν τα ηλεκτρικά δίκτυα λειτουργούν κοντά στη μέγιστη χωρητικότητά τους. Αυτές οι αστάθειες - ταλαντώσεις τάσης με περίοδο έως και 30 δευτερόλεπτα - μπορούν να προκαλέσουν διακυμάνσεις τάσης τέτοιας έντασης που με της σειρά τους μπορούν να προκαλέσουν περιφερειακά black-out. Μια εγκατάσταση αποθήκευσης ενέργειας μπαταριών σωστά διαστασιολογημένη μπορεί να αντιδράσει αποτελεσματικά σε αυτές τις ταλαντώσεις. Συνεπώς, τα συστήματα βρίσκουν εφαρμογή σε περιοχές όπου τα ηλεκτρικά συστήματα λειτουργούν σε πλήρη χωρητικότητα, και υπάρχει κίνδυνος αστάθειας. Οι μπαταρίες χρησιμοποιούνται επίσης συχνά για αντιμετώπιση της αυξημένης ζήτησης (peak shaving) για μικρές χρονικές περιόδους που δύναται να διαρκέσουν έως και μερικές ώρες.

Τα συστήματα αποθήκευσης μπορούν να είναι ενεργά στις αγορές (spot markets) ενώ παρέχουν υπηρεσίες όπως η σταθεροποίηση συχνότητας (Fast Frequency Response – FFR). Ακόμη, η μεταπώληση ενέργειας (arbitrage) είναι μία από τις χρήσεις των συστημάτων μπαταριών, ειδικά σε περιόδους με υψηλή διείδυση των ΑΠΕ.

Οι εγκαταστάσεις αποθήκευσης μπορούν επίσης να χρησιμοποιηθούν σε συνδυασμό με μια ανανεώσιμη πηγή ενέργειας για να συθέσουν αυτόνομα συστήματα ηλεκτροδότησης ή και για arbitrage για τη βέλτιστη οικονομική απόδοση του συστήματος.

#### **4.6. Βασικοί Δείκτες Λειτουργίας - Απόδοσης (KPIs):**

Οι πιο σημαντικοί Δείκτες Απόδοσης (ΔΑ) για τα Συστήματα Αποθήκευσης Ενέργειας Μπαταρίας (BESS) είναι κρίσιμοι για την αξιολόγηση της απόδοσης, της αξιοπιστίας και της οικονομικής βιωσιμότητάς τους. Παρακάτω παρουσιάζονται μερικοί από τους πιο σημαντικούς ΔΑ:

- i. **State of Charge - Κατάσταση Φόρτισης (SoC):**  
Ορισμός: Το τρέχον επίπεδο φόρτισης της μπαταρίας, εκφρασμένο ως ποσοστό της συνολικής χωρητικότητάς της.  
Σημασία: Δείχνει πόση ενέργεια είναι διαθέσιμη στην μπαταρία ανά πάσα στιγμή.
- ii. **State of Health - Κατάσταση Υγείας (SoH):**  
Ορισμός: Ένα μέτρο της τρέχουσας χωρητικότητας της μπαταρίας σε σύγκριση με την ονομαστική χωρητικότητα όταν δεν είχε πτώση απόδοσης από τη χρήση.  
Σημασία: Παρέχει πληροφορίες για τη γήρανση και τη συνολική υγεία της μπαταρίας και είναι κρίσιμος για την πρόβλεψη της διάρκειας ζωής και της απόδοσής της.
- iii. **Round-Trip Efficiency (RTE):**  
Ορισμός: Η αναλογία της ενέργειας που εξάγεται κατά την αποφόρτιση προς την ενέργεια που εισάγεται κατά τη φόρτιση, εκφρασμένη ως ποσοστό.  
Σημασία: Υψηλότερη απόδοση σημαίνει λιγότερη απώλεια ενέργειας κατά την αποθήκευση, βελτιώνοντας τη συνολική απόδοση του συστήματος και την οικονομική αποδοτικότητα.
- iv. **Cycle Life: Κύκλος Ζωής:**  
Ορισμός: Ο αριθμός των κύκλων φόρτισης-αποφόρτισης που μπορεί να εκτελέσει μια μπαταρία πριν η χωρητικότητά της πέσει κάτω από ένα συγκεκριμένο ποσοστό της αρχικής χωρητικότητας (συνήθως 80%).  
Σημασία: Καθορίζει τη μακροζωία της μπαταρίας και επηρεάζει το συνολικό κόστος ιδιοκτησίας.
- v. **Depth of Discharge – “Βάθος” Αποφόρτισης (DoD):**  
Ορισμός: Το ποσοστό της χωρητικότητας της μπαταρίας που έχει χρησιμοποιηθεί σε σχέση με τη συνολική χωρητικότητα.  
Σημασία: Βοηθά στη διαχείριση της διάρκειας ζωής της μπαταρίας, καθώς οι συχνές βαθιές αποφορτίσεις μπορούν να την υποβαθμίσουν γρηγορότερα.
- vi. **Power Output - Ισχύς Εξόδου (kW/MW):**  
Ορισμός: Η ποσότητα ισχύος που μπορεί να παραδώσει το Σύστημα αποθήκευσης Ενέργειας (BESS) στο δίκτυο ή στο φορτίο ανά πάσα στιγμή.  
Σημασία: Χρήσιμος δείκτης για εφαρμογές που απαιτούν υψηλή ισχύ για μικρές διάρκειες, όπως η ρύθμιση της συχνότητας (FFR).
- vii. **Energy Capacity - Χωρητικότητα Ενέργειας (kWh/MWh):**  
Ορισμός: Η συνολική ποσότητα ενέργειας που μπορεί να αποθηκεύσει και να παραδώσει το Σύστημα αποθήκευσης Ενέργειας.  
Σημασία: Καθορίζει πόσο χρόνο μπορεί το Σύστημα αποθήκευσης Ενέργειας να παρέχει ενέργεια στο δίκτυο ή στο φορτίο.
- viii. **Charge/Discharge Rate - Ρυθμός Φόρτισης/Αποφόρτισης (C-rate):**  
Ορισμός: Ο ρυθμός με τον οποίο η μπαταρία φορτίζεται ή αποφορτίζεται σε σχέση με τη χωρητικότητά της.

- Σημασία: Επηρεάζει τη θερμική διαχείριση και τον κύκλο ζωής της μπαταρίας. Υψηλότεροι ρυθμοί μπορούν να οδηγήσουν σε αυξημένη φθορά και μειωμένη διάρκεια ζωής.
- ix. Availability - Διαθεσιμότητα:  
Ορισμός: Το ποσοστό του χρόνου που το BESS είναι λειτουργικό και διαθέσιμο για χρήση.  
Σημασία: Υψηλή διαθεσιμότητα διασφαλίζει ότι το BESS μπορεί να παρέχει τις προβλεπόμενες υπηρεσίες αξιόπιστα.
- x. Θερμοκρασία λειτουργίας συστήματος:  
Ορισμός: Η θερμοκρασία λειτουργίας του συστήματος μπαταρίας.  
Σημασία: Οι μπαταρίες αποδίδουν βέλτιστα εντός συγκεκριμένων θερμοκρασιακών ευρών. Ακραίες θερμοκρασίες μπορούν να υποβαθμίσουν την απόδοση και τη διάρκεια ζωής.
- xi. Response Time - Χρόνος Απόκρισης:  
Ορισμός: Ο χρόνος που απαιτείται για το Σύστημα αποθήκευσης Ενέργειας να ανταποκριθεί σε μια εντολή.  
Σημασία: Χρήσιμος δείκτης για εφαρμογές που απαιτούν γρήγορη απόκριση, όπως η ρύθμιση της συχνότητας ή η εφεδρική ισχύς έκτακτης ανάγκης.
- xii. Κόστη Συντήρησης (Maintenance Costs):  
Ορισμός: Τα κόστη που σχετίζονται με τη συντήρηση του Συστήματος Αποθήκευσης Ενέργειας για να εξασφαλιστεί η σωστή λειτουργία του.  
Σημασία: Επηρεάζει τη συνολική οικονομική βιωσιμότητα και το συνολικό κόστος ιδιοκτησίας του συστήματος.
- xiii. Λειτουργικές Δαπάνες (OPEX):  
Ορισμός: Τα συνεχιζόμενα κόστη λειτουργίας του Συστήματος Αποθήκευσης Ενέργειας, συμπεριλαμβανομένης της συντήρησης, της διαχείρισης και των απωλειών ενέργειας.  
Σημασία: Βοηθά στην αξιολόγηση της μακροπρόθεσμης οικονομικής βιωσιμότητας του συστήματος.

Με την παρακολούθηση αυτών των ΔΑ, οι διαχειριστές μπορούν να βελτιστοποιήσουν την απόδοση, την αξιοπιστία και την οικονομική απόδοση των Συστημάτων Αποθήκευσης Ενέργειας Μπαταρίας.

## 5. Υβριδικοί Σταθμοί (Solar Plus Storage - Ηλιακή Ενέργεια συν Αποθήκευση)

Τα συστήματα που αποτελούνται από φωτοβολταϊκά (PV) συνδεδεμένα με σύστημα αποθήκευσης μπαταριών (συνήθως λιθίου), ή τα υβριδικά συστήματα PV-plus-battery, αποτελούν αντικείμενο αυξανόμενου ενδιαφέροντος λόγω των πρόσφατων βελτιώσεων στο κόστος και την απόδοση της τεχνολογίας, καθώς και λόγω των πολιτικών που εφαρμόζονται (ΕΕ, ΗΠΑ, κλπ). Υπολογίζεται ότι περίπου 40 έργα φωτοβολταϊκών-συν-μπαταριών εγκαταστάθηκαν σε σύστημα μεγάλης κλίμακας (utility Scale) πριν το 2020, και περισσότερο από το 25% της χωρητικότητας των ηλιακών φωτοβολταϊκών συνδέσεων στις Η.Π.Α. το 2020 ήταν συνδεδεμένο με συστήματα μπαταριών (Gorman et al., 2020). Αναμένεται ότι περισσότερο από το μισό της συνολικής χωρητικότητας μπαταριών στις Η.Π.Α. θα συνδέεται με ηλιακά φωτοβολταϊκά μέχρι το 2023, και το ενδιαφέρον για τέτοια συστήματα είναι εμφανές και στις υπόλοιπες αγορές (Moskowitz, 2017), όπως ήδη διαφαίνεται και στην Ευρώπη αλλά και στην Ελλάδα.

### 5.1. Αρχιτεκτονικές Φωτοβολταϊκό-συν-Μπαταρία (PV-plus-battery) συστημάτων

Στα συστήματα Φωτοβολταϊκό-συν-Μπαταρία (PV-plus-battery) κυριαρχούν δύο αρχιτεκτονικές (Bullich-Massagué et al., 2020):

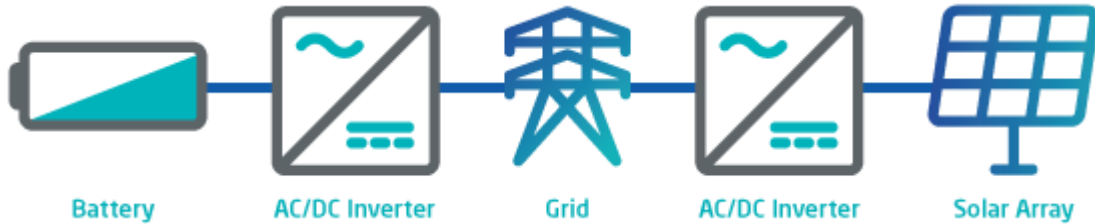
Τα AC-συζευγμένα συστήματα (AC-coupled) περιλαμβάνουν ξεχωριστούς αντιστροφείς για τα στοιχεία Φωτοβολταϊκών και μπαταριών, ενώ τα DC-συζευγμένα συστήματα (DC-coupled) περιλαμβάνουν έναν κοινό αντιστροφέα τόσο για το φωτοβολταϊκό σύστημα όσο και για τις μπαταρίες. Η DC-συζευγμένη διάταξη χωρίζεται σε δύο υποτύπους: τα συστήματα με «χαλαρή» σύζευξη, που χρησιμοποιούν έναν διευθυντικό αντιστροφέα που επιτρέπει τη φόρτιση είτε από το συζευγμένο PV είτε από το δίκτυο, και τα συστήματα με «αυστηρή» σύζευξη, που περιλαμβάνουν τεχνολογίες (ή ελέγχους) που αποκλείουν τη φόρτιση από το δίκτυο. Αντίστοιχα, τα AC-coupled συστήματα μπορούν να χωριστούν και αυτά σε 2 κατηγορίες. Τα AC-συζευγμένα (AC-coupled), αυτόνομα (standalone) συστήματα, όπου ο Φωτοβολταϊκός σταθμός και το σύστημα αποθήκευσης βρίσκονται σε διαφορετικά σημεία στο δίκτυο και τα AC coupled, “γειτονικά”(co-located) συστήματα, όπου τόσο ο φωτοβολταϊκός σταθμός όσο και οι μπαταρίες βρίσκονται στον ίδιο χώρο και η σύνδεση τους γίνεται πριν τη σύνδεση με το δίκτυο. Οι αρχιτεκτονικές των υβριδικών συστημάτων Φωτοβολταϊκό-συν-Μπαταρία (PV-plus-battery) χαρακτηρίζονται περαιτέρω από τον συντελεστή φόρτισης του αντιστροφέα του φωτοβολταϊκού (PV), τη χωρητικότητα της μπαταρίας και τη διάρκεια (capacity) της μπαταρίας.

Κάθε πτυχή της αρχιτεκτονικής Φωτοβολταϊκό-συν-Μπαταρία (PV-plus-battery) επηρεάζει το κόστος και την αξία του σταθμού. Συνεπώς, οι μακροπρόθεσμες προοπτικές ανάπτυξης των συστημάτων Φωτοβολταϊκό-συν-Μπαταρία θα μπορούσαν να εξαρτώνται από το ποια αρχιτεκτονική υιοθετείται.

Παρακάτω παρουσιάζονται οι αρχιτεκτονικές υλοποίησης (Mashal & Sloane, n.d.):

### 5.1.1.AC συζευγμένο, αυτόνομο

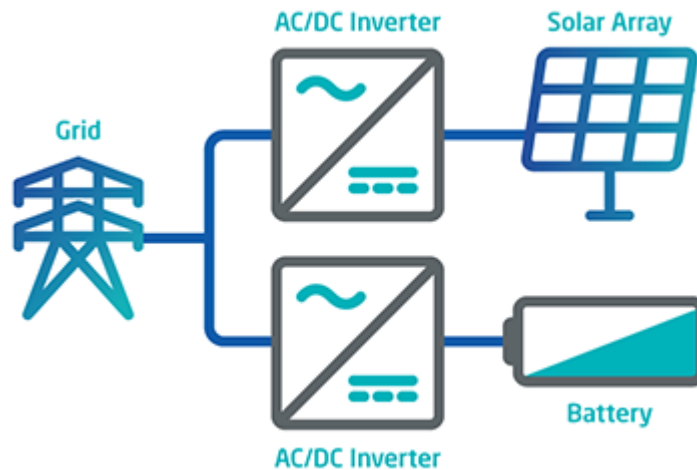
Η αποθήκευση ενέργειας (μπαταρίες) βρίσκεται σε ξεχωριστή τοποθεσία ανεξάρτητη από την ηλιακή παραγωγή. Αυτός ο τύπος εγκατάστασης συχνά τοποθετείται σε ένα «τοπικό» φορτίο για να εξυπηρετήσει περιοχές με περιορισμένη χωρητικότητα.



Εικόνα 29 AC συζευγμένο σύστημα αυτόνομη αποθήκευση ενέργειας (AC coupled, standalone system) (Mashal & Sloane, n.d.)

### 5.1.2.AC συζευγμένο, co-located

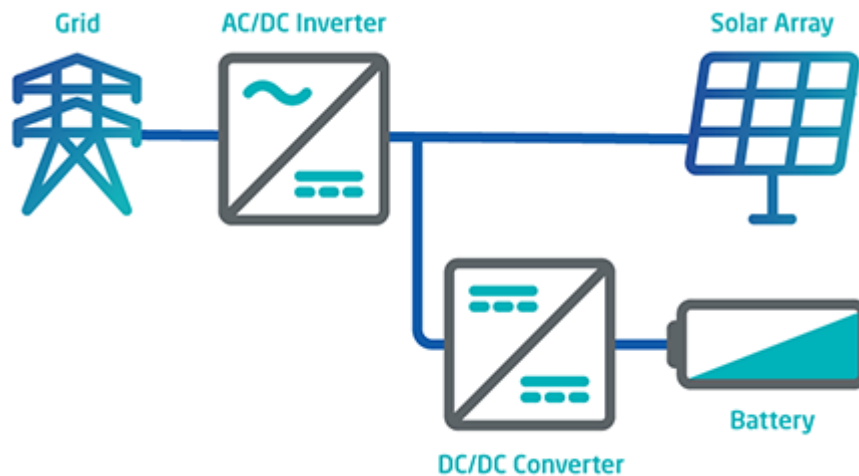
Τα φωτοβολταϊκά panel και η αποθήκευση ενέργειας (μπαταρίες) βρίσκονται στην ίδια τοποθεσία και είτε μοιράζονται ένα μόνο σημείο σύνδεσης με το δίκτυο είτε έχουν δύο ξεχωριστές συνδέσεις. Ωστόσο, τα ηλιακά και τα συστήματα αποθήκευσης ενέργειας συνδέονται με ξεχωριστούς αντιστροφείς, και η αποθήκευση ενέργειας βρίσκεται δίπλα στην ηλιακή παραγωγή. Μπορούν να αποστέλλονται μαζί ή ανεξάρτητα.



Εικόνα 30 AC coupled, co-located σύστημα (Mashal & Sloane, n.d.)

### 5.1.3. DC-συζευγμένο σύστημα

DC συζευγμένο, co-located: Τα φωτοβολταϊκά panel και η αποθήκευση ενέργειας βρίσκονται στην ίδια τοποθεσία και μοιράζονται την ίδια σύνδεση. Επιπλέον, είναι συνδεδεμένα στον ίδιο DC δίαυλο και χρησιμοποιούν τον ίδιο αντιστροφέα. Μπορούν να αποστέλλονται μαζί ως μία ενιαία εγκατάσταση.



Εικόνα 31 DC coupled, co-located σύστημα (Mashal & Sloane, n.d.)

Τα οφέλη από τη συνδυασμένη χρήση ηλιακής ενέργειας και αποθήκευσης δεν είναι απαραίτητο να βρίσκονται στην ίδια γεωγραφική περιοχή για να αξιοποιηθούν πλήρως. Όπου και αν βρίσκεται, μια αυτόνομη εγκατάσταση αποθήκευσης ενέργειας μπορεί να παρέχει υπηρεσίες στο δίκτυο και να μετατοπίζει «μπλοκ» της ανανεώσιμης ενέργειας στην απογευματινή αιχμή. Εάν οι πόροι ηλιακής ενέργειας βρίσκονται μακριά από τα συμφορημένα κέντρα, η βέλτιστη φυσική διάταξη μπορεί να είναι η τοποθέτηση αυτόνομης αποθήκευσης κοντά στα κέντρα φόρτου. Οι υπηρεσίες διανομής και οι αποφασίζοντες θα πρέπει να επικεντρωθούν στην εγκατάσταση των συστημάτων αποθήκευσης εκεί όπου έχουν τα μεγαλύτερα καθαρά οφέλη, τα οποία ενδέχεται ή όχι να είναι στην ίδια περιοχή με τα ηλιακά.

## 5.2. Τα Πλεονεκτήματα της Συνύπαρξης Ηλιακής Ενέργειας και Αποθήκευσης

Σε πολλές περιπτώσεις, υπάρχουν σημαντικά πλεονεκτήματα στη συνύπαρξη της αποθήκευσης και της ηλιακής ενέργειας. Με τη συνύπαρξη, το έργο ηλιακής ενέργειας και αποθήκευσης μπορεί να μοιραστεί τα κόστη του ισοζυγίου του σταθμού συμπεριλαμβανομένου του κόστους της γης, της εργασίας, της διαχείρισης έργου, των αδειών, της διασύνδεσης, της λειτουργίας και συντήρησης.

Οι διατάξεις που βρίσκονται στην ίδια φυσική περιοχή (co-located) μπορούν να είναι είτε συνδεδεμένες στην AC πλευρά (AC coupled), όπου η αποθήκευση και το φωτοβολταϊκό

σύστημα είναι φυσικά εγκατεστημένοι στην ίδια τοποθεσία, αλλά δεν μοιράζονται έναν αντιστροφέα, είτε μπορεί να είναι συνδεδεμένοι στην DC πλευρά (DC coupled), όπου η ηλιακή ενέργεια και η αποθήκευση είναι συνδεδεμένες στην πλευρά DC ενός κοινού διπλής κατεύθυνσης αντιστροφέα. Τα κέρδη από την κοινή χρήση των κοστών ισοζυγίου του εργοταξίου (Balance of System – BoS) είναι σημαντικά. Μια μελέτη του NREL εκτίμησε ότι για τη συνύπαρξη των AC-coupled και DC-coupled ηλιακών και αποθηκευτικών συστημάτων, τα κόστη ισοζυγίου της κατασκευής ήταν κατά 30% έως και 40% χαμηλότερα, αντίστοιχα.

Υπάρχουν κρίσιμοι παράγοντες που πρέπει να ληφθούν υπόψη κατά την αξιολόγηση των συστημάτων «ηλιακής ενέργειας-και-αποθήκευσης» συνδεδεμένων στην DC πλευρά. Τα βασικά πλεονεκτήματα των συστημάτων DC-coupled είναι:

Εξάλειψη της ανάγκης για ένα σύνολο αντιστροφέων, διακοπτικών συσκευών Μέσης Τάσης και άλλων κοστών ισοζυγίου του σταθμού (Balance of Plant), μειώνοντας έτσι τα κόστη εξοπλισμού.

Επιτρέποντας στο φωτοβολταϊκό πάρκο να παράγει ηλιακή ενέργεια που συνήθως χάνεται ή κόβεται όταν ο συντελεστής φόρτισης του αντιστροφέα είναι μεγαλύτερος από 1 (clipping – DC oversized PV plant), το οποίο μπορεί να επιτρέψει στο σταθμό να δημιουργήσει επιπλέον έσοδα. Τα συστήματα ηλιακής ενέργειας και αποθήκευσης συνδεδεμένα σε συνεχές ρεύμα επιτρέπουν την αύξηση του λόγου φωτοβολταϊκών πλαισίων προς ονομαστική ισχύ αντιστροφέα (DC/AC) σε πολύ υψηλά επίπεδα σε σχέση με τα φωτοβολταϊκά χωρίς αποθήκευση.

Το ένα πιθανό μειονέκτημα των συστημάτων DC-coupled είναι ότι έχουν λιγότερη λειτουργική ευελιξία σε σχέση με τα συστήματα που συνδέονται στην AC πλευρά (AC-coupled) επειδή μπορεί να περιορίζονται από τη χωρητικότητα του αντιστροφέα όταν υπάρχει υπέρβαση χωρητικότητας διασύνδεσης. Για παράδειγμα, αν ο μελετητής που θα σχεδιάσει τον φωτοβολταϊκό σταθμό προβλέπει υψηλή ζήτηση κατά τις ώρες αιχμής παραγωγής ηλιακής ενέργειας, ενδέχεται να μην μπορεί να εκφορτίσει ταυτόχρονα τη μπαταρία για να προσφέρει ενέργεια στο δίκτυο. Αυτό είναι ένα δυνητικό μειονέκτημα, το οποίο δεν προβλέπεται να έχει εφαρμογή στις περισσότερες αγορές, στις οποίες περιλαμβάνεται και η Ελλάδα.

	AC	DC
Separate dedicated inverters for solar elements and energy storage elements of the project	X	
Increased amount of PV energy that can be delivered through same interconnection		X
Eliminates one set of MV switch gear, transformers, and inverters for interconnection		X
Can store energy generated by the solar project or from the grid	X	X
Simplified interconnection process due to single inverter		X
Eligible for ITC (must demonstrate battery is mainly charged is from PV for first 5 years)	X	X
Takes advantage of solar project DC / AC ratio oversize to charge storage system		X
Use cases	All	All
1. Grid Stability		
2. T&D deferral		
3. Renewable Plant Stability		
4. Renewable Firm Energy		
5. Ancillary Services		
6. Energy Cost Control		
7. Critical Power		

Πίνακας 2 Σύνοψη DC vs AC coupled συστημάτων (Mashal & Sloane, n.d.)



### **5.3. Εγκατάσταση συστήματος αποθήκευσης σε εν λειτουργία ΦΒ πάρκο**

Η συνδυασμένη αποθήκευση ενέργειας με υπάρχοντες σταθμούς παραγωγής σε μεγάλη κλίμακα (utility scale) επιτρέπει στα ηλιακά έργα να φτάσουν στο μέγιστο δυναμικό οικονομικών κερδών τους. Η αφθονία της ηλιακής ενέργειας πιέζει τις τιμές χονδρικής του μεσημεριανού ρεύματος προς τα κάτω και, επομένως, μειώνει τα περιθώρια κέρδους (μηδενικές/αρνητικές τιμές ενέργειας) και οδηγεί σε περικοπές. Η προσθήκη αποθήκευσης σε ένα υπάρχον ηλιακό έργο παρέχει ευελιξία μέσω της δυνατότητας προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας και σε ώρες που δεν υπάρχει ηλιοφάνεια.

### **5.4. Επιχειρηματικά μοντέλα στην εγκατάσταση συστήματος αποθήκευσης**

Μια βασική αρχική απόφαση είναι αν θα συνδυαστεί ένα υπάρχον σύστημα με σύζευξη AC ή DC.

Υπάρχουν πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα σε κάθε διαμόρφωση. Η αναβάθμιση μιας υπάρχουσας εγκατάστασης σε σύστημα συνδεδεμένο με AC θα είναι φθηνότερη, επειδή η επανασύνδεση για ένα σύστημα συνδεδεμένο με DC είναι μια πιο περίπλοκη και ακριβή πρόταση. Επιπλέον, ένα σύστημα συνδεδεμένο με AC θα επιτρέψει στο σύστημα μπαταρίας να φορτίζεται εύκολα όχι μόνο από το ηλιακό σύστημα αλλά και από το δίκτυο. Αυτό αυξάνει την ευελιξία στη διαχείριση της μπαταρίας και επιτρέπει ευκολότερη συμμετοχή σε εφαρμογές χονδρικής αγοράς «μπροστά από το μετρητή» (front of the meter), όπως η ρύθμιση της συχνότητας.

Ωστόσο, τα συστήματα συνδεδεμένα στην AC πλευρά είναι λιγότερο αποδοτικά από τα συστήματα συνδεδεμένα με DC. Η διαδικασία μετατροπής του ηλεκτρισμού από DC σε AC οδηγεί σε απώλειες (Inverter, M/Σ, Converter).

Η αναβάθμιση σε ένα σύστημα συνδεδεμένο με DC μεγιστοποιεί την αποδοτικότητα, δεδομένου ότι τα συστήματα DC μετατρέπουν τον ηλεκτρισμό από τα ηλιακά πάνελ μόνο μία φορά. Επιπλέον, η σύζευξη DC επιτρέπει την εκτροπή της υπερβολικής παραγωγής, που προκαλείται από την παραγωγή των φωτοβολταϊκών που περιορίζεται από τον αντιστροφή όταν η παραγωγή των φωτοβολταϊκών υπερβαίνει την ισχύ του αντιστροφέα (clipping), προς την μπαταρία κατά τις περιόδους υπερπαραγωγής. Αυτή η «αιχμαλωτισμένη» ενέργεια μπορεί στη συνέχεια να αποφορτιστεί αργότερα μέσα στην ημέρα.

Σύγκριση Συνδεσμολογίας BESS Retrofit	AC-coupled ESS	DC-coupled ESS
<b>Κόστος εγκατάστασης</b>	Φθηνότερο	Ακριβότερο
<b>Πηγή Φόρτισης</b>	ΦΒ Πάρκο & Δίκτυο	Μόνο από το ΦΒ πάρκο
<b>Συμμετοχή στην αγορά</b>	Μεγαλύτερη (Balancing, FFR, Arbitrage)	Χαμηλότερη (Arbitrage)
<b>Αποδοτικότητα Συστήματος</b>	Χαμηλότερη	Μεγαλύτερη

Πίνακας 3 Σύγκριση σύνδεσης συστήματος.

## 5.5. Η πρόκληση της διασύνδεσης

Πέρα από το κόστος που συνδέεται με την εγκατάσταση της μπαταρίας και τη σύνδεσή της με το φωτοβολταϊκό (PV) σύστημα, ένα μεγάλο μέρος του κόστους — καθώς και της αβεβαιότητας — συνδέεται με τη διασύνδεση. Αυτή είναι η ίδια διαδικασία που ακολουθείται για μια εγκατάσταση φωτοβολταϊκού (PV), αλλά η διασύνδεση της αποθήκευσης ενέργειας μπορεί να προσθέσει πολυπλοκότητα.

Τα σημερινά συστήματα μεταφοράς και διανομής (T&D) σχεδιάστηκαν για να μεταφέρουν την ισχύ από ηλεκτρικούς σταθμούς μέσω γραμμών μεταφοράς, παραδίδοντάς την σε υποσταθμούς και στη συνέχεια να την μειώνουν στις χαμηλότερες τάσεις που χρησιμοποιούνται από σπίτια και επιχειρήσεις. Αυτά τα συστήματα μεταφοράς και διανομής (T&D) δεν σχεδιάστηκαν για να προσθέτουν μεγάλες ποσότητες ισχύος σε διάφορα σημεία του δικτύου διανομής, ούτε για να φορτίζουν «μεγάλες» μπαταρίες. Το αποτέλεσμα της προσθήκης κατανεμημένης παραγωγής μπορεί να δημιουργήσει κινδύνους για τον εξοπλισμό και την ασφάλεια. Για παράδειγμα, αν εμφανιστούν αποκλίσεις τάσης ή απομονώσεις, ο εξοπλισμός μπορεί να υποστεί ζημιές ή να δημιουργηθούν ανησυχίες για την ασφάλεια των εργαζομένων των εταιρειών κοινής ωφέλειας ή άλλων που έρχονται σε επαφή με τις γραμμές ενέργειας κατά τη διάρκεια μιας διακοπής του δικτύου.

Οι διαχειριστές του δικτύου δεν μπορούν να διακινδυνεύσουν τη διασύνδεση στοιχείων που μπορούν να προκαλέσουν κατάρρευση του δικτύου ή ακόμα και διακοπή της υπηρεσίας. Η διασύνδεση του συστήματος αποθήκευσης ενέργειας μπορεί επομένως να είναι μια πολύ δαπανηρή και χρονοβόρα διαδικασία.

Τα κόστη διασύνδεσης είναι μια σημαντική παράμετρος που πρέπει να λαμβάνεται υπόψη, αλλά είναι δύσκολο να εκτιμηθούν λόγω του ρυθμού με τον οποίο προστίθενται

ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και συστήματα αποθήκευσης. Κάθε προτεινόμενη νέα διασύνδεση επηρεάζει κάθε άλλη που βρίσκεται πίσω της στην ουρά, έτσι όταν έρχεται η στιγμή για μια μελέτη, το δίκτυο μπορεί να έχει αλλάξει σημαντικά.

Αυτή τη στιγμή, το δίκτυο υφίσταται μια «μεταμόρφωση» για να φιλοξενήσει περισσότερες εγκαταστάσεις ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και μελλοντικά αποθήκευσης ενέργειας, και υπάρχουν πολλές αυξανόμενες δυσκολίες που σχετίζονται με αυτή την αλλαγή. Δεν είναι ασυνήθιστο η έγκριση διασύνδεσης να διαρκεί χρόνια και, ανάλογα με τις ανάγκες, να κοστίζει σημαντικά περισσότερο από την ίδια την ακίνητη περιουσία του χώρου.

## 6. Περικοπές Ενέργειας (Energy Curtailment)

Ο περιορισμός της παραγωγής (Curtailment) είναι μια μείωση στην απόδοση ενός Σταθμού παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας από ό,τι θα μπορούσε υπό κανονικές συνθήκες να παράγει με βάση τους διαθέσιμους πόρους, συνήθως σε ακούσια βάση (Bird et al., 2016). Ο περιορισμός της παραγωγής είναι μια συνηθισμένη πρακτική από την αρχή της βιομηχανίας ηλεκτρικής ενέργειας. Ωστόσο, οι ιδιοκτήτες των αιολικών και ηλιακών εγκαταστάσεων, οι οποίες δεν έχουν κόστος καυσίμου, ανησυχούν για τις επιπτώσεις του περιορισμού στα οικονομικά των έργων τους. Ο περιορισμός που προκαλείται από τον χειριστή συμβαίνει συνήθως λόγω συμφόρησης στη μεταφορά ή έλλειψης πρόσβασης στη μεταφορά, αλλά μπορεί να συμβεί για άλλους λόγους, όπως υπερβολική παραγωγή κατά τις περιόδους χαμηλής ζήτησης, προβλήματα τάσης ή διασύνδεσης. Τα πρωτόκολλα που βασίζονται στην αγορά και διανέμουν την παραγωγή με βάση την οικονομική αποδοτικότητα μπορούν επίσης να οδηγήσουν σε αιολικά και ηλιακά πάρκα που παράγουν λιγότερο από ό,τι θα μπορούσαν δυνητικά να παράγουν.

Ο περιορισμός της παραγωγής μεταβλητών ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, ιδιαίτερα της αιολικής και ηλιακής ενέργειας, γίνεται όλο και πιο διαδεδομένος καθώς η ανάπτυξη της αιολικής και ηλιακής ενέργειας επεκτείνεται σε όλη τη χώρα και οι διεισδύσεις αυξάνονται. Ο περιορισμός μπορεί να επηρεάσει τα έσοδα των έργων αιολικής και ηλιακής ενέργειας. Αυτές οι επιπτώσεις είναι συγκεκριμένες για κάθε περιοχή εξισορρόπησης λόγω διαφορών στα χαρακτηριστικά του δικτύου, στις πρακτικές λειτουργίας και σε άλλους παράγοντες όπως ο καιρός.

Οι περιορισμοί μπορούν να προκύψουν όταν οι χειριστές ή οι εταιρείες κοινής ωφέλειας επιβάλλουν στις αιολικές και ηλιακές γεννήτριες να μειώσουν την παραγωγή τους για να μειώσουν τη συμφόρηση στη μεταφορά ή να διαχειριστούν το σύστημα ή να επιτύχουν τον βέλτιστο συνδυασμό πόρων. Ο περιορισμός των αιολικών και ηλιακών πόρων συμβαίνει συνήθως λόγω συμφόρησης στη μεταφορά ή έλλειψης πρόσβασης στη μεταφορά, αλλά μπορεί επίσης να συμβεί για λόγους όπως υπερβολική παραγωγή κατά τις περιόδους χαμηλής ζήτησης που θα μπορούσε να προκαλέσει τους σταθμούς να φτάσουν σε ελάχιστα όρια παραγωγής, λόγω προβλημάτων τάσης ή διασύνδεσης, ή για τη διατήρηση των απαιτήσεων συχνότητας, ιδιαίτερα για μικρά, απομονωμένα δίκτυα. Ο περιορισμός είναι ένα από τα πολλά εργαλεία για τη διατήρηση της ενεργειακής ισορροπίας του συστήματος, που επηρεάζεται από την ικανότητα του δικτύου, την υδροηλεκτρική και θερμική παραγωγή, την απόκριση στη ζήτηση, την αποθήκευση και τις θεσμικές αλλαγές. Η απόφαση για το ποια μέθοδος θα χρησιμοποιηθεί είναι κυρίως θέμα οικονομίας και πρακτικής λειτουργίας.

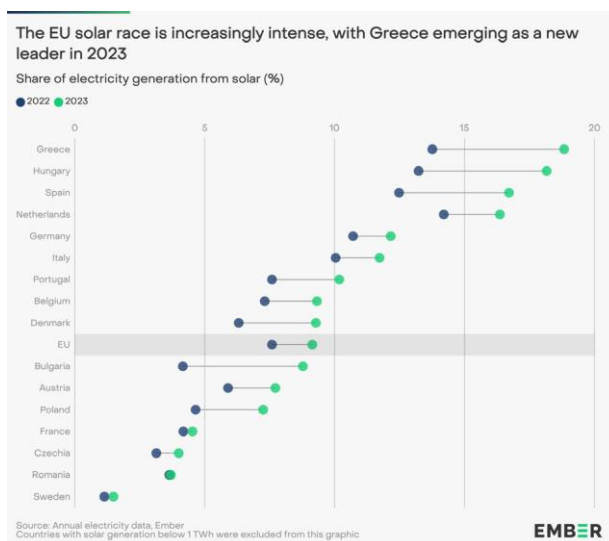
Ο "περιορισμός" σήμερα δεν σημαίνει απαραίτητα το ίδιο με αυτό που σήμαινε στις αρχές της δεκαετίας του 2000. Η σημαντική αλλαγή στον ηλεκτρικό τομέα που έχει διαμορφώσει τις πρακτικές περιορισμού από τότε είναι: η ανάπτυξη Αιολικής και Φωτοβολταϊκής παραγωγής ενέργειας σε κλίμακα κοινής ωφέλειας (utility scale), η οποία δεν έχει κόστος

καυσίμου. Η αλλαγή αυτή έχει οδηγήσει σε νέες προκλήσεις λειτουργίας αλλά έχει επίσης επεκτείνει την ποικιλία των εργαλείων που βασίζονται στην αγορά για την αντιμετώπισή της.

## 6.1. Αντιμετώπιση Περικοπών με Συστήματα Αποθήκευσης

Μια ανάλυση έχει εκτιμήσει ότι η ΕΕ χρειάζεται 200 GW αποθήκευσης έως το 2030 (Fluence Energy, 2024) για να επιτρέψει την αποτελεσματική ενσωμάτωση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο δίκτυο ηλεκτρισμού. Η αποθήκευση μπορεί να συσσωρεύει το ηλεκτρικό ρεύμα που παράγεται από τον ήλιο κατά τις περιόδους χαμηλής ζήτησης και να το μετακινεί σε άλλες περιόδους της ημέρας όπου είναι περισσότερο απαραίτητο (arbitrage). Η βελτιωμένη ευελιξία που παρέχει η αποθήκευση είναι ένας τρόπος για να μειωθούν οι περιστάσεις της κατασπατάλησης των χαμηλών τιμών, των αρνητικών τιμών και του περιορισμού.

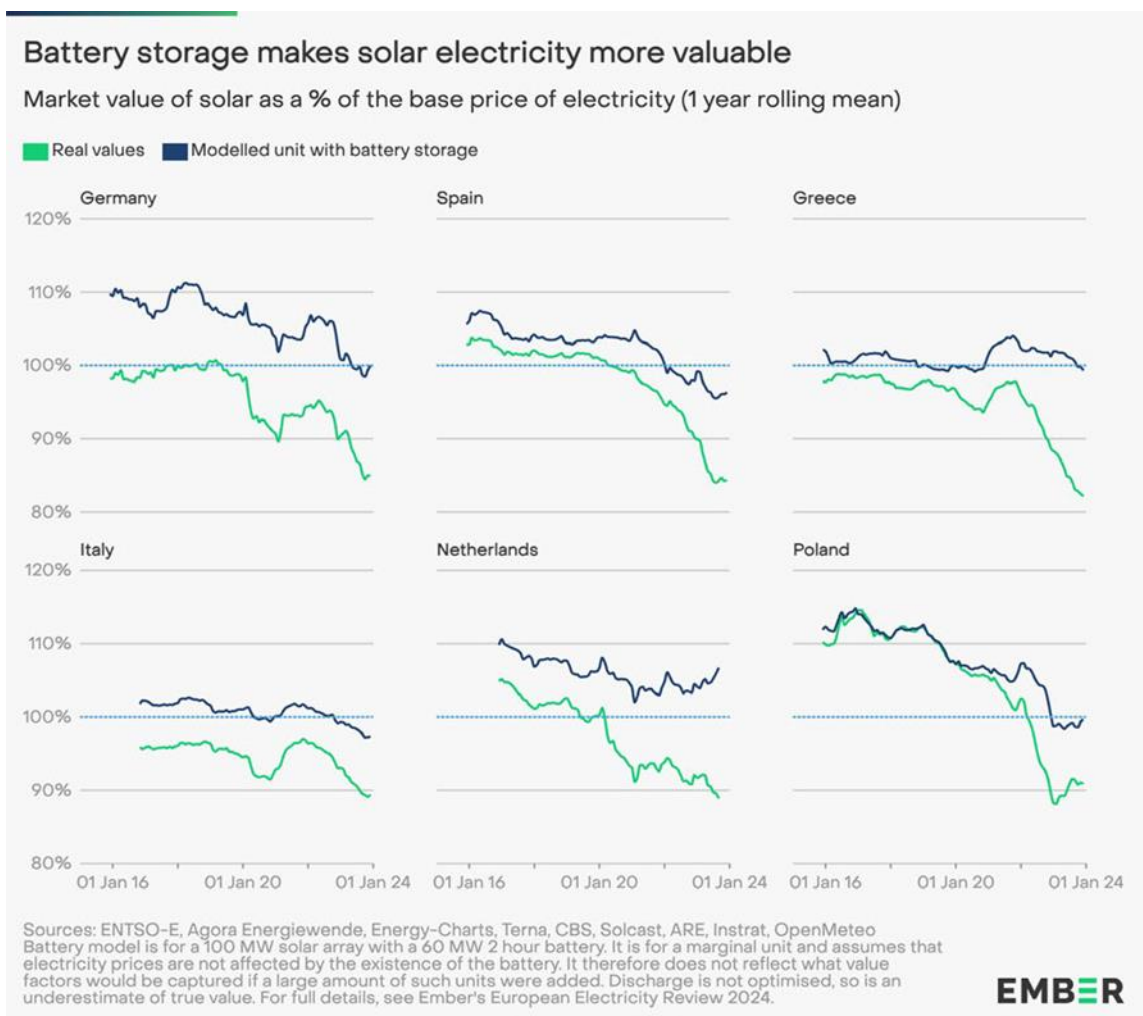
Η κατασπατάληση των τιμών και οι αρνητικές τιμές μπορεί να συμβούν όταν οι τιμές του ηλεκτρικού ρεύματος είναι χαμηλές κατά τις περιόδους υψηλής προσφοράς από μεταβλητές ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Αυτό επηρεάζει δυσμενώς τις τιμές που λαμβάνουν οι παραγωγοί - την τιμή που λαμβάνουν για το ηλεκτρικό τους ρεύμα σε αυτές τις περιόδους συγκρινόμενη με την τιμή βάσης κατά τη διάρκεια ολόκληρης της ημέρας. Ωστόσο, οι λύσεις αποθήκευσης είναι εύκολα διαθέσιμες για να μετριάσουν αυτά τα περιστατικά πτώσης τιμών σε συνδυασμό με την αυξανόμενη διείσδυση Φωτοβολταϊκών Σταθμών παραγωγής.



Εικόνα 32 Ποσοστό Παραγωγής από Φωτοβολταϊκούς Σταθμούς (Ember, 2024)

Οι διμερείς «συμβάσεις για τη διαφορά (Contract-for-Difference | CfDs)» και οι Συμβάσεις Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (PPAs) θα απομακρύνουν αρκετά από αυτά τα θέματα παρέχοντας εγγυημένες τιμές για την παραγωγή από αιολικά και ηλιακά συστήματα. Οι

«συμβάσεις για τη διαφορά (Contract-for-Difference | CfDs)» παρέχουν εμπιστοσύνη στους επενδυτές λόγω της προστασίας που παρέχουν ενάντια σε χαμηλές τιμές και προστατεύουν τους καταναλωτές από τις αιχμές τιμών. Η αυξημένη ευελιξία του συστήματος σε συνδυασμό με τις βελτιώσεις του δικτύου μπορεί να ανακουφίσει τον περιορισμό. Ανάλυση του Energy Systems Catapult έχει δείξει ότι η αποθήκευση μεγάλης διάρκειας (4 έως 12 ώρες) μπορεί να μειώσει τον περιορισμό της αιολικής ενέργειας στο Ηνωμένο Βασίλειο έως και 65% (Catapult, 2024).



Εικόνα 34 Πρόβλεψη Αξίας Ηλεκτρικής Ενέργειας από ΦΒ σταθμό με και χωρίς ΣΑΗΕ (Ember, 2024)

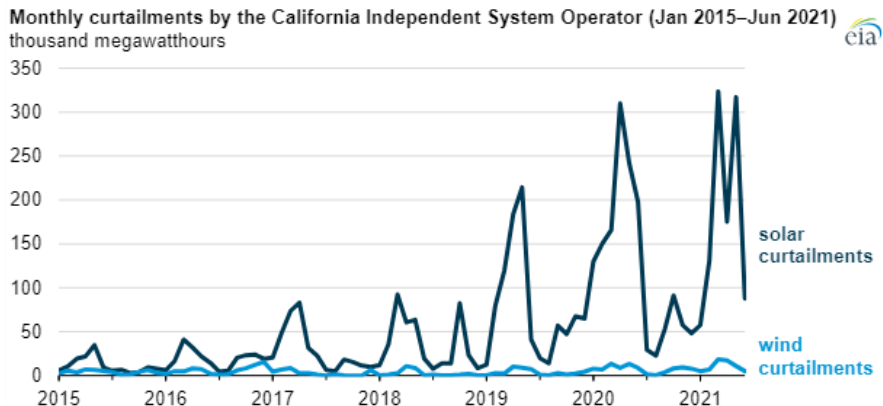
## 6.2. Περικοπές (Curtailment) και αύξηση εγκατεστημένης ισχύος φωτοβολταϊκών σταθμών

Έχει παρατηρηθεί πως υπάρχει συσχετισμός μεταξύ της αύξησης των περιορισμών (curtailments) και της διείσδυσης φωτοβολταϊκών (PV). Όσο περισσότερα φωτοβολταϊκά συστήματα εγκαθίστανται και παράγουν ενέργεια, τόσο μεγαλύτερη είναι η πιθανότητα να παρουσιαστούν περιορισμοί. Αυτό συμβαίνει κυρίως για τους εξής λόγους:

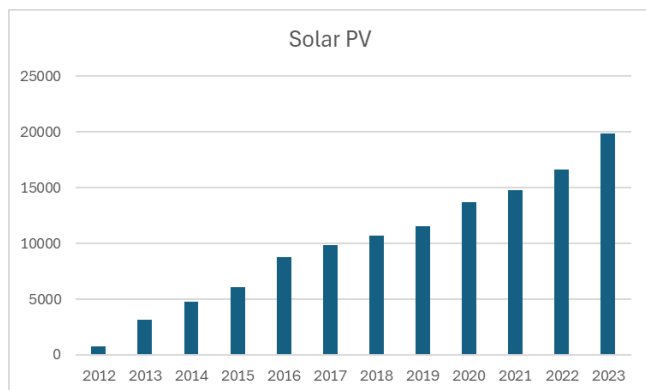
- i. Περίοδοι Χαμηλής Ζήτησης: Τα φωτοβολταϊκά συστήματα παράγουν περισσότερο ρεύμα κατά τη διάρκεια της ημέρας, όταν η ζήτηση μπορεί να είναι χαμηλότερη. Αυτό μπορεί να οδηγήσει σε πλεονάζουσα παραγωγή ενέργειας που δεν μπορεί να απορροφηθεί από το δίκτυο.
- ii. Συμφόρηση Δικτύου: Οι γραμμές μεταφοράς και τα συστήματα διανομής μπορεί να μην είναι σε θέση να διαχειριστούν τη μεγάλη ποσότητα ενέργειας που παράγεται από τα φωτοβολταϊκά, οδηγώντας σε περιορισμούς για την αποφυγή υπερφόρτωσης.
- iii. Απαιτήσεις Ισορροπίας Συστήματος: Η παραγωγή ενέργειας από τα φωτοβολταϊκά είναι μεταβλητή και εξαρτάται από τις καιρικές συνθήκες. Αυτό μπορεί να δημιουργήσει προκλήσεις για τη διατήρηση της ισορροπίας μεταξύ παραγωγής και ζήτησης στο δίκτυο, αναγκάζοντας τους διαχειριστές να περιορίσουν την παραγωγή για να επιτευχθεί από μέσα που δεν επηρεάζονται από την στοχαστικότητα του καιρού (Λιγνίτης, Φυσικό Αέριο)
- iv. Προστασία Βασικών Μονάδων Παραγωγής: Οι συμβατικές μονάδες παραγωγής ενέργειας, όπως οι θερμικές και υδροηλεκτρικές μονάδες, έχουν ελάχιστα όρια λειτουργίας κάτω από τα οποία δεν μπορούν να λειτουργήσουν αποδοτικά ή με ασφάλεια. Η υψηλή παραγωγή από φωτοβολταϊκά μπορεί να οδηγήσει σε καταστάσεις όπου οι συμβατικές μονάδες θα πρέπει να περιορίσουν τη λειτουργία τους, κάτι που δεν είναι πάντα εφικτό χωρίς επιπτώσεις.

Συνοψίζοντας, η αυξανόμενη διείσδυση των φωτοβολταϊκών συστημάτων, αν και θετική για την ανανεώσιμη ενέργεια, μπορεί να προκαλέσει σημαντικές προκλήσεις για το δίκτυο, οι οποίες οδηγούν σε αυξημένους περιορισμούς της παραγωγής ενέργειας.

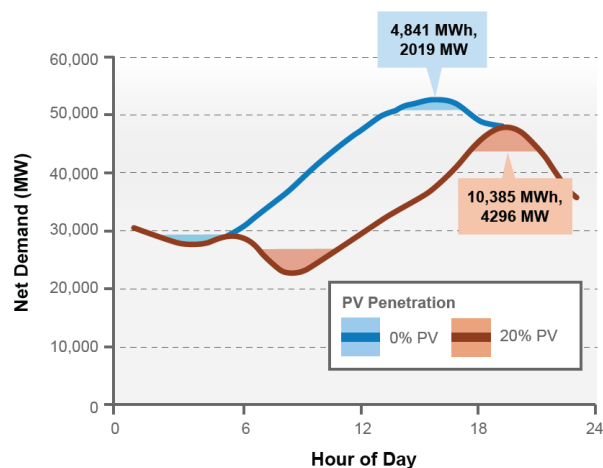
Αυτό φαίνεται σε όλες τις αγορές ενέργειας με σημαντική διείσδυση ΑΠΕ:



Εικόνα 35 Μηνιαίες περικοπές ανεξάρτητων παραγωγών στην Καλιφόρνια (U.S. Energy Information Administration, 2024)



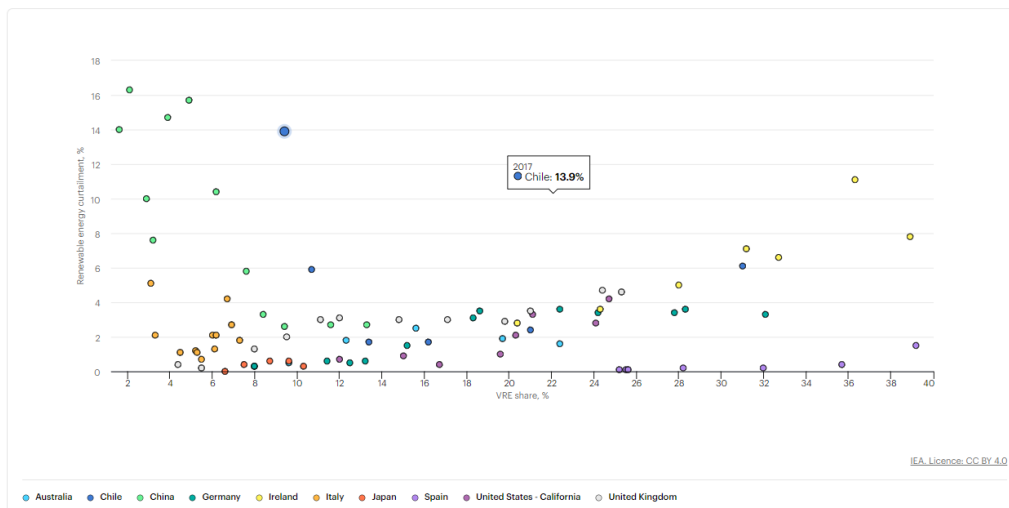
Εικόνα 36 Εγκατεστημένη Ισχύς ΦΣΠΗΕ – Καλιφόρνια (California Energy Commission, n.d.)



Εικόνα 37 Συσχέτιση φορτίου αιχμής και παραγωγής από ΦΒ (California, 2018) (Denholm & Margolis, 2018)

Αντίστοιχη εικόνα παρουσιάζεται και σε άλλες αγορές ενέργειας:





Εικόνα 38 Συσχέτιση περικοπών και μεταβλητής παραγωγής (International Energy Agency, 2023)

Στην Ελλάδα, υπάρχει συνεχής αύξηση της παραγωγής από ανανεώσιμες πηγές, όπως φαίνεται και από τα στοιχεία που κοινοποιούνται από τον ΑΔΜΗΕ. Ειδικά για το 2023 το 47,38% της συνολικής παραγωγής προήλθε από ΑΠΕ. Η διείσδυση των ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα της χώρας αναμένεται να αυξηθεί στα επόμενα έτη, σύμφωνα με το ΕΣΕΚ αλλά και τις τάσεις της αγοράς. Η αύξηση αυτή, παρατηρώντας και τα δεδομένα των υπολοίπων χωρών και αγορών ενέργειας, θα οδηγήσει σε αύξηση και των περικοπών. Αυτό ήδη έχει αρχίσει να διαφαίνεται, ειδικά για τα Φωτοβολταϊκά συστήματα, καθώς για το πρώτο πεντάμηνο του 2024 έχουν ήδη ξεπεράσει τα επίπεδα του 2023.

**Περικοπές ΑΠΕ**

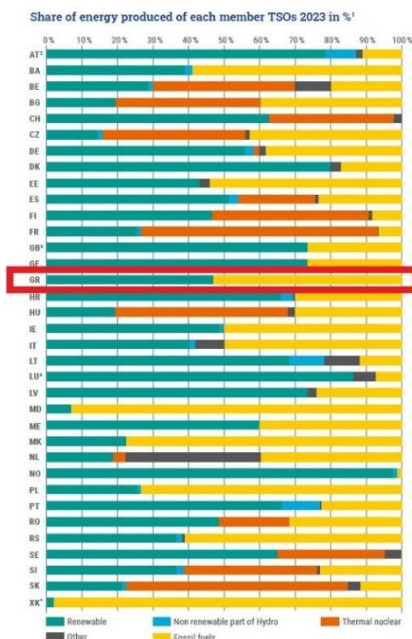
Πρώτο τετράμηνο του έτους



Πηγές: ΑΔΜΗΕ, ίδια επεξεργασία

Εικόνα 39 Παραγόμενη από ΑΠΕ Ενέργεια που απορρίφθηκε λόγω περικοπών, 2024 (The Green Tank, 2024)

Ακόμη, η μη αύξηση των συστημάτων αποθήκευσης, θα οδηγήσει σε περικοπές ενέργειας από ΑΠΕ οι οποίες αναμένεται να φτάσουν το 30-35% σε αρκετές περιοχές της Ευρώπης μέχρι το τέλος της δεκαετίας (IENE, 2024).



Εικόνα 40 Ποσοστό παραγωγής ενέργειας ανά τεχνολογία παραγωγής, 2023 (ENTSO-E, 2023)



Εικόνα 41 Πρόβλεψη περικοπών σύμφωνα με διαφορετικά σενάρια του δείκτη FHR, (πηγή: PAEEY (RAE, 2022))

Για τις ανάγκες της παρούσας εργασίας θα γίνουν διαφορετικές εκτιμήσεις των περικοπών, με έμφαση στο 5% που αποτελούσε και τις μέγιστες περικοπές σύμφωνα με τον νόμο που ίσχυε έως το 2024. Λόγω της αυξημένης διείσδυσης παραγωγής από ΑΠΕ, η παραγωγή των οποίων είναι στοχαστική (VRE), θα εκτιμηθούν και σενάρια μεγαλύτερων περικοπών, με τιμές που να φτάνουν το 15% (PV Magazine, 2024)(EnergyPress, 2024), κάτι το οποίο προκύπτει, εκτός από τη βιβλιογραφία, και από την αντιστοίχιση με άλλες χώρες (International Energy Agency, 2023) (TSOC, n.d.).

## 7. Φωτοβολταϊκός Σταθμός

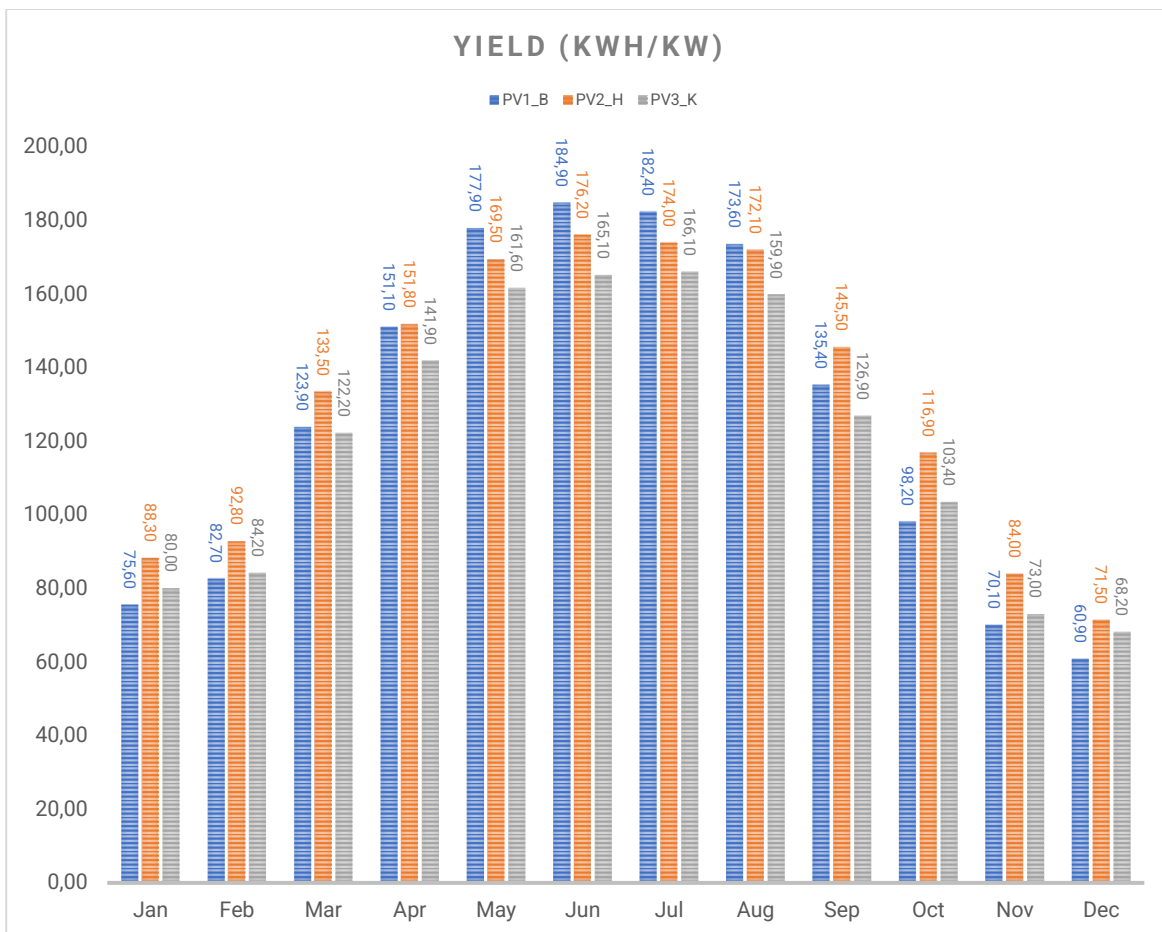
Για τη συγκεκριμένη εργασία, χρησιμοποιήθηκε σχεδιαστικό πρόγραμμα με το οποίο σχεδιάστηκαν τρεις Φ/Β Σταθμοί σε διαφορετικές περιοχές της Ελλάδας (Βοιωτία, Ηλεία, Κοζάνη) με διαφορετική ισχύ. Οι περιοχές επιλέχθηκαν σύμφωνα με το ηλιακό δυναμικό τους και αποτελούν περιοχές οι οποίες εμφανίζουν μεγάλη δραστηριότητα στην εγκατάσταση φωτοβολταϊκών σταθμών.

Για τους σταθμούς στην Βοιωτία και την Ηλεία, η σχεδίαση έγινε σε πεδιάδα, χωρίς ιδιαίτερες κλίσεις εδάφους, ενώ για τον αντίστοιχο στην Κοζάνη ο σχεδιασμός έγινε σε κλίση.

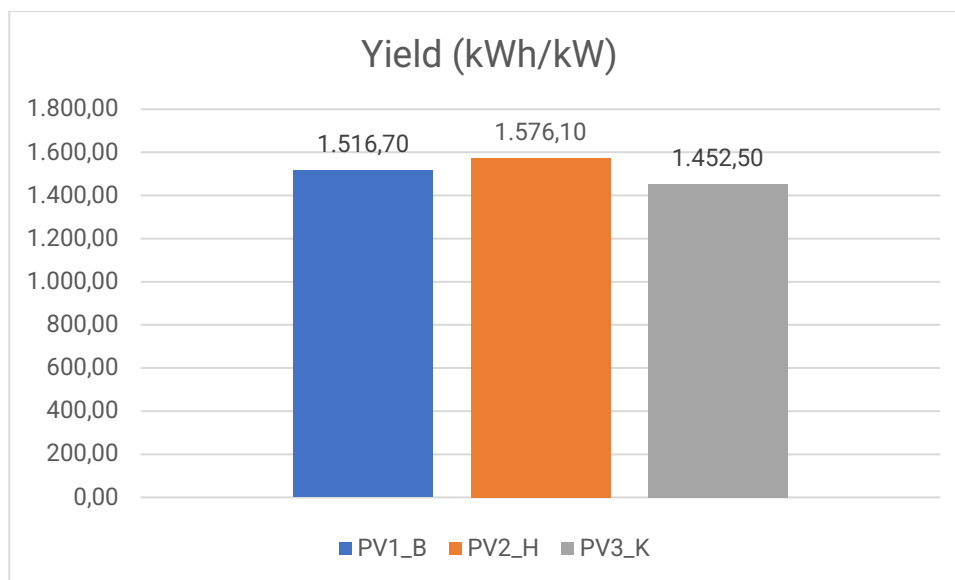
Παρακάτω φαίνονται τα χαρακτηριστικά απόδοσης των σταθμών:

Month	Equivalent Utilisation Hours(EUH) (First yr)		
	PV1_B	PV2_H	PV3_K
Jan	75,60	88,30	80,00
Feb	82,70	92,80	84,20
Mar	123,90	133,50	122,20
Apr	151,10	151,80	141,90
May	177,90	169,50	161,60
Jun	184,90	176,20	165,10
Jul	182,40	174,00	166,10
Aug	173,60	172,10	159,90
Sep	135,40	145,50	126,90
Oct	98,20	116,90	103,40
Nov	70,10	84,00	73,00
Dec	60,90	71,50	68,20
<b>Annual</b>	<b>1.516,70</b>	<b>1.576,10</b>	<b>1.452,50</b>

Πίνακας 4 Απόδοση ΦΒ σταθμών σύμφωνα με το σχεδιαστικό πρόγραμμα.



Εικόνα 42 Απόδοση ΦΒ σταθμών ανά μήνα.



*Εικόνα 43 Ετήσιες ώρες παραγωγής.*

Για τη σχεδίαση των σταθμών χρησιμοποιήθηκε το σχεδιαστικό πρόγραμμα Sinan (LONGi. (n.d.). Main page. LONGi GSE Pro Help. <https://gseprohelp.longi.com:8833/main>). Τα φωτοβολταϊκά panel επιλέχθηκαν να είναι μονής όψης (monofacial), καθώς η εκτεταμένη χρήση των φωτοβολταϊκών panel διπλής όψης ξεκίνησε μετά το 2020.

Για τη σχεδίαση του σταθμού έγινε διαστασιολόγηση σύμφωνα με τους παρακάτω παράγοντες:

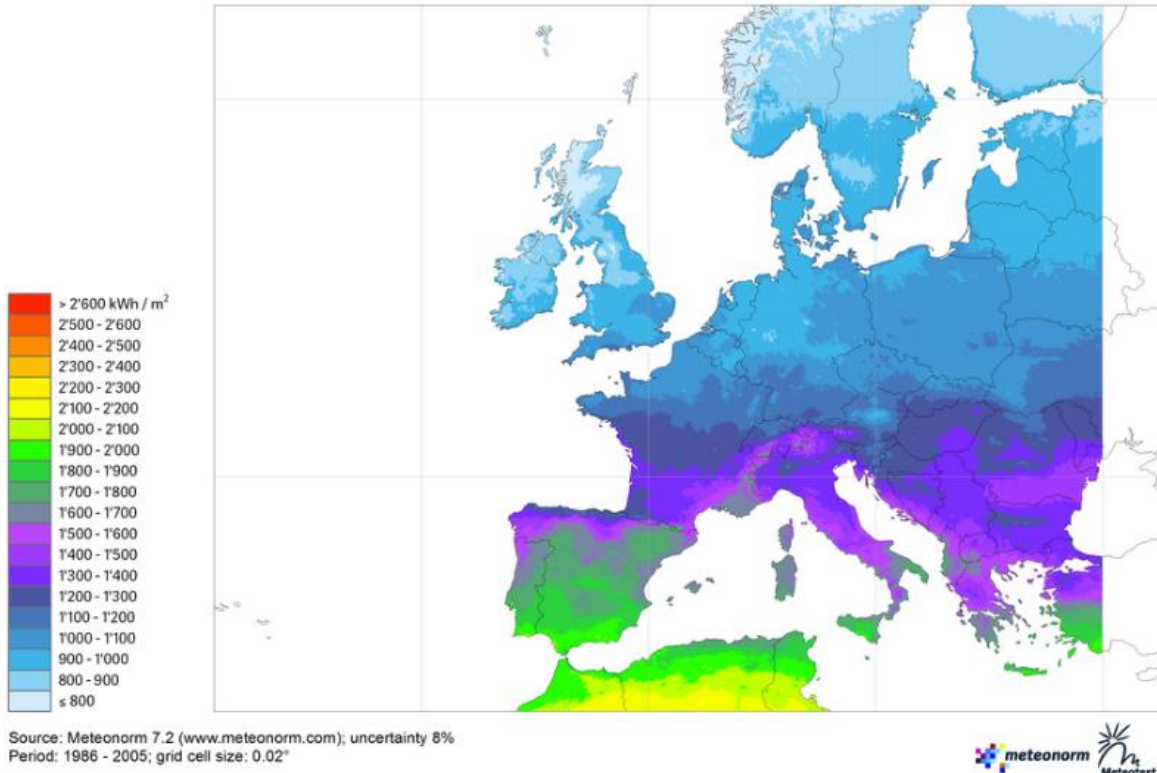
- η γεωγραφία του εδάφους
- οι αποστάσεις μεταξύ των σειρών, για να αποφευχθούν σκιάσεις (ορίστηκαν διαστήματα που δεν είναι επιθυμητή η σκίαση για την μικρότερη ημέρα του χρόνου (χειμερινό ηλιοστάσιο)
- οι εσωτερικοί δρόμοι
- ο προσανατολισμός των φωτοβολταϊκών πλαισίων (portait, landscape)
- οι αντιστροφείς (central, string)
- οι βάσεις στήριξης (1 πάσσαλος, 2 πάσσαλοι, κλπ)
- οι μετασχηματιστές των υποσταθμών
- η θέση του Υ/Σ σύνδεσης με το δίκτυο

Παρακάτω φαίνεται η ανάλυση των απωλειών για κάθε σταθμό. Το μοντέλο που χρησιμοποιήθηκε για την ανάλυση των στοιχείων ηλιοφάνειας είναι το meteonorm 8.2.

Σύμφωνα με αυτό το μοντέλο υπολογίστηκε η αναμενόμενη ηλιοφάνεια (Global Horizontal irradiance | GHI) και έγιναν οι απαραίτητες μετατροπές για την αναγωγή της

προσπίπτουσας ηλιοφάνειας (λόγω της κλίσης των φωτοβολταϊκών πλαισίων), ο υπολογισμός των σκιάσεων κλπ.

Yearly sum of Global Horizontal Irradiation (GHI)



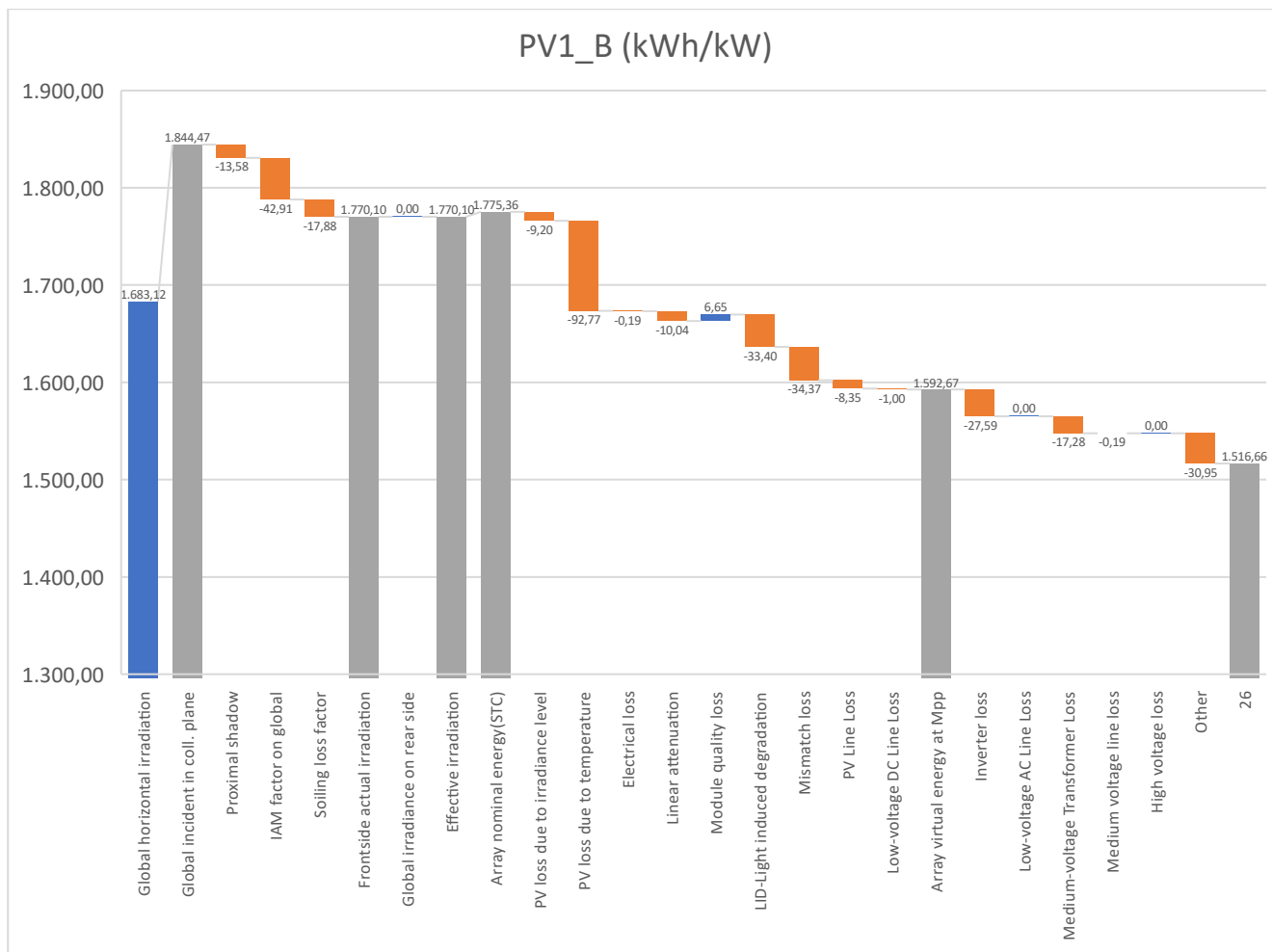
Εικόνα 44 Χάρτης ηλιοφάνειας σύμφωνα με το μοντέλο Meteonorm (Meteonorm, n.d.)

Generation Info	PV1_B		PV2_H		PV3_K		
	Hours	(Gains/Losses) Percentage	Hours	(Gains/Losses) Percentage	Hours	(Gains/Losses) Percentage	
<b>Irradiation</b>	Global horizontal irradiation	1.683,12	0,00%	1.714,92	0,00%	1.569,21	0,00%
	Global incident in coll. plane	1.844,47	0,00%	1.905,82	0,00%	1.783,02	0,00%
	Proximal shadow	-13,58	-0,74%	-20,38	-1,07%	-33,98	-1,91%
	IAM factor on global	-42,91	-2,34%	-37,17	-1,97%	-37,21	-2,13%
	Soiling loss factor	-17,88	-1,00%	-18,48	-1,00%	-25,68	-1,50%
	Frontside actual irradiation	1.770,10	0,00%	1.829,79	0,00%	1.686,15	0,00%
	Global irradiance on rear side	0,00	0,00%	0,00	0,00%	0,00	0,00%
	Effective irradiation	1.770,10	0,00%	1.829,79	0,00%	1.686,15	0,00%
<b>DC</b>	Array nominal energy(STC)	1.775,36	0,00%	1.835,17	0,00%	1.690,58	0,00%
	PV loss due to irradiance level	-9,20	-0,52%	-8,40	-0,46%	-9,47	-0,56%
	PV loss due to temperature	-92,77	-5,25%	-90,70	-4,96%	-58,51	-3,48%
	Electrical loss	-0,19	-0,01%	-2,50	-0,14%	-1,64	-0,10%
	Linear attenuation	-10,04	-0,60%	-10,40	-0,60%	-9,73	-0,60%
	Module quality loss	6,65	0,40%	6,89	0,40%	0,00	0,00%
	LID-Light induced degradation	-33,40	-2,00%	-34,60	-2,00%	-32,23	-2,00%
	Mismatch loss	-34,37	-2,10%	-35,61	-2,10%	-33,16	-2,10%
	PV Line Loss	-8,35	-0,52%	-10,24	-0,62%	-5,97	-0,39%
	Low-voltage DC Line Loss	-1,00	-0,06%	0,00	0,00%	0,00	0,00%
	Array virtual energy at Mpp	1.592,67	0,00%	1.649,58	0,00%	1.539,85	0,00%
<b>AC</b>	Inverter loss	-27,59	-1,73%	-19,47	-1,18%	-25,66	-1,67%
	Low-voltage AC Line Loss	0,00	0,00%	-2,92	-0,18%	-6,77	-0,45%
	Medium-voltage Transformer Loss	-17,28	-1,10%	-18,93	-1,16%	-25,11	-1,67%
	Medium voltage line loss	-0,19	-0,01%	-0,06	0,00%	-0,03	0,00%
<b>Other</b>	High voltage loss	0,00	0,00%	0,00	0,00%	0,00	0,00%
	Other	-30,95	-2,00%	-32,16	-2,00%	-29,65	-2,00%
<b>Generation (hr)</b>	<b>1.516,66</b>		<b>1.576,03</b>		<b>1.452,64</b>		

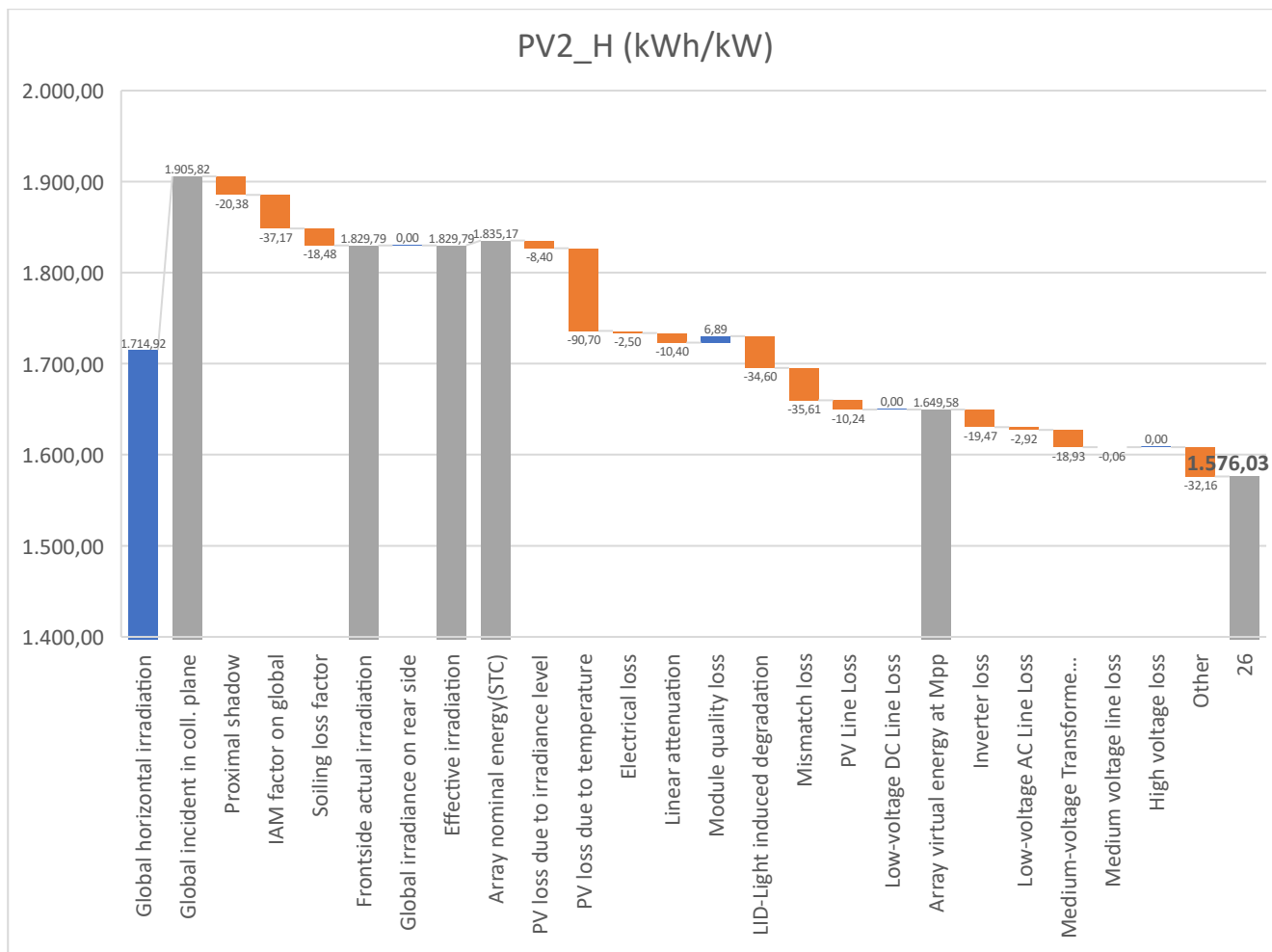
Πίνακας 5 Ανάλυση παραγωγής και απωλειών των Φ/Β σταθμών.

Αντίστοιχα την ίδια πληροφορία βλέπουμε και στα παρακάτω γραφήματα για τον κάθε σταθμό:

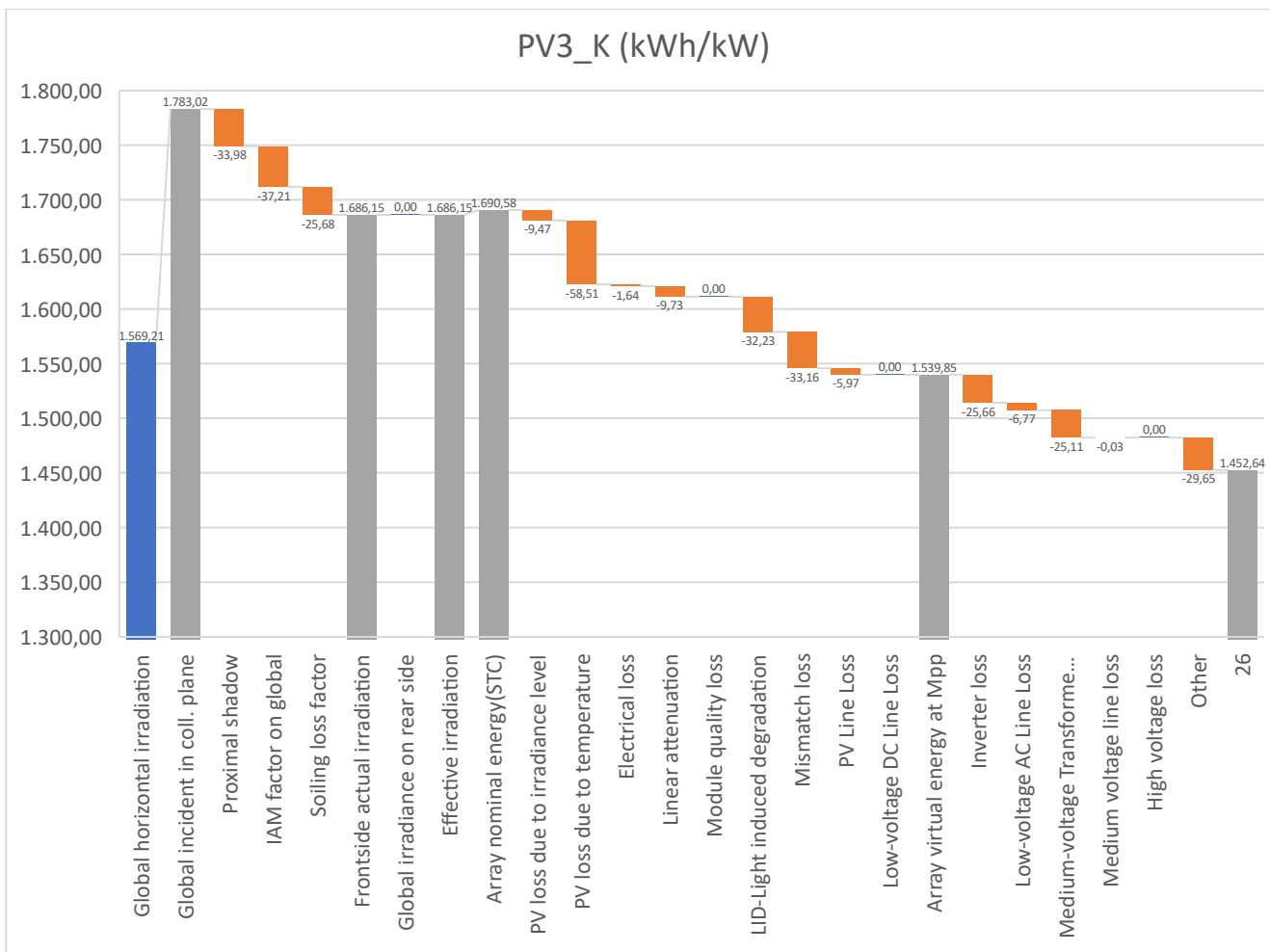




Εικόνα 45 Φωτοβολταϊκός σταθμός 1 (Βοιωτία).



Εικόνα 46 Φωτοβολταϊκός σταθμός 2 (Ηλεία).



Εικόνα 47 Φωτοβολταϊκός σταθμός 3 (Κοζάνη).

Παρατηρούμε ότι για κάθε σταθμό οι κατηγορίες απωλειών είναι οι παρακάτω:

- Proximal shadow – Σκίαση λόγω θέσης των panel
- IAM factor on global (PVsyst, n.d.) – απώλειες λόγω της γωνίας πρόσπτωσης του φωτός
- Soiling loss factor – απώλειες λόγω ρύπων (γύρη, λάσπη, σκόνη, κλπ.)
- PV loss due to irradiance level – απώλειες λόγω ηλιοφάνειας
- PV loss due to temperature – απώλειες λόγω θερμοκρασίας (temperature coefficient)
- Electrical loss – ηλεκτρικές απώλειες
- Linear attenuation - απώλειες λόγω γραμμικής αποσβέσεως
- Module quality loss - απώλειες ποιότητας των φωτοβολταϊκών πλαισίων
- LID-Light induced degradation – πρώτες 2 βδομάδες μετά την εγκατάσταση
- Mismatch loss – απώλειες αναντιστοιχίας  
(Ενδεικτικά: 1. Διαφορές στην κατασκευή των πάνελ, 2. Γήρανση των πάνελ, 3. Σκιάσεις, 4. Βρωμιά και Ρύποι, 5. Διαφορές Θερμοκρασίας, 6. Ηλεκτρικές συνδέσεις, 7. Αποκλίσεις στη ροή ρεύματος)
- PV Line Loss – απώλειες string (διατομή καλωδίου, αποστάσεις, κλπ.)
- Low-voltage DC Line Loss – απώλειες γραμμής DC (DCBs → Inverter)
- Array virtual energy at MPP – Ενέργεια που παράγεται από τις στοιχειοσειρές
- Inverter loss – απώλειες αντιστροφέα
- Low-voltage AC Line Loss – απώλειες γραμμής αντιστροφές – M/Σ
- Medium-voltage Transformer Loss – απώλειες M/Σ MT
- Medium voltage line loss – απώλειες γραμμής MT
- High voltage loss – Απώλειες ΥΤ
- Not available - Διάφορα

Με βάση την τεχνολογία των panel του κάθε ΦΒ σταθμού, αναμένεται μία πτώση της απόδοσης τους γραμμικά σε βάθος 25-30 ετών, η οποία προκύπτει από τα χαρακτηριστικά των ΦΒ modules. Αντίστοιχα, απώλειες στην απόδοση παρατηρούνται και από άλλους παράγοντες όπως βλάβες, σκιάσεις από βλάστηση εντός και εκτός του ΦΒ σταθμού, φθορές εξοπλισμού κ.α. επομένως για τα παραδείγματα των ΦΒ σταθμών προκύπτουν οι παρακάτω αναμενόμενες αποδόσεις για τον κύκλο ζωής τους:

Year	PV1_B	PV2_H	PV3_K
1	1.516,70	1.576,10	1.452,50
2	1.507,60	1.566,64	1.443,79
3	1.498,55	1.557,24	1.435,12
4	1.489,56	1.547,90	1.426,51
5	1.480,63	1.538,61	1.417,95
6	1.471,74	1.529,38	1.409,44
7	1.462,91	1.520,20	1.400,99
8	1.454,13	1.511,08	1.392,58
9	1.445,41	1.502,02	1.384,23
10	1.436,74	1.493,00	1.375,92
11	1.428,12	1.484,05	1.367,67
12	1.419,55	1.475,14	1.359,46
13	1.411,03	1.466,29	1.351,30
14	1.402,56	1.457,49	1.343,20
15	1.394,15	1.448,75	1.335,14
16	1.385,78	1.440,06	1.327,13
17	1.377,47	1.431,42	1.319,16
18	1.369,20	1.422,83	1.311,25
19	1.360,99	1.414,29	1.303,38
20	1.352,82	1.405,80	1.295,56
21	1.344,71	1.397,37	1.287,79
22	1.336,64	1.388,99	1.280,06
23	1.328,62	1.380,65	1.272,38
24	1.320,65	1.372,37	1.264,75
25	1.312,72	1.364,13	1.257,16

Πίνακας 6 Αναμενόμενη απόδοση για τον κύκλο ζωής των ΦΒ σταθμών (kWh/kW).

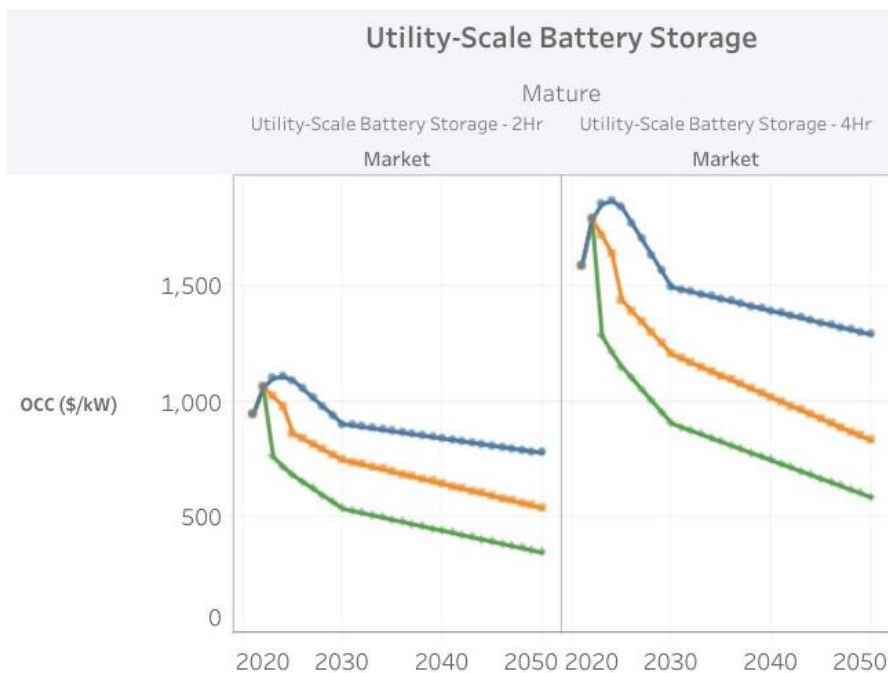
## 8. Το σύστημα αποθήκευσης (BESS)

Για το σύστημα αποθήκευσης θα πρέπει να εξεταστούν διάφορα δεδομένα. Με βάση τον ΦΒ σταθμό και το προφίλ των περικοπών, θα πρέπει να γίνει εκτίμηση της ισχύος (φόρτισης/εκφόρτισης) του συστήματος αποθήκευσης καθώς και η χωρητικότητα αυτού. Για το παράδειγμα της εργασίας, επιλέχθηκε σύστημα με ισχύ την μισή της ονομαστικής του ΦΒ σταθμού και ικανότητα αποθήκευσης για 2 ώρες, καθώς με το συγκεκριμένο σύστημα επιτυγχάνεται ικανοποιητική απορρόφηση της απορριπτόμενης ενέργειας (curtailed). Το σύστημα αποθήκευσης θα συνδεθεί στην AC πλευρά του σταθμού, καθώς σε έναν υφιστάμενο σταθμό συνήθως δεν υπάρχει διαθέσιμος χώρος για DC σύνδεση συστήματος αποθήκευσης, αλλά δεν υπάρχουν και οι υποδομές για τη σύνδεση αυτή.

Επίσης, με τη σύνδεση στην AC πλευρά, το σύστημα αποθήκευσης BESS θα μπορεί να συμμετάσχει σε όλες τις επιμέρους αγορές ηλεκτρικής ενέργειας (ενέργεια, εφεδρείες, ενέργεια εξισορρόπησης) αν αυτό επιτραπεί από τους όρους σύνδεσης του φωτοβολταϊκού σταθμού.

Για το κόστος του συστήματος αποθήκευσης, θα χρησιμοποιηθούν δεδομένα από το Εθνικό Εργαστήριο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας της Αμερικής με έδρα το Κολοράντο (National Renewable Energy Laboratory, n.d.) όπου υπάρχει καταγραφή των τιμών και πρόβλεψη της εξέλιξής τους για τα συστήματα αποθήκευσης ενέργειας και θα γίνει ένας συνδυασμός τους με σύγχρονα δεδομένα, όπως αυτά προκύπτουν από τον ιστότοπο του BloombergNEF, που αποτελεί έναν από τους βασικούς φορείς ενημέρωσης για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και την αποθήκευση ενέργειας (BloombergNEF, n.d.).

Σύμφωνα με το Εθνικό Εργαστήριο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (NREL) η πρόβλεψη για τις τιμές των μπαταριών, βασισμένη στις τιμές έως το 2021 είναι:



Parameter value projections by scenario, financial case, cost recovery period, and technological detail  
Select the parameter (LCOE, CAPEX, Fixed O&M, Capacity Factor, and FCR [fixed charge rate]), OCC, CFC, GCC, scenario, financial case, cost recovery period, and technological detail. The year represents the commercial online date. The default technology detail best aligns with recent or anticipated near-term installations.

Εικόνα 48 Πρόβλεψη εξέλιξης τιμών συστημάτων αποθήκευσης (National Renewable Energy Laboratory, 2023)

Η πρόβλεψη για την εξέλιξη των τιμών φαίνεται και στον παρακάτω πίνακα:

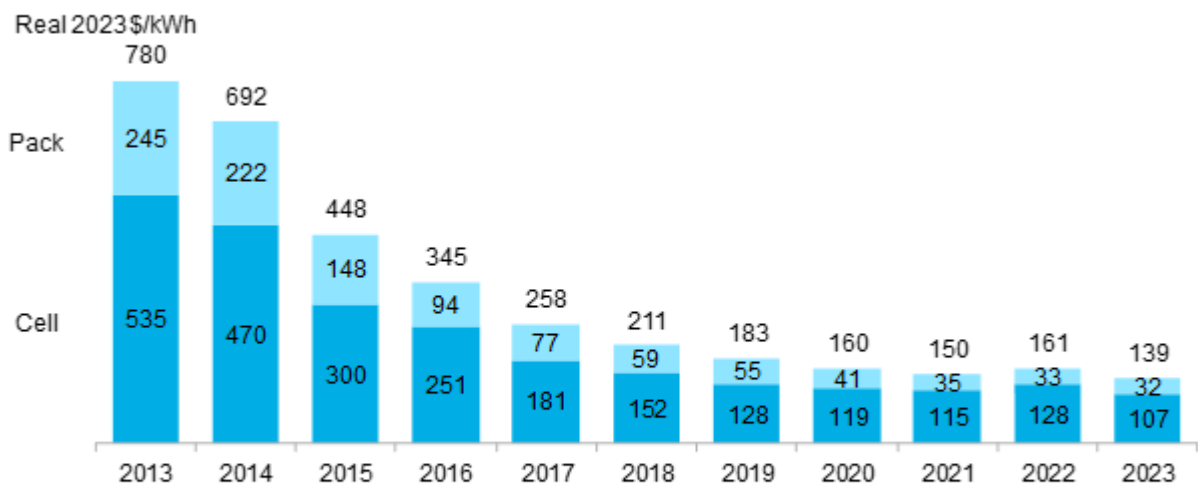
Capital Cost (\$/kWh) Capital Cost (\$/kWh)	<b>Battery Energy Capital Cost (\$/kWh)</b>															
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
	Advanced	\$322	\$362	\$260	\$246	\$233	\$223	\$214	\$204	\$193	\$184	\$181	\$177	\$174	\$171	\$168
	Moderate	\$322	\$362	\$347	\$329	\$287	\$275	\$263	\$251	\$239	\$227	\$223	\$219	\$215	\$211	\$207
	Conservative	\$322	\$362	\$376	\$378	\$373	\$357	\$341	\$326	\$310	\$295	\$293	\$291	\$289	\$287	\$285
	<b>Battery Power Capital Cost (\$/kW)</b>															
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
	Advanced	\$299	\$336	\$242	\$228	\$216	\$207	\$198	\$189	\$181	\$171	\$167	\$164	\$162	\$159	\$155
	Moderate	\$299	\$336	\$329	\$321	\$288	\$289	\$290	\$291	\$293	\$294	\$292	\$290	\$288	\$286	\$284
	Conservative	\$299	\$336	\$348	\$351	\$347	\$340	\$334	\$327	\$320	\$313	\$311	\$309	\$307	\$304	\$302
	<b>Battery Energy Capital Cost (\$/kWh)</b>															
	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	
	Advanced	\$164	\$161	\$158	\$155	\$151	\$148	\$145	\$142	\$139	\$135	\$132	\$129	\$126	\$122	\$120
	Moderate	\$203	\$199	\$194	\$190	\$186	\$182	\$178	\$174	\$170	\$166	\$162	\$158	\$154	\$150	\$146
	Conservative	\$283	\$281	\$279	\$277	\$275	\$273	\$271	\$269	\$267	\$265	\$263	\$261	\$259	\$257	\$255
	<b>Battery Power Capital Cost (\$/kW)</b>															
2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050		
Advanced	\$153	\$150	\$146	\$143	\$141	\$138	\$134	\$131	\$129	\$126	\$122	\$119	\$117	\$114	\$110	
Moderate	\$282	\$280	\$277	\$275	\$273	\$271	\$269	\$267	\$264	\$262	\$260	\$257	\$255	\$253	\$250	
Conservative	\$300	\$298	\$296	\$294	\$292	\$289	\$287	\$285	\$283	\$281	\$279	\$277	\$274	\$272	\$270	

Πίνακας 7 Πρόβλεψη εξέλιξης τιμών BESS (NREL)

Σε αυτή τη προσέγγιση παρατηρούμε διαφοροποίηση στις τιμές η οποία φάνηκε κατά τα έτη 2023 – 2024, σύμφωνα με την οποία οι τιμές για το σύστημα μπαταριών κυμαίνονται στα 139\$/kWh, επομένως στα 130€/kWh (BloombergNEF, 2024), όπως φαίνεται και στο παρακάτω γράφημα:



**Figure 1: Volume-weighted average lithium-ion battery pack and cell price split, 2013-2023**



Source: BloombergNEF. Historical prices have been updated to reflect real 2023 dollars. Weighted average survey value includes 303 data points from passenger cars, buses, commercial vehicles, and stationary storage.

Εικόνα 49 Εξέλιξη τιμών μπαταριών (BloombergNEF, 2024)

Με την αντιστοίχιση των τρεχουσών τιμών στο μοντέλο πρόβλεψης του NREL, η εκτίμηση των τιμών για το σύστημα BESS είναι:

	Battery Energy Capital Cost (€/kWh)	Battery Power Capital Cost (€/kW)	Total 2h System Cost (€/MW)
<b>2024</b>	129,3 €	144,3 €	402,8 €
<b>2025</b>	105,1 €	142,5 €	352,7 €
<b>2026</b>	100,6 €	139,8 €	341,0 €
<b>2027</b>	96,1 €	137,0 €	329,2 €
<b>2028</b>	91,6 €	134,3 €	317,5 €
<b>2029</b>	87,1 €	131,4 €	305,6 €
<b>2030</b>	82,7 €	128,6 €	294,0 €
<b>2031</b>	81,3 €	127,7 €	290,3 €
<b>2032</b>	79,9 €	126,8 €	286,5 €
<b>2033</b>	78,3 €	125,9 €	282,5 €
<b>2034</b>	76,9 €	125,1 €	278,8 €
<b>2035</b>	75,6 €	124,2 €	275,3 €
<b>2036</b>	74,0 €	123,3 €	271,3 €
<b>2037</b>	72,6 €	122,4 €	267,6 €
<b>2038</b>	71,1 €	121,5 €	263,8 €
<b>2039</b>	69,7 €	120,7 €	260,1 €
<b>2040</b>	68,1 €	119,8 €	256,0 €

*Πίνακας 8 Πρόβλεψη εξέλιξης τιμών με ενημερωμένα στοιχεία τιμών μπαταριών*

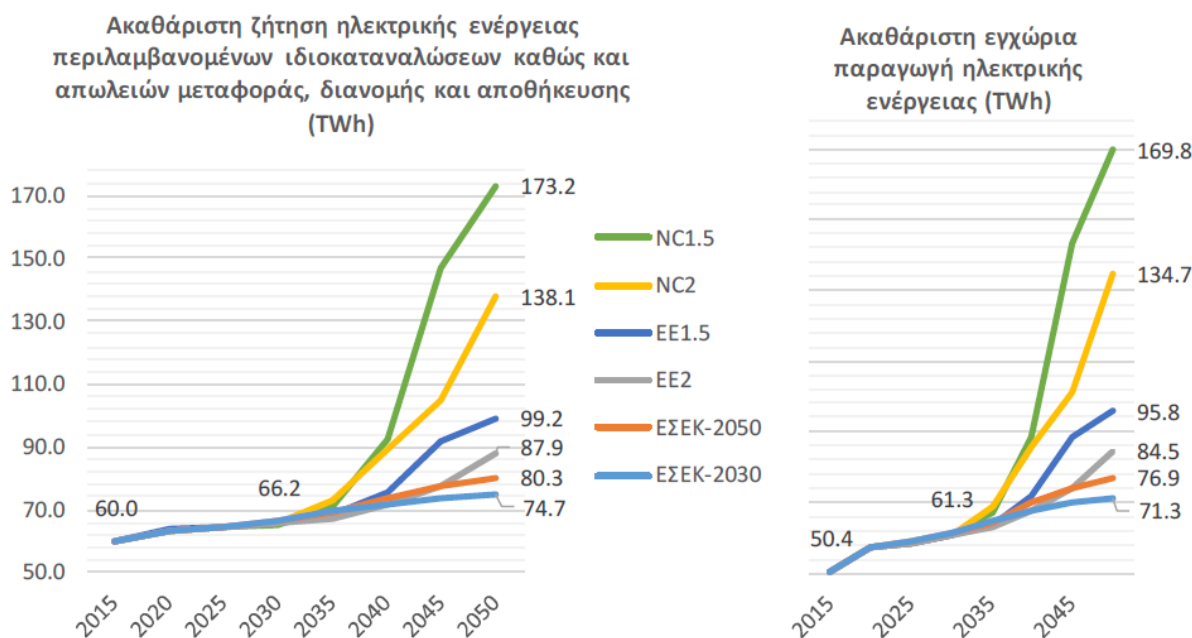
Για τα συστήματα ο έλεγχος θα γίνει με αναγωγή σε επίπεδο MW, επομένως θεωρούμε σύστημα MW/MWh. Για μεγαλύτερα συστήματα, είναι δυνατόν να επιτευχθούν και οικονομίες κλίμακας λόγω του ενιαίου και μεγαλύτερου συστήματος (καλύτερη τιμή από τον προμηθευτή, λιγότερα κόστη για το BoP, κλπ.)

## 9. Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ)

Σύμφωνα με την αναθεώρηση του Οκτωβρίου 2023 του ΕΣΕΚ καθώς και της Μακροχρόνιας Στρατηγικής για το 2050 (LTS 2050) υπάρχουν 5 βασικά σενάρια (ΥΡΕΝ, 2020) για την πορεία της χώρας στον τομέα της ενέργειας και του κλίματος έως το 2025.

- Σενάριο «βασικών πολιτικών» ΕΣΕΚ 2050,
- Σενάριο ΕΕ2 (Εξηλεκτρισμός και βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης για τους 2°C – Energy Efficiency and Electrification for 2°C)
- Σενάριο NC2 (Νέοι ενεργειακοί φορείς για τους 2°C – New energy carriers for 2°C)
- Σενάριο ΕΕ1.5 (Εξηλεκτρισμός και βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης για τον 1.5°C – Energy Efficiency and Electrification for 1.5°C)
- Σενάριο NC1.5 (Νέοι ενεργειακοί φορείς για τον 1.5°C – New energy carriers for 1.5°C)

Σύμφωνα με το ΕΣΕΚ, η ζήτηση και παραγωγή ενέργειας θα κυμανθεί για τα επόμενα έτη όπως φαίνεται στην παρακάτω εικόνα:

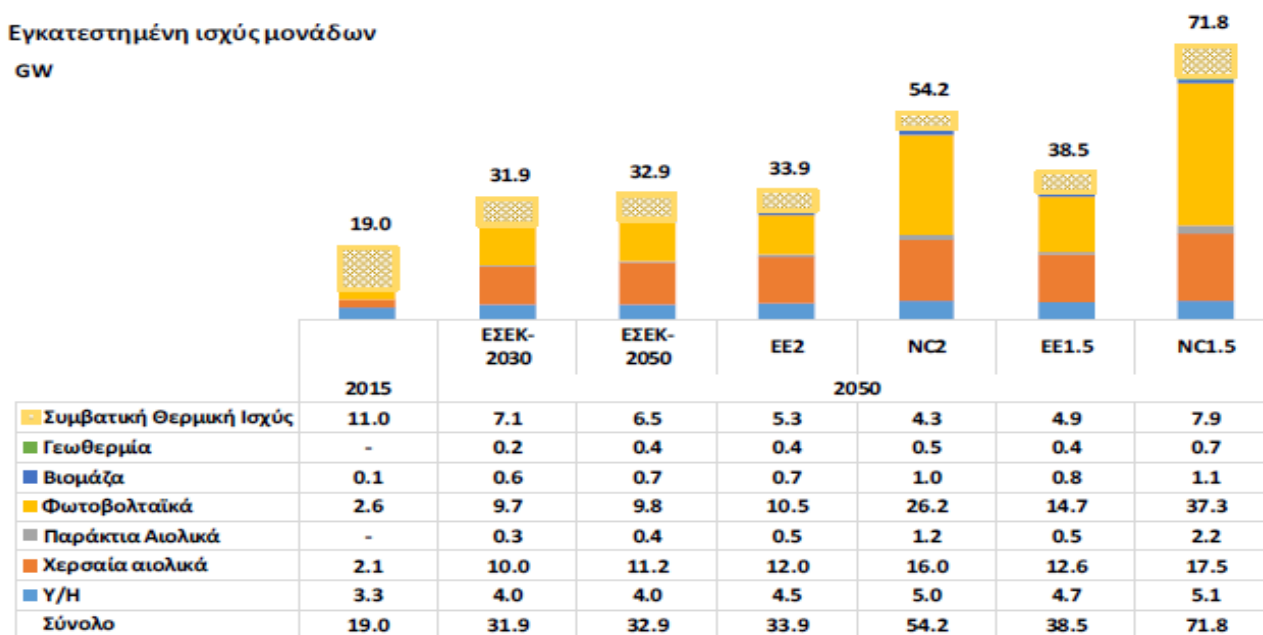


Εικόνα 50 Ακαθάριστη ζήτηση και ηλεκτροπαραγωγή (LTS 2050)

Σε όλα τα σενάρια η ηλεκτροπαραγωγή από ΑΠΕ παρουσιάζει σημαντική αύξηση, φθάνοντας το 2050 να καλύπτει 88%-90% της ακαθάριστης ζήτησης για το έτος 2050, με τις ΑΠΕ μεταβλητής παραγωγής, κυρίως αιολικά και ηλιακά, να παράγουν το μεγαλύτερο μέρος αυτής, από 68% έως 72%. Σύμφωνα με το ΕΣΕΚ η εξισορρόπηση της διακύμανσης των μεταβλητών ΑΠΕ επιτυγχάνεται εξαντλώντας τις δυνατότητες αντλησιοταμίευσης και

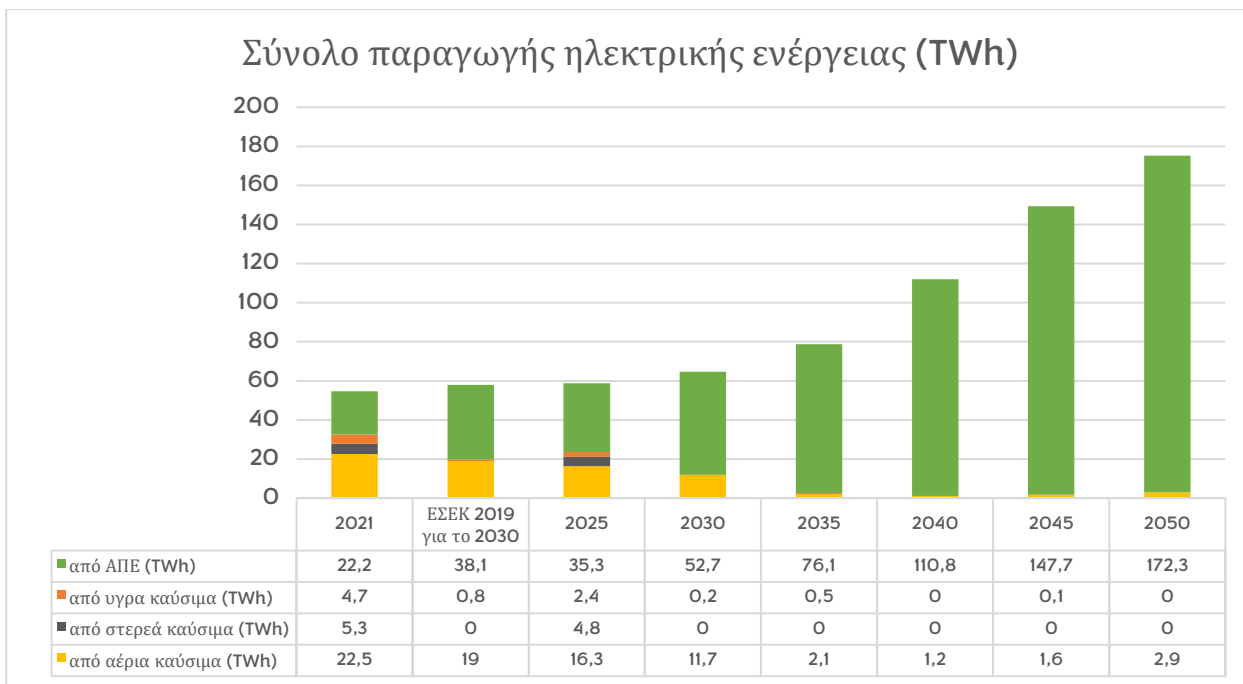
αναπτύσσοντας εγκαταστάσεις μπαταριών σε αποκεντρωμένη και συγκεντρωτική κλίμακα, αλλά και αξιοποιώντας στο μέτρο του δυνατού τις μπαταρίες των αυτοκινήτων. Στα σενάρια της μακροχρόνιας στρατηγικής χρησιμοποιείται επίσης υδρογόνο για χημική αποθήκευση. Σε κάθε όμως περίπτωση, το σύστημα θα χρειάζεται και στρεφόμενη εφεδρεία κατά προτίμηση θερμικής μονάδας ώστε να διασφαλισθεί η αξιόπιστη κάλυψη της μεταβλητότητας και της ευστάθειας.

Στην παρακάτω εικόνα φαίνεται το μερίδιο που αναμένεται να έχει η κάθε μονάδα παραγωγής στην τελική παραγωγή ενέργειας για τα διάφορα σενάρια:



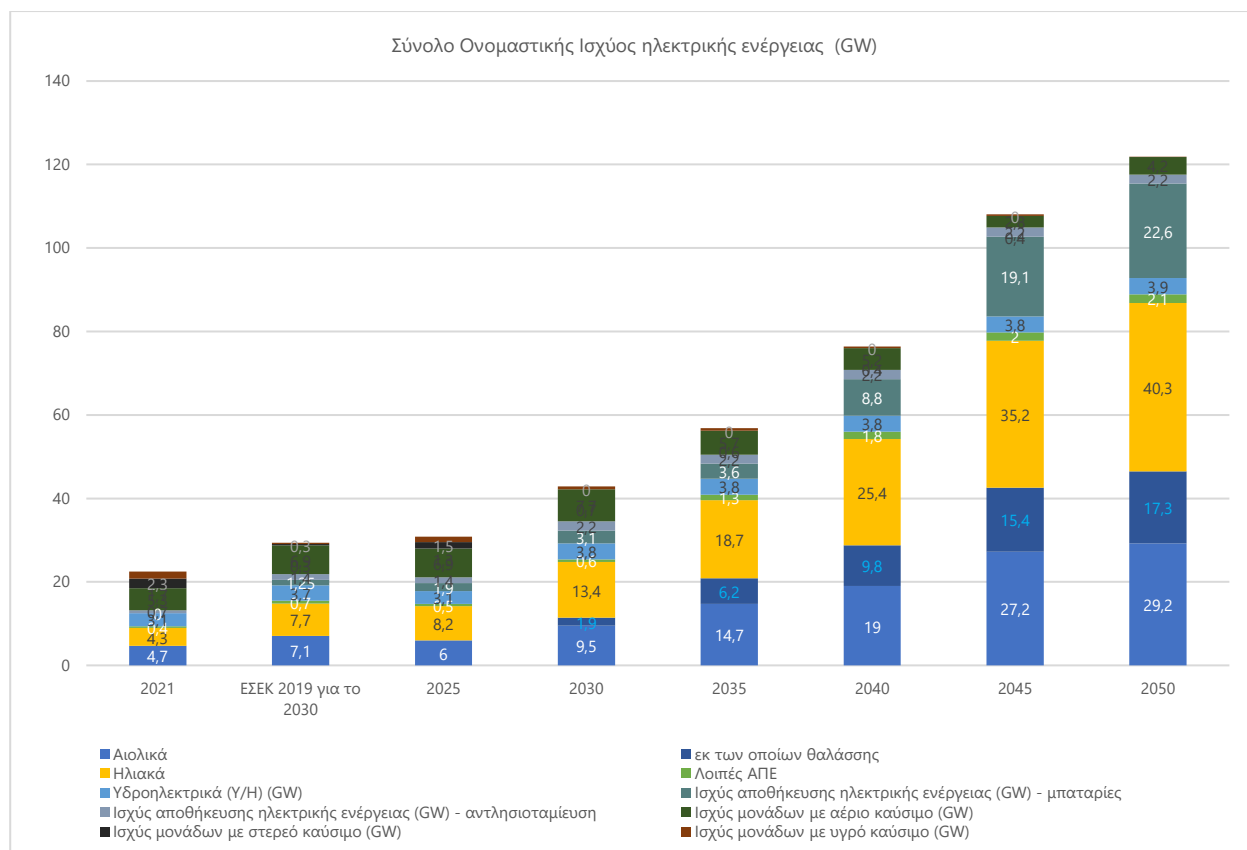
Εικόνα 51 Ισχύς των ΑΠΕ και της συμβατικής παραγωγής για τα διάφορα σενάρια (LTS 2050)

Ενώ με βάση το τελικό ΕΣΕΚ που κατατέθηκε το 2023 η αναμενόμενη ηλεκτροπαραγωγή είναι η παρακάτω:



*Εικόνα 52 Σύνοψη των προβολών του ΕΣΕΚ για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (LTS 2050)*

Και η αντίστοιχη ισχύς των Μονάδων παραγωγής σύμφωνα με το ΕΣΕΚ θα είναι:

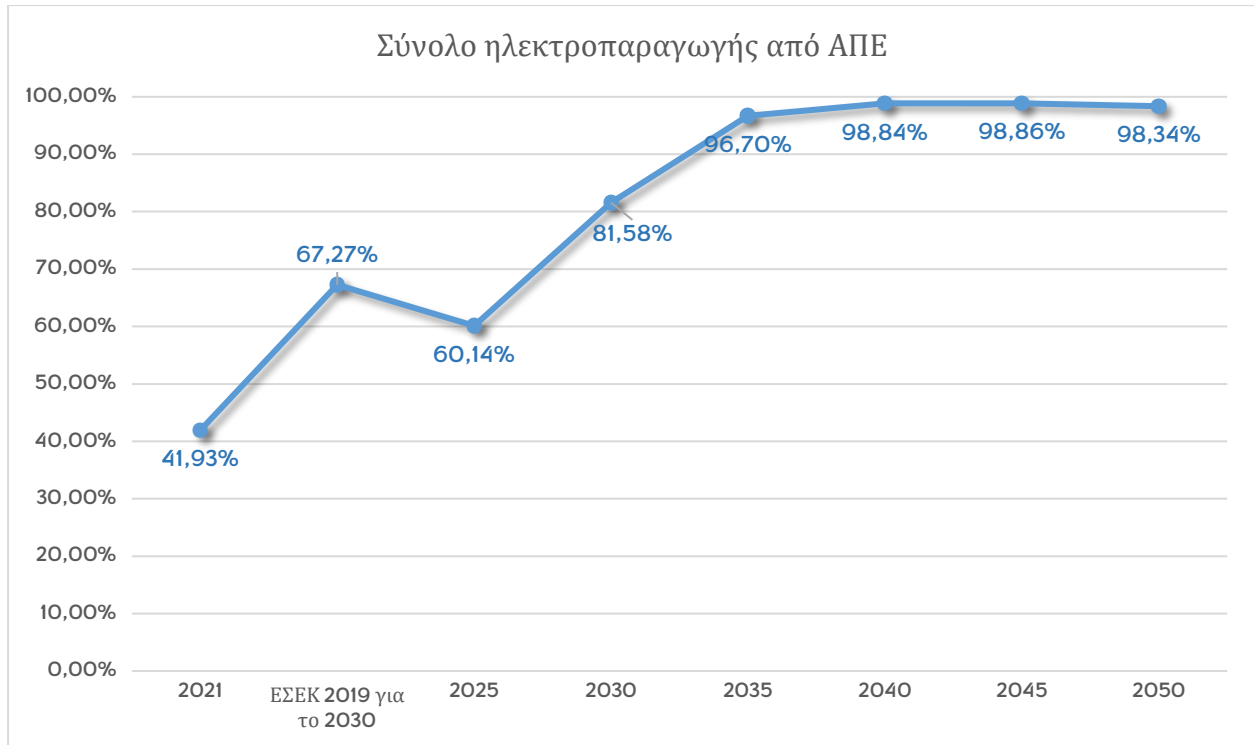


Εικόνα 53 Σύνοψη των προβολών του ΕΣΕΚ για την Ισχύ των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (LTS 2050)

Επομένως, τελικά παρατηρούμε πως η διείσδυση ΑΠΕ στο ενεργειακό μίγμα θα είναι:

ΕΣΕΚ (Απρ. 2023)	2021	ΕΣΕΚ 2019 για το 2030	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Σύνολο ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ (TWh)	22,6	40,7	35,3	52,7	76,1	110,8	147,7	172,3
Σύνολο ηλεκτροπαραγωγής (TWh)	53,9	60,5	58,7	64,6	78,7	112,1	149,4	175,2
Σύνολο ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ (TWh)	41,9%	67,3%	60,1%	81,6%	96,7%	98,8%	98,9%	98,3%

Πίνακας 9 Πρόβλεψη ηλεκτροπαραγωγής σύμφωνα με το ανανεωμένο ΕΣΕΚ και διείσδυση ΑΠΕ (LTS 2050)

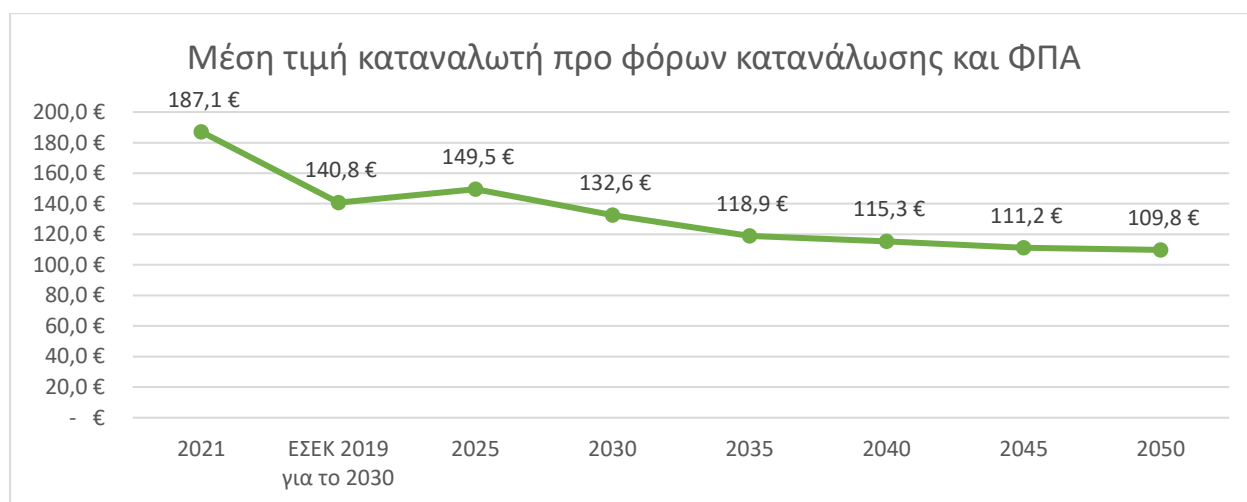


Εικόνα 54 Πρόβλεψη διείσδυσης ΑΠΕ σύμφωνα με το ανανεωμένο ΕΣΕΚ (LTS 2050)

Τέλος, με βάση το ΕΣΕΚ, η πρόβλεψη για την αναμενόμενη τιμή της ενέργειας είναι η παρακάτω:

ΕΣΕΚ (Απρ. 2023)	2021	ΕΣΕΚ 2019 για το 2030	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<b>Μέση τιμή καταναλωτή προ φόρων κατανάλωσης και ΦΠΑ</b>	187,1 €	140,8 €	149,5 €	132,6 €	118,9 €	115,3 €	111,2 €	109,8 €

Πίνακας 10 Πρόβλεψη εξέλιξης κόστους ηλεκτρικής Ενέργειας (€/MWh) (LTS 2050)



Εικόνα 55 Πρόβλεψη εξέλιξης κόστους ηλεκτρικής Ενέργειας (€/MWh) (LTS 2050)

Σύμφωνα με αυτές τις τιμές θα υπολογιστεί και το αναμενόμενο κέρδος από το σύστημα αποθήκευσης, σε περίπτωση που χρησιμοποιηθούν διαφορετικές τιμές από τις εγγυημένες του σταθμού.



## 10. Προσομοίωση λειτουργίας συστήματος

Για την προσομοίωση της απόδοσης του συστήματος θα χρησιμοποιηθούν 3 σενάρια για τις περικοπές.

Το χαμηλό σενάριο, όπου η εκτίμηση των περικοπών θα υπολογιστεί στο 5%. Η τιμή αυτή επιλέγεται καθώς ήταν η μέγιστη δυνατή περικοπή που μπορούσε να επιβληθεί σε έναν σταθμό παραγωγής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές πριν την νέα νομοθετική ρύθμιση του 2023. Για το σενάριο αυτό που είναι το πιο αισιόδοξο, θεωρούμε πως θα υλοποιηθούν αρκετές επενδύσεις στις υποδομές του δικτύου (γραμμές μεταφοράς) καθώς και σε συστήματα αποθήκευσης ενέργειας (μπαταρίες, αντλησιοταμίευση).

Το σενάριο στο οποίο η δημιουργία και ανάπτυξη υποδομών δε θα ακολουθήσει την ανάπτυξη των έργων ΑΠΕ και θα έχουμε μικρή διείσδυση συστημάτων αποθήκευσης στην παραγωγή ενέργειας, θα είναι το υψηλό. Οι αναμενόμενες περικοπές στο υψηλό σενάριο υπολογίζονται στο 15% της παραγωγής ενέργειας των σταθμών, τιμές οι οποίες προκύπτουν από τις εκτιμήσεις του ενεργειακού και του ακαδημαϊκού χώρου.

Το ενδιάμεσο σενάριο θα οριστεί στην ενδιάμεση τιμή των δύο ακραίων σεναρίων, δηλαδή στο 10% περικοπτόμενης ενέργειας, θεωρώντας πως θα υπάρξει ανάπτυξη των συστημάτων αποθήκευσης, όσο και του δικτύου μεταφοράς, αλλά και υψηλή διείσδυση ΑΠΕ.

α/α	Σενάριο	Διείσδυση ΑΠΕ	Διείσδυση ΣΑΗΕ	Ανάπτυξη γραμμών Μεταφοράς / Διασυνδέσεων	Ποσοστό Περικοπών
C1	Χαμηλό	Υψηλή	Υψηλή	Υψηλή	5%
C2	Base case	Υψηλή	Βασική	Βασική	10%
C3	Υψηλό	Υψηλή	Χαμηλή	Χαμηλή	15%

Πίνακας 11 Σενάρια περικοπών ενέργειας σε ΦΒ σταθμούς.

Η δεύτερη παράμετρος που θα εξεταστεί για την απόδοση του συστήματος είναι ο τρόπος λειτουργία του ΣΑΗΕ. Τα ενδεχόμενα για τη λειτουργία του ΣΑΗΕ είναι να συμμετάσχει στην αγορά ως μέρος του συστήματος, επομένως θα διατηρηθεί η ίδια τιμή αποζημίωσης για την ενέργεια που εγχέει στο δίκτυο (€/kWh) και το σύστημα ΣΑΗΕ θα λειτουργεί ως μέσο για την έγχυση της ενέργειας η οποία υπό άλλες συνθήκες θα απορριπτόταν (arbitrage). Το δεύτερο ενδεχόμενο αφορά τη συμμετοχή του συστήματος στην αγορά, είτε ως arbitrage/shift peaking, είτε με την συμμετοχή στις υπόλοιπες αγορές (balancing, frequency response). Για αυτό το ενδεχόμενο η θεώρηση αποζημίωσης θα γίνει με βάση τις τιμές που εκτιμώνται από το ΕΣΕΚ. Για τους σκοπούς της εργασίας, δε θα εξεταστεί το ενδεχόμενο το ΣΑΗΕ να λειτουργεί και ανεξάρτητα από τον ΦΣΠΗΕ, απορροφώντας ενέργεια από το δίκτυο και εγχέοντας τη, καθώς με αυτόν τον τρόπο η ενέργεια του νέου συστήματος (ΦΣΠΗΕ και ΣΑΗΕ) δε θα είναι «πράσινη», αφού δε θα είναι δυνατό να

γνωρίζουμε ότι προέρχεται από 100% ΑΠΕ. Για την ελεύθερη συμμετοχή στην αγορά του ΣΑΗΕ (ενώ το ΦΒ θα θεωρήσουμε ότι διατηρεί την εγγυημένη ταρίφα του), θα θεωρήσουμε και δύο επιπλέον σενάρια, όπου η αποζημίωση θα είναι  $\pm 10\%$  της τιμής της DAM, λόγω καλής ή κακής συμμετοχής στις αγορές εξισορρόπησης. Για την ελεύθερη συμμετοχή στην αγορά του ΣΑΗΕ, θα εξεταστεί και η περίπτωση που αυτή γίνεται για κάθε ημέρα λειτουργίας και όχι μόνο για τις ημέρες που υπάρχουν περικοπές (2h/day).

α/α	Σενάριο	Αποζημίωση
M1	Συμμετοχή ως μέρος του ΦΣΠΗΕ	FiT / FiP scheme
M2	Συμμετοχή στη αγορά – Περικοπτόμενη Ενέργεια	DAM
M2.1	Συμμετοχή στη αγορά – Περικοπτόμενη Ενέργεια – Επιτυχημένη συμμετοχή στην αγορά εξισορρόπησης	DAM +10%
M2.2	Συμμετοχή στη αγορά – Περικοπτόμενη Ενέργεια – μη Επιτυχημένη συμμετοχή στην αγορά εξισορρόπησης	DAM – 10%
M3	Συμμετοχή στη αγορά (all capacity)	DAM
M3.1	Συμμετοχή στη αγορά – Επιτυχημένη συμμετοχή στην αγορά εξισορρόπησης	DAM +10%
M3.2	Συμμετοχή στη αγορά – μη Επιτυχημένη συμμετοχή στην αγορά εξισορρόπησης	DAM – 10%

*Πίνακας 12 Σενάρια Λειτουργίας ΣΑΗΕ*

Στις παραπάνω περιπτώσεις, θα πρέπει να αναφερθεί πως ο ΦΣΠΗΕ θα επωφελείται μέσω του arbitrage και στις περιόδους που η τιμή της ενέργειας είναι 0 ή αρνητική για διάστημα μεγαλύτερο των 2 ωρών, για τις οποίες δε θα αποζημιωνόταν.

### 10.1. Διαστασιολόγηση ΣΑΗΕ και χαρακτηριστικά του συστήματος

Για το ΣΑΗΕ που θα χρησιμοποιηθεί θα πρέπει να λάβουμε υπόψιν μας τις απώλειες καθώς και την αποδοτικότητα του συστήματος, ώστε να μπορέσουμε να επιτύχουμε το επιθυμητό σύστημα (0,5MW/1MWh για κάθε 1MW ΦΒ).

Στον παρακάτω πίνακα φαίνονται οι εκτιμώμενες απώλειες λόγω εξοπλισμού (πχ απώλειες καλωδίων, απώλειες Μ/Σ, κλπ.) και η αποδοτικότητα του εξοπλισμού:

	Efficiency	Losses	
<b>BESS Plant</b>	Battery Container	95,00%	5,00%
	DC Cable	99,95%	0,05%
	PCS Skid (Inverter)	98,50%	1,50%
	PCS Skid MV Transformer	99,25%	0,75%
	MV Cable (RMU to MV collection MVSG)	99,98%	0,02%
	BESS Plant Ancillary System Load	96,70%	3,30%
	<b>MV UGTL</b>	BESS Plant - HV/MV S/S	99,90%
<b>Total</b>	<b>89,66%</b>	<b>10,34%</b>	

Πίνακας 13 Απώλειες Επιμέρους στοιχείων ΣΑΗΕ

Επομένως το σύστημα που θα επιλεγεί θα είναι κατά 10,34% «υψηλότερο» από τη μισή ονομαστική ισχύ του ΦΒ σταθμού. Στο συγκεκριμένο παράδειγμα η ονομαστική ισχύς του ΣΑΗΕ στο σημείο σύνδεσης (Point of connection) θα είναι:

$$0,5 \text{ MW} \times (100\%+10,34\%) = 0,552 \text{ MW}$$

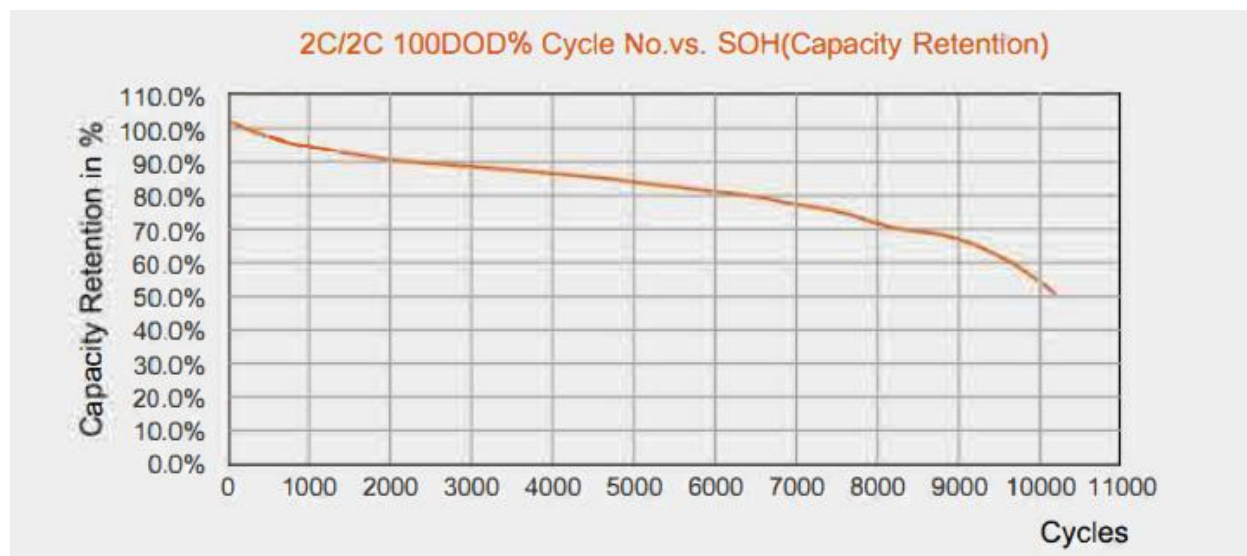
Επομένως η χωρητικότητα του συστήματος θα είναι:

$$1\text{MWh} \times (100\%+10,34\%) = 1,103 \text{ MWh}$$

Για τη λειτουργία του συστήματος, από τους μεγαλύτερους κατασκευαστές συστημάτων αποθήκευσης (CATL, EVE, BYD, Narada) η εκτίμηση είναι πως το σύστημα θα διατηρήσει το 85% της αρχικής του ικανότητας (capacity retention) για τα πρώτα 10 χρόνια

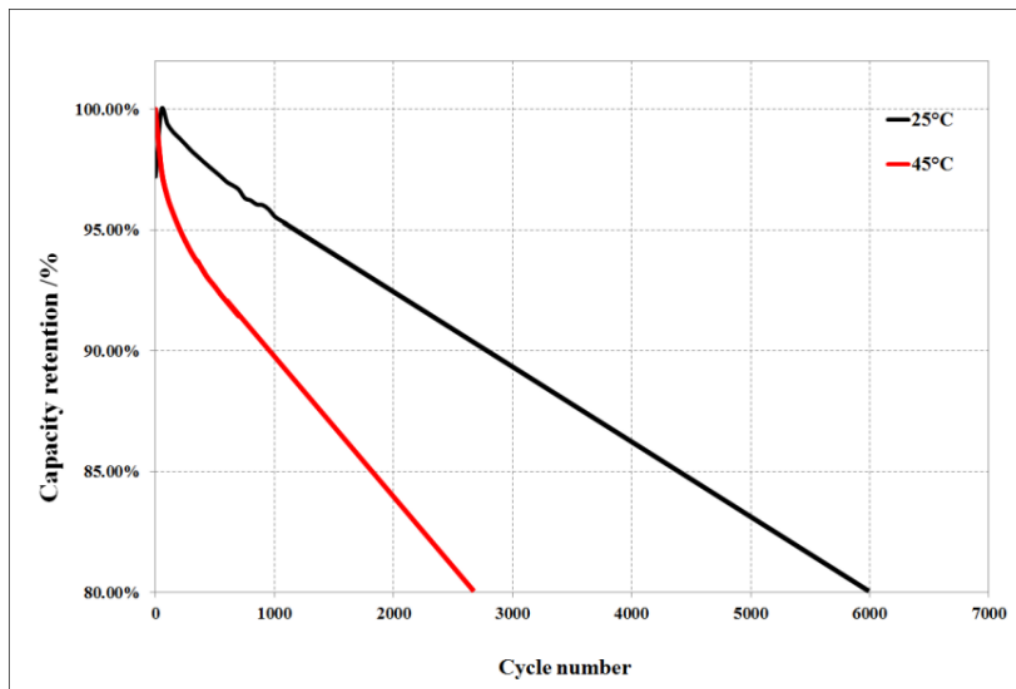
λειτουργίας και το 73% για 20 έτη λειτουργίας, λειτουργώντας με 0,5C (αφού το σύστημα είναι διαστασιολογημένο για 2h).

Παρακάτω παρατίθενται πληροφορίες από κατασκευαστές συστημάτων μπαταριών:

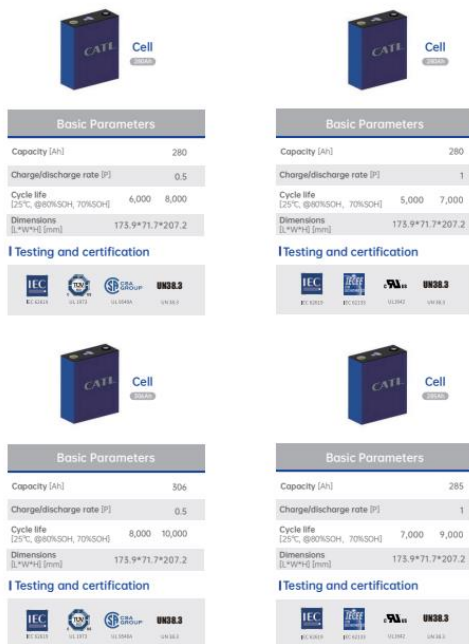


Εικόνα 56 Εκτίμηση State of Health (SOH) του ΣΑΗΕ (MPinarada, 2020)

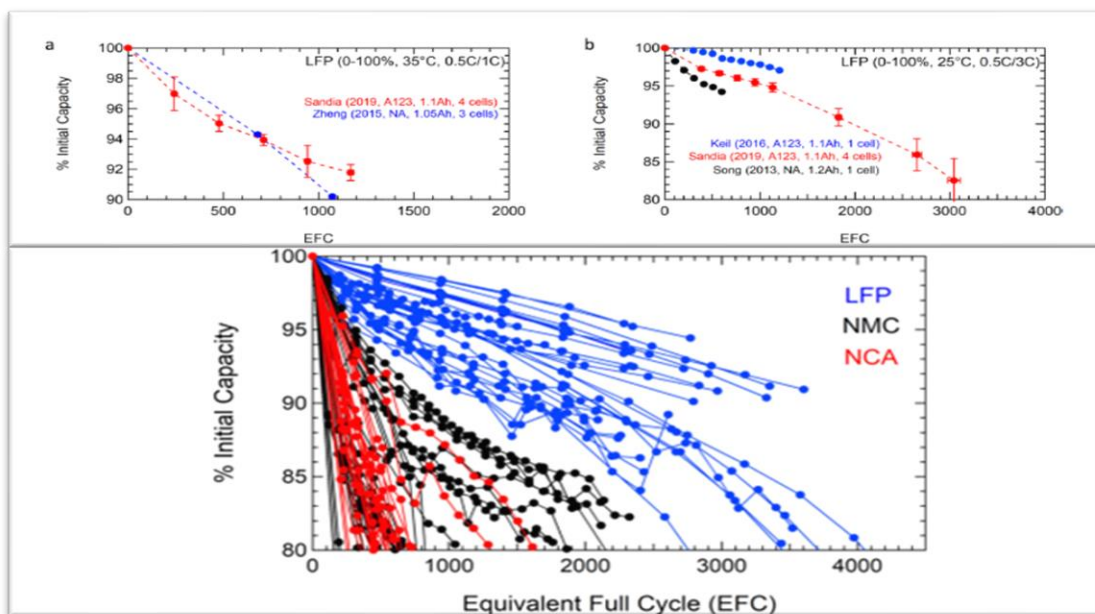
### 3. Cycle curve (charge/discharge:0.5C/0.5C, 3.65V-2.5V)



Εικόνα 57 Εκτίμηση State of Health (SOH) του ΣΑΗΕ (Battery Germany, 2022)



Εικόνα 58 Datasheet κυψέλης συστήματος BESS (CATL, 2024) <sup>i</sup>

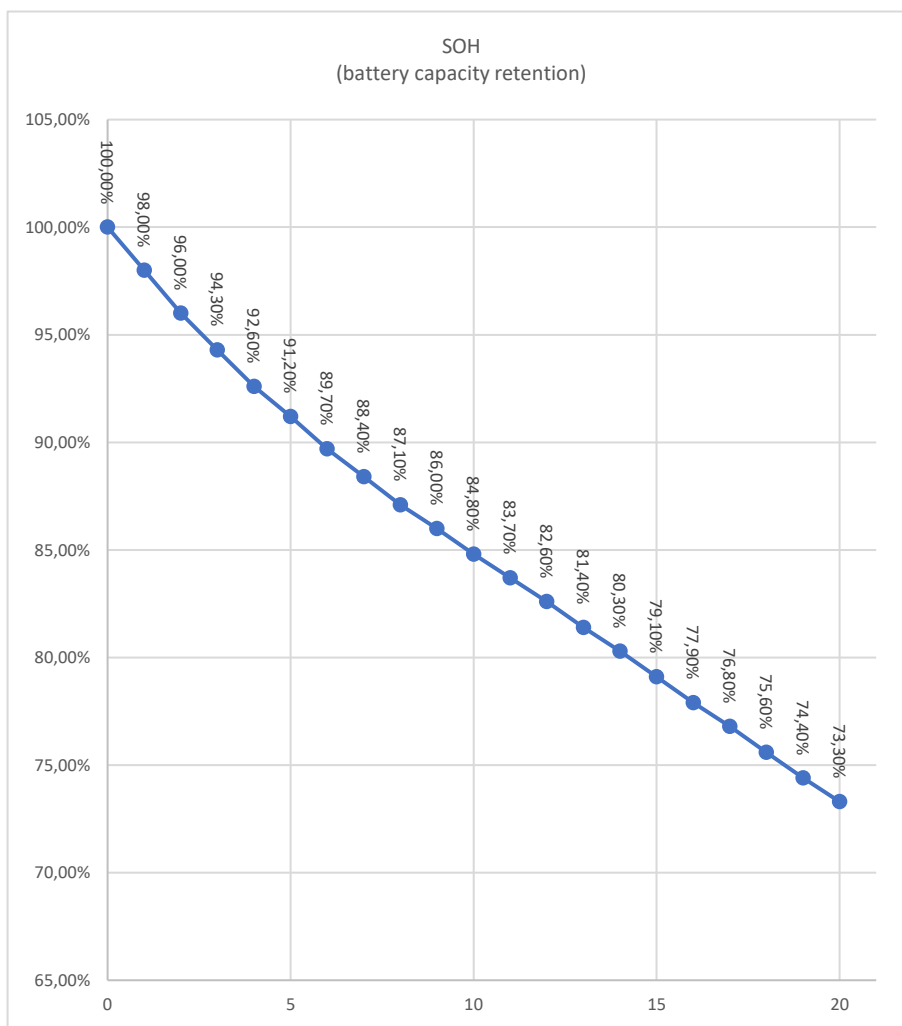


Εικόνα 59 Πτώση χωρητικότητας ανά κύκλους ζωής (Preger et al., 2020)

Με βάση τις παραπάνω πληροφορίες, η αναμενόμενη ενέργεια που θα μπορεί να διαθέσει το σύστημα αποθήκεσης ενέργειας για τη διάρκεια των 20 ετών είναι:

Year	SOH (battery capacity retention)
COD	100,00%
1	98,00%
2	96,00%
3	94,30%
4	92,60%
5	91,20%
6	89,70%
7	88,40%
8	87,10%
9	86,00%
10	84,80%
11	83,70%
12	82,60%
13	81,40%
14	80,30%
15	79,10%
16	77,90%
17	76,80%
18	75,60%
19	74,40%
20(EOL)	73,30%

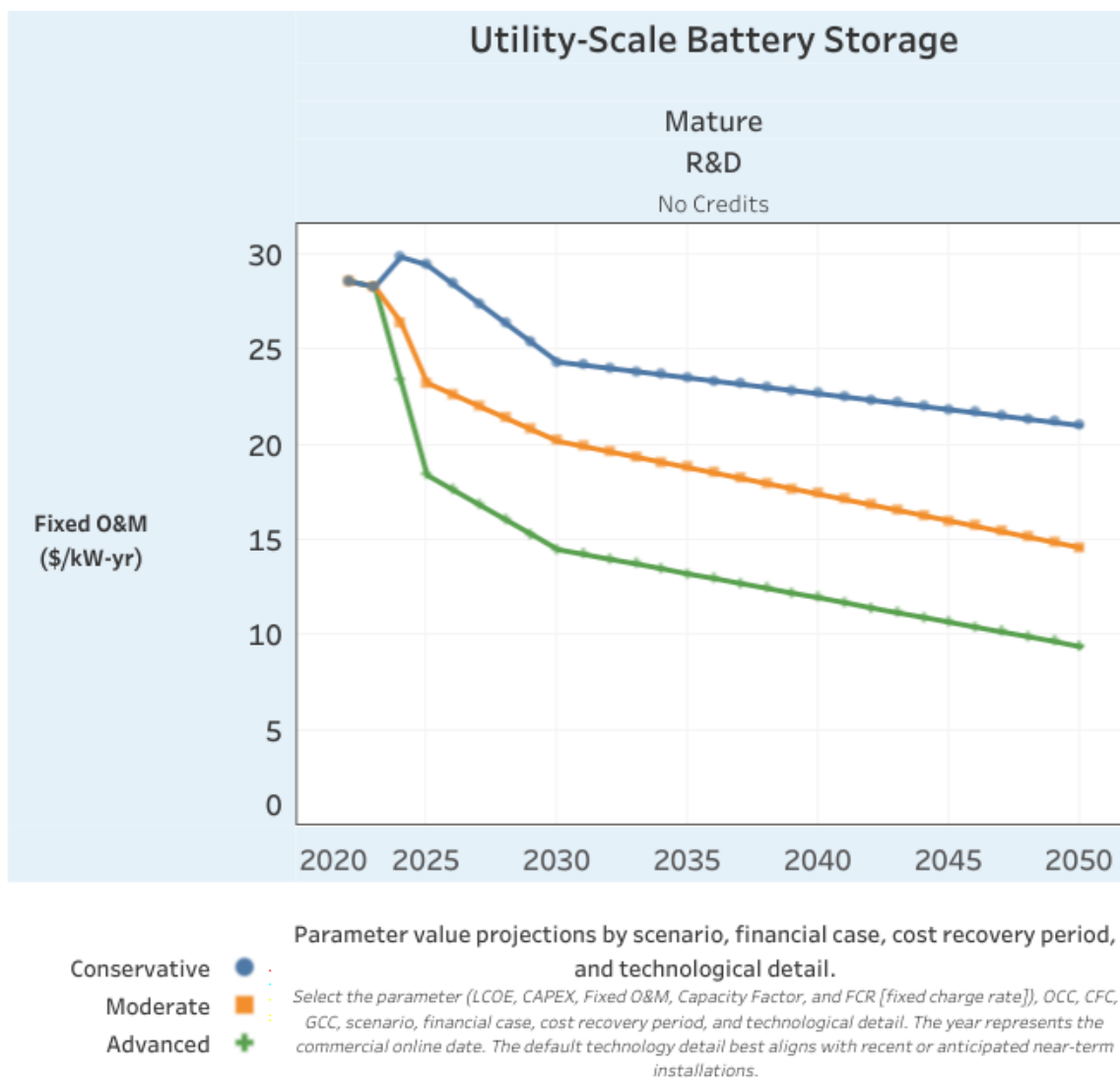
Πίνακας 14 ΣΑΗΕ SOH



Εικόνα 60 Εξέλιξη SOH ΣΑΗΕ

## 10.2. Λειτουργικό κόστος ΣΑΗΕ/BESS (O&M)

Για το λειτουργικό κόστος ενός ΣΑΗΕ, χρησιμοποιήθηκαν δεδομένα από το NREL, τα οποία ταυτίζονται με τις εκτιμώμενες τιμές της αγοράς. Συγκεκριμένα έγινε χρήση του advanced μοντέλου, καθώς αυτό φαίνεται πως είναι το «πιο κοντινό» με τις συνθήκες της αγοράς.



Εικόνα 61 Εξέλιξη κόστους λειτουργίας και συντήρησης (O&M) ΣΑΗΕ (National Renewable Energy Laboratory, 2024)

Επομένως οι εκτιμώμενες τιμές για τη λειτουργία και συντήρηση του ΣΑΗΕ είναι:

Fixed Operation and Maintenance Expenses (kW/yr)		
έτος	BESS - 2Hr (\$)	BESS - 2Hr (€)
2025	18	16,56
2026	18	16,56

*Πίνακας 15 Εξέλιξη κόστους λειτουργίας ΣΑΗΕ*

Επομένως για το σύστημα που ως βάση θα θεωρηθούν τα 0,552 MW, το κόστος για την ετήσια λειτουργία του θα είναι:

$$16,56€/kW \times 552kW \approx 9.150€ \text{ p.a.}$$

Η τιμή αυτή αυξάνεται κάθε χρόνο με τον πληθωρισμό, καθώς αυτή φαίνεται πως είναι η τάση τόσο στα O&M συμβόλαια PV όσο και BESS.



### 10.3. Μεθοδολογία

Για την ανάλυση των δεδομένων και την εκτίμηση του Εσωτερικού Βαθμού Απόδοσης (IRR) η μεθοδολογία που χρησιμοποιήθηκε είναι η παρακάτω:

Το έτος κατασκευής του ΦΒ σταθμού καθορίζει και την εξέλιξη της παραγωγής του λόγω της πτώσης της απόδοσης των ΦΒ panel. Ο βαθμός μείωσης της απόδοσης είναι δυνατόν να καθοριστεί και από τον χρήστη, ανάλογα με το εγκατεστημένο ΦΒ πλαίσιο. Για παράδειγμα, ένα νέο έργο με πλαίσια τύπου N έχουν μικρότερη μείωση παραγωγής, τόσο λόγω του φαινομένου LID (πρώτος μήνας λειτουργίας), όσο και λόγω της μικρότερης γραμμικής μείωσης της απόδοσης για το χρόνο ζωής του εξοπλισμού (N-type: 0,4% | P-type: 0,55%+). Για την συγκεκριμένη εργασία επιλέχθηκε το 0,6% που αποτελεί συνηθισμένη τιμή για τα περισσότερα πλαίσια που έχουν εγκατασταθεί. Ακόμη, είναι δυνατόν να προστεθεί από τον χρήστη και η αναμενόμενη απόδοση του σταθμού, ανάλογα με τα κατασκευαστικά χαρακτηριστικά του σε επίπεδο ετήσιας παραγωγής ανά kW ονομαστικής ισχύς (Energy Yield: kWh/kWp). Ανάλογα με τα χαρακτηριστικά του σταθμού, η απόδοση αυτή μπορεί να διαφέρει. Ενδεικτικά, μερικοί παράγοντες που επηρεάζουν είναι:

- Το ΦΒ πλαίσιο (N-type, P-type | Monofacial, Bifacial | Temperature coefficient |  $I_{MPP}$  &  $V_{MPP}$  | κλπ.)
- Η κλίση των πλαισίων
- Η μορφολογία του εδάφους (πλαγιά, πεδιάδα)
- Οι σκιάσεις (Μεταξύ Στοιχειοσειρών | Εξωτερικές | κλπ.)
- Οι αντιστροφείς (String, Central | Efficiency | κλπ.)
- Οι Μετασχηματιστές
- Το BOP (πχ καλώδια DC)

Με βάση την απόδοση του ΦΒ σταθμού προκύπτει και η εκτιμώμενη παραγωγή για τα 25 έτη λειτουργίας του, σε συνδυασμό με την μείωση της απόδοσης λόγω γήρανσης του εξοπλισμού.

Επίσης, σύμφωνα με το έτος κατασκευής (COD) του ΦΒ σταθμού, καθορίζεται και η «ταρίφα» με την οποία αποζημιώνεται ο σταθμός για την παραγωγή της ενέργειας. Για τα παραδείγματα της εργασίας έχουν χρησιμοποιηθεί οι παρακάτω αντιστοιχίες:

Έτος	Tariff (€/MWh)
<b>2012</b>	240,00 €
<b>2013</b>	185,00 €
<b>2016</b>	95,00 €
<b>2018</b>	85,00 €
<b>2020</b>	65,00 €
<b>2022</b>	55,00 €

*Πίνακας 16 Αποζημίωση Ενέργειας με βάση το έτος κατασκευής του Σταθμού*

Πληθωρισμός: Ανάλογα με την εξέλιξη του πληθωρισμού μεταβάλλονται τα διάφορα κόστη για τη λειτουργία των σταθμών (Ο&Μ συμβόλαια) αλλά και τα πραγματικά έσοδα, ανηγμένα σε όρους ΚΠΑ (NPV). Για τα συγκεκριμένα παραδείγματα χρησιμοποιήθηκε πληθωρισμός 2%, όπως προτείνεται σε αντίστοιχες αναλύσεις.

Τέλος, από τον χρήστη ορίζεται και το έτος σύνδεσης του ΣΑΗΕ με τον ΦΒ σταθμό. Η πληροφορία αυτή χρησιμοποιείται για τον προσδιορισμό του κόστους για την κατασκευή του. Για να γίνει η αναγωγή σε σύστημα που αντιστοιχεί σε ΦΒ σταθμό 1MW, το ΣΑΗΕ έχει υπολογιστεί σε: 0,552 MW/1,103 MWh.

Με αυτή τη διαστασιολόγηση αναμένουμε την καλύτερη αξιοποίηση του ΦΒ σταθμού, τόσο σε απορρόφηση των περικοπών, όσο και σε παράλληλη λειτουργία των 2 σταθμών. Επίσης, με βάση το έτος έναρξης λειτουργίας, την ισχύ και την χωρητικότητα του σταθμού καθορίζεται και το OPEX του (λόγω πληθωρισμού). Στον παρακάτω πίνακα φαίνονται τα στοιχεία, όπως προέκυψαν από τη βιβλιογραφία και την ανάλυση της αγοράς. Στα παραδείγματα θεωρήθηκαν ως έτος έναρξης λειτουργίας του ΣΑΗΕ τα έτη: 2025, 2026 και 2027.

	Battery Energy Capital Cost (€/kWh)	Battery Power Capital Cost (€/kW)	Total 2h System Cost (€/kW)	BESS: 0,552 MW   1,103 MWh	OPEX
<b>2024</b>	129,3 €	144,3 €	402,8 €	222.349,4 €	9.141,12 €
<b>2025</b>	105,1 €	142,5 €	352,7 €	194.670,7 €	9.323,94 €
<b>2026</b>	100,6 €	139,8 €	341,0 €	188.209,6 €	9.510,42 €
<b>2027</b>	96,1 €	137,0 €	329,2 €	181.737,2 €	9.700,63 €
<b>2028</b>	91,6 €	134,3 €	317,5 €	175.233,7 €	9.894,64 €
<b>2029</b>	87,1 €	131,4 €	305,6 €	168.704,9 €	10.092,54 €
<b>2030</b>	82,7 €	128,6 €	294,0 €	162.306,6 €	10.294,39 €
<b>2031</b>	81,3 €	127,7 €	290,3 €	160.238,3 €	10.500,27 €
<b>2032</b>	79,9 €	126,8 €	286,5 €	158.170,1 €	10.710,28 €
<b>2033</b>	78,3 €	125,9 €	282,5 €	155.951,3 €	10.924,48 €
<b>2034</b>	76,9 €	125,1 €	278,8 €	153.883,2 €	11.142,97 €
<b>2035</b>	75,6 €	124,2 €	275,3 €	151.975,9 €	11.365,83 €
<b>2036</b>	74,0 €	123,3 €	271,3 €	149.756,4 €	11.593,15 €
<b>2037</b>	72,6 €	122,4 €	267,6 €	147.688,5 €	11.825,01 €
<b>2038</b>	71,1 €	121,5 €	263,8 €	145.620,6 €	12.061,51 €
<b>2039</b>	69,7 €	120,7 €	260,1 €	143.552,7 €	12.302,74 €
<b>2040</b>	68,1 €	119,8 €	256,0 €	141.331,4 €	12.548,80 €

Πίνακας 17 Εξέλιξη κόστους κατασκευής και λειτουργίας ΣΑΗΕ

Επίσης, σύμφωνα με το έτος κατασκευής του ΣΑΗΕ υπολογίζεται και η μείωση της χωρητικότητας του σταθμού, λόγω πτώσης απόδοσης των μπαταριών. Επειδή είναι ακόμα ασαφές το πλαίσιο λειτουργία υβριδικών σταθμών, ειδικά για σταθμούς που δε κατασκευάστηκαν εξ αρχής ως υβριδικοί, δεν χρησιμοποιήθηκε η υπόθεση επαύξησης (augmentation) για την αναπλήρωση της χαμένης χωρητικότητας για την οποία θα επωφεληθούμε με τις χαμηλότερες τιμές αγοράς μπαταριών. Ο χρόνος ζωής του ΣΑΗΕ υπολογίστηκε στα 20 έτη. Στις περιπτώσεις που το ΣΑΗΕ δεν έχει ολοκληρώσει τα 20 έτη ζωής με την ολοκλήρωση της ωφέλιμης ζωής του ΦΒ σταθμού, θεωρείται πως ο σταθμός αποζημιώνεται με την DAM price μέσω της συμμετοχής του στην αγορά. Θα πρέπει να σημειωθεί πως με την ελεύθερη συμμετοχή του ΣΑΗΕ στην αγορά, η ενέργεια η οποία διοχετεύεται στο δίκτυο δεν είναι απαραίτητα προερχόμενη από ΑΠΕ («γκρι»).

Για την πρόβλεψη των εσόδων, ανάλογα με το σενάριο υπολογίστηκαν ως ακολούθως:

Σενάριο	Αποζημίωση	Ποσοστό Περικοπών		Υπολογισμός Εσόδων
<b>M1</b> Συμμετοχή ως μέρος του ΦΣΠΗΕ	FiT / FiP scheme	C1	5%	Το ποσοστό περικοπτόμενης ενέργειας × την "ταρίφα" με την οποία αποζημιώνεται ο ΦΣΠΗΕ
	FiT / FiP scheme	C2	10%	
	FiT / FiP scheme	C3	15%	
<b>M2</b> Συμμετοχή στη αγορά – Περικοπτώμενη Ενέργεια	DAM	C1	5%	Το ποσοστό περικοπτόμενης ενέργειας × την τιμή αγοράς όπως ορίζεται από το ΕΣΕΚ
	DAM	C2	10%	
	DAM	C3	15%	
<b>M3</b> Συμμετοχή στη αγορά (all capacity)	DAM - Tariff	C1	Bess Capacity	[Η χωρητικότητα του ΣΑΗΕ × την τιμή αγοράς όπως ορίζεται από το ΕΣΕΚ] - [(Η χωρητικότητα του ΣΑΗΕ - την περικοπτόμενη ενέργεια) × την "ταρίφα" με την οποία αποζημιώνεται ο ΦΣΠΗΕ]
	DAM - Tariff	C2	Bess Capacity	
	DAM - Tariff	C3	Bess Capacity	

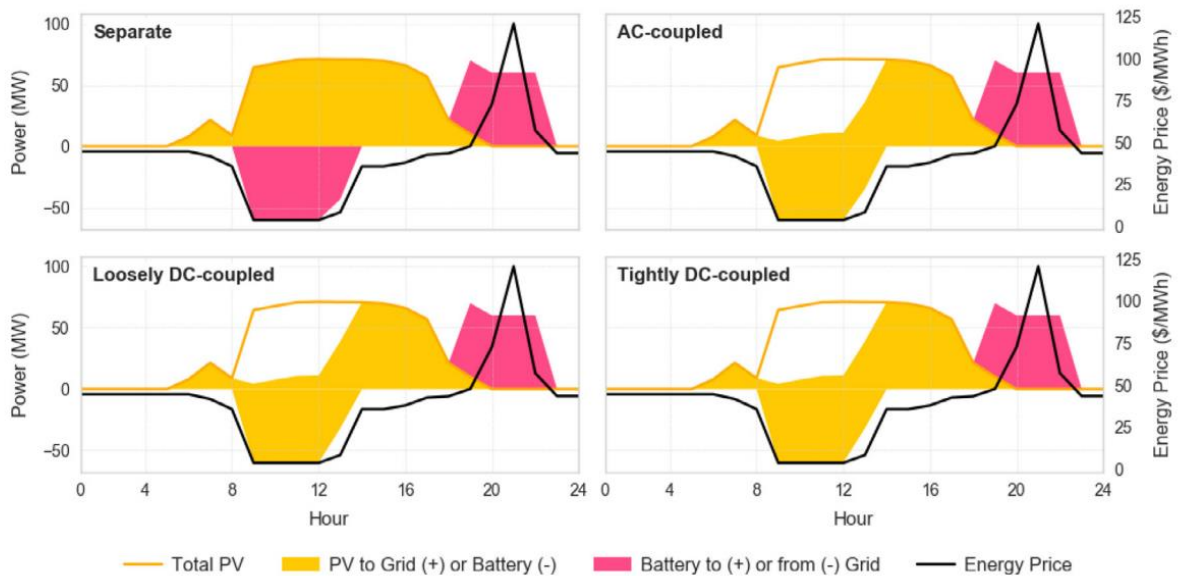
*Πίνακας 18 Τρόπος Υπολογισμού Εσόδων ΣΑΗΕ*

Για τον υπολογισμό του IRR χρησιμοποιήθηκε η φόρμουλα υπολογισμού με το αρχικό κεφάλαιο που θα χρειαστεί για το ΣΑΗΕ και τα αναμενόμενο έσοδα του ΣΑΗΕ, αφαιρώντας τα λειτουργικά του έξοδα.

## 10.4. Λειτουργία ΣΑΗΕ

Για τη λειτουργία του ΣΑΗΕ σε συνδυασμό με το ΦΒ σταθμό θα εξεταστούν τα παρακάτω σενάρια, τα οποία επηρεάζουν τη λειτουργία και το κόστος των συστημάτων, όπως αναφέρεται και στη μεθοδολογία:

- Έτος λειτουργίας ΦΒ σταθμού  
Σύμφωνα με το έτος λειτουργίας, θα προσδιορισθούν η απόδοση του σταθμού κατά το 1<sup>ο</sup> έτος, η μείωση της απόδοσης λόγω της πτώσης απόδοσης των panel και ο χρόνος για τον οποίο ο σταθμός λαμβάνει λειτουργική ενίσχυση (Εγγυημένη Ταρίφα) και το μέγεθος της εγγυημένης αποζημίωσης. Μετά τη λήξη της εγγυημένης αποζημίωσης, το ΣΑΗΕ θα θεωρηθεί πως λειτουργεί ανεξάρτητα στην αγορά (με βάση τις τιμές που προκύπτουν από το ΕΣΕΚ)
- Έτος λειτουργίας ΣΑΗΕ  
Με βάση το έτος ενεργοποίησης του ΣΑΗΕ θα προσδιορισθούν: το εκτιμώμενο κόστος του ΣΑΗΕ με βάση την εξέλιξη τιμής των μπαταριών και η μέγιστη χωρητικότητα του ΣΑΗΕ με βάση την πτώση απόδοσης των μπαταριών (SoH). Για το παράδειγμα δε θεωρούμε κάποια επαύξηση. Ως χρόνος ζωής και λειτουργίας του ΣΑΗΕ θεωρούνται τα 20 έτη.  
Πληθωρισμός  
Για το συγκεκριμένο παράδειγμα θεωρείται στο 2%.



Εικόνα 62 Προφίλ λειτουργίας ΣΑΗΕ σε συνδυασμό με ΦΒ σταθμό (Schleifer, Murphy, Cole, & Denholm, 2021)

## 10.5. Απόδοση ΣΑΗΕ

Στους πίνακες που ακολουθούν, παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της εγκατάστασης ΣΑΗΕ σε υπάρχον ΦΒ σταθμό. Για την αξιολόγηση της επένδυσης χρησιμοποιήθηκε ο Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (EBA) (Internal Rate of Return (IRR)).

Έτος εγκατάστασης ΣΑΗΕ: 2025

PV Plant_scenario	year	FIT	M1.C1	M1.C2	M1.C3	M2.C1	M2.C2	M2.C3	M3.C1	M3.C2	M3.C3
PV1_B_1	2012	240	2,56%	12,66%	26,38%	-0,88%	3,45%	9,06%	-10,56%	-6,58%	-0,71%
PV2_H_1	2012	240	2,88%	13,61%	28,22%	-0,73%	3,84%	9,82%	-10,43%	-6,20%	0,16%
PV3_K_1	2012	240	2,21%	11,66%	24,44%	-1,04%	3,04%	8,27%	-10,70%	-6,97%	-1,60%
PV1_B_4	2013	185	-0,15%	7,27%	16,72%	-1,98%	2,72%	8,74%	-8,39%	-3,63%	-3,07%
PV2_H_4	2013	185	0,11%	7,93%	17,95%	-1,82%	3,14%	9,55%	-8,23%	-3,19%	-4,02%
PV3_K_4	2013	185	-0,41%	6,56%	15,41%	-2,15%	2,28%	7,90%	-8,56%	-4,10%	2,09%
PV1_B_7	2016	95	-8%	-3%	2%	-6%	0%	8%	1%	7%	14%
PV2_H_7	2016	95	-7%	-3%	3%	-6%	1%	9%	1%	8%	15%
PV3_K_7	2016	95	-7,82%	-3,45%	1,27%	-6,52%	-0,24%	7,00%	0,88%	6,86%	13,03%
PV1_B_10	2018	85	-15,27%	-7,90%	-1,37%	-12,21%	-1,69%	7,71%	2,04%	9,05%	15,45%
PV2_H_10	2018	85	-14,97%	-7,36%	-0,66%	-11,78%	-0,92%	8,78%	2,34%	9,56%	16,19%
PV3_K_10	2018	85	-15,58%	-8,50%	-2,15%	-12,67%	-2,53%	6,55%	1,72%	8,48%	14,65%
PV1_B_13	2020	65	n/a	n/a	n/a	n/a	-5,55%	7,53%	8,27%	13,80%	18,89%
PV2_H_13	2020	65	n/a	n/a	-16,01%	n/a	-4,02%	8,72%	8,51%	14,21%	19,48%
PV3_K_13	2020	65	n/a	n/a	n/a	n/a	-7,54%	6,22%	8,02%	13,36%	18,25%
PV1_B_16	2022	55	n/a	n/a	n/a	n/a	-5,05%	7,90%	11,92%	16,42%	20,74%
PV2_H_16	2022	55	n/a	n/a	n/a	n/a	-3,57%	9,09%	12,10%	16,76%	21,25%
PV3_K_16	2022	55	n/a	n/a	n/a	n/a	-6,94%	6,58%	11,72%	16,05%	20,20%

Πίνακας 19 EBA ανάλογα με το έτος κατασκευής του ΦΒ σταθμού και έτος κατασκευής του ΣΑΗΕ: 2025

Έτος Εγκατάστασης ΣΑΗΕ: 2026

PV Plant scenario	year	FIT	M1.C1	M1.C2	M1.C3	M2.C1	M2.C2	M2.C3	M3.C1	M3.C2	M3.C3
PV1_B_2	2012	240	3,37%	13,21%	27,20%	0,08%	4,11%	9,38%	-9,09%	-5,44%	-0,11%
PV2_H_2	2012	240	3,68%	14,15%	29,11%	0,22%	4,47%	10,10%	-8,97%	-5,10%	0,69%
PV3_K_2	2012	240	3,03%	12,21%	25,20%	-0,07%	3,72%	8,63%	-9,22%	-5,80%	-0,92%
PV1_B_5	2013	185	0,77%	7,84%	17,26%	-0,98%	3,36%	9,01%	-7,01%	-2,72%	3,36%
PV2_H_5	2013	185	1,00%	8,50%	18,52%	-0,83%	3,75%	9,77%	-6,86%	-2,32%	4,23%
PV3_K_5	2013	185	0,51%	7,16%	15,94%	-1,14%	2,95%	8,21%	-7,16%	-3,14%	2,46%
PV1_B_8	2016	95	-5,94%	-1,93%	2,60%	-4,77%	1,05%	8,14%	1,61%	7,34%	13,59%
PV2_H_8	2016	95	-5,79%	-1,60%	3,17%	-4,56%	1,56%	9,05%	1,82%	7,81%	14,35%
PV3_K_8	2016	95	-6,09%	-2,29%	2,00%	-4,98%	0,51%	7,17%	1,38%	6,83%	12,77%
PV1_B_11	2018	85	-	-5,79%	-0,43%	-8,88%	-0,80%	7,74%	2,33%	8,81%	15,13%
PV2_H_11	2018	85	-	-5,37%	0,20%	-8,58%	-0,14%	8,77%	2,59%	9,31%	15,87%
PV3_K_11	2018	85	-	-6,24%	-1,11%	-9,20%	-1,51%	6,64%	2,05%	8,27%	14,33%
PV1_B_14	2020	65	n/a	n/a	-8,98%	n/a	-3,56%	7,48%	8,01%	13,48%	18,63%
PV2_H_14	2020	65	n/a	n/a	-8,00%	n/a	-2,54%	8,62%	8,24%	13,89%	19,23%
PV3_K_14	2020	65	n/a	n/a	-	n/a	-4,72%	6,22%	7,77%	13,03%	17,98%
PV1_B_17	2022	55	n/a	n/a	n/a	n/a	-6,03%	7,58%	11,43%	16,07%	20,52%
PV2_H_17	2022	55	n/a	n/a	n/a	n/a	-4,38%	8,79%	11,61%	16,42%	21,04%
PV3_K_17	2022	55	n/a	n/a	n/a	n/a	-8,25%	6,24%	11,22%	15,69%	19,96%

Πίνακας 20 ΕΒΑ ανάλογα το έτος κατασκευής του ΦΒ σταθμού και έτος κατασκευής του ΣΑΗΕ: 2026

Έτος εγκατάστασης ΣΑΗΕ: 2027

PV Plant_scenario	year	FIT	M1.C1	M1.C2	M1.C3	M2.C1	M2.C2	M2.C3	M3.C1	M3.C2	M3.C3
PV1_B_3	2012	240	4,22%	13,82%	28,09%	1,05%	4,83%	9,79%	-7,75%	-4,36%	0,55%
PV2_H_3	2012	240	4,52%	14,77%	30,08%	1,18%	5,17%	10,47%	-7,63%	-4,05%	1,27%
PV3_K_3	2012	240	3,90%	12,84%	26,01%	0,91%	4,47%	9,08%	-7,87%	-4,70%	-0,20%
PV1_B_6	2013	185	1,69%	8,49%	17,87%	0,01%	4,05%	9,36%	-5,76%	-1,84%	3,73%
PV2_H_6	2013	185	1,91%	9,12%	19,16%	0,14%	4,42%	10,08%	-5,63%	-1,47%	4,53%
PV3_K_6	2013	185	1,45%	7,82%	16,53%	-0,14%	3,66%	8,60%	-5,90%	-2,22%	2,90%
PV1_B_9	2016	95	-4,52%	-0,91%	3,30%	-3,49%	1,73%	8,33%	2,11%	7,39%	13,40%
PV2_H_9	2016	95	-4,39%	-0,60%	3,84%	-3,31%	2,20%	9,20%	2,30%	7,83%	14,15%
PV3_K_9	2016	95	-4,66%	-1,24%	2,73%	-3,68%	1,24%	7,41%	1,91%	6,91%	12,60%
PV1_B_12	2018	85	-8,50%	-4,23%	0,44%	-6,76%	0,00%	7,85%	2,68%	8,68%	14,87%
PV2_H_12	2018	85	-8,34%	-3,87%	1,01%	-6,52%	0,58%	8,83%	2,91%	9,16%	15,61%
PV3_K_12	2018	85	-8,67%	-4,61%	-0,17%	-7,02%	-0,61%	6,80%	2,43%	8,16%	14,08%
PV1_B_15	2020	65	n/a	-12,03%	-6,18%	-13,29%	-2,27%	7,50%	7,86%	13,22%	18,41%
PV2_H_15	2020	65	n/a	-11,56%	-5,53%	-12,84%	-1,46%	8,60%	8,07%	13,63%	19,02%
PV3_K_15	2020	65	n/a	-12,55%	-6,89%	-13,77%	-3,15%	6,30%	7,62%	12,77%	17,75%
PV1_B_18	2022	55	n/a	n/a	n/a	n/a	-7,18%	7,28%	10,95%	15,75%	20,32%
PV2_H_18	2022	55	n/a	n/a	n/a	n/a	-5,29%	8,51%	11,15%	16,11%	20,86%
PV3_K_18	2022	55	n/a	n/a	n/a	n/a	-9,95%	5,91%	10,74%	15,35%	19,75%

Πίνακας 21 EBA ανάλογα το έτος κατασκευής του ΦΒ σταθμού και έτος κατασκευής του ΣΑΗΕ: 2027



## 11. Παρατηρήσεις – Συμπεράσματα

Παρατηρούμε πως όσο το έτος κατασκευής του ΣΑΗΕ αυξάνεται, το όφελος είναι μεγαλύτερο, καθώς οι τιμές των μπαταριών προβλέπεται να μειωθούν σημαντικά με την πάροδο του χρόνου.

Επίσης με την παραδοχή πως το ΣΑΗΕ θα λειτουργήσει αυτόνομα χωρίς να επηρεάζεται από την εγγυημένη ταρίφα του σταθμού (Σενάριο M2) συνεισφέρει στην απόδοση της επένδυσης, καθώς απολαμβάνει μεγαλύτερες αποζημιώσεις συγκριτικά με ΦΒ σταθμούς που εγκαταστάθηκαν μετά το 2016, λόγω της αύξησης των τιμών πώλησης ηλεκτρικού ρεύματος (στρατηγικές απολιγνητοποίησης, αστάθεια τιμών Φυσικού Αερίου) σε επίπεδα μεγαλύτερα των αποζημιώσεων που δινόντουσαν σαν κίνητρο για τη κατασκευή του Σταθμού.

Ακόμη, φαίνεται πως αν επικρατήσει το σενάριο του 15% περικοπών, τότε η εγκατάσταση ενός ΣΑΗΕ για την εκμετάλλευση αυτής της ενέργειας είναι μία επένδυση η οποία είναι συμφέρουσα για τον παραγωγό στα περισσότερα σενάρια (υψηλής ταρίφας ή συμμετοχή στην αγορά του ΣΑΗΕ).

Θα πρέπει να υπολογιστούν και τυχόν ωφέλειες που προκύπτουν από επιτυχημένη συμμετοχή στις υπόλοιπες αγορές, εκτός από το arbitrage, αν υπάρχει αυτή η δυνατότητα για τον παραγωγό. Αυτό συμβαίνει καθώς η συμμετοχή στις άλλες αγορές (balancing, FFR) αποτελεί και τη βασική πηγή εσόδων συστημάτων αποθήκευσης στις άλλες αγορές της Ευρώπης, για τα πρώτα χρόνια λειτουργίας ΣΑΗΕ. Εφόσον υπάρχει αυτή η τεχνογνωσία στον παραγωγό, τότε η χρήση του ΣΑΗΕ μπορεί να αποφέρει πολύ μεγαλύτερα έσοδα. Αντίστοιχα καλύτερη μπορεί να είναι και η απόδοσή του ΣΑΗΕ με την επιτυχημένη συμμετοχή στην αγορά μέσω του arbitrage, καθώς σε πολλές περιπτώσεις μπορεί να χρησιμοποιηθεί η ενέργεια σε ώρες αιχμής με πολύ μεγαλύτερη τιμή πώλησης από την ημερήσια.

Ειδικότερα για το σενάριο περικοπών επιπέδου 10% (C2), που φαίνεται το πιο ρεαλιστικό τη δεδομένη στιγμή με βάση την αυξανόμενη διείσδυση ΑΠΕ αλλά και την προγραμματισμένη είσοδο ΣΑΗΕ στην αγορά από το 2026, τα αποτελέσματα που προκύπτουν είναι τα παρακάτω:

Για ελεύθερη συμμετοχή (M3) στην αγορά όλης της χωρητικότητας του ΣΑΗΕ (που παράγεται αποκλειστικά από τον ΦΒ σταθμό, καθώς σε οποιαδήποτε άλλη περίπτωση υπάγεται σε «γκρι» ενέργεια και όχι «πράσινη») παρατηρούμε πως η επένδυση μπορεί να προσφέρει σημαντικά έσοδα για σταθμούς με ταρίφες οι οποίες είναι μικρότερες από την DAM.

PV COD \ BESS COD	2025	2026	2027	Average
<b>2012</b>	-6,58%	-5,45%	-4,37%	-5,47%
<b>2013</b>	-3,64%	-2,73%	-1,85%	-2,74%
<b>2016</b>	7,39%	7,33%	7,38%	7,36%
<b>2018</b>	9,03%	8,80%	8,67%	8,83%
<b>2020</b>	13,79%	13,46%	13,21%	13,49%
<b>2022</b>	16,41%	16,06%	15,74%	16,07%
<b>Average</b>	6,07%	6,25%	6,46%	6,26%

Πίνακας 22 EBA (μέση τιμή.) για έτος κατασκευής ΦΒ σταθμού και ΣΑΗΕ (M3)

Για την περίπτωση της συμμετοχής στην αγορά μόνο με την ενέργεια που αποθηκεύεται από τις περικοπές (M2), παρατηρούμε πως στο σενάριο αυτό καλύτερες αποδόσεις λαμβάνουμε για σταθμούς που έχουν κατασκευαστεί πριν το 2017. Αυτό συμβαίνει καθώς έχουμε θεωρήσει πως το ΣΑΗΕ μπορεί να λειτουργήσει αυτόνομα μετά την ολοκλήρωση της λειτουργίας του ΦΣΠΗΕ. Επομένως για ΦΒ σταθμούς κατασκευασμένους πριν το 2017, υποθέτουμε κάποια χρόνια λειτουργίας του ΣΑΗΕ με συνθήκες αγοράς, το οποίο θα φέρει έσοδα. Σε αυτό το σενάριο γίνεται η παραδοχή πως θα επιτραπεί η λειτουργία του ΣΑΗΕ παρά την αβεβαιότητα λειτουργίας του ΦΣΠΗΕ. Αυτή η παραδοχή ισχύει σε όλα τα σενάρια

PV COD \ BESS COD	2025	2026	2027	Average
<b>2012</b>	3,44%	4,10%	4,82%	4,12%
<b>2013</b>	2,71%	3,35%	4,04%	3,37%
<b>2016</b>	0,35%	1,04%	1,72%	1,04%
<b>2018</b>	-1,72%	-0,82%	-0,01%	-0,85%
<b>2020</b>	-5,70%	-3,60%	-2,29%	-3,87%
<b>2022</b>	-5,19%	-6,22%	-7,47%	-6,29%
<b>Average</b>	-1,02%	-0,36%	0,14%	-0,41%

Πίνακας 23 EBA (μ.ό.) για έτος κατασκευής ΦΒ σταθμού και ΣΑΗΕ (M2)

Στο 1<sup>ο</sup> σενάριο όπου η ενέργεια που αποθηκεύεται από το ΣΑΗΕ αποζημιώνεται με την ταρίφα του ΦΒ σταθμού, τότε παρατηρούμε πως η επένδυση φαίνεται συμφέρουσα για ΦΒ σταθμούς κατασκευασμένους πριν το 2014, οι οποίοι επωφελούνται από τις υψηλές εγγυημένες αποζημιώσεις (σε επίπεδα μεγαλύτερα της τιμής αγοράς) και μετά την ολοκλήρωση λειτουργίας του ΦΒ μπορούν να λειτουργήσουν αυτόνομα στην αγορά.

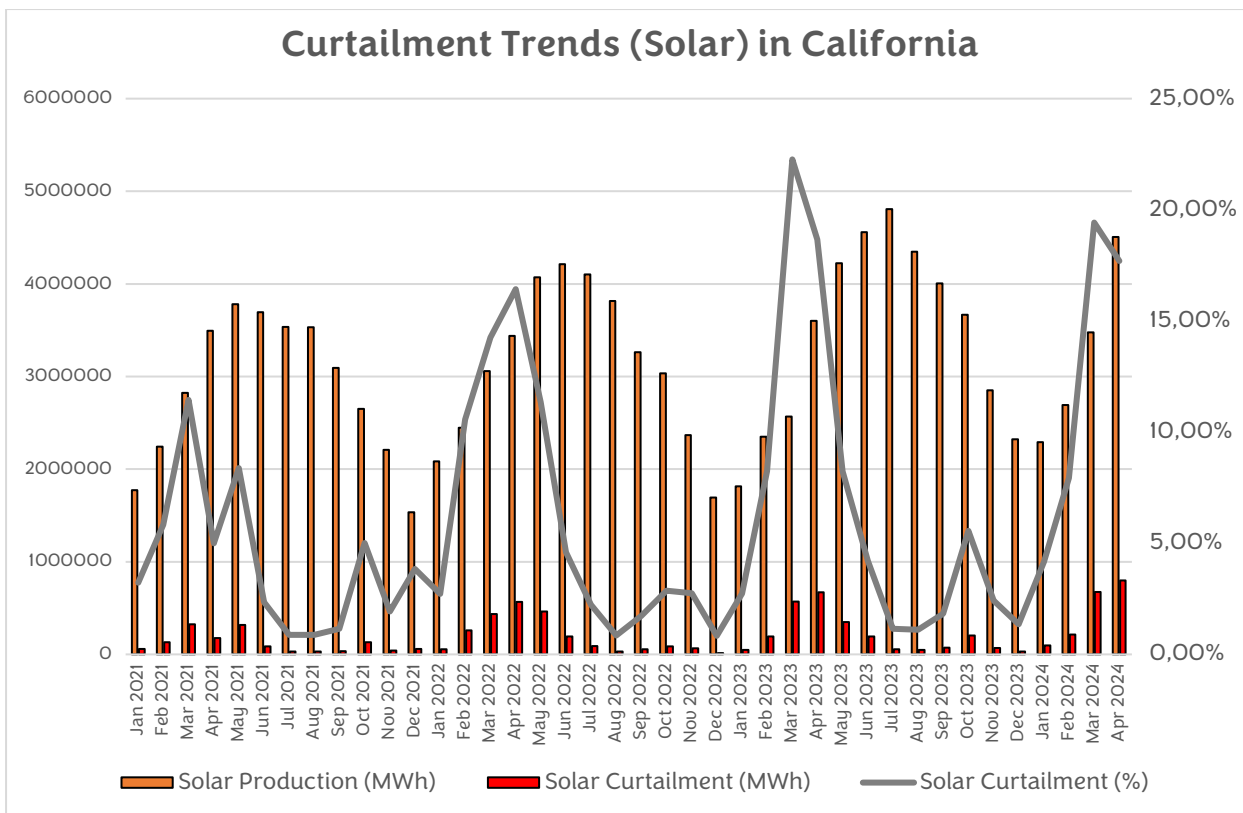
PV COD \ BESS COD	2025	2026	2027	Average
<b>2012</b>	12,64%	13,19%	13,81%	13,21%
<b>2013</b>	7,25%	7,83%	8,48%	7,85%
<b>2016</b>	-3,06%	-1,94%	-0,92%	-1,97%
<b>2018</b>	-7,92%	-5,80%	-4,24%	-5,99%
<b>2020</b>	n/a	n/a	-12,05%	n/a
<b>2022</b>	n/a	n/a	n/a	n/a
<b>Average</b>	n/a	n/a	n/a	n/a

Πίνακας 24 EBA (μέση τιμή) για έτος κατασκευής ΦΒ σταθμού και ΣΑΗΕ (M1)

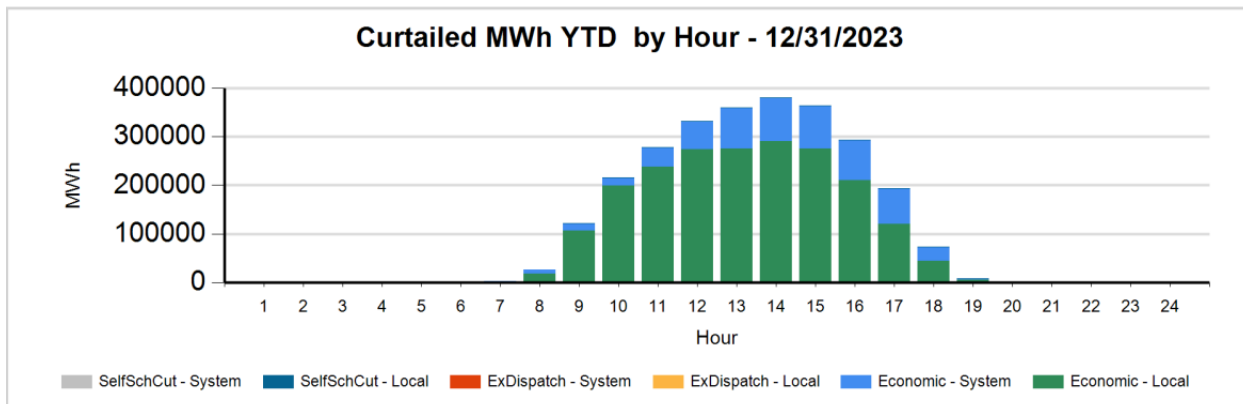
Επομένως παρατηρείται πως για ΦΒ σταθμούς που έχουν κατασκευαστεί πριν το 2014 και απολαμβάνουν υψηλές ταρίφες, είναι πιο συμφέρουσα η εγκατάσταση συστήματος ΣΑΗΕ με χρήση του μόνο για την περικοπτόμενη ενέργεια, είτε με αποζημίωση με την Ταρίφα του ΦΒ (M1 – ευνοϊκότερο σενάριο) είτε με απλή συμμετοχή στην αγορά (M2). Έτσι επιτυγχάνονται έσοδα για την ενέργεια η οποία θα ήταν απορριπτόμενη αλλά κυρίως από τη λειτουργία του ΣΑΗΕ στην αγορά, μετά την ολοκλήρωση του κύκλου ζωής του ΦΒ σταθμού. Αντίθετα, για σταθμούς που έχουν κατασκευαστεί μετά το 2016, φαίνεται πως είναι προτιμότερο το σενάριο της ελεύθερης συμμετοχής του ΣΑΗΕ στην αγορά, αξιοποιώντας όλη τη χωρητικότητα του συστήματος, με την ενέργεια που παράγεται από τον ΦΒ σταθμό (M3). Αυτό προκύπτει καθώς στη θεώρηση αυτή, το ΣΑΗΕ αποζημιώνεται με τιμές αγοράς που είναι μεγαλύτερες από τις τιμές αποζημίωσης του ΦΒ σταθμού και με την όποια ελεύθερη συμμετοχή του στην αγορά μετά την ολοκλήρωση του κύκλου ζωής του ΦΒ (αν προκύψει).

Σε όλες τις περιπτώσεις, αν ο σταθμός αποθήκευσης δεν μπορεί να συνεχίσει τη λειτουργία του με την ολοκλήρωση του κύκλου ζωής του ΦΒ σταθμού, τότε η επένδυση σε σύστημα αποθήκευσης δεν προκύπτει πως θα αποφέρει τα απαιτούμενα έσοδα για να δικαιολογηθεί η κατασκευή της.

Στα πλαίσια μελλοντικής ανάλυσης, θα μπορούσε να εξεταστεί το ίδιο σενάριο για νέα κατασκευή υβριδικού σταθμού (φωτοβολταϊκό και σύστημα αποθήκευσης), ο οποίος θα επωφεληθεί από τις αρκετά μειωμένες τιμές των ΦΒ πλαισίων και μπαταριών. Ακόμη θα μπορούσε να γίνει ανάλυση για ιδιαίτερες συνθήκες λειτουργίας, σύμφωνα με τις ώρες στις οποίες εφαρμόζεται ο περιορισμός (11:00 – 17:00) και την μεταπώληση της ενέργειας που περικόπτεται στις ώρες υψηλότερης τιμής (20:00-22:00) αλλά και για τις ημέρες/μήνες που εμφανίζονται οι περισσότερες περικοπές. Αυτή η ανάλυση πιθανόν να οδηγήσει σε διαφορετική διαστασιολόγηση του Συστήματος ΣΑΗΕ για καλύτερη εκμετάλλευση της περικοπτόμενης ενέργειας.



Εικόνα 63 Τάσεις περικοπών ΦΒ σταθμών στην πολιτεία της Καλιφόρνια (California Independent System Operator, n.d.)



Εικόνα 64 Προφίλ περικοπών ΦΒ σταθμών ανάλογα με την ώρα παραγωγής για την πολιτεία της Καλιφόρνια (California Independent System Operator [CAISO], 2023)

## 12. Βιβλιογραφία

Smil, V. (1991). *General energetics: energy in the biosphere and civilization* (Vol. 369). New York: Wiley.

Karuppu, K., Sitaraman, V., & NVICO. (2019). *Solar assessment guidance: A guide for solar trainee, trainer & assessor examination*. Notion Press. ISBN 978-1646505227.

Smil, V. (2010). *Science, energy, ethics, and civilization*. na.

Morton, O. (2006). A new day dawning?: Silicon Valley sunrise. *Nature*, 443(7107), 19-22.

Lewis, N. S., & Nocera, D. G. (2006). Powering the planet: Chemical challenges in solar energy utilization. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 103(43), 15729-15735..

Department of Energy. (2011). *Energy sources: Solar*. Archived from the original on April 14, 2011. Retrieved April 19, 2011

Gabbatiss, Josh (12 January 2024). "Analysis: World will add enough renewables in five years to power US and Canada". *Carbon Brief*. Retrieved 11 February 2024.

IEA. (2024). *Executive summary – Renewables 2023 – Analysis*. Retrieved January 16, 2024.

Ember. (2022, March 29). *Global electricity review 2022*. Retrieved April 3, 2022,

Lazard. (2023). *2023 levelized cost of energy+*. Retrieved June 14, 2023

Norman, W. (2023, June 13). *Through the roof: 49.5% of world's PV additions were rooftop in 2022 – SolarPower Europe*. PV Tech. Retrieved June 14, 2023

" IEA. (2022). *Solar PV – Analysis*. Retrieved November 10, 2022

Goldemberg, J. (2001). *World energy assessment. Energy and the challenge of sustainability*.

SolarGIS. (n.d.). World solar maps and GIS data. Retrieved August 6, 2024, from <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/world>

Joint Research Centre. (n.d.). Photovoltaic geographical information system (PVGIS). Retrieved August 6, 2024, from [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_download/map\\_index.html](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_download/map_index.html)

Böer, K. (2015). Solar Cells-Chemistry Encyclopedia-structure metal equation The pn Junction. Chemistryexplained. com.

Dey, B. K., Khan, I., Mandal, N., & Bhattacharjee, A. (2016, October). Mathematical modelling and characteristic analysis of Solar PV Cell. In 2016 IEEE 7th annual information Technology, electronics and mobile communication conference (IEMCON) (pp. 1-5). IEEE.

Luque, A., & Hegedus, S. (Eds.). (2011). Handbook of photovoltaic science and engineering. John Wiley & Sons.

U.S. Energy Information Administration. (n.d.). Photovoltaics and electricity. Retrieved August 6, 2024, from <https://www.eia.gov/energyexplained/solar/photovoltaics-and-electricity.php>

Skaaland, Å., Ricke, M., Wallevik, K., Strandberg, R., & Imenes, A. G. (2011). Potential and challenges for building integrated photo-voltaics in the Agder Region.

Forleaves. (2023, April 28). Common solar cell types. <https://www.forleaves.com/show-10-3.html>

Statista. (n.d.). Efficiency of solar cells by type. Retrieved August 6, 2024, from <https://www.statista.com/statistics/677062/efficiency-of-solar-cells-by-type/>

Liu, F., Li, Q., & Li, Z. (2018). Hole-transporting materials for perovskite solar cells. Asian Journal of Organic Chemistry, 7(11), 2182-2200.

University of Central Florida. (n.d.). Cells, modules, panels, and arrays. Retrieved August 6, 2024, from <https://energyresearch.ucf.edu/consumer/solar-technologies/solar-electricity-basics/cells-modules-panels-and-arrays/>

International Energy Agency. (2024). Solar PV global supply chains: Executive summary.

Retrieved August 6, 2024, from <https://www.iea.org/reports/solar-pv-global-supply-chains/executive-summary>

Muliadi, M., Sara, I. D., & Suriadi, S. (2021, February). The effect of bypass diode installation on partially covered solar panel output power. In IOP Conference Series: Materials Science and Engineering (Vol. 1087, No. 1, p. 012077). IOP Publishing.

Stein, J., Reise, C., Castro, J. B., Friesen, G., Maugeri, G., Urrejola, E., & Ranta, S. (2021). Bifacial photovoltaic modules and systems: Experience and results from international research and pilot applications (No. SAND-2021-4835R; IEA-PVPS T13-14: 2021). Sandia National Lab.(SNL-NM), Albuquerque, NM (United States); Fraunhofer ISE, Freiburg (Germany); Univ. of Applied Sciences and Arts of Southern Switzerland (SUPSI)(Switzerland); TÜV Rheinland, Cologne (Germany); Ricerca sul Sistema Energetico (Italy); ATAMOSTEC (Chile); Turku University of Applied Sciences (Finland).

Oketola, T. (2022, November 18). Understanding the series and parallel connection of solar panels. <https://electronics360.globalspec.com/article/18770/understanding-the-series-and-parallel-connection-of-solar-panels>

Lusson, N. (2024, August 6). Central inverters or string inverters? LinkedIn. Retrieved August 6, 2024, from <https://www.linkedin.com/pulse/central-inverters-string-nick-lusson/>

Sarang, S. A., Raza, M. A., Panhwar, M., Khan, M., Abbas, G., Touti, E., ... & Wijaya, A. A. (2024). Maximizing solar power generation through conventional and digital MPPT techniques: a comparative analysis. *Scientific Reports*, 14(1), 8944.

Höller, R., Gudopp, D., & Leschinsky, T. (2019). Solar PV cost reduction potential in Japan.

Ramasamy, V., Zuboy, J., O'Shaughnessy, E., Feldman, D., Desai, J., Woodhouse, M., ... & Margolis, R. (2022). Us solar photovoltaic system and energy storage cost benchmarks, with minimum sustainable price analysis: Q1 2022 (No. NREL/TP-7A40-83586). National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States).

SMA Solar Technology AG. (n.d.). MVPS-S2-SC4\_0-4\_6-UP-US-DS. [https://files.sma.de/downloads/MVPS-S2-SC4\\_0-4\\_6-UP-US-DS-en-24.pdf](https://files.sma.de/downloads/MVPS-S2-SC4_0-4_6-UP-US-DS-en-24.pdf)

Te Roopu Taurima, O. (2016). Analysis and Design of Gravitational Sub-Pumping Station. *International Journal of Smart Home*, 10(5), 207-216.

Energy Storage News. (2020, May 6). Behind the numbers: The rapidly falling LCOE of battery storage. Retrieved August 6, 2024

<https://www.energy-storage.news/behind-the-numbers-the-rapidly-falling-lcoe-of-battery-storage/>

McManus, M. C. (2012). Environmental consequences of the use of batteries in low carbon systems: The impact of battery production. *Applied Energy*, 93, 288-295.

<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2011.12.062>.

Akinyele, D. (2018). Analysis of photovoltaic mini-grid systems for remote locations: A techno-economic approach. *International Journal of Energy Research*, 42(3), 1363-1380.

<https://doi.org/10.1002/er.3886>

Torabi, F., & Ahmadi, P. (2020). Chapter 9—Techno-economic assessment of battery systems. *Simulation of Battery Systems*; Academic Press: Cambridge, MA, USA, 311-352.

DNV. (2024). 2024 battery scorecard. Retrieved August 6, 2024, from <https://www.dnv.com/publications/2024-battery-scorecard/>

Wood Mackenzie. (2024). LFP to overtake NMC as dominant stationary storage chemistry by 2030. Retrieved August 6, 2024, from <https://www.woodmac.com/press-releases/lfp-to-overtake-nmc-as-dominant-stationary-storage-chemistry-by-2030/>

Edina. (n.d.). Battery energy storage system (BESS). Retrieved August 6, 2024, from <https://www.edina.eu/power/battery-energy-storage-system-bess>

Gorman, W., Mills, A., Bolinger, M., Wiser, R., Singhal, N. G., Ela, E., & O'Shaughnessy, E. (2020). Motivations and options for deploying hybrid generator-plus-battery projects within the bulk power system. *The Electricity Journal*, 33(5), 106739.

Moskowitz, S. (2017). The energy storage inverter landscape: Key trends in an emerging market. GTM Research.

<https://www.woodmac.com/our-expertise/focus/Power--Renewables/The-Energy-Storage-Inverter-Landscape>.

Bullich-Massagué, E., Cifuentes-García, F. J., Glenny-Crende, I., Cheah-Mañé, M., Aragüés-Peñalba, M., Díaz-González, F., & Gomis-Bellmunt, O. (2020). A review of energy storage technologies for large scale photovoltaic power plants. *Applied Energy*, 274, 115213.



Mashal, J., & Sloane, T. (n.d.). A battery for hire: AC vs. DC coupling for solar + energy storage projects. Market Applications Team, Fluence Energy. Retrieved August 6, 2024, from <https://blog.fluenceenergy.com/energy-storage-ac-dc-coupled-solar>

Bird, L., Lew, D., Milligan, M., Carlini, E. M., Estanqueiro, A., Flynn, D., ... & Miller, J. (2016). Wind and solar energy curtailment: A review of international experience. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 65, 577-586.

Fluence Energy. (2024, August 6). Open letter to European policy makers and media regarding the REPowerEU plan. Retrieved August 6, 2024, from <https://blog.fluenceenergy.com/open-letter-european-policy-makers-media-regarding-repowereu-plan>

Ember. (2024). European electricity review 2024 (p. 25). Ember Climate. Retrieved August 6, 2024 from <https://ember-climate.org/reports/european-electricity-review-2024/>

Catapult. (2024, August 6). Battery storage project to help reduce wind curtailments. Retrieved August 6, 2024, from <https://es.catapult.org.uk/news/battery-storage-project-help-reduce-wind-curtailments/>

U.S. Energy Information Administration. (2024, August 6). Today in energy: Energy storage adoption grows. Retrieved August 6, 2024, from <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=49276>

California Energy Commission. (n.d.). Electric generation capacity and energy. Retrieved August 6, 2024, from <https://www.energy.ca.gov/data-reports/energy-almanac/california-electricity-data/electric-generation-capacity-and-energy>

Denholm, P. L., & Margolis, R. M. (2018). The potential for energy storage to provide peaking capacity in california under increased penetration of solar photovoltaics (No. NREL/TP-6A20-70905). National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States).

International Energy Agency. (2023). VRE shares in generation and technical curtailment for selected countries. Retrieved August 6, 2024, from <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/vre-shares-in-generation-and-technical-curtailment-for-selected-countries>. Licence: CC BY 4.0

The Green Tank. (2024, May 27). ADMIE: April 2024 update. Retrieved August 6, 2024, from <https://thegreentank.gr/2024/05/27/admie-apr24-el/>

IENE. (2024). Ενεργειακές τάσεις 2023-2024: Σειρά μελετών IENE για τις τάσεις στον ενεργειακό τομέα (Μελέτη IENE M80). Αθήνα: IENE. Retrieved August 6, 2024, from <https://www.iene.gr/articlefiles/meleti%20gia%20taseis%20ths%20ellhnikis%20agoras.pdf>

ENTSO-E. (2023). Factsheet: Statistical report 2023. Retrieved August 6, 2024, from [https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Publications/Statistics/Factsheet/entsoe\\_sfs2023\\_web.pdf](https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Publications/Statistics/Factsheet/entsoe_sfs2023_web.pdf)

RAE. (2022). Proposal for the flexible hydrogen and renewable gas market (FHR). Retrieved August 6, 2024, from [https://www.rae.gr/wp-content/uploads/2022/10/1769\\_17.10.2022\\_rae\\_proposal\\_fhr.pdf](https://www.rae.gr/wp-content/uploads/2022/10/1769_17.10.2022_rae_proposal_fhr.pdf)

PV Magazine. (2024, May 13). Greece's solar curtailment starts to bite. Retrieved August 6, 2024, from <https://www.pv-magazine.com/2024/05/13/greeces-solar-curtailment-starts-to-bite/>

EnergyPress. (2024, August 6). Μπίσκας: Στο 15% οι περικοπές ΑΠΕ 2030 με μπαταρίες 31 γιγαβάτ που προβλέπει ΕΣΕΚ - Αμελητέες οι. Retrieved August 6, 2024, from <https://energypress.gr/news/mpiskas-sto-15-oi-perikopes-ape-2030-me-mpatararies-31-gigabat-poy-problepei-esek-amelitees-oi>

International Energy Agency. (2023). VRE shares in generation and technical curtailment for selected countries. Retrieved August 6, 2024, from <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/vre-shares-in-generation-and-technical-curtailment-for-selected-countries>

TSOC. (n.d.). RES curtailments annual. Retrieved August 6, 2024, from <https://tsoc.org.cy/information/res-curtailments-annual/>

Meteonorm. (n.d.). Maps. Retrieved August 6, 2024, from <https://meteonorm.com/en/product/maps>

PVsystem. (n.d.). IAM loss. Retrieved August 6, 2024, from [https://www.pvsyst.com/help/iam\\_loss.htm](https://www.pvsyst.com/help/iam_loss.htm)

National Renewable Energy Laboratory. (n.d.). Home. Retrieved August 6, 2024, from <https://www.nrel.gov/>

BloombergNEF. (n.d.). Home. Retrieved August 6, 2024, from <https://about.bnef.com/>

National Renewable Energy Laboratory. (2023). Utility-scale battery storage. Retrieved August 6, 2024, from [https://atb.nrel.gov/electricity/2023/utility-scale\\_battery\\_storage](https://atb.nrel.gov/electricity/2023/utility-scale_battery_storage)

BloombergNEF. (2024, August 6). Lithium-ion battery pack prices hit record low of \$139/kWh. Retrieved August 6, 2024, from <https://about.bnef.com/blog/lithium-ion-battery-pack-prices-hit-record-low-of-139-kwh/>

YPEN. (2020). Long-term strategy for a climate-neutral economy [PDF]. Retrieved August 6, 2024, from [https://ypen.gov.gr/wp-content/uploads/2020/11/lts\\_gr\\_el.pdf](https://ypen.gov.gr/wp-content/uploads/2020/11/lts_gr_el.pdf)

MPinarada. (2020). LFP battery energy storage system specification (Version 1.1, 20200804) [PDF]. Retrieved August 6, 2024, from <https://mpinarada.com/wp-content/uploads/2021/06/NESP-NWI-OA-Series-LFP-Battery-Energy-Storage-System-Specification-V1.1-20200804.pdf>

Battery Germany. (2022). LF280K 280Ah product specification (Version B) [PDF]. Retrieved August 6, 2024, from <https://www.battery-germany.de/wp-content/uploads/2022/02/LF280K-280Ah-Product-Specification-Version-B.pdf>

CATL. (2024). Product specification [PDF]. Retrieved August 6, 2024, from [https://www.catl.com/en/uploads/1/file/public/202406/20240624152558\\_qft6x51t14.pdf](https://www.catl.com/en/uploads/1/file/public/202406/20240624152558_qft6x51t14.pdf)

Preger, Y., Barkholtz, H. M., Fresquez, A., Campbell, D. L., Juba, B. W., Romàn-Kustas, J., ... & Chalamala, B. (2020). Degradation of commercial lithium-ion cells as a function of chemistry and cycling conditions. *Journal of The Electrochemical Society*, 167(12), 120532.

National Renewable Energy Laboratory. (2024). Utility-scale battery storage. Retrieved August 6, 2024, from [https://atb.nrel.gov/electricity/2024/utility-scale\\_battery\\_storage](https://atb.nrel.gov/electricity/2024/utility-scale_battery_storage)

California Independent System Operator (CAISO). (2023). Wind and solar curtailment report: December 31, 2023. CAISO.

Schleifer, A. H., Murphy, C. A., Cole, W. J., & Denholm, P. L. (2021). The evolving energy and capacity values of utility-scale PV-plus-battery hybrid system architectures. *Advances in Applied Energy*, 2, 100015.

Torabi, F., & Ahmadi, P. (2020). Chapter 9—Techno-economic assessment of battery systems. *Simulation of Battery Systems; Academic Press: Cambridge, MA, USA*, 311-352.

Gangopadhyay, U., Roy, S., Garain, S., Jana, S., & Das, S. (2012). Comparative simulation study between n-type and p-type Silicon Solar Cells and the variation of efficiency of n-type Solar Cell by the application of passivation layer with different thickness using AFORS HET and PC1D. *IOSR Journal of Engineering*, 2(8), 41-48.

Close, J., Barnard, J. E., Chew, Y. J., & Perera, S. (2024). A holistic approach to improving safety for battery energy storage systems. *Journal of Energy Chemistry*.

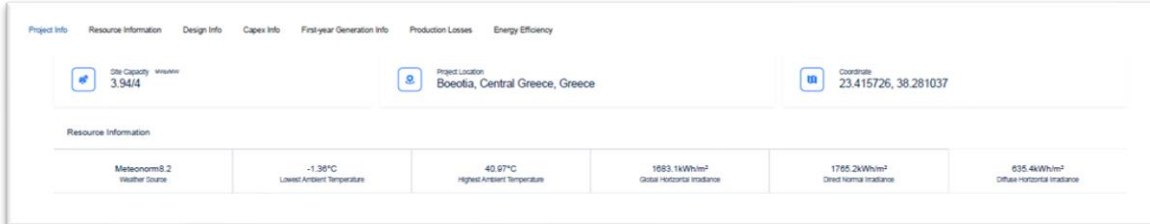
California Independent System Operator. (n.d.). Managing the evolving grid. CAISO. <https://www.caiso.com/about/our-business/managing-the-evolving-grid>

## 13. Παράρτημα

Αποτελέσματα σχεδιαστικού προγράμματος ΦΒ σταθμών:

### ΦΒ Σταθμός 1

Γενικές πληροφορίες Φωτοβολταϊκού Σταθμού:



Απεικόνιση ΦΒ σταθμού σε χάρτη:

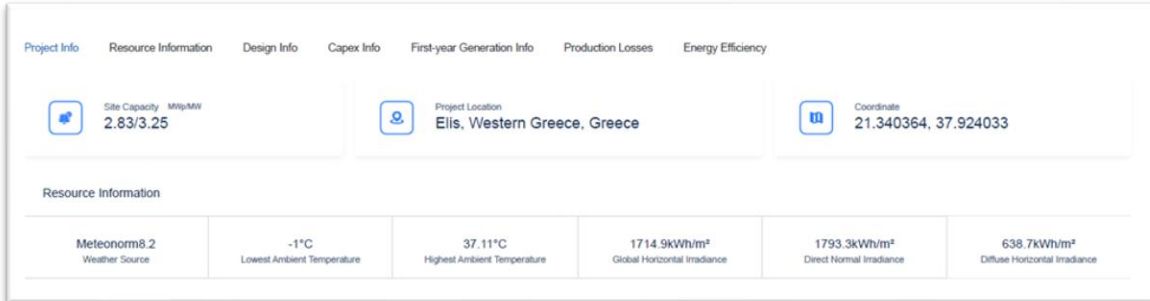


Φωτορεαλιστική απεικόνιση Φωτοβολταϊκού Σταθμού:



## ΦΒ Σταθμός 2

Γενικές πληροφορίες Φωτοβολταϊκού Σταθμού:



Απεικόνιση ΦΒ σταθμού σε χάρτη:



Φωτορεαλιστική απεικόνιση Φωτοβολταϊκού Σταθμού:



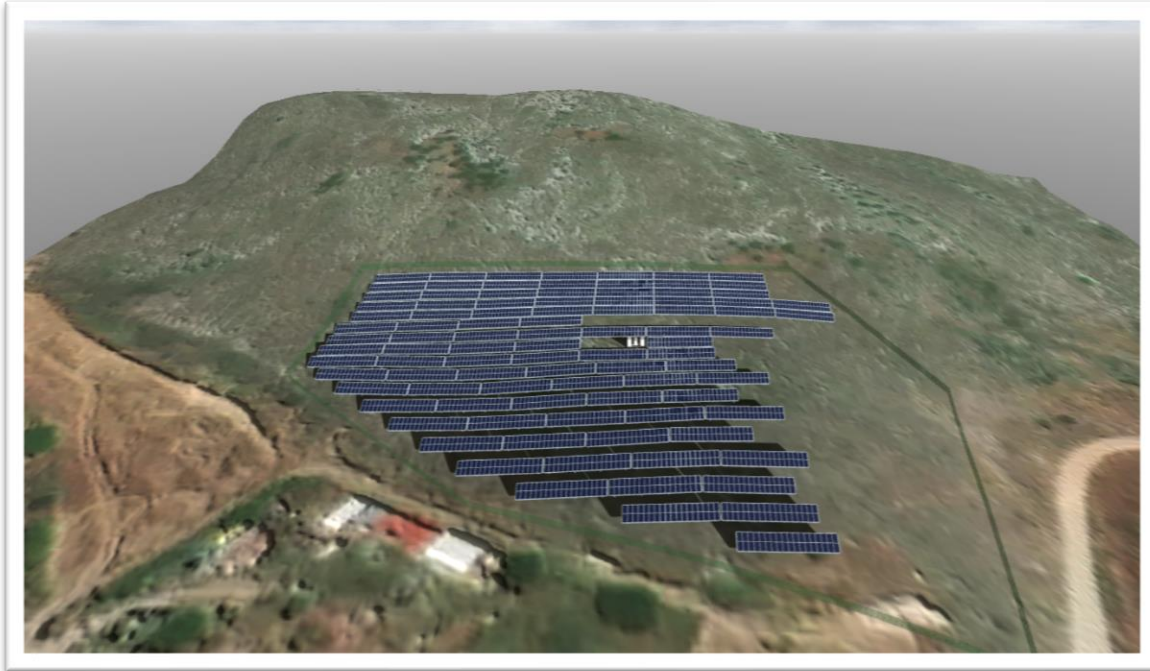


### ΦΒ Σταθμός 3

Πληροφορίες Φωτοβολταϊκού Σταθμού και προσομείωση παραγωγής ενέργειας:



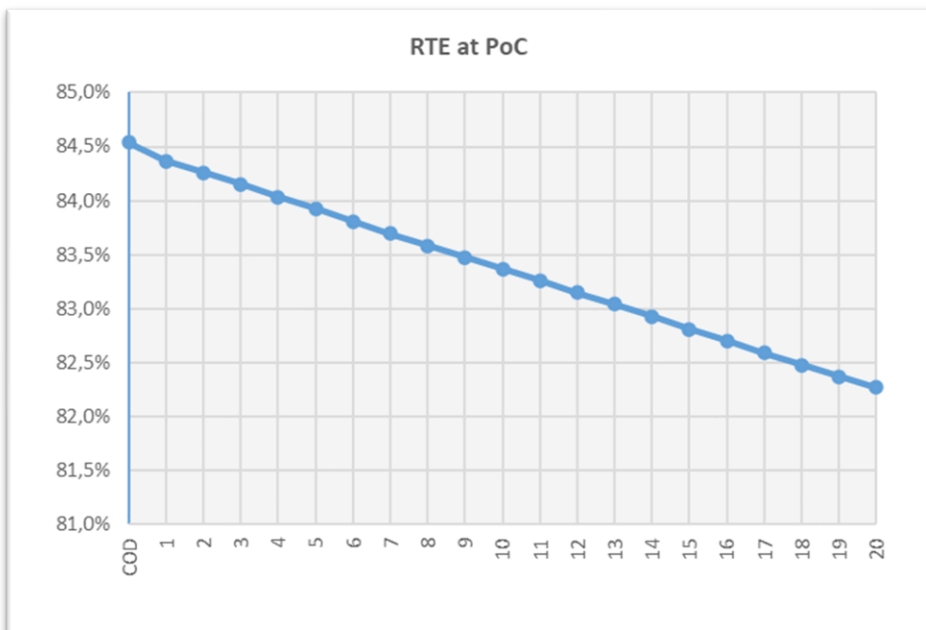
Φωτορεαλιστική απεικόνιση Φωτοβολταϊκού Σταθμού:



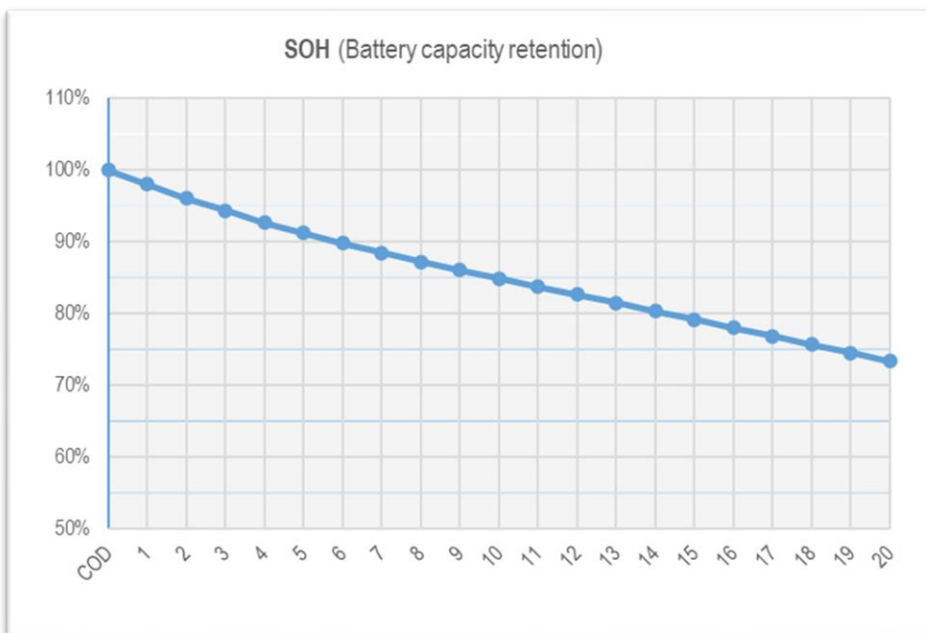


## ΣΑΗΕ

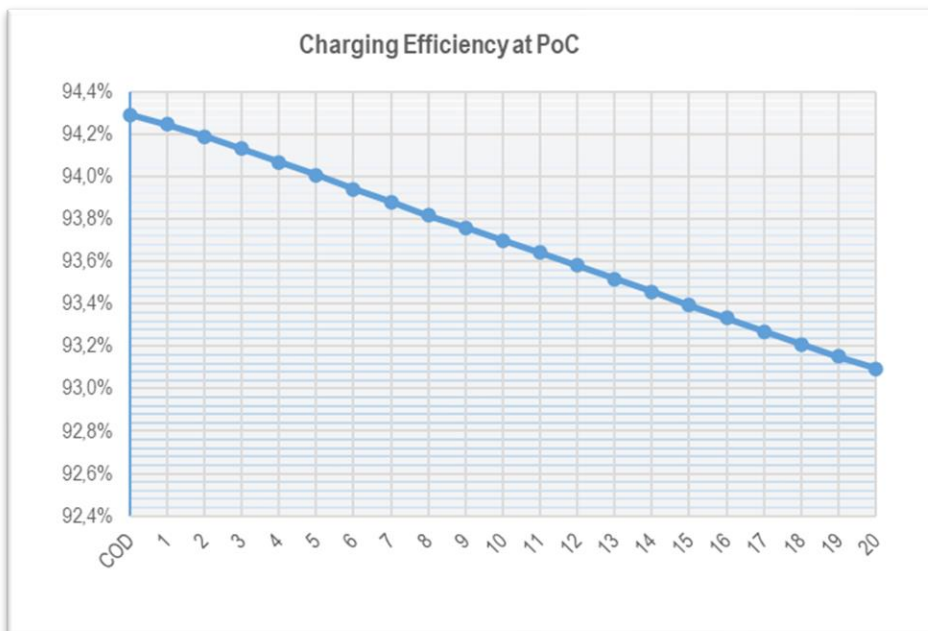
Διάγραμμα Round Trip Efficiency στο σημείο σύνδεσης (PoC) κατά τη διάρκεια ζωής του συστήματος:



Κατάσταση Υγείας της μπαταρίας κατά τη διάρκεια ζωής του συστήματος:



Αποδοτικότητα φόρτισης σταθμού αποθήκευσης κατά τη διάρκεια ζωής του συστήματος:



Αποδοτικότητα εκφόρτισης σταθμού αποθήκευσης κατά τη διάρκεια ζωής του συστήματος:

